

QC.33. EXPLORATION ET EXPLOITATION DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL AINSI QUE TRAITEMENT DU GAZ NATUREL

QC.33.1. Sources visées

Les sources visées sont les procédés et les équipements suivants:

1° l'exploration et l'exploitation de pétrole et de gaz naturel en milieu aquatique effectuées sur toute plateforme temporaire ou permanente, lesquelles comprennent:

- a) l'utilisation d'équipements servant à extraire des hydrocarbures des terres submergées;
- b) l'utilisation d'équipements servant à transférer le pétrole ou le gaz naturel dans des réservoirs, des bateaux ou en milieu terrestre, incluant les plateformes secondaires et les réservoirs attenants à la plateforme principale;

2° l'exploration et l'exploitation de pétrole et de gaz naturel en milieu terrestre, lesquelles comprennent:

- a) l'utilisation d'équipements aux puits, tels que les compresseurs, les génératrices, les installations de stockage et les conduites, telles que les conduites d'écoulement ou de collecte à l'intérieur de l'installation;
- b) l'utilisation d'équipements portables non motorisés, tels que l'équipement de forage, de complétion et de reconditionnement de puits;
- c) l'utilisation d'équipements de séparation par gravité;
- d) l'utilisation d'équipements d'appoint non liés au transport, incluant les équipements loués, nécessaires à l'exploration et l'exploitation, à l'extraction, à la récupération, à l'enlèvement, à la stabilisation, à la séparation ou au traitement du pétrole et du gaz naturel, incluant les condensats;
- e) les installations de stockage et les systèmes servant à la collecte du gaz extrait de plusieurs puits;
- f) les activités de récupération assistée du pétrole (RAP) nécessitant l'injection de CO₂;
- g) les installations d'exploration et d'exploitation situées sur une île naturelle ou artificielle ou sur une structure reliée par une route au continent ou à une île naturelle ou artificielle;

3° le traitement de gaz naturel en milieu terrestre, lequel comprend:

- a) l'extraction des hydrocarbures ou des condensats;
- b) l'extraction de l'eau;
- c) la séparation des gaz naturels liquéfiés;
- d) l'extraction du sulfure d'hydrogène (H₂S) et du CO₂;
- e) la fracturation liquide présent dans le gaz naturel;
- f) le captage du CO₂ extrait du gaz naturel aux fins de livraison à l'extérieur des installations;
- g) les stations collectrices ou auxiliaires où le gaz naturel en provenance de multiples têtes de puits est rassemblé et traité de même que compressé aux fins de transport, notamment au moyen de conduites d'écoulement internes ou externes, ou de compresseurs, pour alimenter les usines de traitement du gaz naturel;
- h) tout autre procédé de traitement.

QC.33.2. Renseignements particuliers à déclarer concernant les émissions de gaz à effet de serre

Conformément au paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 6.2, la déclaration d'émissions de gaz à effet de serre doit notamment comprendre les renseignements suivants:

1° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements fixes de combustion calculées et déclarées conformément à QC.1 ou, lorsque le gaz extrait du site ou tout autre type de gaz est utilisé, conformément à QC.33.3.19, en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'utilisation d'équipements portables calculées et déclarées

conformément à QC.1 ou, lorsque le gaz extrait du site ou tout autre type de gaz est utilisé, conformément à QC.33.3.19, en tonnes métriques;

3° les émissions fugitives annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O des installations d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière en milieu aquatique provenant de fuites d'équipements, d'événements et de torches, calculées conformément à QC.33.3.21, en tonnes métriques;

4° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O des installations d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière en milieu terrestre, en tonnes métriques, en précisant:

- a) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé et aux pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, calculées conformément à QC.33.3.1;
- b) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des équipements pneumatiques à faible échappement ou à échappement intermittent fonctionnant au gaz naturel, calculées conformément à QC.33.3.2;
- c) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides, calculées conformément à QC.33.3.3;
- d) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux événements de déshydrateurs, calculées conformément à QC.33.3.4;
- e) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des puits pour l'extraction des liquides, calculées conformément à QC.33.3.5;
- f) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des puits de gaz naturel pendant les complétions et les reconditionnements, calculées conformément à QC.33.3.6;
- g) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements de décharge des équipements, calculées conformément à QC.33.3.7;
- h) les émissions annuelles de CH₄ attribuables aux bris de conduites causés par un tiers, calculées conformément à QC.33.3.8;
- i) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux événements des réservoirs associées à l'exploration, à l'exploitation, au traitement et au stockage de pétrole et de gaz naturel des installations en milieu terrestre, calculées conformément à QC.33.3.9;
- j) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux réservoirs de transmission, calculées conformément à QC.33.3.10;
- k) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux événements et aux torches des puits pendant les tests de production, calculées conformément à QC.33.3.11;
- l) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux gaz associés dirigés aux événements ou aux torches, calculées conformément à QC.33.3.12;
- m) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux torches, calculées conformément à QC.33.3.13;
- n) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des compresseurs centrifuges, calculées conformément à QC.33.3.14;
- o) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des compresseurs alternatifs, calculées conformément à QC.33.3.15;
- p) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux composantes des pipelines de collecte, calculées conformément à QC.33.3.17;
- q) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des composantes d'équipement, telles les vannes, les raccords, les conduites ouvertes à l'atmosphère, les soupapes de surpression, les pompes, les brides, les instruments métrologiques, les bras de chargement, les soupapes de sûreté, les boîtes à bourrage, les joints d'étanchéité de compresseur, les leviers de commande de décharge et les couvercles d'événements pour le traitement du pétrole brut, calculées conformément à QC.33.3.17;
- r) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux décharges des pompes d'injection lors de la récupération assistée de pétrole, calculées conformément à QC.33.3.18;

s) les émissions fugitives annuelles des autres sources d'émissions fugitives, calculées conformément à QC.33.3.20;

5° les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O des installations de traitement de gaz naturel en milieu terrestre, en tonnes métriques, en précisant:

a) les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides, calculées conformément à QC.33.3.3;

b) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux événements de déshydrateurs, calculées conformément à QC.33.3.4;

c) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements de décharge des équipements, calculées conformément à QC.33.3.7;

d) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables au stockage de gaz naturel, calculées conformément à QC.33.3.9;

e) les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux torches, calculées conformément à QC.33.3.13;

f) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des compresseurs centrifuges, calculées conformément à QC.33.3.14;

g) les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des compresseurs alternatifs, calculées conformément à QC.33.3.15;

h) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ provenant des composantes d'équipement, telles les vannes, les raccords, les conduites ouvertes à l'atmosphère, les soupapes de surpression et les compteurs, calculées conformément à QC.33.3.16;

i) les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux composantes de pipelines des collectes, calculées conformément à QC.33.3.17;

j) les émissions fugitives annuelles des autres sources d'émissions fugitives, telles que l'événement de la garniture de la tige de piston du compresseur alternatif et les joints d'étanchéité secs et humides du compresseur centrifuge, calculées conformément à QC.33.3.20;

6° les données suivantes pour chaque source d'émissions visées aux paragraphes 2 à 4:

a) les facteurs d'émissions spécifiques utilisés en remplacement des valeurs indiquées aux tableaux 33-1 et 33-2 prévus à QC.33.6;

b) le nombre d'équipements pneumatiques au gaz naturel utilisés, selon chaque type, soit à échappement élevé, à faible échappement ou à échappement intermittent;

c) le nombre de pompes pneumatiques au gaz naturel;

d) la quantité totale de gaz naturel traité à la sortie des équipements d'épuration des gaz acides, en milliers de mètres cubes;

e) dans le cas de l'utilisation de déshydrateurs au glycol, le nombre de déshydrateurs exploités, en indiquant:

i. le nombre de déshydrateurs dont la capacité est inférieure à 11 328 m³ par jour, aux conditions de référence;

ii. le nombre de déshydrateurs dont la capacité est égale ou supérieure à 11 328 m³ par jour, aux conditions de référence;

f) le nombre de puits avec événements à l'atmosphère pour l'extraction des liquides;

g) le nombre de conduites endommagées par un tiers et les volumes de gaz naturel émis à l'atmosphère pour chacun des bris;

h) le nombre de puits avec événements à l'atmosphère pendant la complétion, en indiquant:

i. le nombre de complétions de puits conventionnels;

ii. le nombre de complétions de puits recourant à la fracturation hydraulique;

i) le nombre de puits avec événements à l'atmosphère pendant le reconditionnement;

j) pour chaque compresseur utilisé:

i. le type de compresseur;

ii. dans le cas où la somme des capacités nominales des compresseurs à l'établissement est supérieure ou égale à 186,4 kW:

- la capacité nominale du compresseur, en kilowatts;

- le nombre annuel de décharges;

iii. le nombre de compresseurs démarrés durant l'année;

k) le nombre de décharges des pompes d'injection lors de la récupération assistée de pétrole;

l) le nombre de puits testés;

m) le nombre de puits pour lesquels les gaz associés sont dirigés aux événements ou aux torches;

n) le nombre de puits soumis à l'extraction des liquides;

o) le nombre de puits reconditionnés;

p) lorsque les méthodes de calcul prévues à QC.33.3.16 et QC.33.3.17 sont utilisées:

i. les composantes de chaque source d'émission;

ii. les facteurs d'émission déterminés conformément à QC.33.4.16 et QC.33.4.17;

iii. le nombre total de fuites détectées lors des campagnes annuelles de détection effectuées;

q) la quantité annuelle de pétrole produit, en kilolitres;

r) la quantité de gaz naturel produit, en milliers de mètres cubes;

7° le nombre de fois où les méthodes d'estimation des données manquantes prévues à QC.33.5 ont été utilisées.

Les émissions attribuables à l'évacuation ou à d'autres sources d'émissions fugitives ou d'événements visées aux sous-paragraphes q et s du paragraphe 4 et au sous-paragraphe j du paragraphe 5 du premier alinéa n'ont pas à être déclarées lorsque les émissions d'une source sont inférieures à 0,5% des émissions totales de l'émetteur et que le total des émissions non déclarées en vertu du présent alinéa n'excède pas 1% des émissions totales de l'émetteur.

Pour l'application du paragraphe 8 du premier alinéa de l'article 6.2:

1° sont des émissions attribuables à la combustion les émissions visées aux paragraphes 1 et 2 du premier alinéa;

2° sont des émissions autres les émissions visées aux paragraphes 3 à 5 du premier alinéa.

QC.33.3. Méthodes de calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'exploration, à l'exploitation de pétrole et de gaz naturel et au traitement de gaz naturel doivent être calculées conformément à l'une des méthodes de calcul prévues à QC.33.3.1 à QC.33.3.20.

Lorsqu'aucune méthode de calcul n'est prévue pour une source d'émission, l'émetteur doit utiliser les pratiques d'inventaire propres au secteur.

QC.33.3.1. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé et aux pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel

Les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé, c'est-à-dire un équipement dont le débit à l'événement est supérieur à 0,17 m³ à l'heure, et attribuables aux pompes pneumatiques au gaz naturel doivent être calculées conformément aux équations 33-1 à 33-4:

Équation 33-1

$$GES_j = GES_{m,j} + GES_{n-m,j}$$

Où:

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé et aux pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, en tonnes métriques;

$GES_{m,i}$ = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé et aux pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, calculées selon l'équation 33-2 lorsque le volume annuel de gaz naturel consommé est mesuré, en tonnes métriques;

$GES_{n-m,i}$ = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé et aux pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, calculées, lorsque le volume annuel de gaz naturel consommé par les équipements n'est pas mesuré, selon l'équation 33-3 dans le cas des équipements pneumatiques à échappement élevé et selon l'équation 33-4 dans le cas des pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, en tonnes métriques;

i = CO₂ ou CH₄;

Équation 33-2

$$GES_{m,i} = V_{GN} \times FM_i \times \frac{MM_i}{CVM} \times 0,001$$

Où:

$GES_{m,i}$ = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé ou aux pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, en tonnes métriques;

V_{GN} = Volume annuel de gaz naturel consommé par les équipements pneumatiques à échappement élevé ou par les pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, mesuré conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.1, en mètres cubes aux conditions de référence;

FM_i = Fraction molaire du gaz i dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

MM_i = Masse moléculaire du gaz i , en kilogrammes par kilomole;

CVM = Facteur de conversion du volume molaire, soit 24,06 m³ par kilomole aux conditions de référence;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

i = CO₂ ou CH₄;

Équation 33-3



Où :

$GES_{n-m,i}$ = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé, en tonnes métriques;

n = Nombre total d'équipements pneumatiques à échappement élevé;

j = Équipement pneumatique à échappement élevé;

D_j = Débit de gaz naturel de l'équipement pneumatique j , déterminé conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.1, en mètres cubes par heure aux conditions de référence;

t_j = Temps de fonctionnement annuel de l'équipement pneumatique j , en heures;

FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

ri = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

i = CO₂ ou CH₄;

Équation 33-4



Où :

$GES_{n-m,i}$ = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel,

en tonnes métriques;
 m = Nombre total de pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel;
 k = Pompe pneumatique fonctionnant au gaz naturel;
 QGN,k = Quantité de gaz naturel consommé par la pompe pneumatique fonctionnant au gaz naturel k, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4.1, en mètres cubes par litre de liquide pompé, aux conditions de référence;
 Vk = Volume de liquide pompé annuellement, en litres;
 FMI = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;
 ri = Densité du gaz à effet de serre i, soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;
 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;
 i = CO₂ ou CH₄;

QC.33.3.2. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des équipements pneumatiques à faible échappement ou à échappement intermittent fonctionnant au gaz naturel

Les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des équipements pneumatiques à faible échappement ou à échappement intermittent fonctionnant au gaz naturel doivent être calculées séparément selon l'équation 33-5:

Équation 33-5



Où :
 GESi = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux événements des équipements pneumatiques à faible échappement ou à échappement intermittent fonctionnant au gaz naturel, en tonnes métriques;
 j = Type d'équipement pneumatique à faible échappement ou à échappement intermittent fonctionnant au gaz naturel;
 Nj = Nombre d'équipements pneumatiques de type j déterminé conformément à QC.33.4.2;
 FEj = Facteur d'émission des équipements pneumatiques de type j, déterminé conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.2, en mètres cubes par heure aux conditions de référence;
 tj = Temps de fonctionnement annuel de l'équipement pneumatique de type j, en heures;
 FMI = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;
 ri = Densité du gaz à effet de serre i, soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;
 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;
 i = CO₂ ou CH₄.

QC.33.3.3. Calcul des émissions de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides

À l'exception des émissions qui sont réintroduites dans un puits de pétrole ou des gaz et des émissions qui sont envoyés vers une torche commune à d'autres équipements qui doivent être calculées conformément à QC.33.3.13, les émissions de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides doivent être calculées conformément à l'une des méthodes suivantes:

1° à l'aide des données obtenues par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à QC.1.3.4;

2° lorsqu'il n'y a pas de système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions mais qu'il y a un équipement qui mesure la quantité de gaz émis, selon l'équation 33-6:

Équation 33-6



Où :
 CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides, en tonnes métriques;
 VG = Volume annuel de gaz naturel non traité à la sortie des équipements d'épuration des gaz acides, mesuré conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.3, en mètres cubes aux conditions de référence;
 FMCO₂ = Fraction molaire de CO₂ dans le gaz naturel non traité à la sortie des équipements d'épuration des gaz acides, déterminée conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.3;
 rCO₂ = Densité du CO₂, soit 1,893 kg par mètre cube, aux conditions de référence;
 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

3° lorsqu'il n'y a pas de système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, ni d'équipement qui mesure la quantité de gaz émis, selon l'équation 33-7:

Équation 33-7



Où :
 CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables aux équipements d'épuration des gaz acides, en tonnes métriques;
 VG = Volume annuel de gaz naturel non traité se dirigeant aux équipements d'épuration des gaz acides, mesuré conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.3, en mètres cubes aux conditions de référence;
 FMCO₂-en = Fraction molaire de CO₂ dans le gaz naturel non traité à l'entrée des équipements d'épuration des gaz acides, déterminée conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.3;
 FMCO₂-sort = Fraction molaire de CO₂ dans le gaz naturel traité à la sortie des équipements d'épuration des gaz acides, déterminée conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.3;
 FMH₂S-en = Fraction molaire de H₂S dans le gaz naturel non traité à l'entrée des équipements d'épuration des gaz acides, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4.3;
 FMH₂S-sort = Fraction molaire de H₂S dans le gaz naturel traité à la sortie des équipements d'épuration des gaz acides,

déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4.3;
rCO₂ = Densité du CO₂, soit 1,893 kg par mètre cube, aux conditions de référence;
0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.33.3.4. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux événements des déshydrateurs

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux événements de déshydrateurs doivent être calculées conformément à l'une des méthodes suivantes:

1° déterminer les émissions de CO₂ et de CH₄ à l'aide du progiciel de simulation tel GRI-GLYCalc, version 4, ou AspenTech HYSYS^{MD} ou d'un outil de simulation similaire. Ce progiciel ou cet outil doit utiliser l'équation d'état Peng-Robinson pour calculer le coefficient d'équilibre, permettre de déterminer les émissions de CH₄ et de CO₂ des déshydrateurs, permettre d'inclure les appareils de contrôle du régénérateur, le réservoir de détente, une unité de dégazolinage et une pompe à injection de gaz ou une pompe au gaz et permettre de spécifier les paramètres suivants:

- a) le taux d'alimentation en gaz naturel;
- b) la teneur en eau du gaz naturel d'alimentation;
- c) la teneur en eau du gaz naturel de sortie;
- d) le type de pompe de circulation de l'unité d'absorption, soit pneumatique au gaz naturel ou pneumatique à air ou à électricité;
- e) le taux de circulation de l'absorbant;
- f) le type d'absorbant, tel le triéthylène glycol, le diéthylène glycol ou l'éthylène glycol;
- g) l'utilisation d'une unité de dégazolinage;
- h) l'utilisation d'un réservoir de détente avec récupération du gaz;
- i) le nombre d'heures d'exploitation;
- j) la température et la pression du gaz naturel humide;
- k) la composition du gaz naturel humide déterminée conformément à QC.33.4.4;

2° dans le cas des déshydrateurs utilisant des produits déshydratants, calculer les émissions à partir de la quantité de gaz naturel émise à la suite de chaque décharge survenue lors du remplissage de produits déshydratants, selon l'équation 33-8:

Équation 33-8



Où :

- GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* attribuables aux événements des déshydrateurs, en tonnes métriques;
- H = Hauteur du réservoir du déshydrateur, en mètres;
- D = Diamètre intérieur du réservoir du déshydrateur, en mètres;
- π = Nombre pi, soit 3,1416;
- P = Pression du gaz naturel, en kilopascals;
- P_{Atm} = Pression atmosphérique, en kilopascals;
- G = Fraction en volume du réservoir occupé par le gaz naturel;
- t = Durée entre les remplissages, en jours;
- 365 = Nombre de jours dans une année;
- T_R = Température de référence, soit 293,15 kelvins;
- T_d = Température à l'événement du déshydrateur, en kelvins;
- P_d = Pression à l'événement du déshydrateur, en kilopascals;
- P_R = Pression de référence, soit 101,325 kPa;
- FMI = Fraction molaire du gaz à effet de serre *i* dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;
- r_i = Densité du gaz à effet de serre *i*, soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;
- 0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;
- i* = CO₂ ou CH₄;

3° lorsque les émissions attribuables aux événements des déshydrateurs sont envoyées à la torche, calculer les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O selon la méthode prévue à QC.33.3.13 en utilisant le volume et la composition du gaz déterminés conformément au paragraphe 1.

Aux fins du calcul des émissions en vertu du premier alinéa, lorsque le déshydrateur effectue la récupération des vapeurs, les émissions doivent être ajustées à la baisse en fonction des émissions récupérées.

QC.33.3.5. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des puits pour l'extraction des liquides

Les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des puits pour l'extraction des liquides doivent être calculées selon l'une des méthodes suivantes:

1° les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des puits pour l'extraction des liquides peuvent être calculées selon l'équation 33-9:

Équation 33-9



Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* attribuables aux événements des puits pour l'extraction des liquides, en tonnes métriques;

n = Nombre de groupes de puits;

j = Groupe de puits où sont extraits les liquides;

N = Nombre de puits d'un même groupe;

V = Débit moyen de gaz naturel à la sortie de l'événement du puits représentatif du groupe *j*, mesuré conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.5, en mètres cubes par heure aux conditions de référence;

t = Temps annuel de décharge aux événements du puits représentatif du groupe *j*, en heures;

FMI = Fraction molaire du gaz à effet de serre *i* dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre *i*, soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

i = CO₂ ou CH₄;

2° dans le cas des événements des puits qui utilisent une pompe à piston plongeur pour l'extraction des liquides, les émissions peuvent être calculées selon l'équation 33-10:

Équation 33-10



Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* attribuables aux événements des puits qui utilisent une pompe à piston plongeur pour l'extraction des liquides, en tonnes métriques;

j = Puits qui utilise une pompe à piston plongeur pour l'extraction des liquides;

H = Profondeur jusqu'au butoir de pompe, en mètres;

D = Diamètre intérieur du puits, en mètres;

p = Nombre *π*, soit 3,1416;

P = Pression absolue du gaz naturel, en kilopascals;

101,325 = Pression de référence, en kilopascals;

N = Nombre d'évacuations dans l'année;

V = Débit moyen d'une décharge à l'événement, en mètres cubes par heure;

t = Temps pendant lequel l'événement est ouvert à l'atmosphère, en heures;

0,5 = Temps moyen d'une décharge à l'événement, en heures;

Z = Égale 0 si *t* < 0,5 ou égale 1 si *t* ≥ 0,5;

TR = Température de référence, soit 293,15 kelvins;

Tep = Température à l'événement du puits, en kelvins;

Pe_p = Pression absolue à l'événement du puits, en kilopascals;

PR = Pression de référence, soit 101,325 kPa;

FMI = Fraction molaire du gaz à effet de serre *i* dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre *i*, soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

i = CO₂ ou CH₄.

QC.33.3.6. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux événements des puits de gaz naturel pendant les complétions et les reconditionnements

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux événements des puits de gaz naturel pendant les complétions et les reconditionnements doivent être calculées selon l'une des méthodes suivantes:

1° dans le cas où les gaz de l'événement sont envoyés à une torche, selon la méthode prévue à QC.33.3.13 en utilisant les volumes déterminés conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.6;

2° selon l'équation 33-11:

Équation 33-11



Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* attribuables aux événements des puits de gaz pendant les complétions et les reconditionnements, en tonnes métriques;

j = Puits de gaz;

Vev = Quantité de gaz naturel à l'événement d'un puits *j*, déterminée conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.6, en mètres cubes aux conditions de référence;

VCO₂-N₂ = Quantité de CO₂ ou d'azote (N₂) injecté dans le puits *j* pour la complétion ou le reconditionnement, en mètres cubes aux conditions de référence;

Vres = Quantité de gaz naturel du puits *j* envoyé au réseau de transport ou de distribution durant la complétion ou le reconditionnement, en mètres cubes aux conditions de référence;

FMI = Fraction molaire du gaz à effet de serre *i* dans les gaz des événements des compresseurs alternatifs, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

r_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;
0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;
 i = CO₂ ou CH₄.

3° dans le cas où le régime d'écoulement est sonique ou subsonique, selon l'équation 33-12:

Équation 33-12



Où :
GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux événements des puits de gaz pendant les complétions et les reconditionnements, en tonnes métriques;
 j = Puits de gaz;
Vev-s = Quantité émise de gaz naturel en régime sonique à l'événement d'un puits j , calculée conformément au sous-paragraphe a, en mètres cubes aux conditions de référence;
Vev-ss = Quantité émise de gaz naturel en régime subsonique à l'événement d'un puits j , calculée conformément au sous-paragraphe b, en mètres cubes aux conditions de référence;
VCO₂-N₂ = Quantité de CO₂ ou de N₂ injecté dans le puits j pour la complétion ou le reconditionnement, en mètres cubes aux conditions de référence;
Vres = Quantité de gaz naturel du puits j envoyée au réseau de transport ou de distribution durant la complétion ou le reconditionnement, en mètres cubes aux conditions de référence;
FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans les gaz des événements des compresseurs alternatifs, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;
 r_i = Densité du gaz à effet de serre i , soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;
0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;
 i = CO₂ ou CH₄;

a) en déterminant la quantité de gaz naturel émis en régime sonique selon la méthode suivante:

Équation 33-13



Où:

V_{ev-s} = Quantité de gaz naturel émis en régime sonique à l'événement d'un puits j , en mètres cubes aux conditions de référence;

A = Aire intérieure du point d'étranglement, en mètres carrés;

187,08 = Constante, en mètres carrés par seconde carrée par degré kelvin;

T_{am} = Température du gaz en amont du point d'étranglement, en kelvins;

t_s = Temps annuel de décharge aux événements du puits j en régime d'écoulement sonique, en heures;

3600 = Facteur de conversion des secondes en heures;

T_R = Température de référence, soit 293,15 kelvins;

T_{ep} = Température à l'événement du puits, en kelvins;

P_{ep} = Pression absolue à l'événement du puits, en kilopascals;

P_R = Pression de référence, soit 101,325 kPa;

j = Puits de gaz;

b) en déterminant la quantité de gaz émis en régime subsonique à l'événement d'un puits en calculant l'aire sous la courbe d'un graphique ayant en ordonnée le débit instantané du gaz à l'événement, déterminé selon l'équation 33-14, et en abscisse le temps, et ce pour toute la période où l'écoulement est en régime subsonique.

Équation 33-14



Où:

D_{ss} = Débit instantané de gaz émis en régime subsonique à l'événement d'un puits j , en mètres cubes par heure aux conditions de référence;

A = Aire intérieure du point d'étranglement, en mètres carrés;

3430 = Constante, en mètres carrés par seconde carrée par degré kelvin;

T_{am} = Température du gaz en amont du point d'étranglement, en kelvins;

P_{av} = Pression absolue dans l'évent en aval du point d'étranglement, en kilopascals;

P_{am} = Pression absolue dans l'évent en amont du point d'étranglement, en kilopascals;

j = Puits de gaz;

3600 = Facteur de conversion des secondes en heures;

T_R = Température de référence, soit 293,15 kelvins;

T_{ep} = Température à l'évent du puits, en kelvins;

P_{ep} = Pression absolue à l'évent du puits, en kilopascals;

P_R = Pression de référence, soit 101,325 kPa.

QC.33.3.7. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements de décharge des équipements

À l'exception des émissions des événements de décharge des équipements se dépressurant vers une torche qui doivent être calculées selon QC.33.3.13, vers un déshydrateur qui doivent être calculées selon QC.33.3.4, des soupapes de surpression qui doivent être calculées selon QC.33.3.16 et des régulateurs de pression à l'évent qui doivent être calculées selon QC.33.3.1 et QC.33.3.3, les émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables au gaz naturel émis à l'atmosphère par les événements de décharge des équipements doivent être calculées selon l'équation 33-15:

Équation 33-15



Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables au gaz naturel émis à l'atmosphère par les événements de décharge des équipements, en tonnes métriques;

n = Nombre total de types d'équipements;

j = Type d'équipement dont le volume de gaz naturel dans les chambres de décharge, entre les vannes d'isolement, est le même;

N_j = Nombre annuel de décharges effectuées par type d'équipement j, déterminé conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.7;

V_j = Volume total de gaz naturel dans les chambres de décharge, entre les vannes d'isolement, par type d'équipement j, déterminé conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.7, en mètres cubes;

TCR = Température de référence, soit 293,15 kelvins;

TD = Température aux conditions de décharge, en kelvins;

PCR = Pression de référence, soit 101,325 kPa;

Pd1 = Pression absolue avant la décharge, en kilopascals;

Pd2 = Pression absolue après la décharge ou une valeur de 0 si le gaz de purge utilisé n'est pas du CO₂ ou du CH₄, en kilopascals;

FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans le gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre i, soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

i = CO₂ ou CH₄.

QC.33.3.8. Calcul des émissions de CH₄ attribuables aux bris de conduites causés par un tiers

Les émissions annuelles de CH₄ attribuables aux bris de conduites causés par un tiers qui résultent en des émissions égales ou supérieures à 1,416 m³ de CH₄ aux conditions de référence doivent être calculées selon les équations 33-16 et 33-17 dans le cas des ruptures de conduites et des conduites perforées où l'écoulement est étranglé et selon l'équation 33-18 dans le cas des conduites perforées où l'écoulement n'est pas étranglé:

Équation 33-16



Où :

CH₄ = Émissions annuelles de CH₄ attribuables à une rupture de conduite par un tiers ou à une conduite perforée où l'écoulement est étranglé, en tonnes métriques;

A = Surface intérieure de la coupe transversale de la conduite, en mètres carrés;

ρ_{ref} = Densité du CH₄, soit 0,690 kg par mètre cube aux conditions de référence;

K = Ratio de chaleur spécifique du CH₄, soit 1,299;

MM = Masse moléculaire du CH₄, soit 16,043 kg par kilomole;

R = Constante des gaz parfaits, soit 8,3145 kPa m³ par kilomole degré kelvin;

T = Température à l'intérieur de la conduite, en kelvins;

P_a = Pression absolue à l'intérieur de la conduite, déterminée conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.8, en kilopascals;

M = Nombre de Mach, calculé selon l'équation 33-17 lorsque M est égale ou plus petit que 1 ou une valeur de 1 dans les autres cas;

t = Temps que dure la fuite due au bris, en heures;

T_R = Température de référence, soit 293,15 kelvins;

T_{ge} = Température du gaz émis, en kelvins;

Pge = Pression absolue du gaz émis, en kilopascals;
PR = Pression de référence, soit 101,325 kPa;
0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

Équation 33-17



Où:

M = Nombre de Mach;

Pa = Pression absolue à l'intérieur de la conduite, déterminée conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.8, en kilopascals;

Pe = Pression absolue de l'air ambiant au lieu de rupture, en kilopascals;

K = Ratio de chaleur spécifique du CH₄, soit 1,299;

Équation 33-18



Où :

CH₄ = Émissions annuelles de CH₄ attribuables à une perforation de conduite par un tiers où l'écoulement n'est pas étranglé, en tonnes métriques;
Atrou = Dimension de la surface de la perforation, en mètres carrés;
K = Ratio de chaleur spécifique du CH₄, soit 1,299;
rref = Densité du CH₄, soit 0,690 kg par mètre cube aux conditions de référence;
ra = Densité du CH₄ dans la conduite au point de perforation, en kilogrammes par mètre cube;
Pa = Pression absolue à l'intérieur de la conduite, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4.8, en kilopascals;
PAtm = Pression absolue au lieu de perforation, en kilopascals;
R = Constante des gaz parfaits, soit 8,3145 kPa m³ par kilomole degré kelvin;
t = Temps que dure la fuite due à une perforation, en heures;
TR = Température de référence, soit 293,15 kelvins;
Tge = Température du gaz émis, en kelvins;
Pge = Pression absolue du gaz émis, en kilopascals;
PR = Pression de référence, soit 101,325 kPa;
0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.33.3.9. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux événements des réservoirs associées à l'exploration, à l'exploitation, au traitement et au stockage de pétrole et de gaz naturel des installations en milieu terrestre

Les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux réservoirs à toit fixe avec événement à pression atmosphérique recevant des hydrocarbures liquides produits par des installations terrestres d'exploration et d'exploitation de pétrole et de gaz naturel et des installations terrestres de traitement de gaz naturel doivent être calculées conformément à l'une des méthodes suivantes:

1° dans le cas où les gaz sont envoyés à une torche, selon la méthode prévue à QC.33.3.13 en utilisant les volumes déterminés conformément au paragraphe 6 de QC.33.4.9;

2° dans les autres cas, selon l'équation 33-19:

Équation 33-19



Où :

GES_i = Émissions de gaz à effet de serre i attribuables aux réservoirs à toit fixe avec événement à pression atmosphérique recevant des hydrocarbures liquides produits par des installations terrestres d'exploration et d'exploitation de pétrole et de gaz naturel et des installations terrestres de traitement de gaz naturel, en tonnes métriques;
RGLR = Ratio de la quantité de gaz sur la quantité de liquide dans le réservoir j, déterminé conformément à QC.33.4.9, en mètres cubes de gaz par mètre cube de liquide aux conditions de référence;
j = Réservoir à toit fixe avec événement à pression atmosphérique recevant des hydrocarbures liquides produits par des installations terrestres d'exploration et d'exploitation de pétrole et de gaz naturel et des installations terrestres de traitement de gaz naturel;
V = Volume annuel de liquide produit, déterminé conformément au paragraphe 6 de QC.33.4.9, en mètres cubes;
FMI = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans le gaz, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;
ri = Densité du gaz à effet de serre i, soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;
0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;
i = CO₂ ou CH₄;

3° à l'aide du plus récent progiciel E&P Tank pour réservoir d'exploration et d'exploitation de l'American Petroleum Institute et en utilisant les paramètres suivants pour caractériser les émissions:

a) la composition de l'huile du séparateur;

b) la température du séparateur;

- c) la pression du séparateur;
- d) la densité API des hydrocarbures destinés à la vente;
- e) le taux de production des hydrocarbures destinés à la vente;
- f) la pression de vapeur Reid des hydrocarbures destinés à la vente;
- g) la température de l'air ambiant;
- h) la pression de l'air ambiant.

QC.33.3.10. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux réservoirs de transmission

Sous réserve des émissions envoyées à la torche qui doivent être calculées conformément à QC.33.3.13, les émissions annuelles de CH₄, de CO₂ et de N₂O attribuables aux fuites des soupapes de décharge de l'épurateur du compresseur des réservoirs de condensats d'eau ou d'hydrocarbures, reliés aux réservoirs de transmission, doivent être calculées selon l'équations 33-20:

Équation 33-20



Où:

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* attribuables aux fuites des soupapes de décharge de l'épurateur du compresseur des réservoirs de condensats reliés aux réservoirs de transmission, en tonnes métriques;

n = Nombre d'équipements;

j = Équipement;

FE = Facteur d'émission des fuites provenant de chaque équipement *j*, déterminé conformément à QC.33.4.10, en tonnes métriques par heure;

t = Temps que dure la fuite de l'équipement *j*, déterminé conformément à QC.33.4.10, en heures;

FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre *i* dans les gaz des événements des compresseurs alternatifs, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

i = CO₂ ou CH₄.

QC.33.3.11. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux événements et aux torches des puits pendant les tests de production

Les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O envoyées aux événements et aux torches des puits pendant les tests de production doivent être calculées selon l'une des méthodes suivantes:

1° dans le cas où les gaz sont envoyés à une torche, selon la méthode prévue à QC.33.3.13 en utilisant les volumes déterminés conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.11;

2° dans les autres cas, lorsque la quantité de liquide permet de calculer un ratio de la quantité de gaz naturel dans le liquide (RGL), selon l'équation 33-21:

Équation 33-21



Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* à l'événement des puits lors des tests de production, en tonnes métriques;

j = Puits testé;

RGL_j = Ratio de la quantité de gaz naturel dans le liquide du puits *j*, déterminé conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.11, en mètres cubes de gaz naturel par mètre cube de liquide aux conditions de référence;

DL = Débit de liquide produit dans le puits *j*, en mètres cubes par heure;

FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre *i* dans le gaz de puits *j*, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

t = Temps pendant lequel le puits *j* est testé, en heures;

ρ_i = Densité du gaz à effet de serre *i*, soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

i = CO₂ ou CH₄;

3° dans les autres cas, lorsqu'il y a très peu de production sous forme liquide de sorte que le ratio de la quantité de gaz naturel dans le liquide (RGL) tend vers l'infini, selon l'équation 33-22:

Équation 33-22



Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i à l'événement des puits lors des tests de production, en tonnes métriques;

j = Puits testé;

D_g = Débit moyen de gaz à l'événement du puits j pendant la période de test, mesuré conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.11, en mètres cubes par heure aux conditions de référence;

F_{Mi} = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans le gaz du puits j, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

t = Temps pendant lequel le puits j est testé, en heures;

r_i = Densité du gaz à effet de serre i, soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

i = CO₂ ou CH₄.

QC.33.3.12. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux gaz associés des puits

À l'exception des émissions attribuables aux tests de production qui doivent être calculées conformément à QC.33.3.11, les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux gaz associés d'un puits doivent être calculées selon l'une des méthodes suivantes:

1° selon la méthode prévue à QC.33.3.13 dans le cas où les gaz sont envoyés à une torche, en utilisant les volumes déterminés en multipliant le volume de liquide produit par le ratio de la quantité de gaz sur la quantité de liquide déterminé conformément à QC.33.4.12;

2° dans les autres cas, selon l'équation 33-23:

Équation 33-23



Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux gaz associés, en tonnes métriques;

j = Puits;

RGL_p = Ratio de la quantité de gaz associé sur la quantité de liquide dans le puits j, déterminé conformément à QC.33.4.12, en mètres cubes de gaz associés par mètre cube de liquide aux conditions de référence;

V = Volume annuel de liquide produit, en mètres cubes;

F_{Mi} = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans le gaz du puits j, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

r_i = Densité du gaz à effet de serre i, soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

i = CO₂ ou CH₄.

QC.33.3.13. Calcul des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux torches

Les émissions annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux torches doivent être calculées conformément aux méthodes suivantes:

1° les émissions annuelles de CO₂ attribuables aux torches doivent être calculées selon l'équation 33-24:

Équation 33-24



Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ attribuables aux torches, en tonnes métriques;

VG = Volume annuel de gaz dirigé à la torche, déterminé conformément à QC.33.4.13, en mètres cubes;

F_{MCO₂} = Fraction molaire de CO₂ dans le gaz dirigé à la torche, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;

m = Nombre total d'hydrocarbures composant le gaz;

k = Hydrocarbure composant le gaz;

F_{Mk} = Fraction molaire de l'hydrocarbure k composant le gaz, déterminée conformément à QC.33.4.13;

ACK = Nombre d'atomes de carbone dans l'hydrocarbure k composant le gaz, soit 1 dans le cas du méthane, 2 dans le cas de l'éthane, 3 dans le cas du propane, 4 dans le cas du butane, 5 dans le cas du pentane, 6 dans le cas de l'hexane et 7 dans le cas de l'hexane plus;

eff_t = Efficacité de la torche déterminée par le fabricant ou une valeur par défaut de 0,98;

TCR = Température de référence, soit 293,15 kelvins;

T_t = Température lors de la combustion à la torche, en kelvins;

P_t = Pression lors de la combustion à la torche, en kilopascals;

P_{CR} = Pression de référence, soit 101,325 kPa;

r_{CO₂} = Densité du CO₂, soit 1,893 kg par mètre cube, aux conditions de référence;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

2° les émissions annuelles de CH₄ attribuables aux torches doivent être calculées selon l'équation 33-25:

Équation 33-25



où :

CH₄ = Émissions annuelles de CH₄ attribuables aux torches, en tonnes métriques;
VG = Volume annuel de gaz dirigé à la torche, déterminé conformément à QC.33.4.13, en mètres cubes;
FMCH₄ = Fraction molaire de CH₄ dans le gaz dirigé à la torche, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;
efft = Efficacité de la torche déterminée par le fabricant ou une valeur par défaut de 0,98;
TCR = Température de référence, soit 293,15 kelvins;
Tt = Température lors de la combustion à la torche, en kelvins;
Pt = Pression lors de la combustion à la torche, en kilopascals;
PCR = Pression de référence, soit 101,325 kPa;
rCH₄ = Densité du CH₄, soit 0,690 kg par mètre cube, aux conditions de référence;
0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;

3° les émissions annuelles de N₂O attribuables aux torches doivent être calculées selon l'équation 33-26:

Équation 33-26

$$N_2O = V_G \times PCS \times FE_{N_2O} \times 0,001$$

Où:

N₂O = Émissions annuelles de N₂O attribuables aux torches, en tonnes métriques;

V_G = Volume annuel de gaz dirigé à la torche, déterminé conformément à QC.33.4.13, en mètres cubes aux conditions de référence;

PCS = Pouvoir calorifique supérieur du gaz indiqué aux tableaux 1-1 et 1-2 prévus à QC.1.7 ou pouvoir calorifique supérieur de 4,579 × 10⁻² GJ par mètre cube dans le cas du gaz provenant des événements d'équipements ou déterminé conformément à QC.1.5.4, en gigajoules par mètre cube aux conditions de référence;

FE_{N₂O} = Facteur d'émission du N₂O, soit 9,52 × 10⁻⁵ kg par gigajoule;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

QC.33.3.14. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des compresseurs centrifuges

Les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des compresseurs centrifuges doivent être calculées conformément aux méthodes suivantes:

1° pour chaque compresseur centrifuge, l'émetteur doit déterminer, conformément à QC.33.4.14, le volume du gaz provenant du réservoir de dégazage du joint d'étanchéité liquide qui est dirigé vers un événement à l'air libre ainsi que le volume du gaz qui est dirigé vers une torche;

2° les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables au gaz dirigé vers les événements à l'air libre des compresseurs centrifuges doivent être calculées selon l'équation 33-27 dans le cas où la somme des capacités nominales des compresseurs centrifuges à l'établissement est égale ou supérieure à 186,4 kW et selon l'équation 33-28 dans le cas où la somme des capacités nominales des compresseurs centrifuges à l'établissement est inférieure à 186,4 kW:

Équation 33-27



où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux événements à l'air libre des compresseurs centrifuges, en tonnes métriques;
n = Nombre total de compresseurs centrifuges;
j = Compresseur centrifuge;
z = Nombre de modes d'opération du compresseur centrifuge;
m = Mode d'opération du compresseur centrifuge;
DG_j = Débit du gaz émis par l'événement à l'air libre du compresseur centrifuge j durant le mode d'opération m, déterminé conformément à QC.33.4.14, en mètres cubes par heure;
t_j = Temps de fonctionnement annuel du compresseur centrifuge j muni d'un réservoir de dégazage du joint d'étanchéité liquide durant le mode d'opération m, en heures;
FG_j = Portion de gaz émis par l'événement à l'air libre du compresseur centrifuge j qui est récupéré à l'unité de récupération de la phase gazeuse ou destiné à un autre usage, déterminée conformément à QC.33.4.14, exprimée en pourcentage;
FM_i = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans les gaz des événements à l'air libre, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;
TCR = Température de référence, soit 293,15 kelvins;
Tcc = Température à l'événement à l'air libre du compresseur centrifuge, en kelvins;
Pcc = Pression à l'événement à l'air libre du compresseur centrifuge, en kilopascals;

PCR = Pression de référence, soit 101,325 kPa;
ri = Densité du gaz à effet de serre i, soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH4, aux conditions de référence;
0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;
i = CO2 ou CH4;

Équation 33-28



Où :

GESi = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux événements à l'air libre des compresseurs centrifuges, en tonnes métriques;
N = Nombre total de compresseurs centrifuges;
FEj = Facteur d'émission, soit 15 234,5 m3 pour le CO2 et 345 465,5 m3 pour le CH4, aux conditions de référence;
ri = Densité du gaz à effet de serre i, soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH4, aux conditions de référence;
0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;
i = CO2 ou CH4;

3° les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables au gaz dirigé vers une torche doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul prévues à QC.33.3.13 en utilisant les volumes de gaz déterminés conformément à QC.33.4.14.

QC.33.3.15. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des compresseurs alternatifs

Les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux événements des compresseurs alternatifs doivent être calculées conformément aux méthodes suivantes:

1° pour chaque compresseur alternatif, l'émetteur doit déterminer le débit du gaz émis par l'événement conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.15;

2° les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables au gaz dirigé vers les événements à l'air libre des compresseurs centrifuges doivent être calculées selon l'équation 33-29 dans le cas où la somme des capacités nominales des compresseurs centrifuges de l'établissement est égale ou supérieure à 186,4 kW ou selon l'équation 33-30 dans le cas où la somme des capacités nominales des compresseurs alternatifs de l'établissement est inférieure à 186,4 kW:

Équation 33-29



Où :

GESi = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux événements des compresseurs alternatifs, en tonnes métriques;
n = Nombre total de compresseurs alternatifs;
j = Compresseur alternatif;
z = Nombre de modes d'opération du compresseur alternatif;
m = Mode d'opération du compresseur alternatif;
DG,j = Débit du gaz émis par l'événement du compresseur alternatif j durant le mode d'opération m, déterminé conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.15, en mètres cubes par heure;
tj = Temps de fonctionnement annuel du compresseur alternatif j durant le mode d'opération m, déterminé conformément à QC.33.4.15, en heures;
FGj = Portion de gaz émis par l'événement du compresseur alternatif j qui est récupéré à l'unité de récupération de la phase gazeuse, déterminée conformément au paragraphe 5 de QC.33.4.15, exprimée en pourcentage;
FMI = Fraction molaire du gaz à effet de serre i dans les gaz des événements des compresseurs alternatifs, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;
TCR = Température de référence, soit 293,15 kelvins;
Tca = Température à l'événement du compresseur alternatif, en kelvins;
Pca = Pression à l'événement du compresseur alternatif, en kilopascals;
PCR = Pression de référence, soit 101,325 kPa;
ri = Densité du gaz à effet de serre i, soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH4, aux conditions de référence;
0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;
i = CO2 ou CH4;

Équation 33-30



Où :

GESi = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux événements à l'air libre des compresseurs alternatifs, en tonnes métriques;
N = Nombre total de compresseurs alternatifs;
FEj = Facteur d'émission, soit 15,2 m3 pour le CO2 et 272,7 m3 pour le CH4, aux conditions de référence;
ri = Densité du gaz à effet de serre i, soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO2 et 0,690 kg par mètre cube pour le CH4, aux conditions de référence;
0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;
i = CO2 ou CH4;

3° les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables au gaz dirigé vers une torche doivent être calculées conformément aux méthodes de calcul prévues à QC.33.3.13 en utilisant les débits de gaz déterminés conformément à QC.33.4.15.

QC.33.3.16. Calcul des émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux fuites identifiées suite à une campagne de détection

À l'exception des émissions des sources d'émission dont la masse totale du CO₂ et du CH₄ dans le gaz naturel est inférieure à 10% qui doivent être calculées selon QC.33.3.20, les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ attribuables aux fuites identifiées suite à une campagne de détection doivent être calculées, pour chaque source pour laquelle des fuites ont été détectées, selon l'équation 33-31:

Équation 33-31



Où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i*, pour chaque source d'émissions fugitives, en tonnes métriques;
n = Nombre total de types de composantes, par source d'émissions fugitives;
j = Type de composante;
N_j = Nombre total de composantes de type *j*;
FE_j = Facteur d'émission des fuites provenant de chaque type de composantes *j*, déterminé conformément au paragraphe 1 de QC.33.4.16, en mètres cubes par heure aux conditions de référence;
t_j = Temps pendant lequel le type de composantes *j* a fuit, déterminé conformément au paragraphe 2 de QC.33.4.16, en heures;
FMI = Fraction molaire du gaz à effet de serre *i* dans les gaz des événements des compresseurs alternatifs, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4;
r_i = Densité du gaz à effet de serre *i*, soit 1,893 kg par mètre cube pour le CO₂ et 0,690 kg par mètre cube pour le CH₄, aux conditions de référence;
0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;
i = CO₂ ou CH₄.

QC.33.3.17. Calcul des émissions fugitives de CO₂ et de CH₄ attribuables à l'ensemble des composantes

À l'exception des émissions des sources d'émission dont la masse totale du CO₂ et du CH₄ dans le gaz est inférieure à 10% qui n'ont pas à être calculées, les émissions fugitives annuelles de CO₂ et de CH₄ doivent être calculées selon l'équation 33-32 dans le cas des composantes de compresseurs centrifuges ou alternatifs utilisés dans le cadre de l'exploration et l'exploitation de gaz naturel et de pétrole ou selon l'équation 33-33 dans le cas des composantes des pipelines de collecte:

Équation 33-32



Où:

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* pour chaque source d'émissions fugitives, en tonnes métriques;

k = Type de service visé aux tableaux 33-1 et 33-2 prévus à QC.33.6, soit gazeux/vapeur, gaz combustible, liquide léger ou liquide lourd;

j = Type de composantes;

N_{j,k} = Nombre total de composantes de type *j*, déterminé conformément à QC.33.4.17;

FE_{j,k} = Facteur d'émission de chaque type de composantes *j*, déterminé conformément à QC.33.4.17, en tonnes d'hydrocarbures totaux par composante - heure;

FrHT_k = Fraction massique des hydrocarbures totaux pour le service *k*;

Fr_{i,k} = Fraction massique du gaz à effet de serre *i* pour le service *k*;

t = Temps pendant lequel le type de composantes qui est la source des émissions fugitives a fonctionné, en heures;

i = CO₂ ou CH₄;

Équation 33-33

GES_i = FE_i × L × t

Où:

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre *i* attribuables aux composantes de pipelines de collecte, en tonnes métriques;

FE_i = Facteur d'émission attribuable aux composantes de pipelines de collecte, soit $2,66 \times 10^{-5}$ pour le CH_4 et $6,35 \times 10^{-6}$ pour le CO_2 , en tonnes métriques par kilomètre par heure;

L = Longueur du pipeline de collecte, en kilomètres;

t = Temps pendant lequel le pipeline de collecte est utilisé durant l'année, en heures;

i = CO_2 ou CH_4 .

QC.33.3.18. Calcul des émissions de CO_2 et de CH_4 attribuables aux décharges des pompes d'injection lors de la récupération assistée de pétrole

Les émissions annuelles de CO_2 et de CH_4 attribuables aux décharges des pompes d'injection lors de la récupération assistée de pétrole doivent être calculées selon l'équation 33-34:

Équation 33-34



où :

GES_i = Émissions annuelles de gaz à effet de serre i attribuables aux décharges des pompes d'injection lors de la récupération assistée de pétrole, en tonnes métriques;
j = Pompe d'injection;
N = Quantité annuelle de décharge de la pompe d'injection j, déterminée conformément à QC.33.4.18;
V = Volume de gaz de la décharge, déterminé conformément à QC.33.4.18, en mètres cubes aux conditions de référence;
F_i = Fraction massique du gaz à effet de serre i dans le gaz injecté avec la pompe d'injection j;
ñ_i = Densité en phase critique du gaz à effet de serre i, déterminée conformément à QC.33.4.18, en kilogrammes par mètre cube aux conditions de référence;
0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques;
i = CO_2 ou CH_4 .

QC.33.3.19. Calcul des émissions de CO_2 , de CH_4 et de N_2O attribuables à la combustion de gaz extrait et de gaz d'évent

Les émissions annuelles de CO_2 , de CH_4 et de N_2O attribuables à la combustion de gaz extrait et de gaz d'évent doivent être calculées conformément à QC.33.4.19.

QC.33.3.20. Calcul des émissions des autres sources d'émissions fugitives

Les émissions des sources d'émissions fugitives qui ne sont pas calculées selon les méthodes prévues à QC.33.3.1 à QC.33.3.19 doivent être calculées en utilisant les méthodes suivantes:

1° selon la plus récente version du document intitulé «Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry» et publié en août 2009 par l'American Petroleum Institute;

2° selon la plus récente version du Tableau 6-22 intitulé «A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG)» et publié par Clearstone Engineering Ltd.;

3° selon la plus récente version du document intitulé «Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H_2S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry, volume 5» et publié en septembre 2004 par l'Association canadienne des producteurs pétroliers.

QC.33.3.21. Calcul des émissions fugitives annuelles de CO_2 , de CH_4 et de N_2O des installations d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière en milieu aquatique provenant de fuites d'équipements, d'événements et de torches

Les émissions fugitives annuelles de CO_2 , de CH_4 et de N_2O des installations d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière en milieu aquatique provenant de fuites d'équipements, d'événements et de torches doivent être calculées selon l'étude de l'estimation et de la collecte des données réalisée par le Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE), et conformément à la méthode prévue aux parties 250.302 à 304 du Titre 30 du Code of Federal Regulations publié par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA).

QC.33.4. Exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure

L'émetteur qui exploite un établissement effectuant l'exploration et l'exploitation de pétrole ou de gaz naturel ou le traitement de gaz naturel doit:

1° s'assurer que les instruments utilisés pour l'échantillonnage, l'analyse et la prise de mesures sont étalonnés avant la première déclaration d'émissions et que pour les années suivantes ils soient étalonnés et utilisés selon les indications du fabricant ou conformément aux méthodes et fréquences publiées par les organismes suivants:

- a) l'Association canadienne de normalisation;
- b) l'Association canadienne du gaz;
- c) l'Association canadienne des producteurs pétroliers;
- d) l'American National Standards Institute;
- e) l'American Society of Testing and Materials;
- f) l'American Petroleum Institute;
- g) l'American Society of Mechanical Engineers;
- h) la North American Energy Standards Board;
- i) l'Association canadienne de pipelines d'énergie;
- j) Mesures Canada;
- k) le Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec;

2° effectuer les campagnes de détection des fuites et la gestion de l'intégrité du réseau de transport et de distribution conformément à la plus récente version de la norme CSA Z662, intitulée «Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz» et publiée par l'Association canadienne de normalisation ainsi que conformément au Code de construction (chapitre B-1.1, r. 2);

3° déterminer la fraction molaire du CO₂ et du CH₄ dans le gaz naturel en calculant la moyenne annuelle des fractions molaires conformément au deuxième alinéa;

4° à compter du 1^{er} janvier 2015, s'assurer que tous les équipements pneumatiques à échappement élevé ainsi que toutes les pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel soit équipés de compteurs.

La fraction molaire du CO₂ et du CH₄ doit être déterminée de la manière suivante:

1° dans le cas de l'exploration ou l'exploitation de pétrole ou de gaz naturel, en déterminant la fraction molaire dans le gaz produit;

a) lorsque les installations sont équipées d'analyseur en continu de la composition du gaz, en utilisant les résultats moyens annuels;

b) lorsque les installations ne sont pas équipées d'un analyseur en continu, en utilisant une moyenne annuelle de composition déterminée selon l'ordre suivant:

i. au niveau de l'établissement;

ii. au niveau de l'entreprise pour le même champs de gaz ou de pétrole exploité pour la même période de déclaration ou, lorsque non disponible, pour la période de déclaration précédente;

2° dans le cas du traitement du gaz naturel dans le gaz d'alimentation:

a) dans le cas des équipements en aval du déméthaniseur ou du contrôle de point de rosée, en déterminant la fraction molaire pour toutes les sources de gaz en amont du déméthaniseur ou du contrôle de point de rosée et dans le gaz allant au pipeline de transport;

b) dans le cas des installations qui ne font que le fractionnement de la phase liquide, en déterminant la fraction molaire de gaz dans l'alimentation.

c) dans le cas d'une installation équipée d'analyseur en continu de la composition du gaz dans l'alimentation, en utilisant les résultats moyens annuels;

d) dans le cas où l'installation n'est pas équipée d'un analyseur en continu, en utilisant une moyenne annuelle de composition du gaz dans l'alimentation déterminée selon l'ordre suivant:

i. au niveau de l'établissement;

ii. au niveau de l'entreprise pour le même champs de gaz ou de pétrole exploité pour la même période de déclaration ou, lorsque non disponible, pour la période de déclaration précédente.

QC.33.4.1. Événements des équipements pneumatiques à échappement élevé et des pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel

Dans le cas des événements des équipements pneumatiques à échappement élevé et des pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, l'émetteur doit déterminer le nombre d'équipements pneumatiques à échappement élevé et de pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel de la façon suivante:

1° lors de la première année de déclaration de ses émissions, compter tous les équipements selon chaque type ou estimer le nombre total d'équipements et répartir ce nombre selon le pourcentage estimé de chaque type d'équipement;

2° lors des années subséquentes, procéder à la mise à jour du nombre d'équipements pneumatiques à échappement élevé et de pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel afin de prendre en compte toutes les modifications annuelles.

De plus, l'émetteur doit:

1° lorsqu'il utilise l'équation 33-2, déterminer le volume annuel de gaz naturel consommé par les équipements pneumatiques à échappement élevé ou la quantité de gaz naturel consommé par la pompe pneumatique fonctionnant au gaz naturel à l'aide d'un équipement de mesure, tel un compteur, installé sur l'équipement;

2° lorsqu'il utilise l'équation 33-3, obtenir de la part des fabricants d'équipements les débits de gaz naturel de chaque équipement pneumatique à échappement élevé lors de conditions normales d'utilisation ou, lorsque ces données ne sont pas disponibles, utiliser le débit d'un équipement similaire. S'il n'existe pas d'équipement similaire, il doit utiliser les données indiquées aux tableaux 33-3 ou 33-4 prévus à QC.33.6;

3° lorsqu'il utilise l'équation 33-4:

a) obtenir de la part des fabricants la quantité de gaz naturel consommé par volume de liquide pompé aux conditions normales d'utilisation pour chaque modèle de pompe pneumatique ou, lorsque ces données ne sont pas disponibles, utiliser les données d'un équipement similaire;

b) tenir un registre de la quantité de liquide pompé annuellement par chacune des pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel.

QC.33.4.2. Événements des équipements pneumatiques à faible échappement ou à échappement intermittent fonctionnant au gaz naturel

Dans le cas des événements des équipements pneumatiques à faible échappement ou à échappement intermittent fonctionnant au gaz naturel, l'émetteur doit:

1° déterminer le nombre d'équipements pneumatiques à faible échappement et le nombre d'équipements pneumatiques à échappement intermittent fonctionnant au gaz naturel de la façon suivante:

a) lors de la première année de déclaration de ses émissions, en comptant tous les équipements selon chaque type ou en estimant le nombre total d'équipements et en répartissant ce nombre selon le pourcentage estimé de chaque type d'équipement;

b) lors des années subséquentes, en procédant à la mise à jour du nombre d'équipements pneumatiques à faible échappement et de ceux à échappement intermittent afin de prendre en compte toutes les modifications annuelles;

2° déterminer le facteur d'émission pour chaque type d'équipement pneumatique de la façon suivante:

a) dans le cas des équipements pneumatiques à faible échappement, en utilisant les valeurs indiquées au tableau 33-3 prévu à QC.33.6;

b) dans le cas des équipements pneumatiques à échappement intermittent qui permettent de maintenir des conditions de fonctionnement, telles que le niveau de liquide, le niveau de pression, le différentiel de pression ou la température, en utilisant les valeurs disponibles selon l'ordre de priorité suivant:

i. les valeurs indiquées au tableau 33-4;

ii. le facteur d'émission d'un équipement similaire;

iii. le facteur d'émission des équipements pneumatiques à échappement intermittent indiqué au tableau 33-3;

c) dans le cas des équipements à échappement intermittent utilisés au niveau du démarreur du compresseur, en utilisant le facteur d'émission fourni par le fabricant.

QC.33.4.3. Équipements d'épuration des gaz acides

Dans le cas des équipements d'épuration des gaz acides, l'émetteur doit:

1° mesurer le volume annuel de gaz naturel traité à la sortie des équipements d'épuration des gaz acides avec un équipement de mesure approprié conformément à une méthode publiée par l'un des organismes visés au paragraphe 1 de QC.33.4;

2° mesurer la fraction molaire de CO₂ dans le gaz naturel à l'entrée et à la sortie des équipements d'épuration des gaz acides à l'aide d'un analyseur en continu ou, lorsque l'équipement n'est pas équipé d'un tel analyseur, par un échantillonnage mensuel;

3° mesurer la fraction molaire de H₂S dans le gaz naturel à l'entrée et à la sortie des équipements d'épuration des gaz acides à l'aide d'un analyseur en continu ou, lorsque l'équipement n'est pas équipé d'un tel analyseur, utiliser une méthode d'analyse publiée par un organisme visé à QC.1.5.

QC.33.4.4. Événements des déshydrateurs

Pour déterminer la composition du gaz naturel humide à l'événement des déshydrateurs, l'émetteur doit:

1° lorsque le déshydrateur est équipé d'un analyseur en continu de la composition du gaz, utiliser les résultats moyens annuels;

2° lorsque le déshydrateur n'est pas équipé d'un tel analyseur en continu de la composition du gaz, utiliser une moyenne annuelle de composition mesurée au niveau de l'établissement;

3° utiliser une méthode publiée par l'un des organismes visés au paragraphe 1 de QC.33.4;

4° lorsque seule la composition du gaz à la sortie du déshydrateur est disponible, présumer que le gaz à l'entrée du déshydrateur est saturé.

QC.33.4.5. Événements des puits où sont extraits des liquides

Dans le cas des événements des puits où sont extraits des liquides, l'émetteur doit:

1° regrouper les puits selon le diamètre du puits et la pression pour chaque champ de production pour lequel les gaz sont purgés à l'air libre;

2° pour chaque groupe de puits, installer un compteur sur un puits représentatif de ce groupe;

3° déterminer le débit moyen de gaz mesuré à la sortie de l'événement du puits selon la méthode suivante:

a) en divisant le volume de gaz mesuré à la sortie du puits par le temps de décharge total annuel par liquide extrait;

b) en appliquant ce débit moyen à tous les puits de chacun des groupes déterminés conformément au paragraphe 1;

c) en recalculant à chaque année le débit moyen de chaque groupe.

Dans le cas d'un nouveau champ de production, un débit moyen doit être calculé au début de la première année de production.

QC.33.4.6. Événements des puits de gaz naturel pendant les complétions et les reconditionnements

Dans le cas des événements des puits de gaz naturel pendant les complétions et les reconditionnements, l'émetteur doit:

1° mesurer le volume de gaz naturel envoyé à l'événement des puits de gaz lors de la complétion ou du reconditionnement à l'aide d'un débitmètre installé sur cet événement;

2° lorsque la méthode prévue au paragraphe 3 de QC.33.3.6 est utilisée:

a) faire une série de mesures de pression en amont et en aval du point d'étranglement durant toute la période de complétion et de reconditionnement, la fréquence des mesures devant être suffisamment élevée pour permettre la détermination du régime d'écoulement conformément au sous-paragraphe b);

b) déterminer le régime d'écoulement en calculant le rapport «pression en aval sur pression en amont» de l'étranglement de la manière suivante:

Régime d'écoulement sonique si $P_{av}/P_{am} \leq 0,542$

Régime d'écoulement subsonique si $P_{av}/P_{am} > 0,542$

Où:

P_{am} = Pression absolue dans l'évent en amont du point d'étranglement, en kilopascals;

P_{av} = Pression absolue dans l'évent en aval du point d'étranglement, en kilopascals.

QC.33.4.7. Événements de décharge des équipements

Dans le cas des événements de décharge des équipements, l'émetteur doit:

- 1° calculer le volume de gaz naturel dans les chambres de décharge entre les vannes d'isolement de chaque équipement;
- 2° lorsque le volume est supérieur ou égal à $1,42 \text{ m}^3$ aux conditions de référence, comptabiliser le nombre annuel de décharges pour chaque équipement.

QC.33.4.8. Bris de conduites par des tiers

Dans le cas des émissions fugitives attribuables aux conduites endommagées par des tiers, l'émetteur doit:

- 1° dans le cas d'une perforation de conduites, déterminer si l'écoulement est étranglé ou non, selon la méthode suivante:

Si $P_{Atm} / P_a \geq 0,546$; l'écoulement est considéré non étranglé

Si $P_{Atm} / P_a < 0,546$; l'écoulement est considéré étranglé

Où:

P_a = Pression absolue à l'intérieur de la conduite, déterminée conformément au paragraphe 3 de QC.33.4.8, en kilopascals;

P_{Atm} = Pression absolue au lieu de perforation, en kilopascals;

- 2° dans le cas d'une rupture de canalisation, déterminer la pression à l'intérieur de la canalisation au point où la canalisation endommagée se raccorde à une canalisation plus importante;

- 3° dans le cas d'une perforation de canalisation, déterminer la pression à l'intérieur de la canalisation au point de perforation.

QC.33.4.9 Émissions attribuables aux réservoirs de pétrole et de gaz naturel des installations d'exploration, d'exploitation et de traitement en milieu terrestre

Dans le cas des émissions attribuables aux réservoirs à toit fixe muni d'un événement à pression atmosphérique et recevant des hydrocarbures liquides produits par des installations d'exploration et d'exploitation de pétrole et de gaz naturel et des installations de traitement de gaz naturel en milieu terrestre, l'émetteur doit, afin de calculer le ratio de la quantité de gaz sur la quantité de liquide:

- 1° recueillir un échantillon pressurisé du liquide produit au séparateur en amont du réservoir d'entreposage, cet échantillon devant être pris à la pression du dernier équipement de séparation avant la détente lors du transfert dans le réservoir à pression atmosphérique selon l'une des méthodes suivantes:

a) conformément au à la plus récente version du document intitulé «E&P Tank version 2.0 User's manual Appendix C, Sampling Protocol Section» et publié par l'American Petroleum Institute;

b) conformément au document intitulé «Oil and Gas Production Facilities, Chapter 6, Section 2 Permitting Guidance, Appendix D Sampling and Analysis of Hydrocarbon Liquids and Natural Gas» et publié en août 2011 par le Wyoming Department of Environmental Quality Air Quality Division;

c) conformément à la norme 2174-93, intitulée «Obtaining Liquid Hydrocarbon Samples for Analysis by Gas Chromatography» et publiée par la Gas Processors Association (GPA);

- 2° mesurer la pression du liquide lors de la prise de l'échantillon et mesurer à nouveau avant l'analyse pour assurer l'intégrité de l'échantillon;

- 3° mesurer la température du liquide lors de la prise de l'échantillon;

4° effectuer l'échantillonnage et l'analyse aux fréquences précisées ci-dessous au moment où les conditions sont représentatives des conditions normales d'opération:

Intervalle de débit de production du liquide (m ³ par jour)	Fréquence d'échantillonnage
1,75 < débit ≤ 15,9	Annuel
15,9 < débit ≤ 79,5	Biannuel
débit > 79,5	Trimestriel

5° effectuer un échantillonnage supplémentaire dans les cas suivants:

- a) il y a un écart de 20% ou plus entre le débit de production et le débit normal pour plus d'une semaine;
- b) il y a un écart de 10% ou plus entre la pression d'opération du séparateur et sa pression normale de fonctionnement;

6° mesurer le volume de liquide produit durant les intervalles d'échantillonnage à l'aide d'un équipement calibré pour assurer une précision de plus ou moins 5%.

QC.33.4.10 Émissions attribuables aux réservoirs de transmission

Dans le cas des réservoirs de transmission, l'émetteur doit:

1° pour mesurer les fuites des soupapes de décharge de l'épurateur du compresseur des réservoirs de condensats d'eau ou d'hydrocarbures, reliés aux réservoirs de transmission, déterminer le facteur d'émission des fuites provenant de chaque type de composantes conformément aux méthodes suivantes:

- a) en se basant sur les données spécifiques au fonctionnement des équipements de l'entreprise;
- b) en utilisant la méthode prévue dans la plus récente version du document intitulé «Methodology Manuel: Estimation of Air Emissions from the Canadian Natural Gas Transmission, Storage and Distribution System» et publié par Clearstone Engineering Ltd.;

2° déterminer le temps pendant lequel l'équipement a fuit conformément aux méthodes suivantes:

- a) lorsqu'une seule campagne de détection des fuites est effectuée par année, l'émetteur doit présumer que la fuite existe depuis le début de l'année et qu'elle subsiste jusqu'à sa réparation. Si la fuite n'est pas réparée, l'émetteur doit présumer que la fuite a subsisté toute l'année;
- b) lorsque plus d'une campagne de détection des fuites est effectuée par année, l'émetteur doit présumer que la fuite existe depuis la dernière campagne. Si une fuite a été détectée lors de cette dernière, l'émetteur doit présumer que la fuite non réparée a subsisté toute l'année.

QC.33.4.11. Émissions attribuables aux événements des puits lors de tests de production

Pour le calcul des émissions lors des tests de production, l'émetteur doit:

1° lorsqu'il utilise l'équation 33-21, déterminer le ratio de la quantité de gaz sur la quantité de liquide (RGL) à l'aide d'une méthode publiée par l'un des organismes visés au paragraphe 1 de QC.33.4;

2° lorsqu'il utilise l'équation 33-22, déterminer le débit moyen de gaz à l'événement du puits à l'aide d'un équipement de mesure installé sur cet événement.

QC.33.4.12. Émissions attribuables au gaz associés

Pour le calcul des émissions attribuables au gaz associés, l'émetteur doit, lorsqu'il utilise l'équation 33-23, déterminer le ratio de la quantité de gaz sur la quantité de liquide (RGL_P) à l'aide d'une méthode publiée par l'un des organismes visés au paragraphe 1 de QC.33.4.

QC.33.4.13. Émissions attribuables aux torches

Pour le calcul des émissions attribuables aux torches, l'émetteur doit:

1° déterminer le volume de gaz dirigé à la torche selon l'une des méthodes suivantes:

a) lorsque la torche est munie d'un système de mesure et d'enregistrement en continu du débit, en utilisant le débit volumétrique du gaz;

b) lorsqu'une partie du gaz n'est pas mesuré par un tel système, en estimant le débit du gaz non mesuré selon une méthode publiée par l'un des organismes visés au paragraphe 1 de QC.33.4;

c) en utilisant une méthode publiée par l'un des organismes visés au paragraphe 1 de QC.33.4;

2° déterminer la composition du gaz selon l'une des méthodes suivantes:

a) en utilisant un système de mesure et d'enregistrement en continu de la composition des gaz;

b) lorsque la torche n'est pas équipée d'un analyseur en continu et que le puits d'exploration et d'exploitation est en milieu terrestre, en utilisant une moyenne annuelle de composition mesurée au niveau de l'établissement;

c) lorsque la torche n'est pas équipée d'un analyseur en continu, en utilisant:

i. dans le cas des unités de traitement du gaz lorsque la torche est alimentée par du gaz naturel, la fraction molaire du gaz d'entrée pour les équipements en amont du déméthaniseur;

ii. dans le cas des sources en aval du déméthaniseur, la fraction molaire du gaz à la sortie du déméthaniseur;

iii. dans le cas où le traitement consiste uniquement en un fractionnement des liquides, la fraction molaire du gaz à l'entrée du déméthaniseur;

iv. dans le cas où le gaz allant à la torche est composé de méthane, d'éthane, de propane, de butane, de pentane, d'hexane ou d'hexane-plus, la fraction molaire déterminée par des calculs d'ingénierie ou des données de procédé disponibles pour le procédé visé.

QC.33.4.14. Événements des compresseurs centrifuges

Dans le cas des compresseurs centrifuges, l'émetteur doit:

1° déterminer le débit du gaz provenant du réservoir de dégazage du joint d'étanchéité liquide qui est dirigé vers un événement à l'air libre ainsi que le débit du gaz qui est dirigé vers une torche à l'aide d'un débitmètre temporaire ou permanent selon le mode d'opération dans lequel il se trouve lors de la période de mesure, soit:

a) le compresseur centrifuge est en fonction, en attente et sous pression et le gaz émis provient des fuites de l'événement de décharge;

b) le compresseur centrifuge est en fonction;

c) le compresseur centrifuge ne fonctionne pas et est dépressurisé et le gaz émis provient des fuites de l'événement de décharge des vannes d'isolement. Dans ce cas:

i. chaque compresseur centrifuge qui n'est pas muni d'une bride pleine doit être échantillonné au moins une fois sur une période de 3 années consécutives;

ii. chaque compresseur centrifuge qui est muni d'une bride pleine depuis au moins 3 années consécutives n'a pas à être échantillonné;

2° lorsqu'un compresseur centrifuge est utilisé en période de pointe moins de 200 heures par année et qu'il n'est pas muni d'un compteur, déterminer le volume du gaz en se basant sur des données provenant de compteurs installés sur des équipements similaires;

3° étalonner les compteurs conformément aux méthodes prévues au paragraphe 1 de QC.33.4;

4° déterminer la quantité de gaz récupéré à l'unité de récupération de la phase vapeur ou destiné à un autre usage, exprimée en pourcentage, en se basant sur le nombre d'heures de fonctionnement de l'unité de récupération et sur la quantité de gaz dirigé vers le réseau de gaz combustibles;

5° additionner les capacités nominales de chaque compresseur centrifuge de l'établissement pour déterminer si le total est

supérieur ou inférieur à 186,4 kW.

QC.33.4.15. Événements des compresseurs alternatifs

Dans le cas des compresseurs alternatifs, l'émetteur doit:

1° déterminer le débit du gaz émis par l'événement du compresseur alternatif selon les méthodes suivantes:

a) lorsque la garniture de tige et l'événement de décharge du compresseur sont reliés à une conduite ouverte à l'atmosphère, l'émetteur doit déterminer le débit du gaz en utilisant l'une des méthodes suivantes:

i. en mesurant le débit du gaz de tous les événements, y compris le gaz dirigé vers des événements communs, à l'aide d'un sac gradué conformément au paragraphe 3 ou d'un échantillonneur à grand volume conformément au paragraphe 4;

ii. en mesurant le débit du gaz de tous les événements, y compris le gaz dirigé vers des événements communs, à l'aide d'un débitmètre temporaire ou d'un débitmètre permanent conformément aux méthodes prévues au paragraphe 1 de QC.33.4;

iii. dans le cas des fuites provenant des soupapes reliées à une conduite d'évacuation, telles que les vannes d'isolement des compresseurs sous pression et non utilisés ainsi que les vannes de décharge des compresseurs sous pression, en utilisant un appareil de détection acoustique conformément au paragraphe 2 de QC.33.4;

b) lorsque le caisson de la garniture de tige du compresseur n'est pas muni d'une conduite d'évacuation:

i. détecter les fuites des équipements conformément au paragraphe 2 de QC.33.4;

ii. mesurer le débit du gaz à l'aide d'un sac gradué conformément au paragraphe 3, d'un échantillonneur à grand volume conformément au paragraphe 4 ou d'un compteur conformément à une méthode de l'un des organismes visés au paragraphe 1 de QC.33.4;

2° mesurer annuellement le débit du gaz émis par les événements de la garniture de tige, les événements des vannes d'isolement ainsi que les événements des vannes de décharge de chaque compresseur alternatif, y compris du gaz dirigé vers des événements communs, selon le mode d'opération dans lequel il se trouve lors de la période de mesure, soit:

a) le compresseur alternatif est en fonction ou en attente, est sous pression et le gaz émis provient des fuites de l'événement de décharge;

b) le compresseur alternatif est en fonction et le gaz émis provient de la garniture de tige;

c) le compresseur ne fonctionne pas et est dépressurisé et le gaz émis provient des fuites des vannes d'isolement par l'événement de décharge. Dans ce cas:

i. chaque compresseur alternatif qui n'est pas muni d'une bride pleine doit être échantillonné au moins une fois sur une période de 3 années consécutives;

ii. chaque compresseur alternatif muni d'une bride pleine depuis au moins 3 années consécutives n'a pas à être échantillonné;

3° lorsqu'un compresseur alternatif est utilisé en période de pointe moins de 200 heures par année et qu'il n'est pas muni d'un débitmètre, déterminer le volume du gaz en se basant sur des données provenant de débitmètres installés sur des équipements similaires;

4° lorsqu'il utilise des sacs gradués pour mesurer le débit du gaz émis par l'événement du compresseur alternatif, n'utiliser ces sacs qu'aux endroits où le gaz est émis à une pression semblable à la pression atmosphérique et où la concentration en sulfure d'hydrogène est telle qu'il est sécuritaire de les manipuler. Les sacs gradués doivent être utilisés selon les indications du fabricant et permettre de capturer tout le gaz émis lors de la période de mesure. L'émetteur doit également:

a) enregistrer le temps d'inflation du sac et, s'il se remplit en moins d'une seconde, arrondir à une seconde;

b) effectuer 3 mesures du temps d'inflation et utiliser la moyenne de ces mesures pour déterminer le débit du gaz;

5° lorsqu'il utilise un échantillonneur à haut volume, les mesures doivent être effectuées conformément aux indications du fabricant. L'émetteur doit également étalonner l'échantillonneur, selon les indications du fabricant, à 2,5% de CH₄ et 97,5% d'air ainsi qu'à 100% de CH₄ à partir d'échantillons représentatifs de concentrations connues;

6° afin de déterminer la quantité de gaz émis par l'événement du compresseur alternatif et récupéré à l'unité de récupération de la phase gazeuse, tenir un registre des temps d'opération et des quantités de gaz qui sont envoyées à l'unité de récupération.

QC.33.4.16. Fuites identifiées suite à une campagne de détection

L'émetteur doit effectuer les campagnes de détection des fuites conformément au paragraphe 2 de QC.33.4. À cette fin, il doit:

1° déterminer le facteur d'émission des fuites provenant de chaque type de composantes conformément aux méthodes suivantes:

a) en se basant sur les données spécifiques au fonctionnement des équipements de l'entreprise et selon les méthodes propres au secteur;

b) en utilisant les données indiquées aux tableaux W-2 de la Partie W du Titre 40 du Code of Federal Regulations publiés par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) et en convertissant les facteurs aux unités de mesure appropriées pour l'utilisation de l'équation 33-31;

c) en utilisant les données indiquées dans les manuels de l'Association canadienne des producteurs pétroliers et en convertissant les facteurs aux unités de mesure appropriées pour l'utilisation de l'équation 33-31;

2° déterminer le temps pendant lequel une composante a fuit conformément aux méthodes suivantes:

a) lorsqu'une seule campagne de détection des fuites est effectuée par année, l'émetteur doit présumer que la fuite existe depuis le début de l'année et qu'elle subsiste jusqu'à sa réparation. Si la fuite n'est pas réparée, l'émetteur doit présumer que la fuite a subsisté toute l'année;

b) lorsque plus d'une campagne de détection des fuites sont effectuées par année, l'émetteur doit présumer que la fuite existe depuis la dernière campagne. Si une fuite a été détectée lors de cette dernière, l'émetteur doit présumer que la fuite non réparée a subsisté toute l'année.

QC.33.4.17. Émissions fugitives de l'ensemble des composantes

Dans le cas des émissions fugitives provenant de l'ensemble des composantes, l'émetteur doit:

1° déterminer le nombre total de composantes pour chaque type de composantes, pour chaque type de services, selon l'une des méthodes suivantes:

a) en utilisant une méthode propre au secteur publiée par l'Association canadienne du gaz ou par l'Association canadienne des producteurs pétroliers;

b) en se basant sur les données spécifiques à l'entreprise;

2° lors de la première année de déclaration de ses émissions, utiliser le facteur d'émission de chaque type de composantes, selon le type de services, à l'aide des données indiquées aux tableaux 33-1 et 33-2 prévus à QC.33.6. Si il n'y a pas de facteur d'émission indiqués à ces tableaux, l'émetteur peut utiliser un facteur provenant des tableaux W-iA et W-2 de la Partie 98.230 du Titre 40 du Code of Federal Regulations publiés par la U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) ou de la plus récente version du document intitulé «A national inventory of green house gas(GHG), criteria air contaminant (CAC) and hydrogen sulphide (H₂S) Emission by the upstream oil & gas Industry» et publié par Clearstone Engineering Ltd.;

3° lors des années subséquentes de déclaration d'émissions, déterminer le facteur d'émission des fuites provenant de chaque type de composantes, pour chaque type de services, conformément aux méthodes suivantes:

a) en se basant sur les données spécifiques au fonctionnement des équipements de l'entreprise et selon une méthode publiée par l'un des organismes visés au paragraphe 1 de QC.33.4;

b) en faisant la mise à jour des facteurs d'émission au moins tous les 3 ans;

4° déterminer la concentration du CO₂ et du CH₄ dans le gaz naturel conformément aux méthodes prévues dans la plus récente version du document intitulé «Methodology Manuel: Estimation of Air Emissions from the Canadian Natural Gas Transmission, Storage and Distribution System» et publié par Clearstone Engineering Ltd.

QC.33.4.18. Décharges des pompes d'injection lors de la récupération assistée de pétrole

Dans le cas des décharges des pompes d'injection lors de la récupération assistée de pétrole, l'émetteur doit:

1° déterminer le volume de gaz d'une décharge pour chaque pompe en calculant le volume interne des équipements entre les valves d'isolement;

2° maintenir un registre du nombre de décharge par pompes d'injection lors de la récupération assistée de pétrole;

3° déterminer la densité en phase critique du gaz à effet de serre en utilisant une méthode publiée par un organisme visé au paragraphe 1 de QC.33.4 ou, si ces organismes n'ont pas de méthode, à l'aide d'une méthode reconnue par l'industrie.

QC.33.4.19. Émissions attribuables à la combustion des gaz extraits et des gaz d'évent

Lorsque l'émetteur calcule les émissions attribuables à la combustion des gaz extraits et des gaz d'évent en utilisant l'équation 1-7 prévue au paragraphe 3 de QC.1.3.3, il doit déterminer la teneur en carbone et la fraction moléculaire de ces gaz conformément à QC.1.5.5.

QC.33.5. Méthodes d'estimation des données manquantes

Lorsque, dans le cadre de ses activités d'échantillonnage, l'émetteur est dans l'impossibilité d'obtenir des données analytiques, celui-ci doit analyser à nouveau, selon les méthodes prescrites dans le présent protocole, l'échantillon d'origine, l'échantillon de sauvegarde ou un échantillon de remplacement pour la même période de mesures et de prélèvements.

Lorsqu'une donnée devant être échantillonnée ou mesurée conformément au présent protocole pour le calcul des émissions est manquante, l'émetteur doit faire la démonstration que tout a été mis en oeuvre pour que 100% des données soient échantillonnées. Il doit ensuite utiliser une donnée de remplacement établie de la manière suivante:

1° dans le cas de l'émetteur qui utilise l'une des méthodes de calcul prévues dans ce protocole:

a) lorsque la donnée manquante est la teneur en carbone, le pouvoir calorifique supérieur, la masse moléculaire, la fraction molaire, la fraction massique, le ratio de la quantité de gaz sur la quantité de liquide, la température, la pression ou une donnée échantillonnée, il doit:

i. déterminer le taux d'échantillonnage ou de mesure selon l'équation suivante:

Équation 33-35

$$T = Q_{ERéel} / Q_{ERequis}$$

Où:

T = Taux d'échantillonnage réel ou taux de mesure effectuée, exprimé en pourcentage;

$Q_{ERéel}$ = Quantité d'échantillonnages réels ou de mesures effectuées par l'émetteur;

$Q_{ERequis}$ = Quantité d'échantillonnages requis ou de mesures effectuées conformément à QC.33.4;

ii. dans le cas des données nécessitant un échantillonnage ou une analyse:

- lorsque $T \geq 0,9$: remplacer la donnée manquante par la moyenne arithmétique des données échantillonnées ou mesurées immédiatement avant et suivant la période pour laquelle la donnée s'avère manquante. Si aucune donnée précédant cette période n'est disponible, l'émetteur doit utiliser la première donnée suivant la période pour laquelle la donnée est manquante;

- lorsque $0,75 \leq T < 0,9$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours de l'année de déclaration pour laquelle le calcul est fait;

- lorsque $T < 0,75$: remplacer la donnée manquante par la donnée échantillonnée ou analysée la plus élevée obtenue au cours des 3 dernières années;

b) lorsque la donnée manquante est le temps, la quantité de gaz, la quantité de liquide, le débit de liquide ou le débit de gaz, la donnée de remplacement doit être estimée en se basant sur toutes les données afférentes aux procédés utilisés;

2° dans le cas de l'émetteur qui utilise un système de mesure en continu des émissions de gaz, selon la procédure indiquée dans le protocole SPE 1/PG/7, intitulé «Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance en continu des émissions gazeuses des centrales thermiques» et publié en novembre 2005 par Environnement Canada, ou en appliquant aux paramètres manquants la méthode prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 2 de QC.1.6.

QC.33.6. Tableaux

Tableau 33-1. Facteurs d'émissions moyens pour une installation d'exploration, d'exploitation de pétrole ou de gaz naturel ou de traitement du gaz naturel

(QC.33.2, QC.33.3.17, QC.33.4.17)

Facteurs d'émissions par type de composantes	
Types de composantes - type de services	Tonnes d'hydrocarbures totaux par composante - heure
Vanne - Gaz combustible	2,81 x 10 ⁻⁰⁶
Vanne - Liquide léger	3,52 x 10 ⁻⁰⁶
Vanne - Gaz/vapeur - tout	2,46 x 10 ⁻⁰⁶
Vanne - Gaz/vapeur - acide	1,16 x 10 ⁻⁰⁶
Vanne - Gaz/vapeur - doux	2,81 x 10 ⁻⁰⁶
Raccord - Gaz combustible	8,18 x 10 ⁻⁰⁷
Raccord - Liquide léger	5,51 x 10 ⁻⁰⁷
Raccord - Gaz/vapeur - tout	7,06 x 10 ⁻⁰⁷
Raccord - Gaz/vapeur - acide	1,36 x 10 ⁻⁰⁷
Raccord - Gaz/vapeur - doux	8,18 x 10 ⁻⁰⁷
Vanne de commande - Gaz combustible	1,62 x 10 ⁻⁰⁵
Vanne de commande - Liquide léger	1,77 x 10 ⁻⁰⁵
Vanne de commande - Gaz/vapeur - tout	1,46 x 10 ⁻⁰⁵
Vanne de commande - Gaz/vapeur - acide	9,64 x 10 ⁻⁰⁶
Vanne de commande - Gaz/vapeur - doux	1,62 x 10 ⁻⁰⁵
Soupape de surpression - Gaz combustible et gaz/vapeur	1,70 x 10 ⁻⁰⁵
Soupape de surpression - Liquide léger	5,39 x 10 ⁻⁰⁶
Régulateur de pression - Gaz combustible et gaz/vapeur	8,11 x 10 ⁻⁰⁶
Régulateur de pression - Gaz/vapeur - acide	4,72 x 10 ⁻⁰⁸
Régulateur de pression - Gaz/vapeur - doux	8,39 x 10 ⁻⁰⁶
Conduite ouverte à l'atmosphère - Gaz combustible	4,67 x 10 ⁻⁰⁴
Conduite ouverte à l'atmosphère - Liquide léger	1,83 x 10 ⁻⁰⁵
Conduite ouverte à l'atmosphère - Gaz/vapeur - tout	4,27 x 10 ⁻⁰⁴
Conduite ouverte à l'atmosphère - Gaz/vapeur - acide	1,89 x 10 ⁻⁰⁴
Conduite ouverte à l'atmosphère - Gaz/vapeur - doux	4,67 x 10 ⁻⁰⁴
Joint de pompe - Liquide léger	2,32 x 10 ⁻⁰⁵

Tableau 33-2. Facteurs d'émissions moyens pour une installation d'exploration et d'exploitation de pétrole et de gaz naturel

(QC.33.2, QC.33.3.17, Q.33.4.17)

Types de composantes - types de services	Tonnes d'hydrocarbures totaux par composante - heure
Vanne - Gaz combustible et gaz/vapeur	1,51 x 10 ⁻⁰⁶

Vanne - Liquide lourd	8,40 x 10 ⁻⁰⁹
Vanne - Liquide léger	1,21 x 10 ⁻⁰⁶
Raccord - Gaz combustible et gaz/vapeur	2,46 x 10 ⁻⁰⁶
Raccord - Liquide lourd	7,50 x 10 ⁻⁰⁹
Raccord - Gaz/vapeur - tout	1,90 x 10 ⁻⁰⁷
Vanne de commande - Gaz combustible et gaz/vapeur	1,46 x 10 ⁻⁰⁵
Vanne de commande - Liquide léger	1,75 x 10 ⁻⁰⁵
Soupape de surpression - Gaz combustible et gaz/vapeur	1,63 x 10 ⁻⁰⁵
Soupape de surpression - Liquide lourd	3,20 x 10 ⁻⁰⁸
Soupape de surpression - Liquide léger	7,50 x 10 ⁻⁰⁵
Régulateur de pression - Gaz combustible et gaz/vapeur	6,68 x 10 ⁻⁰⁶
Conduite ouverte à l'atmosphère - Gaz combustible et gaz/vapeur	3,08 x 10 ⁻⁰⁴
Conduite ouverte à l'atmosphère - Liquide léger	3,73 x 10 ⁻⁰⁶
Joint de pompe - Liquide lourd	3,20 x 10 ⁻⁰⁸
Joint de pompe - Liquide léger	2,32 x 10 ⁻⁰⁵

Tableau 33-3. Facteurs d'émissions moyens pour équipements pneumatiques fonctionnant au gaz naturel (QC.33.4.1, QC.33.4.2)

Types de composantes	m ³ aux conditions de référence par heure par composante
Événements des équipements pneumatiques à échappement élevé	1,3620
Événements des équipements pneumatiques à échappement intermittent	0,4927
Événements des équipements pneumatiques à faible échappement	0,0510
Pompes pneumatiques	0,3766

Tableau 33-4. Facteurs d'émission indiqués par les fabricants pour les fuites des régulateurs de niveau de liquide, des positionneurs, des régulateurs de pression, des capteurs et des transmetteurs (QC.33.4.1, QC.33.4.2)

Description	Fabricants	Modèles	Conditions d'opération	Facteurs d'émission (m ³ /heure)
Régulateur de niveau de liquide	Bristol Babcock	Series 5453-Model 624-II	Continu	0,0850
Régulateur de niveau de liquide	Fisher	2100	Continu	0,0283
Régulateur de niveau de liquide	Fisher	2500	Continu	1,1893
Régulateur de niveau de liquide	Fisher	2660	Continu	0,0283
Régulateur de niveau de liquide	Fisher	2680	Continu	0,0283

Régulateur de niveau de liquide	Fisher	2900	Continu	0,6513
Régulateur de niveau de liquide	Fisher	L2	Continu	0,0425
Régulateur de niveau de liquide	Invalco	AE-155	Continu	1,5008
Régulateur de niveau de liquide	Invalco	CT Series	Continu	1,1327
Régulateur de niveau de liquide	Norriseal	1001 (A) 'Envirosave'	Intermittent	0,0000
Régulateur de niveau de liquide	Norriseal	1001 (A) snap	Intermittent	0,0057
Régulateur de niveau de liquide	Norriseal	1001 (A) throttle	Intermittent	0,0002
Régulateur de niveau de liquide	Wellmark	2001 (snap)	Intermittent	0,0057
Régulateur de niveau de liquide	Wellmark	2001 (throttling)	Intermittent	0,0002
Positionneur	Becker	EFP-2.0	Intermittent	0,0000
Positionneur	Becker	HPP-5	Continu	0,1416
Positionneur	Fisher	3582	Continu	0,4531
Positionneur	Fisher	3590	Continu	0,8495
Positionneur	Fisher	3660	Continu	0,1982
Positionneur	Fisher	3661	Continu	0,2959
Positionneur	Fisher	3582i	Continu	0,5833
Positionneur	Fisher	3610J	Continu	0,4531
Positionneur	Fisher	3620J	Continu	0,7532
Positionneur	Fisher	DVC 5000	Continu	0,2832
Positionneur	Fisher	DVC 6000	Continu	0,3964
Positionneur	Fisher	Fieldview Digital	Continu	0,8920
Positionneur	Masoneilan	7400	Continu	1,0477
Positionneur	Masoneilan	4600B Series	Continu	0,6796
Positionneur	Masoneilan	4700B Series	Continu	0,6796
Positionneur	Masoneilan	4700E	Continu	0,6796
Positionneur	Masoneilan	SV	Continu	0,1133
Positionneur	Moore Products	73N-B	Continu	1,0194
Positionneur	Moore Products	750P	Continu	1,1893
Positionneur	PMV	D5 Digital	Continu	0,0283
Positionneur	Sampson	3780 Digital	Continu	0,0283
Positionneur	VCR	VP700 PtoP	Continu	0,0283
Régulateur de pression	Ametek	Series 40	Continu	0,1699
Régulateur de pression	Becker	HPP-SB	Continu	0,0000
Régulateur de pression	Becker	VRP-B-CH	Continu	0,1416
Régulateur de pression	Becker	VRP-SB	Continu	0,0000

Régulateur de pression	Becker	VRP-SB Gap Controller	Continu	0,0000
Régulateur de pression	Becker	VRP-SB-CH	Continu	0,0000
Régulateur de pression	Becker	VRP-SB-PID Controller	Continu	0,0000
Régulateur de pression	Bristol Babcock	Series 5453-Model 10F	Continu	0,0850
Régulateur de pression	Bristol Babcock	Series 5455-Model 624-III	Continu	0,0708
Régulateur de pression	CSV	4150	Continu	0,6853
Régulateur de pression	CSV	4160	Continu	0,6853
Régulateur de pression	Dyna-Flow	4000	Continu	0,6853
Régulateur de pression	Fisher	2506	Continu	0,6853
Régulateur de pression	Fisher	2516	Continu	0,6853
Régulateur de pression	Fisher	4150	Continu	0,7362
Régulateur de pression	Fisher	4160	Continu	0,7362
Régulateur de pression	Fisher	4194	Continu	0,1203
Régulateur de pression	Fisher	4195	Continu	0,1203
Régulateur de pression	Fisher	4660	Continu	0,1416
Régulateur de pression	Fisher	4100 (large orifice)	Continu	1,4158
Régulateur de pression	Fisher	4100 (small orifice)	Continu	0,4248
Régulateur de pression	Fisher	C1	Continu	0,1472
Régulateur de pression	Fisher	DVC 6010	Continu	0,0878
Régulateur de pression	Foxboro	43AP	Continu	0,5097
Régulateur de pression	ITT Barton	338	Continu	0,1699
Régulateur de pression	ITT Barton	358	Continu	0,0510
Régulateur de pression	ITT Barton	359	Continu	0,0510
Régulateur de pression	ITT Barton	335P	Continu	0,1699
Capteur	Bristol Babcock	9110-00A	Continu	0,0119
Capteur	Bristol Babcock	Series 502 A/D	Continu	0,1671
Capteur	Fairchild	TXI 7800	Continu	0,2407
Capteur	Fisher	546	Continu	0,8495
Capteur	Fisher	646	Continu	0,2209
Capteur	Fisher	846	Continu	0,3398
Capteur	Fisher	i2P-100	Continu	0,2832
Transmetteur	Bristol Babcock	Series 5457-70F	Continu	0,0850
Transmetteur	ITT Barton	273A	Continu	0,0850
Transmetteur	ITT Barton	274A	Continu	0,0850
Transmetteur	ITT Barton	284B	Continu	0,0850
Transmetteur	ITT Barton	285B	Continu	0,0850