

CHAPITRE 4

ÉMISSIONS FUGITIVES

Auteurs

Mines de charbon

John N. Carras (Australie)

Pamela M. Franklin (États-Unis), Yuhong Hu (Chine), A. K. Singh (Inde) et Oleg V. Tailakov (Fédération de Russie)

Pétrole et gaz naturel

David Picard (Canada)

Azhari F. M. Ahmed (Qatar), Eilev Gjerald (Norvège), Susann Nordrum (États-Unis) et Irina Yesserkepova (Kazakhstan)

Table des matières

4	Émissions Fugitives	
4.1	Émissions Fugitives dues à l'exploitation, au traitement, au stockage et au transport de charbon	4.7
4.1.1	Vue d'ensemble et description des sources	4.7
4.1.1.1	Exploitation des mines et manipulation du charbon	4.7
4.1.1.2	Résumé des sources	4.9
4.1.2	Questions méthodologiques	4.11
4.1.3	Mines de charbon souterraines	4.11
4.1.3.1	Choix de la méthode	4.12
4.1.3.2	Choix des facteurs d'émission pour les mines souterraines	4.14
4.1.3.3	Choix des données sur les activités	4.17
4.1.3.4	Exhaustivité relative aux mines de charbon souterraines	4.18
4.1.3.5	Développement de séries temporelles cohérentes	4.18
4.1.3.6	Évaluation des incertitudes	4.19
4.1.4	Exploitation des mines de charbon de surface	4.20
4.1.4.1	Choix de la méthode	4.20
4.1.4.2	Facteurs d'émission pour les mines de surface	4.21
4.1.4.3	Données sur les activités	4.23
4.1.4.4	Exhaustivité relative aux mines de surface	4.23
4.1.4.5	Développement d'une série temporelle cohérente	4.23
4.1.4.6	Évaluation des incertitudes des émissions	4.23
4.1.5	Mines de charbon souterraines abandonnées	4.24
4.1.5.1	Choix de la méthode	4.24
4.1.5.2	Choix des facteurs d'émission	4.27
4.1.5.3	Choix des données sur les activités	4.32
4.1.5.4	Exhaustivité	4.33
4.1.5.5	Développement d'une série temporelle cohérente	4.33
4.1.5.6	Évaluation des incertitudes	4.33
4.1.6	Exhaustivité relative à l'extraction du charbon	4.34
4.1.7	Assurance de la qualité/contrôle de la qualité (AQ/CQ) des inventaires	4.35
4.1.7.1	Contrôle de la qualité et documentation	4.35
4.1.7.2	Établissement de rapports et documentation	4.36
4.2	Emissions fugitives imputables aux systèmes de pétrole et de gaz naturel	4.36
4.2.1	Vue d'ensemble, description des sources	4.37
4.2.2	Questions méthodologiques	4.41
4.2.2.1	Choix de la méthode, diagrammes décisionnels et niveaux	4.42

4.2.2.2	Choix de la méthode.....	4.46
4.2.2.3	Choix de facteur d'émission.....	4.53
4.2.2.4	Choix de données sur les activités.....	4.71
4.2.2.5	exhaustivité.....	4.76
4.2.2.6	Elaboration de séries temporelles cohérentes.....	4.78
4.2.2.7	Evaluation des incertitudes.....	4.78
4.2.3	L'inventaire de l'assurance de la qualité/du contrôle de la qualité (AQ/CQ).....	4.79
4.2.4	Etablissement des rapports et documentation.....	4.80
Références		4.1

Equations

Équation 4.1.1	Estimation des émissions des mines de charbon souterraines aux Niveaux 1 et 2, sans ajustement pour l'utilisation ou le brûlage à la torche du méthane.....	4.12
Équation 4.1.2	Estimation des émissions des mines de charbon souterraines aux Niveaux 1 et 2, avec ajustement pour l'utilisation ou le brûlage à la torche du méthane.....	4.12
Équation 4.1.3	Niveau 1 : Méthode de la moyenne globale – mines souterraines – avant ajustement pour toute utilisation ou brûlage à la torche du méthane.....	4.15
Équation 4.1.4	Niveau 1 : méthode de la moyenne globale – émissions post-exploitation – mines souterraines.....	4.15
Équation 4.1.5	Émissions de CO ₂ et de CH ₄ imputables au méthane drainé brûlé à la torche ou oxydé catalytiquement.....	4.17
Équation 4.1.6	Équation générale pour l'estimation des émissions fugitives dues à l'exploitation de surface des mines de charbon.....	4.20
Équation 4.1.7	Niveau 1 : méthode de la moyenne globale – mines de surface.....	4.22
Équation 4.1.8	Niveau 1 : méthode de la moyenne globale – émissions post-exploitation – mines de surface.....	4.22
Équation 4.1.9	Équation générale d'estimation des émissions fugitives des mines de charbon souterraines abandonnées.....	4.24
Équation 4.1.10	Approche de Niveau 1 pour les mines souterraines abandonnées.....	4.25
Équation 4.1.11	Approche de Niveau 2 pour les mines souterraines abandonnées sans récupération et utilisation du méthane.....	4.30
Équation 4.1.12	Niveau 2 – Facteur d'émission des mines de charbon souterraines abandonnées.....	4.31
Équation 4.1.13	Exemple de calcul des émissions au Niveau 3 – mines souterraines abandonnées.....	4.31
Equation 4.2.1	Niveau 1: estimation des émissions fugitives imputables à un segment d'industrie.....	4.46
Equation 4.2.2	Niveau 1: Total des émissions fugitives imputables à des segments d'industrie.....	4.46
Equation 4.2.3	Approche Alternative de Niveau 2 (émissions imputables à la ventilation).....	4.50
Equation 4.2.4	Approche Alternative de Niveau 2 (émissions de CH ₄ imputables au brûlage).....	4.50
Equation 4.2.5	Approche Alternative de Niveau 2 (émissions de CO ₂ imputables au brûlage).....	4.51
Equation 4.2.6	Émissions de CH ₄ imputables au brûlage et à la ventilation.....	4.51
Equation 4.2.7	Émissions de CO ₂ imputables à la ventilation et au brûlage.....	4.51
Equation 4.2.8	Émissions de N ₂ O imputables au brûlage.....	4.51

Figures

Figure 4.1.1	Diagramme décisionnel pour les mines de charbon souterraines	4.14
Figure 4.1.2	Diagramme décisionnel pour les mines de charbon de surface	4.21
Figure 4.1.3	Diagramme décisionnel pour les mines de charbon souterraines abandonnées	4.25
Figure 4.2.1	Diagramme décisionnel pour les systèmes de gaz naturel.....	4.43
Figure 4.2.2	Diagramme décisionnel pour la production de pétrole brut.....	4.44
Figure 4.2.3	Diagramme décisionnel pour le transport, le raffinage et la valorisation du pétrole brut.....	4.45

Tableaux

Tableau 4.1.1	Division précise par secteur des émissions dues à l'exploitation, au traitement, au stockage et au transport de charbon	4.10
Tableau 4.1.2	Estimations des incertitudes des mines souterraines pour les approches de Niveau 1 et 2	4.19
Tableau 4.1.3	Estimations des incertitudes des mines de charbon souterraines à l'approche de Niveau 3 ..	4.20
Tableau 4.1.4	Estimations des incertitudes des mines de surface pour les approches de Niveau 1 et 2.....	4.24
Tableau 4.1.5	Niveau 1 – mines souterraines abandonnées - valeurs par défaut - pourcentage de mines de charbon gazeuses	4.28
Tableau 4.1.6	Niveau 1 – mines souterraines abandonnées - facteur d'émission, million m ³ méthane / mine.....	4.29
Tableau 4.1.7	Niveau 1 – mines souterraines abandonnées.....	4.29
Tableau 4.1.8	Niveau 2 – mines souterraines abandonnées - valeurs par défaut pour les émissions des mines actives avant abandon	4.31
Tableau 4.1.9	Coefficients pour le Niveau 2 – mines de charbon souterraines abandonnées.....	4.31
Tableau 4.2.1	Répartition détaillée par secteur pour les émissions imputables à la production et au transport de pétrole et de gaz naturel	4.38
Tableau 4.2.2	Catégories principales et sous-catégories dans l'industrie du pétrole et du gaz.....	4.48
Tableau 4.2.3	Intervalles types de rapport pétrole-gaz dans différents types de production	4.50
Tableau 4.2.4	Facteurs d'émission de Niveau 1 pour les émissions fugitives (y compris la ventilation et le brûlage à la torche) imputables aux opérations de pétrole et de gaz dans les pays développés	4.54
Tableau 4.2.5	Facteurs d'émission de Niveau 1 des émissions fugitives (notamment la ventilation et le brûlage à la torche) imputables aux opérations pétrolières et gazéifères dans les pays en développement et économies en transition	4.61
Tableau 4.2.6	Conditions de données sur les activités traditionnelle pour chaque approche d'évaluation des émissions fugitives imputables aux opérations de pétrole et de gaz par type de catégorie de source primaire	4.72
Tableau 4.2.7	Conseils pour obtenir des valeurs de données sur les activités nécessaires pour utiliser l'approche de Niveau 1 destinée à estimer les émissions fugitives imputables aux opérations pétrolières et gazéifères.....	4.73

Tableau 4.2.8	Classification des pertes de gaz en termes de faibles, moyennes ou élevées concernant des types sélectionnés d'installations de gaz naturel	4.77
Tableau 4.2.9	Modèle pour résumer la méthodologie appliquée et base d'estimation des émissions imputables aux systèmes de pétrole et de gaz naturel avec des échantillons d'entrée	4.82

4 ÉMISSIONS FUGITIVES

4.1 ÉMISSIONS FUGITIVES DUES A L'EXPLOITATION, AU TRAITEMENT, AU STOCKAGE ET AU TRANSPORT DE CHARBON

L'extraction, le traitement et la livraison de combustibles fossiles jusqu'à leur utilisation finale peuvent entraîner des émissions intentionnelles et non intentionnelles de gaz à effet de serre. Ces émissions sont nommées émissions fugitives.

4.1.1 Vue d'ensemble et description des sources

Les émissions fugitives associées au charbon peuvent être classées en fonction des grandes catégories suivantes.¹

4.1.1.1 EXPLOITATION DES MINES ET MANIPULATION DU CHARBON

Les processus géologiques de formation du charbon produisent également du méthane (CH₄), et du dioxyde de carbone (CO₂) peut aussi être présent dans certaines veines de charbon. Ces gaz prennent le nom collectif de gaz de veine, et restent enfermés dans la veine de charbon jusqu'à ce que le charbon soit exposé et brisé lors de l'exploitation des mines. Le CH₄ est le principal gaz à effet de serre émis lors de l'exploitation des mines et la manipulation du charbon.

Les principales émissions de gaz à effet de serre des mines de charbon souterraines et de surface sont les suivantes :

- **Émissions dues à l'exploitation des mines** – Ces émissions proviennent de la libération de gaz stocké lors du bris de charbon et des couches adjacentes, lors des opérations d'extraction.
- **Émissions post-exploitation** – Tout le gaz n'est pas émis par le charbon lors du processus de bris de charbon pendant l'exploitation des mines. Les émissions qui ont lieu lors de la manipulation, du traitement et du transport du charbon post-exploitation sont nommées émissions post-exploitation des mines. En conséquence, le charbon continue normalement à émettre du gaz *même après avoir été extrait des mines*, quoique de manière plus lente que lors de l'étape de bris de charbon.
- **Oxydation à basse température** – Ces émissions ont lieu car une fois que le charbon est exposé à l'oxygène dans l'air, il s'oxyde et produit du CO₂. Toutefois, le taux de formation du CO₂ par ce procédé est faible.
- **Combustion incontrôlée** – Parfois, lorsque la chaleur produite par l'oxydation à basse température n'a pas d'exutoire, la température augmente et peut entraîner un feu actif. Ce processus est généralement connu sous le nom de combustion incontrôlée et représente la manifestation la plus extrême de l'oxydation. La combustion incontrôlée se caractérise par des réactions rapides, parfois des flammes visibles et la formation rapide de CO₂, et peut être naturelle ou anthropique. À noter que seules les combustions incontrôlées dues aux activités d'exploitation de charbon sont prises en compte dans le présent chapitre.

Lorsqu'on cesse l'exploitation, les **mines de charbon abandonnées** peuvent aussi continuer à émettre du méthane.

Certains des grands procédés devant être pris en compte lors de l'estimation des émissions de différents types de mines de charbon sont décrits ci-après :

¹ Les méthodes permettant de déterminer les émissions dues à l'*extraction de tourbe* sont présentées au Chapitre 7, Terres humides, du Volume 4, AFAT.

MINES SOUTERRAINES

Mines de charbon souterraines actives

Les catégories de source *potentielles* suivantes pour les émissions fugitives des mines de charbon souterraines actives sont prises en compte dans le présent chapitre :

Émissions de gaz de veine ventilées dans l'atmosphère à partir de l'*air de ventilation* des mines de charbon et des *systèmes de dégazage*.

- Émissions post-exploitation
- Oxydation à basse température
- Combustion incontrôlée

On rencontre des systèmes à air de ventilation et des systèmes de dégazage dans les mines de charbon dans les cas suivants :

Air de ventilation des mines de charbon

Les mines de charbon souterraines sont normalement ventilées grâce à de l'air de balayage provenant de la surface, à travers les tunnels souterrains, afin de maintenir une atmosphère saine. L'air de ventilation attrape le CH₄ et le CO₂ émis par les formations de charbon et les transporte vers la surface où ils sont émis dans l'atmosphère. La concentration de méthane dans l'air de ventilation est normalement faible, mais le taux de flux de volume de l'air de ventilation est normalement élevé ; en conséquence les émissions de méthane imputables à cette source peuvent être très importantes.

Systèmes de dégazage des mines de charbon

Les systèmes de dégazage comprennent les puits forés avant, pendant et après l'exploitation des mines afin de drainer les gaz (surtout le CH₄) depuis les veines de charbon qui les émettent dans la mine. Lors de l'exploitation active des mines, on dégaze principalement pour que l'air des lieux de travail des mineurs soit sain ; toutefois le gaz récupéré peut également être utilisé comme source d'énergie. Pour récupérer du méthane, on peut également utiliser les systèmes de dégazage des mines de charbon souterraines abandonnées. La quantité de méthane récupérée à partir des systèmes de dégazage des mines de charbon peut être très importante et doit être comptabilisée, en fonction de son utilisation finale, comme le décrit la Section 4.1.3.2 du présent chapitre.

Mines souterraines abandonnées

Après leur fermeture, les mines de charbon qui émettaient du méthane de manière significative lors des opérations d'exploitation de la mine continuent à émettre du méthane, à moins qu'elles n'aient été inondées, ce qui met un terme aux émissions. Même lorsque les mines ont été scellées, du méthane peut continuer à être émis vers l'atmosphère en conséquence de la migration des gaz par voies naturelles ou anthropiques, comme de vieilles entrées de tunnels, des tuyaux d'aération, ou des craquements ou fissures dans les couches sus-jacentes. Les émissions déclinent rapidement jusqu'à atteindre un taux proche de l'équilibre qui peut persister pendant une période de temps étendue.

Les mines abandonnées peuvent être inondées en raison de l'intrusion d'eau souterraine ou de surface dans le pore de la mine. En général, ces mines continuent à émettre du gaz pendant plusieurs années avant d'être complètement inondées, et l'eau empêche l'émission de méthane supplémentaire vers l'atmosphère. On considère comme négligeables les émissions de mines abandonnées et entièrement inondées. Les mines restant partiellement inondées peuvent continuer à produire des émissions de méthane pendant une longue période de temps, comme les mines qui n'ont pas été inondées.

Une autre source potentielle d'émissions existe lorsqu'une partie du charbon des mines abandonnées prend feu en raison du mécanisme de combustion incontrôlée. Il n'existe toutefois actuellement aucune méthodologie permettant d'estimer les émissions potentielles dues aux combustions incontrôlées dans les mines souterraines abandonnées.

MINES DE CHARBON DE SURFACE

Mines de surface actives

Les catégories de sources *potentielles* relatives aux mines de surface et prises en compte dans le présent chapitre sont les suivantes :

- Méthane et CO₂ émis lors de l'exploitation des mines par le bris de charbon et couches associées et les fuites provenant du plancher de la mine et des parois.
- Émissions post-exploitation

- Oxydation à basse température
- Combustion incontrôlée dans les terrils de déchets

Les émissions dues aux mines de charbon de surface proviennent des veines minées et adjacentes, qui peuvent aussi contenir du méthane et du CO₂. Bien que la teneur en gaz soit généralement moins importante que pour les veines de charbon souterraines plus profondes, les émissions de gaz de veine des mines de surface doivent être comptabilisées, en particulier pour les pays où ce type de méthode d'exploitation des mines est une pratique courante. En plus des émissions de gaz de veine, le charbon inutilisé déposé dans des terrils de déchets ou des morts-terrains peut entraîner des émissions de CO₂ par oxydation à basse température ou combustion incontrôlée.

Mines de surface abandonnées

Après fermeture, les mines de surface abandonnées ou déclassées peuvent continuer à émettre du méthane car le gaz fuit des veines de charbon brisées ou endommagées lors de l'exploitation. Il n'existe actuellement aucune méthode d'estimation des émissions de cette source.

4.1.1.2 RESUME DES SOURCES

Les principales sources sont présentées au Tableau 4.1.1 ci-dessous.

TABEAU 4.1.1 DIVISION PRÉCISE PAR SECTEUR DES ÉMISSIONS DUES À L'EXPLOITATION, AU TRAITEMENT, AU STOCKAGE ET AU TRANSPORT DE CHARBON		
Code GIEC	Nom du secteur	
1 B	Émissions fugitives dues aux combustibles	Comprend toutes les émissions intentionnelles et non intentionnelles dues à l'extraction, au traitement, au stockage et au transport du combustible jusqu'à l'utilisation finale.
1 B 1	<i>Combustibles solides</i>	Comprend toutes les émissions intentionnelles et non intentionnelles dues à l'extraction, au traitement, au stockage et au transport de combustibles solides jusqu'à l'utilisation finale.
1B a	Exploitation et traitement du charbon	Comprend toutes les émissions fugitives imputables au charbon
1B 1 a i	<i>Mines souterraines</i>	Comprend toutes les émissions dues à l'exploitation, la post-exploitation, les mines abandonnées et le brûlage à la torche du méthane drainé.
1B 1 a i 1	<i>Exploitation des mines</i>	Comprend toutes les émissions de gaz de veine ventilées dans l'atmosphère à partir de l'air de ventilation des mines de charbon et des systèmes de dégazage.
1B 1 a i 2	<i>Émissions de gaz de veine post-exploitation</i>	Comprend le méthane et le CO ₂ émis après que le charbon a été exploité, ramené à la surface et traité, stocké et transporté.
1B 1 a i 3	<i>Mines souterraines abandonnées</i>	Comprend les émissions de méthane des mines souterraines abandonnées.
1B 1 a i 4	<i>Brûlage à la torche de méthane drainé ou conversion de méthane en CO₂</i>	Inclure le méthane drainé et brûlé à la torche, ou le gaz de ventilation converti en CO ₂ par un procédé d'oxydation. Le méthane utilisé pour la production d'énergie doit être inclus dans le Chapitre 2 du Volume 2 (Énergie), Combustion stationnaire.
1 B 1 a ii	<i>Mines de surface</i>	Comprend toutes les émissions de gaz de veine provenant de l'exploitation du charbon de surface.
1B 1 a ii 1	<i>Exploitation des mines</i>	Comprend le méthane et le CO ₂ émis lors de l'exploitation des mines par le bris de charbon et couches associées, et les fuites provenant du plancher de la mine et des parois.
1B 1 a ii 2	<i>Émissions de gaz de veine post-exploitation</i>	Comprend le méthane et le CO ₂ émis après l'exploitation du charbon, et son traitement, stockage et transport.
1 B 1 b	<i>Combustion incontrôlée et remblais de charbon en feu</i>	Comprend les émissions de CO ₂ imputables à la combustion incontrôlée due aux activités d'exploitation du charbon.

4.1.2 Questions méthodologiques

Les sections suivantes traitent des émissions de méthane, qui est responsable des émissions fugitives les plus importantes pour l'exploitation des mines de charbon. Les émissions de CO₂ doivent aussi être incluses dans les inventaires, si l'on dispose de données les concernant.

MINES SOUTERRAINES

Les émissions fugitives dues à l'exploitation de mines souterraines proviennent à la fois des systèmes de ventilation et de dégazage. Ces émissions proviennent normalement d'un nombre peu élevé de sources qui peuvent être considérées comme des sources ponctuelles. On peut les mesurer avec des méthodes types.

MINES DE SURFACE

Pour les mines de surface, les émissions de gaz à effet de serre sont généralement dispersées sur tous les secteurs de la mine et il vaut mieux les considérer comme des sources diffuses. Ces émissions peuvent provenir de gaz de veine émis par les procédés de bris de charbon et de l'emploi de morts-terrains, de l'oxydation à basse température du charbon des terrils ou du charbon de piètre qualité amassé dans les remblais, et de la combustion incontrôlée. Les méthodes de mesure pour l'oxydation à basse température et la combustion incontrôlée sont encore en cours de développement ; en conséquence le présent chapitre ne propose pas de méthodes d'estimation.

MINES ABANDONNÉES

Il est difficile d'estimer les émissions des mines souterraines abandonnées ; toutefois le présent chapitre propose une méthodologie pour ce faire. Il n'existe pas encore de méthodologie pour les mines de surface abandonnées ou déclassées, elles sont donc exclues du présent chapitre.

RÉCUPÉRATION ET UTILISATION DU MÉTHANE

Le méthane récupéré par drainage, de l'air de ventilation ou dans les mines abandonnées peut être utilisé de deux manières : (1) utilisation directe en tant que ressource de gaz naturel, ou (2) par brûlage à la torche afin de produire du CO₂, dont le potentiel de réchauffement est plus faible que celui du méthane.

NIVEAUX

L'utilisation d'un niveau approprié pour élaborer les estimations des émissions dues à l'exploitation du charbon, conformément aux *bonnes pratiques*, dépend de la qualité des données disponibles. Par exemple, si l'on dispose de données limitées et si la catégorie n'est pas une catégorie *clé*, les *bonnes pratiques* recommandent d'utiliser le Niveau 1. L'approche de Niveau 1 exige que les pays choisissent des facteurs d'émission à partir d'une plage de moyennes mondiales, et utilisent des données sur les activités spécifiques au pays afin de calculer les émissions totales. Le Niveau 1 est associé au plus haut niveau d'incertitude. Le Niveau 2 emploie des facteurs d'émission spécifiques au pays ou au bassin, qui représentent les valeurs moyennes pour le charbon exploité. Ces valeurs sont d'ordinaire développées par chaque pays, si elles existent. L'approche de Niveau 3 emploie des mesures directes sur une base spécifique à chaque mine, et si elle est bien mise en place, présente le plus faible niveau d'incertitude.

4.1.3 Mines de charbon souterraines

L'équation 4.1.1 ci-dessous présente la forme générale de l'équation permettant d'estimer les émissions dans les approches de Niveau 1 et 2, en fonction des données sur les activités de production de charbon relatives aux *émissions dues à l'exploitation des mines de charbon souterraines et à la post-exploitation*. Pour la première fois, les *Lignes directrices* proposent des méthodes d'estimation des émissions des mines souterraines *abandonnées* ; celles-ci sont décrites en détail à la Section 4.1.5.

L'équation 4.1.1 représente les émissions avant ajustement pour toute utilisation ou brûlage à la torche du gaz récupéré :

ÉQUATION 4.1.1**ESTIMATION DES EMISSIONS DES MINES DE CHARBON SOUTERRAINES AUX NIVEAUX 1 ET 2, SANS AJUSTEMENT POUR L'UTILISATION OU LE BRULAGE A LA TORCHE DU METHANE**

Émissions de gaz à effet de serre = production de charbon brut • Facteur d'émission • Unités de facteur de conversion

La définition du *facteur d'émission* utilisé dans cette équation dépend des données sur les activités utilisées. Aux Niveaux 1 et 2, le *facteur d'émission* pour les émissions souterraines, de surface et post-exploitation présente des unités de $\text{m}^3 \text{ tonne}^{-1}$, c'est-à-dire les mêmes unités que la teneur en gaz sur place, et ce parce que ces *facteurs d'émission* sont utilisés avec les données sur les activités sur la production de charbon brut qui est présentée en unités de masse (soit, des tonnes). Néanmoins, le *facteur d'émission* et la teneur en gaz sur place ne sont pas identiques et ne doivent pas être confondus. Le *facteur d'émission* est toujours plus élevé que la teneur en gaz sur place, car le gaz émis lors de l'exploitation des mines provient d'un volume de charbon et de couches adjacentes contenant du gaz plus important que le seul volume de charbon produit. Pour les *mines souterraines abandonnées*, le *facteur d'émission* présente des unités différentes, en raison de l'utilisation de méthodologies différentes. Voir Section 4.1.5 de plus amples renseignements.

L'équation 4.1.2 ci-dessous est à utiliser avec l'équation 4.1.1, afin d'ajuster les données en fonction de l'utilisation et du brûlage à la torche du méthane, aux approches de Niveau 1 et 2.

ÉQUATION 4.1.2**ESTIMATION DES EMISSIONS DES MINES DE CHARBON SOUTERRAINES AUX NIVEAUX 1 ET 2, AVEC AJUSTEMENT POUR L'UTILISATION OU LE BRULAGE A LA TORCHE DU METHANE**

Émissions de CH₄ dues aux activités d'exploitations minières souterraines = Émissions de CH₄ dues à l'exploitation souterraine + Émissions de CH₄ post-exploitation – CH₄ récupéré et utilisé pour la production d'énergie ou brûlé à la torche

Les émissions des mines souterraines aux équations 4.1.1 et 4.1.2 incluent les mines abandonnées (voir Section 4.1.5) et sont additionnées dans le total de 1.B. 1.a.i (Mines souterraines).

On utilise l'équation 4.1.2 aux Niveaux 1 et 2 parce que ces niveaux emploient des *facteurs d'émission* afin de décompter les émissions des mines de charbon au niveau national ou pour chaque bassin houiller. Les facteurs d'émission comprennent déjà la totalité du méthane devant être émis en raison des activités d'exploitation des mines. En conséquence, toute récupération et utilisation de méthane doivent être prises en compte de manière explicite par le terme de soustraction de l'équation 4.1.2. Les méthodes de Niveau 3 impliquent qu'on effectue des calculs spécifiques aux mines, en utilisant les données concernant le méthane drainé et récupéré dans chaque mine plutôt que les facteurs d'émission ; en conséquence l'équation 4.1.2 n'est pas appropriée pour les méthodes de Niveau 3.

4.1.3.1 CHOIX DE LA METHODE**MINES SOUTERRAINES**

La Figure 4.1.1 présente le diagramme décisionnel relatif aux activités d'exploitation des mines de charbon souterraines. Pour les pays où il y a des mines souterraines, et où l'on dispose de données de mesures spécifiques aux mines, les *bonnes pratiques* recommandent d'utiliser une méthode de Niveau 3. Les données spécifiques aux mines, basées sur des mesures de l'air de ventilation et des systèmes de dégazage, reflètent les véritables émissions mine par mine, et produisent donc des estimations plus exactes que lorsqu'on utilise des *facteurs d'émission*.

Il sera approprié d'employer des approches hybrides (Niveau 3 – Niveau 2) lorsque les données de mesure spécifiques aux mines ne sont disponibles que pour un sous-ensemble de mines souterraines. Par exemple, si les données ne sont disponibles que pour les mines considérées comme gazeuses, les émissions des autres mines pourront être calculées à l'aide de facteurs d'émission de Niveau 2. Chaque pays déterminera ce qui constitue une mine gazeuse. Par exemple, aux États-Unis les mines gazeuses réfèrent aux mines de charbon dont les émissions de ventilation annuelles moyennes sont supérieures à 2 800 à 14 000 mètres cubes par jour. Les facteurs d'émission peuvent se baser sur des taux d'émission spécifiques calculés à partir de données de Niveau

3, si les mines opèrent dans le même bassin que les mines de Niveau 3 ; ou sur la base des propriétés spécifiques de la mine, comme la profondeur moyenne des mines de charbon.

Si l'on ne dispose d'aucune donnée spécifique par mine, mais en revanche de données spécifiques aux bassins, les *bonnes pratiques* recommandent de choisir une méthode de Niveau 2.

Si l'on ne dispose d'aucune donnée (ou de données très limitées), les *bonnes pratiques* recommandent l'emploi d'une approche de Niveau 1, si l'exploitation souterraine de charbon n'est pas une sous-catégorie de source clé. S'il s'agit au contraire d'une source clé, les *bonnes pratiques* recommandent d'obtenir des données sur les émissions afin d'augmenter l'exactitude des estimations des émissions (voir Figure 4.1.1).

POST-EXPLOITATION

Il est impossible d'effectuer des mesures directes (Niveau 3) de toutes les émissions post-exploitation des mines ; en conséquence il faudra utiliser une approche incluant des facteurs d'émission. Les méthodes de Niveau 1 et 2 décrites ci-dessous représentent les *bonnes pratiques* relatives à cette source, étant donné les difficultés à obtenir de meilleures données.

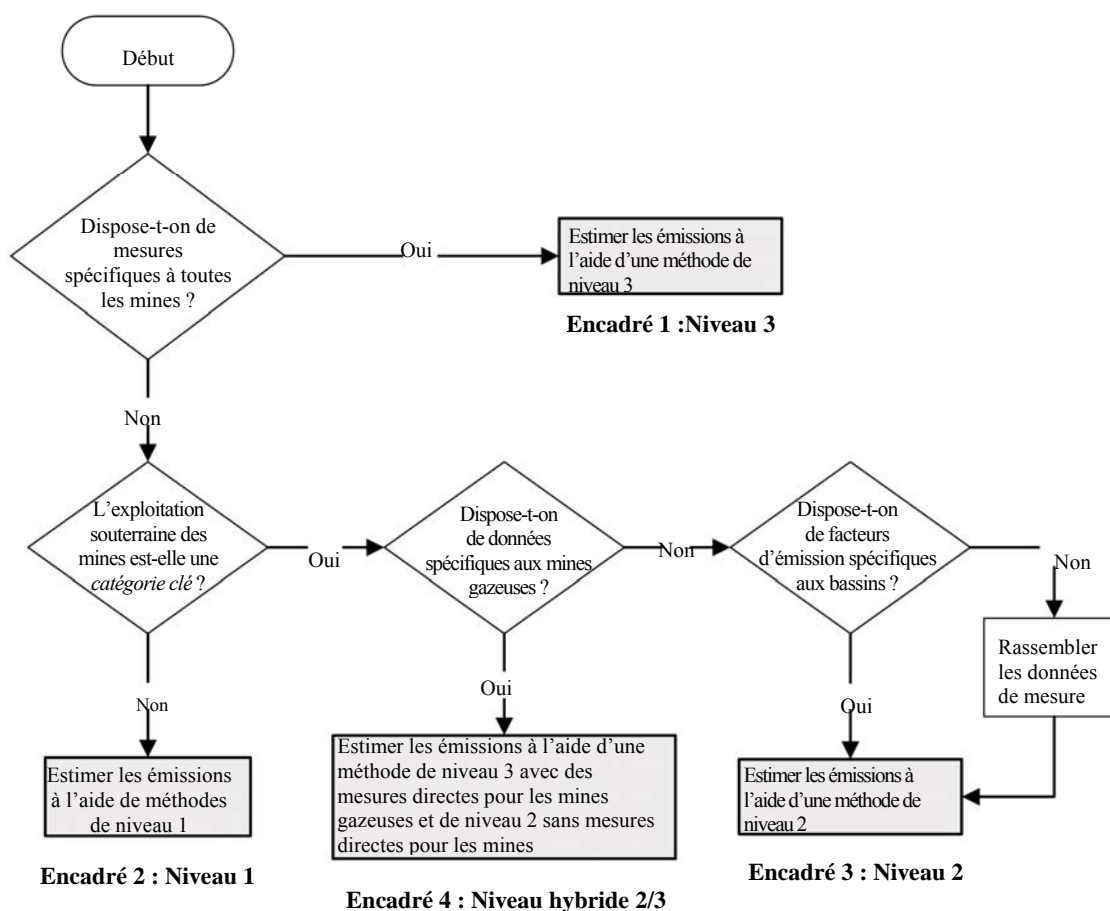
OXYDATION A BASSE TEMPÉRATURE

L'oxydation du charbon exposé à l'atmosphère par l'exploitation des mines de charbon émet du CO₂. Cette source ne sera généralement pas significative par rapport aux émissions totales imputables aux mines de charbon souterraines gazeuses. En conséquence, aucune méthode d'estimation n'est proposée. Lorsqu'on a des émissions de CO₂ significatives en plus du méthane du gaz de veine, il est conseillé de les inclure dans les rapports mine par mine.

MINES SOUTERRAINES ABANDONNÉES

Les émissions fugitives de méthane des mines souterraines abandonnées doivent être incluses dans les rapports à la section Mines souterraines de la catégorie du GIEC 1.B.1.a.i.3, à l'aide de la méthodologie présentée à la Section 4.1.5.

Figure 4.1.1 Diagramme décisionnel pour les mines de charbon souterraines



Note : Voir le Chapitre 4 du Volume 1, Choix méthodologique et identification des catégories de source clés, et particulièrement la Section 4.1.2 traitant des ressources limitées, pour une discussion des *catégories de source clés* et de l'emploi des diagrammes décisionnels.

4.1.3.2 CHOIX DES FACTEURS D'ÉMISSION POUR LES MINES SOUTERRAINES

EXPLOITATION DES MINES

Les facteurs d'émission de Niveau 1 pour l'exploitation des mines souterraines sont présentés ci-dessous. Ces facteurs d'émission sont les mêmes que ceux décrits dans les *Lignes directrices 1996 du GIEC pour les inventaires des gaz à effet de serre* (BCTSRE, 1992 ; Bibler et al, 1991 ; Lama, 1992 ; Pilcher et al, 1991 ; USEPA, 1993a,b et Zimmermeyer, 1989).

ÉQUATION 4.1.3**NIVEAU 1 : METHODE DE LA MOYENNE GLOBALE – MINES SOUTERRAINES – AVANT AJUSTEMENT POUR TOUTE UTILISATION OU BRULAGE A LA TORCHE DU METHANE**

$$\dot{E}missions\ de\ CH_4 = Facteur\ d'\dot{e}mission\ de\ CH_4 \bullet Production\ de\ charbon\ souterraine \bullet Facteur\ de\ conversion$$

Où les unités sont :

Émissions de méthane ($Gg\ an^{-1}$)

Facteur d'émission de CH_4 ($m^3\ tonne^{-1}$)

Production souterraine de charbon ($tonne\ an^{-1}$)

Facteur d'émission :

Facteur d'émission de CH_4 faible = $10\ m^3\ tonne^{-1}$

Facteur d'émission de CH_4 moyen = $18\ m^3\ tonne^{-1}$

Facteur d'émission de CH_4 élevé = $25\ m^3\ tonne^{-1}$

Facteur de conversion :

Il s'agit de la densité du CH_4 , et de la conversion du volume de CH_4 en masse de CH_4 . La densité est prise à $20^\circ C$ et à une pression atmosphérique de 1, et présente une valeur de $0,67 \bullet 10^{-6}\ Gg\ m^{-3}$.

Les pays utilisant une approche de Niveau 1 doivent utiliser des variables spécifiques au pays comme la profondeur des principales veines de charbon, afin de déterminer le facteur d'émission à utiliser. Puisque la teneur en gaz du charbon augmente habituellement en fonction de la profondeur, la partie inférieure de la plage de valeurs devra être choisie pour les mines de profondeur $< 200\ m$, tandis que les valeurs les plus élevées sont destinées aux mines de profondeur $> 400\ m$. Pour les profondeurs intermédiaires, on pourra utiliser les valeurs moyennes.

Pour les pays utilisant une approche de Niveau 2, les facteurs d'émission spécifiques aux bassins pourront être obtenus à partir de données d'échantillon d'air de ventilation ou par une relation quantitative prenant en compte la teneur en gaz de la veine de charbon et des couches adjacentes affectées par le processus d'exploitation des mines et la production de charbon brut. Pour des opérations de longue taille typiques, la quantité de gaz émis provient du charbon extrait et de toute autre couche contenant du gaz située entre $150\ m$ au dessus et $50\ m$ en dessous de la veine exploitée (*Recommandations en matière de bonnes pratiques, 2000*).

ÉMISSIONS POST-EXPLOITATION

Pour l'approche de Niveau 1, les facteurs d'émission post-exploitation sont présentés ci-dessous avec les méthodes d'estimation :

ÉQUATION 4.1.4**NIVEAU 1 : METHODE DE LA MOYENNE GLOBALE – EMISSIONS POST-EXPLOITATION – MINES SOUTERRAINES**

$$\dot{E}missions\ de\ méthane = Facteur\ d'\dot{e}mission\ de\ méthane \bullet Production\ de\ charbon\ souterraine \bullet Facteur\ de\ conversion$$

Où les unités sont :

Émissions de méthane ($Gg\ an^{-1}$)

Facteur d'émission de CH_4 ($m^3\ tonne^{-1}$)

Production souterraine de charbon ($tonne\ an^{-1}$)

Facteur d'émission :

Facteur d'émission de CH_4 faible = $0,9\ m^3\ tonne^{-1}$

Facteur d'émission de CH_4 moyen = $2,5\ m^3\ tonne^{-1}$

Facteur d'émission de CH_4 élevé = $4,0\ m^3\ tonne^{-1}$

Facteur de conversion :

Il s'agit de la densité de CH₄, et de la conversion du volume de CH₄ en masse de CH₄. La densité est prise à 20°C et à une pression atmosphérique de 1, et présente une valeur de $0,67 \bullet 10^{-6} \text{ Gg m}^{-3}$.

Les méthodes de Niveau 2 d'estimation des émissions post-exploitation prennent en compte la teneur en gaz du charbon sur place. Les mesures sur le charbon au moment où il est sur le convoyeur, dans une mine souterraine, sans dégazage précédant l'exploitation, indiquent que 25 à 40 pour cent du gaz sur place restent dans le charbon (Williams et Saghafi, 1993). Pour les mines où l'on pratique le pré-drainage, la quantité de gaz dans le charbon sera inférieure à la valeur sur place par une quantité inconnue. Pour les mines où il n'y a pas de pré-drainage mais dont on connaît la teneur en gaz sur place, le facteur d'émission post-exploitation peut être fixé à 30 pour cent de la teneur en gaz sur place. Pour les mines où il y a un pré-drainage, un facteur d'émission de 10 pour cent de la teneur en gaz sur place est recommandé.

Les méthodes de Niveau 3 ne sont pas considérées comme utilisables pour les opérations de post-exploitation.

ÉMISSIONS DUES AU MÉTHANE DRAINÉ

Le méthane drainé de mines de charbon utilisées (ou abandonnées) souterraines (ou de surface) peut être ventilé directement dans l'atmosphère et utilisé ou converti en CO₂ par la combustion (brûlage à la torche ou oxydation catalytique) sans être utilisé. Différentes méthodes permettent de comptabiliser le méthane drainé, en fonction de l'utilisation finale du méthane.

En général :

- Le Niveau 1 représente une estimation agrégée des émissions, à l'aide de facteurs d'émission. Les émissions associées au méthane drainé ne sont généralement pas applicables au Niveau 1. On suppose que si le méthane était drainé, des données plus précises existeraient et permettraient d'utiliser le Niveau 2 voire 3 pour l'estimation des émissions. Néanmoins on a inclus le Niveau 1 dans la discussion ci-dessous en cas d'utilisation de méthodes de Niveau 1 pour estimer les émissions nationales lorsqu'existent des opérations de drainage du méthane.
- Lorsque le méthane est drainé de veines de charbon lors des activités d'exploitation des mines de charbon et ensuite brûlé à la torche ou utilisé comme combustible, les *bonnes pratiques* recommandent de soustraire cette quantité des estimations totales d'émissions de méthane aux Niveaux 1 et 2 (équation 4.1.2). Les données relatives à la quantité de méthane brûlé à la torche ou utilisé autrement devront être obtenues auprès des entreprises chargées de l'exploitation des mines, à la même fréquence de mesure que celles correspondant généralement aux émissions des mines souterraines.
- Aux Niveaux 1 et 2, si le méthane est drainé et ventilé vers l'atmosphère plutôt qu'utilisé, il faudra faire attention à ne pas le recompter puisqu'il est déjà inclus dans les estimations d'émission de ces approches.
- Au Niveau 3, le méthane récupéré des systèmes de dégazage et ventilé vers l'atmosphère avant l'exploitation des mines devra être ajouté à la quantité de méthane émise par les systèmes de ventilation, pour que les estimations totales soient exhaustives. Dans certains cas, on considère les données sur les systèmes de dégazage comme confidentielles ; en conséquence il pourra être nécessaire d'estimer l'efficacité de la collecte du système de dégazage, puis de soustraire les réductions connues afin d'obtenir les émissions nettes du système de dégazage.
- Toutes les émissions de méthane associées au dégazage des veines de charbon lié aux activités d'exploitation du charbon devront être comptabilisées au cours de l'année d'inventaire où ont lieu les émissions et les opérations de récupération. En conséquence, la totalité des émissions provenant des puits d'aéragage et des opérations de dégazage émettant du méthane dans l'atmosphère est indiquée pour chaque année, quel que soit le moment de l'exploitation de la veine de charbon, tant que les émissions sont associées à des activités d'exploitation des mines. Il s'agit d'une évolution par rapport aux lignes directrices précédentes où le méthane drainé était comptabilisé dans l'année où la veine de charbon était exploitée.

Lorsque le méthane récupéré est utilisé comme source d'énergie :

- Toute émission résultant de l'utilisation de méthane récupéré de mines de charbon en tant que source d'énergie devra être prise en compte en fonction de son utilisation finale, par exemple au Chapitre 2 du volume *Énergie, Combustion stationnaire*, lorsqu'on utilise le méthane pour la production d'énergie.
- Lorsque le méthane récupéré de veines de charbon est inséré dans un système de distribution du gaz et utilisé comme gaz naturel, les émissions fugitives sont à inclure dans la catégorie de source pétrole et gaz naturel (Section 4.2).

Lorsque le méthane récupéré est brûlé à la torche :

- Lorsque le méthane est simplement brûlé sans énergie utile, comme lors du brûlage à la torche ou de l'oxydation catalytique en CO₂, la production de CO₂ correspondante doit être ajoutée aux émissions totales de gaz à effet de serre (exprimées en tant qu'équivalents CO₂) dues aux activités d'exploitation des mines de charbon. Ces émissions doivent être prises en compte conformément à l'équation 4.1.5 ci-dessous. Les quantités d'oxyde nitreux et de composés organiques volatils non méthaniques émis lors du brûlage à la torche seront peu élevées par rapport aux émissions fugitives globales et leur estimation n'est pas nécessaire.

ÉQUATION 4.1.5

ÉMISSIONS DE CO₂ ET DE CH₄ IMPUTABLES AU METHANE DRAINE BRULE A LA TORCHE OU OXYDE CATALYTIQUEMENT

(a) Émissions de CO₂ dues à la combustion de CH₄ = 0,98 • Volume de méthane brûlé à la torche
 • Facteur de conversion • Facteur massique stœchiométrique

(a) Émissions de méthane non brûlé = 0,02 • Volume de méthane brûlé à la torche • Facteur de conversion

Où les unités sont :

Émissions de CO₂ dues à la combustion de méthane (Gg an⁻¹)

Volume de méthane oxydé (m³ an⁻¹)

Le facteur massique stœchiométrique est le rapport massique de CO₂ produit par la combustion complète de masse de méthane par unité et est égal à 2,75

Note : 0,98 représente le rendement de la combustion du gaz naturel brûlé à la torche (*Compendium of Greenhouse gas Emission Methodologies for the Oil and gas Industry*, American Petroleum Institute, 2004)

Facteur de conversion :

Il s'agit de la densité de CH₄, et de la conversion du volume de CH₄ en masse de CH₄. La densité est prise à 20°C et à une pression atmosphérique de 1, et présente une valeur de 0,67 • 10⁻⁶ Gg m⁻³.

4.1.3.3 CHOIX DES DONNEES SUR LES ACTIVITES

Aux Niveaux 1 et 2, les données sur les activités requises sont la production de charbon brut. Si l'on dispose de données sur la production de charbon brut, on pourra les utiliser directement. Si le charbon n'est pas envoyé à une usine de préparation du charbon ou un lavoir à minerais pour y être valorisé en lui ôtant une partie des matières minérales, la production de charbon brut est alors égale à la quantité de charbon commercialisable. Lorsque le charbon est valorisé, une partie du charbon est rejetée sous forme de charbon stérile grossier contenant beaucoup de matière minérale ; mais aussi sous forme de petits morceaux irrécupérables. La quantité de déchets tourne généralement autour de 20 pour cent du poids de l'alimentation en charbon brut, mais peut beaucoup varier en fonction des pays. Lorsque les données sur les activités se présentent sous la forme de charbon commercialisable, il faudra faire une estimation de la quantité de production lavée. La production de charbon brut est ensuite estimée en augmentant la quantité de « charbon commercialisable » par la fraction perdue lors du lavement.

Une autre approche éventuellement plus adaptée aux mines dont la production de charbon brut contient de la roche du toit ou du plancher inclus délibérément lors du processus d'extraction est l'utilisation de données sur le charbon commercialisable en conjonction avec les facteurs d'émission par rapport à la fraction propre du charbon, et non pas le charbon brut. Ceci sera à noter dans l'inventaire.

Pour les méthodes de Niveau 3, il n'est pas nécessaire de disposer de données sur la production de charbon parce qu'on dispose de mesures réelles des émissions. Néanmoins, conformément aux *bonnes pratiques* on rassemblera ces données et les inclura dans les rapports afin de montrer qu'existe éventuellement une relation entre la production souterraine de charbon et les émissions réelles, sur une base annuelle.

On pourra normalement obtenir des mesures de grande qualité du méthane drainé par les systèmes de dégazage auprès des entreprises chargées des mines où l'on pratique le drainage. Si l'on ne dispose pas de données précises sur les taux de drainage, conformément aux *bonnes pratiques* on obtiendra des données sur l'efficacité des systèmes (soit, la fraction de gaz drainé), ou l'on effectuera une estimation à l'aide d'une plage de valeurs (par exemple 30 à 50 pour cent, ce qui est la valeur type de nombreux systèmes de dégazage). Si les mines

associées disposent de données, on pourra également utiliser celles-ci pour fournir des recommandations. Des archives sur la production annuelle totale de gaz des années précédentes devraient exister ; elles pourront être obtenues auprès des agences concernées ou des mines individuelles.

Si les entreprises chargées des mines ne fournissent pas directement de données sur la récupération et l'utilisation du méthane dans les mines de charbon, on pourra utiliser à défaut les chiffres sur les ventes de gaz. Si l'on ne dispose pas de chiffres sur les ventes de gaz, une autre solution sera d'estimer la quantité de méthane utilisée à partir de l'efficacité spécifique connue du système de drainage. Seul le méthane émis par les activités d'exploitation des mines de charbon devra être considéré comme récupéré et utilisé. Ces émissions devront être prises en compte à la Section 4.2 du Chapitre 4 du Volume 2, Émissions fugitives dues au pétrole et au gaz naturel, ou si les émissions sont brûlées à des fins énergétiques, au Chapitre 2 du Volume 2, Combustion stationnaire.

4.1.3.4 EXHAUSTIVITE RELATIVE AUX MINES DE CHARBON SOUTERRAINES

L'estimation des émissions des mines souterraines devra inclure :

- Le gaz drainé produit par les systèmes de dégazage
- Les émissions de ventilation
- Les émissions post-exploitation
- L'estimation du volume de méthane récupéré et utilisé ou brûlé à la torche
- Les mines de charbon souterraines abandonnées (consulter la Section 4.1.5 pour des recommandations méthodologiques)

Ces sous-catégories de sources sont incluses dans les présentes Lignes directrices.

4.1.3.5 DEVELOPPEMENT DE SERIES TEMPORELLES COHERENTES

Il est possible que l'on dispose de données complètes mine par mine (c'est-à-dire de Niveau 3) uniquement pour quelques années. S'il n'y a pas eu de grandes évolutions quant au nombre de mines actives, on pourra mettre les émissions à l'échelle de la production pour les années dont les données sont manquantes, le cas échéant. S'il y a eu des changements quant au nombre de mines, on pourra ôter les mines en question de l'extrapolation à l'échelle et les traiter séparément. Il faudra cependant faire attention lors de la mise à l'échelle car le charbon exploité, le charbon vierge exposé et la zone d'exploitation de la mine modifiée présentent des taux d'émissions différents. En outre, les mines peuvent présenter un niveau d'émissions de fond élevé qui est indépendant de la production.

Les lignes directrices des inventaires recommandent que toutes les émissions de méthane associées au dégazage des veines de charbon lié aux activités d'exploitation du charbon soient comptabilisées au cours de l'année d'inventaire où ont lieu les émissions et les opérations de récupération. Il s'agit d'une évolution par rapport aux anciennes lignes directrices, pour lesquelles les émissions de méthane ou leur réduction ne devaient être prises en compte qu'au cours de l'année de production du charbon (par exemple les puits de dégazage qui étaient entièrement exploités). En conséquence, on effectuera si possible un recalcul des années d'inventaire précédentes afin d'obtenir une série temporelle cohérente.

Si l'organisme chargé de l'inventaire passe d'une méthode de Niveau 1 ou 2 à une méthode de Niveau 3, il pourra être nécessaire de calculer les facteurs d'émission implicites pour les années dont on dispose de données de mesures, et d'appliquer ces facteurs d'émission à la production de charbon pour les années pour lesquelles on ne dispose pas de données. Il faudra évaluer le fait que la composition de la population de la mine a beaucoup changé ou non au cours de la période intérimaire, car le niveau d'incertitude pourrait ainsi être augmenté. Pour les mines abandonnées depuis 1990, les données pourront ne pas avoir été archivées si l'entreprise a disparu. Ces mines devront être prises en compte séparément lors de l'ajustement de la série temporelle, à des fins de cohérence.

Dans les situations où les émissions de gaz à effet de serre de mines souterraines actives ont été bien caractérisées et que ces mines sont passées du statut « actif » au statut « abandonné », il faudra faire attention à ne pas introduire de discontinuités importantes dans les données totales sur les émissions dues aux mines de charbon.

4.1.3.6 ÉVALUATION DES INCERTITUDES

Incertitudes des facteurs d'émission

Facteurs d'émission des Niveaux 1 et 2

À l'approche de Niveau 1, l'incertitude provient de deux sources principales :

- Applicabilité des facteurs d'émission mondiaux aux pays individuels
- Incertitudes inhérentes aux facteurs d'émission eux-mêmes

L'incertitude due au premier élément cité ci-dessus est difficile à quantifier, mais pourrait être importante. L'incertitude inhérente au facteur d'émission est également difficile à quantifier en raison de la variabilité naturelle qui existe dans une même région houillère.

Au Niveau 2, les mêmes remarques générales s'appliquent, même si les données spécifiques aux bassins permettent de réduire les incertitudes inhérentes au facteur d'émission, par rapport au Niveau 1. Quant à la variabilité inhérente au facteur d'émission, l'opinion d'experts présentée dans les *Recommandations en matière de bonnes pratiques (2000)* suggérait une plage probable d'au moins ± 50 pour cent.

Le Tableau 4.1.2 présente les incertitudes de Niveau 1 et 2 associées aux émissions dues aux mines de charbon souterraines. Les incertitudes de ces Niveaux se basent sur l'opinion d'experts.

TABLEAU 4.1.2 ESTIMATIONS DES INCERTITUDES DES MINES SOUTERRAINES POUR LES APPROCHES DE NIVEAU 1 ET 2		
Incertitudes probables des facteurs d'émission de méthane des mines de charbon (Opinion d'experts - GPG, 2000 [*])		
Méthode	Exploitation des mines	Post-exploitation
Niveau 2	$\pm 50-75$ %	± 50 %
Niveau 1	Facteur de 2 plus ou moins	Facteur de 3 plus ou moins
[*] GPG, 2000 <i>Recommandations en matière de bonnes pratiques et gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre (2000)</i>		

Niveau 3

Les émissions de méthane des mines souterraines présentent une variabilité naturelle importante en raison des variations relatives au taux d'exploitation des mines et au drainage de gaz. Par exemple, le gaz libéré par l'exploitation des mines de longue taille peut varier selon un facteur allant jusqu'à 2 pendant la durée de vie d'un panneau de longue taille. Cette variabilité peut être due à la fréquence des mesures des émissions des mines souterraines, qui permettent aussi de réduire les erreurs intrinsèques des techniques de mesures. Puisque les émissions varient au cours de l'année en raison des variations du taux de production de charbon et du drainage associé, les *bonnes pratiques* recommandent de rassembler des données de mesure le plus fréquemment possible, de préférence deux fois par semaine ou par mois, afin de « lisser » les variations. Des mesures quotidiennes permettront d'obtenir des estimations de meilleure qualité. Contrôler les émissions de manière continue représente la méthode de contrôle des émissions la plus sûre ; on trouve ce type de contrôle dans certaines mines de longue taille modernes.

On estime que des mesures ponctuelles de la concentration en méthane dans l'air de ventilation seront exactes à ± 20 pour cent, en fonction du matériel de mesure utilisé. Les données de la série temporelle ou les mesures répétées permettront de réduire de beaucoup les incertitudes des émissions annuelles pour arriver à ± 5 pour cent pour les contrôles continus, et 10-15 pour cent pour les contrôles effectués toutes les deux semaines. Les courants d'air de ventilation sont en général connus avec une précision relativement bonne (± 2 pour cent). Entre les inexactitudes relatives aux mesures de la concentration des émissions et l'imprécision due aux mesures et aux calculs des mesures instantanées, les émissions globales d'une mine particulière pourront être sous-représentées jusqu'à 10 pour cent ou surreprésentées jusqu'à 30 pour cent (Mutmansky et Wang, 2000).

Les mesures ponctuelles de la concentration de méthane dans le gaz drainé (des systèmes de dégazage) seront normalement exactes à ± 2 pour cent en raison de sa plus forte concentration. Il faudra effectuer les mesures à une fréquence comparable à celles effectuées pour l'air de ventilation, afin d'obtenir un échantillonnage représentatif. Les débits de dégazage mesurés sont probablement connus à ± 5 pour cent. Les débits de dégazage sont estimés en fonction des ventes de gaz, et présentent généralement une incertitude d'au moins ± 5 pour cent en raison des tolérances relatives à la qualité du gaz dans les pipelines.

Pour une seule opération de longue taille, avec des mesures continues ou quotidiennes des émissions, l'exactitude des données sur les émissions moyennes annuelles ou mensuelles sera probablement de ± 5 pour cent. L'exactitude des mesures ponctuelles effectuées tous les quinze jours est de ± 10 pour cent ; pour des intervalles de trois mois elle est de ± 30 pour cent. Agréger les émissions des mines en fonction du type de procédure de mesure le moins fréquent permettra de réduire l'incertitude causée par les fluctuations de la production de gaz. Néanmoins, puisque les émissions fugitives sont souvent dominées par les contributions apportées par un petit nombre de mines uniquement, il est difficile d'estimer l'étendue de cette amélioration.

L'estimation des incertitudes des mines souterraines est présentée au Tableau 4.1.3.

Source	Détails	Incertitude	Références
Gaz de drainage	Mesures ponctuelles du CH ₄ des gaz de drainage	$\pm 2 \%$	Opinion d'experts (GPG, 2000 [*])
	Flux de dégazage	$\pm 5 \%$	Opinion d'experts (GPG, 2000)
Gaz de ventilation	Mesures continues ou quotidiennes	$\pm 5 \%$	Opinion d'experts (GPG, 2000)
	Mesures ponctuelles tous les 15 jours	$\pm 10 \%$	Mutmansky et Wang, 2000
	Mesures ponctuelles tous les 3 mois	$\pm 30 \%$	Mutmansky et Wang, 2000

*GPG, 2000 *Recommandations en matière de bonnes pratiques et gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre* (2000)

INCERTITUDES DES DONNÉES SUR LES ACTIVITÉS

Production de charbon : Les tonnages spécifiques au pays seront probablement connus à 1-2 pour cent d'exactitude, mais si l'on ne dispose pas de données sur le charbon brut, les incertitudes augmenteront pour atteindre environ ± 5 pour cent, lors de la conversion des données sur la production de charbon commercialisable. Les données sont également influencées par la teneur en humidité, qui est généralement présente à des niveaux oscillant entre 5 et 10 pour cent, et peuvent ne pas être déterminées avec beaucoup d'exactitude.

Outre l'incertitude des mesures, d'autres incertitudes peuvent être introduites de par la nature des bases de données statistiques qui ne sont pas prises en compte ici. Dans les pays présentant des mines réglementées et non réglementées, les données sur les activités peuvent présenter une incertitude de ± 10 pour cent.

4.1.4 Exploitation des mines de charbon de surface

L'équation 4.1.6 est l'équation principale à utiliser pour l'estimation des émissions dues aux exploitations des mines à ciel ouvert.

<p>ÉQUATION 4.1.6</p> <p>ÉQUATION GENERALE POUR L'ESTIMATION DES EMISSIONS FUGITIVES DUES A L'EXPLOITATION DE SURFACE DES MINES DE CHARBON</p> <p><i>Émissions de CH₄ = Émissions de CH₄ des mines de surface + Émissions de CH₄ post-exploitation</i></p>

4.1.4.1 CHOIX DE LA METHODE

À l'heure actuelle, il n'est pas encore possible de rassembler des données de mesure mine par mine, de Niveau 3, pour les mines de surface. Il faut donc rassembler les données sur la production de charbon des mines de surface et utiliser des facteurs d'émission. Pour les pays où la production de charbon est importante, et où les bassins houillers sont nombreux, la désagrégation des données et les facteurs d'émission au niveau des bassins houillers spécifiques permettront d'améliorer l'exactitude. Étant donné l'incertitude des facteurs d'émission basés sur la

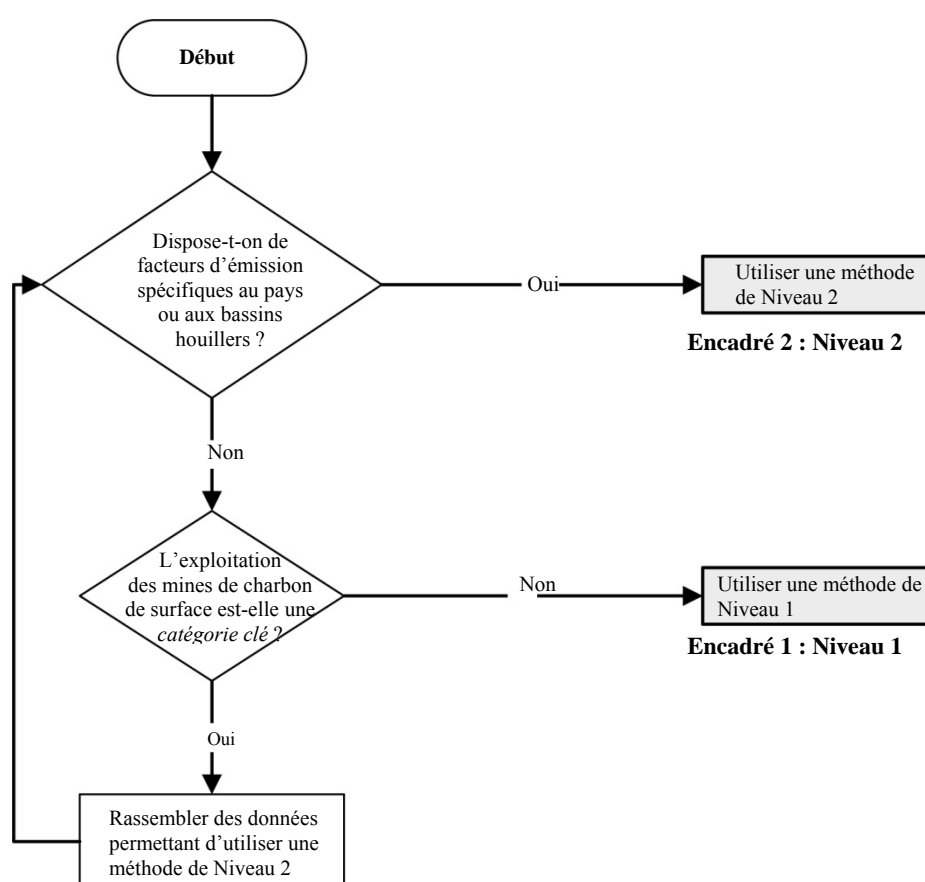
production, la plage de facteurs d'émission proposée dans les présentes lignes directrices permet d'obtenir des estimations raisonnables pour une approche de Niveau 1.

Comme pour l'exploitation souterraine des mines, il n'est pas possible d'effectuer des mesures directes des émissions post-exploitation ; on recommande donc l'emploi d'une approche avec facteur d'émission. Étant donné les difficultés à obtenir de meilleures données, il est raisonnable d'employer des méthodes de Niveau 1 ou 2 pour cette source.

On sait que l'oxydation du charbon dans l'atmosphère, qui produit du CO₂, a lieu dans les mines de surface ; toutefois on estime que ces émissions ne sont a priori pas significatives, surtout lorsqu'on prend en compte l'impact de la réhabilitation des terrils de déchets. Les pratiques de réhabilitation, par lesquelles on recouvre les remblais avec de la terre végétale ou une nouvelle végétation, permettent de réduire les flux d'oxygène dans le remblai et donc de diminuer le taux de production de CO₂.

La combustion incontrôlée des tas d'ordure est importante pour certaines mines de surface. Néanmoins lorsque ces émissions ont lieu, elles sont extrêmement difficiles à quantifier, et il reste impossible d'inclure ici une méthodologie.

Figure 4.1.2 Diagramme décisionnel pour les mines de charbon de surface



Note : Voir le Chapitre 4 du Volume 1 (Choix méthodologique et identification des catégories de source clés) et particulièrement la Section 4.1.2 traitant des ressources limitées, pour une discussion des *catégories clés* et de l'emploi des diagrammes décisionnels.

4.1.4.2 FACTEURS D'EMISSION POUR LES MINES DE SURFACE

S'il existe de plus en plus de mesures des émissions de méthane dues aux mines de surface, ces mesures restent difficiles à effectuer et actuellement il n'existe aucune méthode de routine facilement applicable. Les données sur la teneur en gaz sur place avant l'extraction du surplus sont également rares pour de nombreuses opérations d'exploitation de mines de surface.

Les facteurs d'émission de Niveau 1 sont présentés avec la méthode d'estimation, à l'équation 4.1.7.

ÉQUATION 4.1.7**NIVEAU 1 : METHODE DE LA MOYENNE GLOBALE – MINES DE SURFACE**

$$\dot{E}missions\ de\ m\acute{e}thane = Facteur\ d'\acute{e}mission\ de\ CH_4 \bullet Production\ de\ charbon\ de\ surface \bullet Facteur\ de\ conversion$$

Où les unités sont :

Émissions de méthane (Gg an⁻¹)

Facteur d'émission de CH₄ (m³ tonne⁻¹)

Production de surface de charbon (tonne an⁻¹)

Facteur d'émission :

Facteur d'émission de CH₄ faible = 0,3 m³ tonne⁻¹

Facteur d'émission de CH₄ moyen = 1,2 m³ tonne⁻¹

Facteur d'émission de CH₄ élevé = 2,0 m³ tonne⁻¹

Facteur de conversion :

Il s'agit de la densité de CH₄, et de la conversion de volume de CH₄ en masse de CH₄. La densité est prise à 20°C et à une pression atmosphérique de 1, et présente une valeur de 0,67 • 10⁻⁶ Gg m⁻³.

Pour l'approche de Niveau 1, les *bonnes pratiques* recommandent d'utiliser les facteurs d'émission les plus faibles pour les mines dont la profondeur de mort-terrain moyenne est inférieure à 25 mètres et les facteurs d'émission les plus élevés pour les profondeurs de mort-terrain de plus de 50 mètres. Pour les profondeurs intermédiaires, on pourra utiliser les valeurs moyennes de facteurs d'émission. En l'absence de données sur l'épaisseur du mort-terrain, on utilisera, conformément aux *bonnes pratiques*, un facteur d'émission moyen, soit 1,2 m³/tonne.

La méthode de Niveau 2 emploie la même équation que celle de Niveau 1, mais les données sont désagrégées au niveau des bassins houillers.

ÉMISSIONS POST-EXPLOITATION DE SURFACE

Pour l'approche de Niveau 1, les facteurs d'émission post-exploitation peuvent être estimés à l'aide des facteurs d'émission présentés à l'équation 4.1.8.

ÉQUATION 4.1.8**NIVEAU 1 : METHODE DE LA MOYENNE GLOBALE – ÉMISSIONS POST-EXPLOITATION – MINES DE SURFACE**

$$\dot{E}missions\ de\ m\acute{e}thane = Facteur\ d'\acute{e}mission\ de\ CH_4 \bullet Production\ de\ charbon\ de\ surface \bullet Facteur\ de\ conversion$$

Où les unités sont :

Émissions de méthane (Gg an⁻¹)

Facteur d'émission de CH₄ (m³ tonne⁻¹)

Production de surface de charbon (tonne an⁻¹)

Facteur d'émission :

Facteur d'émission de CH₄ faible = 0 m³ tonne⁻¹

Facteur d'émission de CH₄ moyen = 0,1 m³ tonne⁻¹

Facteur d'émission de CH₄ élevé = 0,2 m³ tonne⁻¹

Facteur de conversion :

Il s'agit de la densité de CH₄, et de la conversion de volume de CH₄ en masse de CH₄. La densité est prise à 20°C et à une pression atmosphérique de 1, et présente une valeur de 0,67 • 10⁻⁶ Gg m⁻³.

Le facteur d'émission moyen devra être utilisé sauf dans les cas où existent des données spécifiques au pays justifiant l'utilisation d'un facteur d'émission plus faible ou plus élevé.

4.1.4.3 DONNEES SUR LES ACTIVITES

Comme pour les mines de charbon souterraines, aux Niveaux 1 et 2, les données sur les activités requises sont la production de charbon brut. Les remarques sur les données relatives à la production de charbon à la Section 4.1.3.3 sur les mines souterraines, pour les Niveaux 1 et 2, sont également applicables aux mines de surface.

4.1.4.4 EXHAUSTIVITE RELATIVE AUX MINES DE SURFACE

L'estimation des émissions des mines de surface devra inclure :

- Les émissions au cours de l'exploitation des mines dues au bris du charbon et des couches adjacentes
- Les émissions post-exploitation
- La combustion de tas d'ordures/remblais de morts-terrains

On ne prend en compte actuellement que les deux premières sources ci-dessus. S'il peut exister des émissions résultant de l'oxydation à basse température, celles-ci ne devraient pas être significatives pour cette source.

4.1.4.5 DEVELOPPEMENT D'UNE SERIE TEMPORELLE COHERENTE

Certaines données d'inventaire relatives aux mines de surface pourront être manquantes pour certaines années d'inventaire. S'il n'y a pas eu de grandes évolutions quant au nombre de mines actives, on pourra mettre les émissions à l'échelle de la production pour les années dont les données sont manquantes. S'il y a eu des changements quant au nombre de mines, on pourra ôter les mines en question de l'extrapolation à l'échelle et les traiter séparément. Si de nouvelles mines ont commencé à produire sur de nouveaux bassins houillers, les émissions qui s'appliquent à ces mines devront être évaluées car chaque bassin houiller présente des caractéristiques différentes quant à leur teneur en gaz sur place et à leurs taux d'émission.

Si le dégazage des veines de charbon est pratiqué aux mines de surface, il faudra estimer le méthane et l'inclure l'année d'inventaire où ont lieu les émissions et les opérations de récupération.

4.1.4.6 ÉVALUATION DES INCERTITUDES DES EMISSIONS

INCERTITUDES DES FACTEURS D'ÉMISSION

Les incertitudes relatives aux émissions des mines de surface sont moins bien quantifiées que celles des mines souterraines. En bref, les sources d'incertitude sont les mêmes que celles décrites à la Section 4.1.3.6 sur les mines de charbon souterraines. Néanmoins la variabilité des facteurs d'émission pour les grandes mines de surface pourra être plus élevée que pour les mines de charbon souterraines, car les mines de surface peuvent présenter des variabilités importantes sur l'étendue de la mine en raison des caractéristiques géologiques locales.

Le Tableau 4.1.4 présente les incertitudes de Niveau 1 et 2 associées aux émissions dues aux mines de charbon de surface.

TABLEAU 4.1.4 ESTIMATIONS DES INCERTITUDES DES MINES DE SURFACE POUR LES APPROCHES DE NIVEAU 1 ET 2		
Incertitudes probables des facteurs d'émission de méthane des mines de charbon pour les exploitations de surface (opinion d'experts*)		
Méthode	Surface	Post-exploitation
Niveau 2	Facteur de 2 plus ou moins	± 50 %
Niveau 1	Facteur de 3 plus ou moins	Facteur de 3 plus ou moins
*GPG, 2000 <i>Recommandations en matière de bonnes pratiques et gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre</i> (2000)		

INCERTITUDES DES DONNÉES SUR LES ACTIVITÉS

Les remarques sur les exploitations souterraines, à la Section 4.1.3.6, s'appliquent également aux mines de surface.

4.1.5 Mines de charbon souterraines abandonnées

Les mines de charbon souterraines fermées ou abandonnées peuvent continuer à être sources d'émissions de gaz à effet de serre pendant quelque temps après leur fermeture ou leur déclassement. Pour l'inventaire des émissions, il est nécessaire que chaque mine soit classée dans une seule et unique base de données d'inventaire (par exemple mine active ou mine abandonnée).

Puisque les présentes lignes directrices incluent pour la première fois les mines abandonnées, la description des approches de Niveau 1 et 2 est indiquée en détail. Les approches de Niveau 1 et 2 présentées ci-dessous se basent principalement sur une approche développée à l'origine par l'USEPA (Franklin et al, 2004) et ont été adaptées afin d'être applicables mondialement. A priori, s'il existe des données spécifiques au pays relatives aux mines abandonnées, celles-ci seront utilisées.

L'approche de Niveau 3 fournit plus de flexibilité quant à l'utilisation de données spécifiques aux mines. La méthodologie de Niveau 3 présentée ci-dessous a été adaptée à partir de la méthodologie des États-Unis (Franklin *et al.*, 2004 ; US EPA 2004). Le Royaume-Uni a également été à l'origine de travaux pertinents (Kershaw, 2005), qui fournissent un autre exemple d'approche de Niveau 3.

4.1.5.1 CHOIX DE LA METHODE

L'équation 4.1.9 est l'équation fondamentale d'estimation des émissions des mines de charbon souterraines abandonnées.

ÉQUATION 4.1.9 ÉQUATION GENERALE D'ESTIMATION DES EMISSIONS FUGITIVES DES MINES DE CHARBON SOUTERRAINES ABANDONNEES
$\text{Émissions de CH}_4 = \text{Émissions de mines abandonnées} - \text{Émissions de CH}_4 \text{ récupérées}$

L'élaboration d'estimations d'émission des mines de charbon souterraines abandonnées requiert qu'on dispose d'archives historiques. La figure 4.1.3 est un diagramme décisionnel qui permet de déterminer le niveau à utiliser.

Niveaux 1 et 2

Les deux paramètres clés à prendre en compte pour estimer les émissions de mines abandonnées par mine (ou groupe de mine) sont le temps (en années) écoulé depuis l'abandon de la mine, par rapport à l'année de l'inventaire des émissions, et les facteurs d'émission prenant en compte la teneur en gaz de la mine. Le cas échéant, la récupération du méthane dans certaines mines pourra être incorporée pour des mines spécifiques, à un Niveau hybride 2 - 3 (voir ci-dessous).

- Le Niveau 2 incorpore des informations spécifiques au type de charbon et des intervalles de temps plus courts pour l'abandon des mines de charbon.

- Le Niveau 1 inclut des valeurs par défaut et des intervalles de temps plus longs.

Dans l'approche de Niveau 1, les émissions d'une année d'inventaire donnée peuvent être calculées à l'aide de l'équation 4.1.10.

ÉQUATION 4.1.10
APPROCHE DE NIVEAU 1 POUR LES MINES SOUTERRAINES ABANDONNÉES
Émissions de méthane = Nombre de mines de charbon abandonnées non inondées • Fraction de mines de charbon gazeuses • Facteur d'émission • Facteur de conversion

Où les unités sont :

Émissions de méthane (Gg an^{-1})

Facteur d'émission ($\text{m}^3 \text{an}^{-1}$)

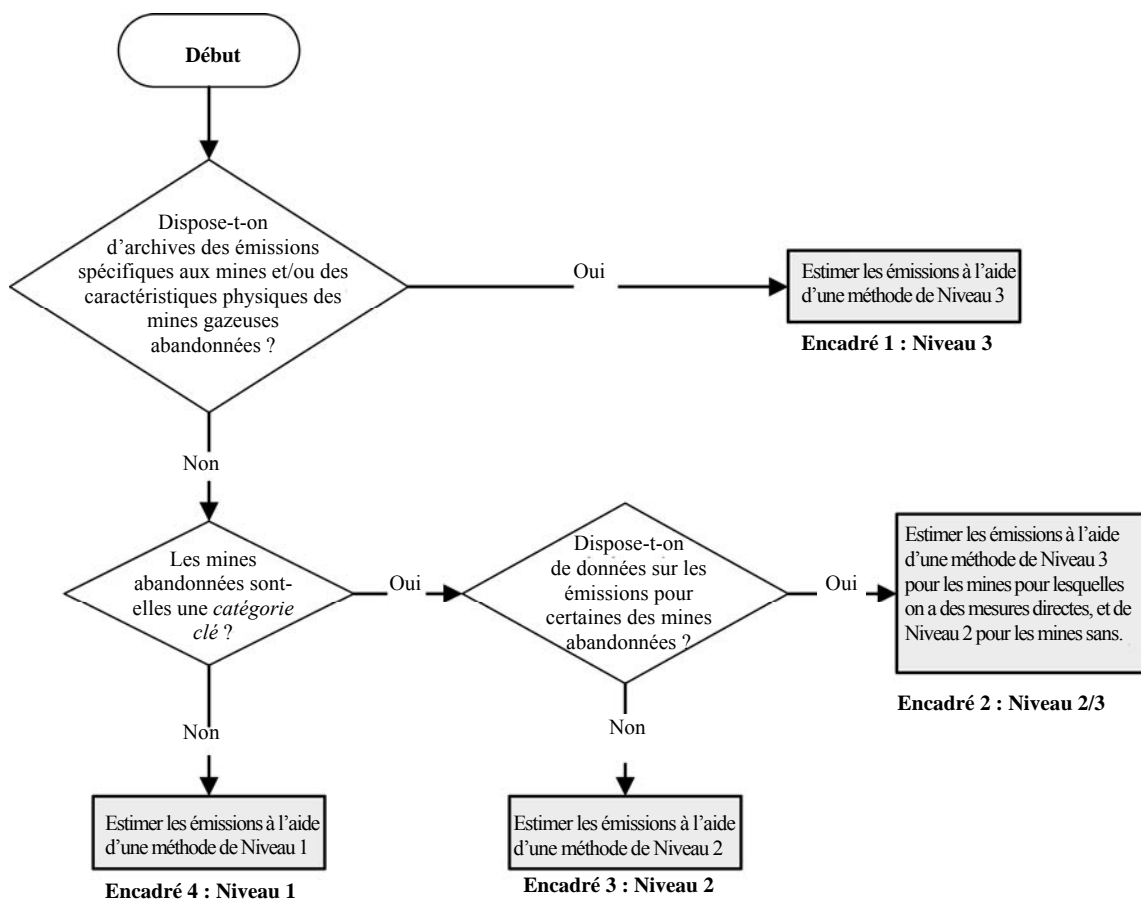
Note : Le facteur d'émission présente ici des unités différentes par rapport aux définitions données pour les émissions souterraines, de surface et de post-exploitation. La raison en est la méthode différente utilisée pour estimer les émissions des mines abandonnées par rapport à l'exploitation de mines souterraines ou de surface.

Cette équation s'applique à chaque intervalle de temps, et les émissions de chaque intervalle de temps sont additionnées afin de calculer les émissions totales.

Facteur de conversion :

Il s'agit de la densité de CH_4 , et de la conversion de volume de CH_4 en masse de CH_4 . La densité est prise à 20°C et à une pression atmosphérique de 1, et présente une valeur de $0,67 \cdot 10^{-6} \text{Gg m}^{-3}$.

Figure 4.1.3 Diagramme décisionnel pour les mines de charbon souterraines abandonnées



Note : Voir le Chapitre 4 du Volume 1 (Choix méthodologique et identification des catégories de source clés) et particulièrement la Section 4.1.2 traitant des ressources limitées, pour une discussion des *catégories clés* et de l'emploi des diagrammes décisionnels.

Niveau 3

Les approches de Niveau 3 (Franklin et al, 2004 et Kershaw, 2005) requièrent qu'on dispose d'informations spécifiques aux mines comme les émissions de ventilation de la mine si celle-ci est active, les caractéristiques de la veine de charbon exploitée, la taille et la profondeur de la mine, et la condition de la mine abandonnée (par exemple statut hydrologique, inondation en cours ou effectuée, étanche ou ventilée). Les pays pourront produire leur propre profil d'émissions de mines abandonnées dans le temps (connu également sous le nom de courbes de déclin), en fonction des propriétés du charbon connues dans le pays ou par bassin, ou employer des courbes plus génériques basées sur le rang en matière de charbon, ou des mesures éventuellement combinées à des méthodes de modélisation mathématique. Si des projets de récupération du méthane existent dans des mines abandonnées, les données correspondant à ces projets devraient être disponibles. Pour calculer les émissions de mines présentant des projets de récupération du méthane, il sera approprié d'employer une méthodologie de Niveau 3, spécifique aux mines, et de l'incorporer à une approche hybride de l'inventaire des émissions nationales de Niveau 2.

En général, les processus de Niveau 3 d'élaboration d'un inventaire national des émissions de méthane des mines abandonnées (MMA) respectent les étapes suivantes :

1. Création d'une base de données des mines de charbon gazeuses abandonnées.
2. Identification des facteurs clés affectant les émissions de méthane : statut hydrologique (inondation), perméabilité de la mine (étanche ou ventilée), et temps écoulé depuis l'abandon.
3. Développement de courbes de déclin du taux d'émission spécifique aux mines ou aux bassins houillers, ou modèles équivalents.
4. Validation des modèles mathématiques à l'aide d'un programme de mesures sur le terrain.
5. Calcul annuel d'un inventaire des émissions nationales.
6. Ajustement des réductions d'émissions dues à la récupération et à l'utilisation du méthane.
7. Détermination des émissions totales nettes.

Approches hybrides

On pourra employer une combinaison de méthodologies de différents niveaux pour refléter la disponibilité des meilleures données à différentes périodes antérieures. Par exemple, pour un pays donné les émissions des mines abandonnées depuis longtemps pourront être déterminées à l'aide d'une méthode de Niveau 1 ; et on pourra déterminer les émissions des mines abandonnées plus récemment à l'aide de méthodes de Niveau 2 ou 3, si l'on dispose de données plus précises.

Mines entièrement inondées

Conformément aux *bonnes pratiques*, on inclura les mines dont on sait qu'elles sont entièrement inondées dans les bases de données et autres archives utilisées pour l'élaboration de l'inventaire, mais il faudra leur attribuer des émissions nulles car les émissions de ces mines sont négligeables.

Réduction des émissions par la récupération et l'utilisation

Dans certains cas, le méthane des mines fermées ou abandonnées est récupéré et utilisé ou brûlé à la torche. La récupération du méthane des mines abandonnées implique généralement le pompage, qui augmente ou « accélère » la quantité de méthane récupérée en plus de la quantité qui aurait été émise si l'on n'avait pas effectué de pompage.

Avec une approche de Niveau 3, spécifique aux mines, dans laquelle des courbes de déclin des émissions ou d'autres modèles équivalents sont utilisés pour estimer les émissions, si les réductions des émissions sont moins importantes que les émissions prévues à la mine s'il n'y avait pas eu de récupération au cours d'une année donnée, les réductions des émissions dues à la récupération et à l'utilisation devront être soustraites des émissions prévues afin d'obtenir les émissions nettes. Si le méthane récupéré et utilisé au cours d'une année donnée est supérieur aux émissions qui auraient eu lieu sans récupération, les émissions nettes de la mine pour l'année en question sont alors considérées comme nulles.

Si l'on n'emploie pas la méthode de Niveau 3 (seule ou en combinaison avec le Niveau 2), la quantité totale de méthane récupéré et utilisé dans des mines abandonnées devra être soustraite de l'inventaire des émissions totales des mines abandonnées, selon l'équation 4.1.9, si tant est que les émissions incluses dans les rapports ne sont pas inférieures à zéro. Si l'on dispose des données appropriées, la méthode de Niveau 3 devra être utilisée.

4.1.5.2 CHOIX DES FACTEURS D'ÉMISSION

Niveau 1 : Approche de la moyenne globale – Mines souterraines abandonnées

L'approche de Niveau 1 de détermination des émissions des mines souterraines abandonnées est décrite ci-dessous et se base principalement sur les méthodes élaborées par l'USEPA (Franklin *et al.*, 2004). Elle incorpore un facteur permettant de prendre en compte la fraction de ces mines qui étaient considérées comme gazeuses lorsqu'elles produisaient activement du charbon. Ainsi, cette méthodologie se base sur le nombre total de mines de charbon abandonnées, ajusté à la fraction considérée comme gazeuse, comme présenté ci-dessous. On présume que les mines abandonnées considérées non gazeuses lorsqu'elles étaient exploitées activement présentent des émissions négligeables. Selon la méthodologie des États-Unis, le terme « mines gazeuses » se réfère à des mines de charbon qui lorsqu'actives présentaient des émissions de ventilation annuelles moyennes supérieures à la plage de 2 800 à 14 000 mètres cubes par jour (m^3/jr), soit 0,7 à 3,4 Gg par an.

L'approche de Niveau 1 relative aux mines de charbon souterraines abandonnées est la suivante :

1. Déterminer le temps approximatif (intervalle en années) à partir des intervalles de temps suivants, correspondant à l'abandon des mines de charbon gazeuses :
 - a. 1901 – 1925
 - b. 1926 – 1950
 - c. 1951 – 1975
 - d. 1976 – 2000
 - e. 2001 - présent
2. Le cas échéant, on pourra utiliser des intervalles multiples. On recommande d'effectuer l'estimation du nombre de mines de charbon gazeuses abandonnées pendant chaque intervalle de temps à l'aide de l'intervalle de temps le plus court possible, en fonction des données disponibles. Dans l'idéal, pour les périodes plus récentes, les intervalles de temps diminueront (par exemple intervalles de dix ans avant 1990 ; intervalles annuels depuis 1990). Les informations relatives à différents groupes de mines de charbon abandonnés à différentes périodes devront être prises en compte, puisque différentes périodes pourront être combinées à l'approche de Niveau 1.
3. Estimer le nombre total de mines abandonnées à chaque intervalle de temps (depuis 1901), et non inondées. Si l'on ne dispose d'aucune connaissance sur l'étendue des inondations, les *bonnes pratiques* recommandent que l'on suppose que 100 pour cent des mines restent non inondées. Les excavations d'investigation et les mines gérées à la voiture à bras et de taille n'atteignant que quelques hectares devront être laissées de côté.
4. Déterminer le pourcentage des mines de charbon considérées comme gazeuses au moment de la fermeture de la mine. En fonction des intervalles de temps choisis ci-dessus, sélectionner un pourcentage estimé de mines de charbon gazeuses à partir des valeurs par défaut élevées et faibles présentées au Tableau 4.1.5. Les estimations réelles peuvent couvrir une plage allant de 0 à 100 pour cent. Lors du choix des valeurs par défaut élevées ou faibles présentées au Tableau 4.1.5, les pays devront prendre en compte toute information historique disponible pouvant contribuer au pourcentage de mines gazeuses, comme le degré de carbonisation du charbon, la teneur en gaz et la profondeur de la mine exploitée. Les pays disposant d'archives relatives à leurs mines gazeuses (par exemple explosions de méthane ou dégagements instantanés de gaz) devront choisir les valeurs par défaut élevées pour la première partie du siècle. De 1926 à 1975, les pays où les mines étaient relativement profondes et où l'on utilisait du matériel hydraulique devront choisir les valeurs par défaut élevées. Les pays ayant des mines à longue taille profondes ou où la teneur en gaz est prouvée devront choisir les valeurs élevées pour les périodes post-1975. Les plages de valeur par défaut faibles peuvent être adaptées à un intervalle de temps donné pour des régions, bassins houillers ou pays spécifiques, en fonction des conditions géologiques ou des pratiques d'exploitation connues.
5. Sélectionner, pour l'année d'inventaire concernée (entre 1990 et aujourd'hui), le facteur d'émission approprié dans le Tableau 4.1.6. Par exemple, pour les mines abandonnées entre 1901 et 1925, et pour l'année d'inventaire 2005, le facteur d'émission de ces mines aurait une valeur de 0,256 millions m^3 de méthane par mine.
6. Calculer, pour chaque intervalle de temps, les émissions de méthane totales à l'aide de l'équation 4.1.10 pour l'année d'inventaire concernée.
7. Additionner les émissions pour chaque intervalle de temps afin de calculer les émissions totales des mines abandonnées pour chaque année d'inventaire.

TABLEAU 4.1.5		
NIVEAU 1 – MINES SOUTERRAINES ABANDONNEES		
VALEURS PAR DEFAUT - POURCENTAGE DE MINES DE CHARBON GAZEUSES		
Intervalle de temps	Faible	Élevé
1900-1925	0 %	10 %
1926-1950	3 %	50 %
1950-1976	5 %	75 %
1976-2000	8 %	100 %
2001 - présent	9 %	100 %

Année d'inventaire	Intervalle correspondant à la fermeture de la mine				
	1901 – 1925	1926 – 1950	1951 - 1975	1976 – 2000	2001 - présent
1990	0,281	0,343	0,478	1,561	SO
1991	0,279	0,340	0,469	1,334	SO
1992	0,277	0,336	0,461	1,183	SO
1993	0,275	0,333	0,453	1,072	SO
1994	0,273	0,330	0,446	0,988	SO
1995	0,272	0,327	0,439	0,921	SO
1996	0,270	0,324	0,432	0,865	SO
1997	0,268	0,322	0,425	0,818	SO
1998	0,267	0,319	0,419	0,778	SO
1999	0,265	0,316	0,413	0,743	SO
2000	0,264	0,314	0,408	0,713	SO
2001	0,262	0,311	0,402	0,686	5,735
2002	0,261	0,308	0,397	0,661	2,397
2003	0,259	0,306	0,392	0,639	1,762
2004	0,258	0,304	0,387	0,620	1,454
2005	0,256	0,301	0,382	0,601	1,265
2006	0,255	0,299	0,378	0,585	1,133
2007	0,253	0,297	0,373	0,569	1,035
2008	0,252	0,295	0,369	0,555	0,959
2009	0,251	0,293	0,365	0,542	0,896
2010	0,249	0,290	0,361	0,529	0,845
2011	0,248	0,288	0,357	0,518	0,801
2012	0,247	0,286	0,353	0,507	0,763
2013	0,246	0,284	0,350	0,496	0,730
2014	0,244	0,283	0,346	0,487	0,701
2015	0,243	0,281	0,343	0,478	0,675
2016	0,242	0,279	0,340	0,469	0,652

Puisque les mines souterraines abandonnées font pour la première fois partie des rapports, un exemple de calcul est inclus au Tableau 4.1.7.

	Intervalle correspondant à la fermeture de la mine					Total pour l'année d'inventaire 2005
	1901 – 1925	1926 – 1950	1951 - 1975	1976 – 2000	2001 - présent	
Nombre de mines fermées par intervalle de temps	20	15	10	5	1	
Fraction de mines gazeuses	0,1	0,5	0,75	1,0	1,0	
Facteur d'émission pour l'année d'inventaire, 2005 (tiré du Tableau 4.1.6)	0,256	0,301	0,382	0,601	1,265	
Émissions totales (Gg CH ₄ par an tiré de l'éqn 4.1.10)	0,34	1,51	1,92	2,07	0,85	6,64

Niveau 2 – Approche spécifique au pays ou au bassin

L'approche de Niveau 2 d'élaboration d'un inventaire des émissions de méthane des mines abandonnées suit une approche similaire à celle du Niveau 1, mais en incorporant des données spécifiques au pays ou au bassin houiller. La méthodologie présentée ci-dessous a été créée pour utiliser autant que possible des données spécifiques au pays ou au bassin houiller (par exemple, pour les émissions des mines actives juste avant l'abandon, pour les paramètres spécifiques des facteurs d'émission des bassins houillers, etc.).

Dans certains cas, les paramètres par défaut ont été fournis pour ces valeurs mais ils ne devront être utilisés qu'en l'absence de données spécifiques au pays ou au bassin houiller.

On calcule les émissions pour une année d'inventaire donnée à l'aide de l'équation 4.1.11 :

<p>ÉQUATION 4.1.11</p> <p>APPROCHE DE NIVEAU 2 POUR LES MINES SOUTERRAINES ABANDONNÉES SANS RECUPERATION ET UTILISATION DU METHANE</p> <p><i>Émissions de méthane = Nombre de mines de charbon abandonnées non inondées • Fraction de mines de charbon gazeuses • Taux d'émissions moyen • Facteur d'émission • Facteur de conversion</i></p>

Où les unités sont :

Émissions de méthane ($Gg\ an^{-1}$)

Taux d'émissions ($m^3\ an^{-1}$)

Facteur d'émission (sans dimension, voir équation 4.1.11)

Facteur de conversion :

Il s'agit de la densité de CH_4 , et de la conversion de volume de CH_4 en masse de CH_4 . La densité est prise à $20^\circ C$ et à une pression atmosphérique de 1, et présente une valeur de $0,67 \bullet 10^{-6}\ Gg\ m^{-3}$.

Si l'on sait que les mines individuelles sont entièrement inondées, on pourra attribuer à leurs émissions une valeur nulle. La réduction des émissions de méthane grâce aux projets de récupération utilisant ou brûlant à la torche le méthane dans les mines abandonnées devra être soustraite de l'estimation des émissions. Dans ces cas, il est recommandé d'utiliser une approche hybride, de Niveau 2-3, afin d'incorporer ces informations spécifiques aux mines (voir les paragraphes sur les projets de récupération et d'utilisation du méthane liés aux mines abandonnées, Sections 4.1.5.1 et 4.1.5.3).

L'approche de Niveau 2 relative aux mines de charbon souterraines abandonnées est la suivante :

- Déterminer l'intervalle de temps approximatif au cours duquel un nombre important de mines de charbon gazeuses a été fermé. Le cas échéant, on pourra utiliser des intervalles multiples. On recommande d'effectuer l'estimation du nombre de mines de charbon gazeuses abandonnées pendant chaque intervalle de temps à l'aide de l'intervalle de temps le plus court possible, en fonction des données disponibles. Dans l'idéal, pour les périodes plus récentes, les intervalles de temps diminueront (par exemple intervalles de dix ans avant 1990 ; intervalles annuels depuis 1990).
- Estimer le nombre total de mines abandonnées exemptes d'inondations pour chaque intervalle de temps sélectionné. Si n'y a aucune information sur l'inondation ou non des mines abandonnées, supposer qu'aucune n'a été inondée.
- Déterminer le nombre (ou pourcentage) de mines de charbon considérées comme gazeuses au moment de la fermeture de la mine.
- Pour chaque intervalle de temps, déterminer le taux moyen d'émissions. Si n'y a aucune donnée spécifique au pays ou au bassin houiller, on pourra sélectionner des estimations faibles ou élevées des émissions des mines avant l'abandon, au Tableau 4.1.8.
- Pour chaque intervalle de temps, calculer un facteur d'émission approprié à l'aide de l'équation 4.1.12, en fonction des différences d'années entre les données estimées sur l'abandon et l'année de l'inventaire des émissions. À noter que les valeurs par défaut de cette équation des facteurs d'émission sont fournies au Tableau 4.1.9, même si ces valeurs par défaut ne doivent être utilisées qu'en l'absence d'informations spécifiques au pays ou au bassin.
- Calculer les émissions pour chaque intervalle de temps à l'aide de l'équation 4.1.11.

- Additionner les émissions pour chaque intervalle de temps afin de calculer les émissions totales des mines abandonnées pour chaque année d'inventaire.

TABLEAU 4.1.8 NIVEAU 2 – MINES SOUTERRAINES ABANDONNEES	
VALEURS PAR DEFAUT POUR LES EMISSIONS DES MINES ACTIVES AVANT ABANDON	
Paramètre	Émissions, million m ³ /an
Faible	1,3
Élevé	38,8

ÉQUATION 4.1.12
NIVEAU 2 – FACTEUR D'EMISSION DES MINES DE CHARBON SOUTERRAINES ABANDONNEES

$$FACTEUR D'EMISSION = (1 + aT)^b$$

Où :

a et *b* sont des constantes déterminant la courbe de déclin. Autant que faire se peut, utiliser les valeurs spécifiques au pays ou au bassin. Les valeurs par défaut sont fournies au Tableau 4.1.9 ci-dessous.

T = années écoulées entre l'abandon et l'année d'inventaire (différence entre le point médian de l'intervalle de temps sélectionné et l'année d'inventaire).

Il faudra calculer un facteur d'émission séparé pour chaque intervalle de temps sélectionné. Ce facteur d'émission est non dimensionnel.

TABLEAU 4.1.9 COEFFICIENTS POUR LE NIVEAU 2 – MINES DE CHARBON SOUTERRAINES ABANDONNEES		
Type de charbon	A	b
Anthracite	1,72	-0,58
Bitumineux	3,72	-0,42
Sous-bitumineux	0,27	-1,00

Niveau 3- Approche spécifique à chaque mine

Au Niveau 3, on a beaucoup de flexibilité. On peut utiliser des mesures directes des émissions, si elles sont disponibles, en lieu et place d'estimations et de calculs. On peut aussi utiliser des modèles avec des données mesurées, afin d'estimer les émissions de la série temporelle. Les pays pourront produire leurs propres courbes de déclin ou autres caractéristiques en fonction des mesures dont ils disposent, des propriétés spécifiques du charbon du bassin, et/ou de modèles hydrologiques. L'équation 4.1.13 décrit une approche possible parmi d'autres.

ÉQUATION 4.1.13
EXEMPLE DE CALCUL DES EMISSIONS AU NIVEAU 3 – MINES SOUTERRAINES ABANDONNEES

$$\text{Émissions de méthane} = (\text{Taux d'émissions à la fermeture} \bullet \text{Facteur d'émission} \bullet \text{Facteur de conversion}) - \text{Réduction des émissions de méthane par la récupération et l'utilisation}$$

Où les unités sont :

Émissions de méthane (Gg an⁻¹)

Taux d'émissions à la fermeture (m³ an⁻¹)

Facteur d'émission (sans dimension, voir Franklin *et al.*, 2004)

Facteur de conversion :

Il s'agit de la densité de CH₄, et de la conversion de volume de CH₄ en masse de CH₄. La densité est prise à 20°C et à une pression atmosphérique de 1, et présente une valeur de 0,67 • 10⁻⁶ Gg m⁻³.

Pour la méthodologie de Niveau 3, les principales étapes sont les suivantes :

- Créer une base de données des fermetures de mines en y incluant les informations géologiques et hydrologiques pertinentes et les dates d'abandon approximatives (lorsqu'on a cessé toute ventilation active de la mine) de manière cohérente pour toutes les mines de l'inventaire du pays.
- Estimer les émissions en fonction des émissions mesurées et/ou d'un modèle d'émissions. On pourra pour ce faire se baser sur le taux d'émission moyen au moment de la fermeture de la mine, déterminé par le dernier taux d'émission mesuré (ou de préférence, une moyenne de plusieurs mesures prises au cours de l'année précédant l'abandon), ou des réserves estimées de méthane susceptibles d'être émises.
- Si aucune mesure réelle n'a été prise pour une mine en particulier, on pourra calculer les émissions à l'aide d'une courbe de déclin appropriée ou d'une approche de modélisation pour les mines ventilées ouvertement, les mines scellées ou les mines inondées. Utiliser l'équation de déclin ou l'approche de modélisation sélectionnée pour la mine ainsi que le nombre d'années entre l'abandon et l'année d'inventaire pour calculer les émissions ou un facteur d'émission approprié pour chaque mine.
- Additionner les émissions des mines abandonnées afin d'élaborer un inventaire annuel.

4.1.5.3 CHOIX DES DONNEES SUR LES ACTIVITES

Pour estimer les émissions des mines abandonnées, il faut disposer de données passées plutôt que de données sur les activités en cours. Au Niveau 1, les experts nationaux devront estimer le nombre de mines abandonnées par intervalle de temps fixé au Tableau 4.1.5, en fonction des données historiques disponibles auprès d'agences internationales et nationales ou d'experts régionaux pertinents.

Au Niveau 2, il faudra disposer du nombre total de mines abandonnées et de la période de temps couvrant leur abandon. Ces données pourront être obtenues auprès d'agences provinciales, nationales ou étatiques pertinentes, ou d'entreprises travaillant dans l'industrie du charbon. Si un pays dispose de plus d'une région houillère ou bassin houiller, les données relatives à la production et aux émissions pourront être désagrégées par région. On pourra utiliser l'opinion d'experts ou effectuer des analyses statistiques afin d'estimer les émissions de ventilation ou les émissions spécifiques en fonction des mesures effectuées sur un nombre limité de mines (voir Franklin *et al.* (2004)).

Au Niveau 3, les estimations des émissions des mines de charbon abandonnées devront être basées sur des données précises sur les caractéristiques, l'abandon et la situation géographique des mines individuelles. En l'absence de mesures directes des mines abandonnées, les facteurs d'émission de Niveau 3 pourront être basés sur des données correspondant aux émissions spécifiques aux mines, y compris des données historiques sur les systèmes de dégazage et de ventilation du temps où les mines étaient actives (voir Franklin *et al.*, 2004).

RÉDUCTION DES ÉMISSIONS PAR LA RÉCUPÉRATION DU MÉTHANE DANS LES MINES ABANDONNÉES

Il faudra prendre en compte les mines abandonnées où l'on récupère et utilise ou brûle à la torche le méthane en comparant la quantité de méthane récupérée et utilisée à la quantité qui devrait avoir été émise normalement. La méthode permettant de comptabiliser le méthane récupéré des mines de charbon abandonnées est décrite à la Section 4.1.5.1.

Les émissions de CO₂ produites en raison de la combustion du méthane liée à des projets de récupération et d'utilisation dans les mines abandonnées devront être incluses dans les estimations du secteur Énergie lorsqu'on utilise le méthane, ou à la Section correspondant aux émissions fugitives des mines abandonnées lorsqu'il y a brûlage à la torche. Pour effectuer cette estimation, les données relatives aux projets de récupération du méthane des mines abandonnées ou les données de production pourront être obtenues auprès des agences gouvernementales pertinentes et devraient être disponibles publiquement, en fonction de l'utilisation finale. Ces informations peuvent se présenter sous forme de chiffres de ventes de gaz comptabilisées, qui sont souvent disponibles publiquement dans les bases de données gouvernementales ou de l'industrie du pétrole et du gaz. Trois à huit pour cent supplémentaires de méthane des mines abandonnées non rapportés sont en général récupérés et utilisés comme carburant pour la compression du gaz. Le pourcentage réel de méthane utilisé dépendra de l'efficacité du matériel de compression. Les émissions de cette source d'énergie devront être incluses au Chapitre 2 du Volume 2, *Combustion stationnaire*. Pour les projets employant le méthane récupéré des mines abandonnées pour générer de l'électricité, on pourra utiliser les taux de flux mesurés et les facteurs de compression, si disponibles. Si les données publiques reflètent l'électricité produite avec exactitude, le taux de chaleur ou l'efficacité de la production d'électricité pourront être utilisés pour déterminer son taux de consommation de combustible direct.

4.1.5.4 EXHAUSTIVITE

Les estimations des émissions des mines souterraines abandonnées devront inclure toutes les émissions provenant de mines abandonnées. Jusqu'à récemment, il n'existait aucune méthode permettant d'estimer ces émissions. Les *bonnes pratiques* recommandent donc d'archiver la date de fermeture de la mine et la méthode employée pour la sceller. Les données relatives à la taille et la profondeur de ces mines pourront servir pour toute estimation future.

4.1.5.5 DEVELOPPEMENT D'UNE SERIE TEMPORELLE COHERENTE

Il est peu probable que l'on dispose de données exhaustives pour chaque mine (Niveau 3) et pour toutes les années. En conséquence, pour préparer des inventaires de Niveau hybride 2 - 3, mais aussi des inventaires de Niveaux 1 ou 2, on pourra devoir estimer le nombre de mines abandonnées pour les années pour lesquelles les données sont peu nombreuses.

Les lignes directrices des inventaires recommandent que toutes les émissions de méthane associées aux mines abandonnées soient comptabilisées au cours de l'année d'inventaire où ont lieu les émissions et les opérations de récupération.

Dans les situations où les émissions de gaz à effet de serre de mines souterraines actives ont été bien caractérisées et lorsque ces mines sont passées du statut « actif » au statut « abandonné », il faudra rassembler des données sur les émissions de la mine active (au cours de l'année de fermeture de la mine). Il faudra aussi faire particulièrement attention à ne pas faire un double comptage ou omettre des données lors du transfert des mines du statut « actives » au statut « abandonnées ».

4.1.5.6 ÉVALUATION DES INCERTITUDES

NIVEAU 1

Avec la méthodologie de Niveau 1, les principales causes d'incertitude sont les suivantes :

- *Nature globale des facteurs d'émission.* On a choisi une plage d'incertitude des facteurs d'émission importante afin de prendre en compte l'incertitude de paramètres déterminants comme la taille de la mine, la profondeur de la mine et le degré de carbonisation du charbon.
- *Moment de l'abandon.* Puisque les émissions des mines abandonnées dépendent beaucoup du temps, choisir un intervalle simple qui représente bien les dates de fermeture de toutes les mines est critique pour la détermination d'un taux d'émission.
- *Données sur les activités.* Le nombre de mines abandonnées gazeuses et la quantité de charbon produite par les mines gazeuses dépendent beaucoup des pays. L'incertitude sera définie par la disponibilité des données historiques sur l'exploitation des mines et la production.

La plage totale estimée d'incertitude associée aux estimations de Niveau 1 dépend de tous les facteurs présentés ci-dessus. Les émissions réelles seront certainement dans une plage allant d'un tiers à trois fois la valeur estimée des émissions.

NIVEAU 2

Avec les approches de Niveau 2, les principales causes d'incertitude sont les suivantes :

- *Facteurs d'émission spécifiques au pays ou au bassin.* L'incertitude est associée aux équations de déclin du facteur d'émission de chaque type de charbon. Cette incertitude est due à la variabilité inhérente de la teneur en gaz, aux caractéristiques en matière d'adsorption et de la perméabilité d'un type de charbon donné.
- Le nombre de mines produisant un degré de carbonisation du charbon donné.
- Le nombre de mines abandonnées dans le temps.
- Le pourcentage de mines gazeuses en fonction du temps.

L'incertitude totale estimée liée aux estimations de Niveau 2 dépend de la plage d'incertitude associée à chacun de ces facteurs. Ces paramètres devront être définis plus précisément qu'au Niveau 1. En conséquence les émissions réelles totales seront certainement dans une plage allant de la moitié à deux fois la valeur estimée.

NIVEAU 3

Avec la méthodologie de Niveau 3, les principales causes d'incertitude des inventaires des émissions sont les suivantes :

- Taux d'émission des mines actives
- Équation de courbe de déclin ou approche de modélisation décrivant la fonction liant les caractéristiques d'adsorption et la teneur en gaz du charbon, la taille de la mine et la perméabilité du charbon.
- Statut hydrologique de la mine abandonnée (inondée ou en cours d'inondation) et condition (scellée ou ventilée)

La méthodologie de Niveau 3 présente une incertitude associée plus faible qu'aux Niveaux 1 et 2 car l'inventaire des émissions se base soit sur des mesures directes, soit sur des informations spécifiques aux mines, y compris les taux d'émissions actives et les dates de fermeture des mines. Si la plage d'incertitude des émissions estimées à une mine individuelle peut être importante (plage tournant autour de ± 50 pour cent), additionner la plage d'incertitude d'un nombre suffisamment important d'émissions de mines individuelles permet en réalité de réduire la plage d'incertitude de l'inventaire final, selon le théorème central limite (Murtha, 2002), si tant est que les incertitudes sont indépendantes. Étant donné la plage attendue du nombre de mines de charbon abandonnées dans différents pays, les incertitudes générales associées à la méthodologie de Niveau 3 pour les mines abandonnées peuvent varier de ± 20 pour cent pour les pays disposant de nombreuses mines abandonnées à ± 30 pour cent pour les pays disposant de peu de mines abandonnées mais dont les émissions sont incluses dans l'inventaire.

On pourra employer une combinaison de différents niveaux. Par exemple, les émissions des mines abandonnées pendant la première moitié du XX^e siècle pourront être déterminées à l'aide d'une méthode de Niveau 1, alors que les émissions des mines abandonnées après 1950 pourront être déterminées à l'aide d'une méthode de Niveau 2. Les méthodes de Niveau 1 et 2 présenteront toutes deux leurs propres distributions des incertitudes. Il sera important de bien additionner ces distributions afin d'obtenir la plage appropriée d'incertitudes pour l'inventaire final des émissions.

4.1.6 Exhaustivité relative à l'extraction du charbon

Il reste trois domaines à étudier afin d'obtenir un inventaire complet des émissions fugitives imputables à l'extraction du charbon. Ces trois domaines sont les mines de surface abandonnées, la combustion incontrôlée et le CO₂ présent dans les gaz de veine de charbon.

MINES DE SURFACE ABANDONNÉES

Après la fermeture, les émissions imputables aux mines de surface abandonnées peuvent être dues aux facteurs décrits ci-dessous :

- Les parois
- Fuites provenant du plancher de la mine
- Oxydation à basse température
- Combustion incontrôlée

Jusqu'à présent, aucune méthode exhaustive n'a été élaborée pour quantifier ces émissions. C'est pourquoi elles n'ont pas été incluses dans les présentes recommandations. Elles restent un sujet de recherches supplémentaires.

ÉMISSIONS IMPUTABLES A LA COMBUSTION INCONTRÔLÉE ET AUX DÉPÔTS DE COMBUSTION DE CHARBON

Si les émissions imputables à cette source risquent d'être considérables pour une seule mine de charbon, personne ne sait ce que ces émissions peuvent représenter à l'échelle d'un pays. Dans certains pays qui sont victimes de grands incendies, les émissions peuvent être importantes. Il n'existe aucune méthode claire pour le moment permettant de mesurer systématiquement ou d'estimer avec précision les données sur les activités. Or, dans les pays qui disposent de données sur les quantités de charbon brûlé, le CO₂ devra être estimé sur base de la teneur en carbone du charbon pour le comptabiliser dans la sous-catégorie pertinente 1.B.1.b. Il est à noter que seule la combustion incontrôlée due aux activités de prospection du charbon est examinée ici. Il faut avant tout, éviter le double comptage avec les émissions fugitives de CH₄ et de CO₂ à basse oxydation.

LE CO₂ PRÉSENT DANS LES GAZ DE MINE DE CHARBON

Les pays qui détiennent des données disponibles sur le CO₂ présent dans le gaz des mines de charbon, doivent les inclure dans la sous-catégorie utilisée pour les émissions de méthane correspondantes.

4.1.7 Assurance de la qualité/contrôle de la qualité (AQ/CQ) des inventaires

4.1.7.1 CONTROLE DE LA QUALITE ET DOCUMENTATION

FACTEURS D'ÉMISSION

- **Contrôle de la qualité**

- a) Niveau 1: examiner le contexte national et documenter les motifs qui poussent à sélectionner des valeurs spécifiques.
- b) Niveau 2: vérifier les équations et calculs utilisés pour déterminer le facteur des émissions et s'assurer que les échantillons choisis suivent des protocoles cohérents de telle sorte que les circonstances soient représentatives et uniformes.
- c) Niveau 3: collaborer avec les exploitants des mines pour garantir la qualité des données obtenues des systèmes de dégazage. Les mines d'exploitation individuelles devraient déjà avoir mis en place des procédures de AQ/CQ pour surveiller les émissions de ventilation.

- **Documentation**

Fournir des informations transparentes sur les étapes destinées à calculer les facteurs d'émission ou mesurer les émissions, notamment les nombres et les sources de toutes les données collectées.

DONNÉES SUR LES ACTIVITÉS

- **Contrôle de la qualité**

Décrire les méthodes de collecte des données sur les activités, y compris une évaluation des domaines nécessitant une amélioration.

- **Documentation**

- a) Description complète des méthodes utilisées pour collecter les données sur les activités
- b) Discussion des domaines potentiels de biais dans les données, notamment sur le principe que le contexte soit représentatif du pays.

RÉVISION PAR L'ORGANISME CHARGE DE L'INVENTAIRE (AQ)

L'organisme chargé de l'inventaire doit s'assurer que les bonnes méthodologies sont utilisées pour calculer les émissions imputables à l'extraction du charbon, notamment l'utilisation du Niveau applicable le plus élevé pour un pays donné, en prenant en compte les *catégories* considérées comme *clés* pour un pays et la disponibilité des données. L'organisme chargé de l'inventaire doit garantir que les facteurs appropriés d'émission sont utilisés. Pour les mines actives souterraines et à ciel ouvert, il faut utiliser les meilleures données sur les activités disponibles conformément aux niveaux adaptés, en particulier la quantité de méthane récupérée et utilisée à chaque fois que c'est possible. Pour les mines abandonnées, l'organisme chargé de l'inventaire doit garantir que l'information historique disponible la plus précise est utilisée.

CQ PAR L'ORGANISME CHARGE DE L'INVENTAIRE SUR LA COMPILATION DES ÉMISSIONS NATIONALES

Les méthodes que l'organisme chargé de l'inventaire peut employer pour offrir un contrôle de la qualité pour l'inventaire national peuvent consister, par exemple, à :

- Calculer rétrospectivement des facteurs d'émission nationaux et régionaux à partir de données de mesure de Niveau 3, lorsque c'est possible
- S'assurer que les facteurs d'émission sont représentatifs du pays (pour les Niveaux 1 et 2)

- Veiller à ce que toutes les mines soient prises en compte
- Comparer avec les tendances nationales pour recenser les anomalies

SYSTÈMES EXTERNES DE L'ASSURANCE DE LA QUALITÉ (AQ/CQ) DE L'INVENTAIRE

Dans le but d'évaluer l'efficacité du programme du CQ, l'organisme chargé de l'inventaire devrait mettre en place une révision qui soit indépendante et objective concernant les calculs, les hypothèses et/ou la documentation de l'inventaire des émissions. La révision par des tiers experts doit être menée par un ou des experts connaissant bien la catégorie de source et comprenant les besoins de l'inventaire.

4.1.7.2 ÉTABLISSEMENT DE RAPPORTS ET DOCUMENTATION

Les *bonnes pratiques* recommandent de documenter et d'archiver toutes les informations nécessaires pour établir les estimations de l'inventaire des émissions nationales telles qu'énoncé dans le Volume 1, chapitre 8 des *Lignes directrices 2006 du GIEC*.

Le rapport national d'inventaire doit inclure les résumés des méthodes utilisées ainsi que les références aux données source de telle sorte que les estimations des émissions déclarées soient transparentes et les étapes du calcul puissent être retracées. Toutefois, pour garantir la transparence, il faudra fournir les informations suivantes :

- Les émissions de CH₄ et de CO₂ (le cas échéant) par des sources souterraines, à ciel ouvert et post-extractives, la méthode utilisée pour chaque sous-catégorie de source, le nombre de mines en activité dans chaque sous-catégorie de source et les raisons du choix des facteurs d'émission (profondeur de la mine, données sur les teneurs en gaz sur place, etc.). La quantité de gaz drainé et le degré de toute atténuation ou utilisation devront être présentés avec une description de la technologie utilisée, si cela est nécessaire.
- Données sur les activités : Spécifier la quantité et le type de production, le charbon des mines souterraines et à ciel ouvert, en indiquant, si possible, les quantités de charbon brut et de charbon marchand.
- S'il y a des problèmes de confidentialité, on pourra ne pas indiquer le nom de la mine. La plupart des pays auront plus de trois mines, et par conséquent on ne pourra pas calculer à rebours la production spécifique à une mine à partir des estimations d'émissions.

Il est important de garantir que dans la transition des mines de l'état « actif » à l'état « abandonné », chaque mine soit incluse une fois et seulement une fois dans l'inventaire national.

4.2 ÉMISSIONS FUGITIVES IMPUTABLES AUX SYSTÈMES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL

Les émissions fugitives imputables aux systèmes pétroliers et de gaz naturel sont comptabilisées dans la sous-catégorie du GIEC 1.B.2 du secteur de l'Énergie. À des fins d'établissement de rapport, cette sous-catégorie est sous-divisée sous la forme présentée au Tableau 4.2.1. On distingue principalement les systèmes pétroliers et de gaz naturel, chacun d'entre eux étant sous-divisé selon le type primaire de source d'émissions, c'est-à-dire : la ventilation, le brûlage à la torche et tous les autres types d'émissions fugitives. Cette dernière catégorie est ensuite sous-divisée en différentes parties (ou segments) du système pétrolier et de gaz selon le type d'activité.

Le terme émissions fugitives revêt ici un sens général pour signifier toutes les émissions de gaz à effet de serre imputables aux systèmes pétroliers et de gaz mis à part les contributions dues à la combustion de carburant. Les systèmes de pétrole et de gaz naturel comprennent toutes les infrastructures nécessaires pour produire, collecter, traiter ou raffiner et distribuer des produits de gaz naturel et de pétrole sur le marché. Le système débute dès la tête de puits ou dès la source de pétrole ou de gaz et se termine au point final de vente au consommateur. Les émissions qui sont exclues de cette catégorie sont les suivantes :

- La combustion du carburant pour la production de chaleur utile ou d'énergie utile par des sources stationnaires ou mobiles (voir les Chapitres 2 et 3 du Volume énergie).

- Les émissions fugitives imputables aux projets de capture et de stockage du carbone, au transport et à l'élimination des gaz acides des installations de pétrole et de gaz par injection dans des formations souterraines stables, ou le transport, l'injection et la séquestration du CO₂ dans le cadre de projets de récupération assistée de pétrole (RAP), de récupération assistée de gaz (RAG) ou de récupération assistée de méthane dans une couche de houille (RAMCH) (voir Chapitre 5 du Volume Énergie sur les systèmes de capture et de stockage du dioxyde de carbone).
- Les émissions fugitives qui se produisent dans des installations industrielles autres que les installations de pétrole et de gaz, ou qui sont liées à l'utilisation finale des produits pétroliers et gazéifères ailleurs que dans des installations de pétrole et de gaz (voir le volume sur les Procédés industriels et l'utilisation des produits)
- Les émissions fugitives imputables aux activités d'élimination des déchets qui ont lieu en dehors de l'industrie pétrolière et gazéifère (voir le volume sur les Déchets).

Les émissions fugitives imputables à la production de pétrole et de gaz dans le cadre de projets de RAP, RAG et RAMCH font partie de la catégorie 1.B.2.

Lorsque l'on détermine les émissions fugitives imputables aux systèmes de pétrole et de gaz naturel, il peut être nécessaire, principalement dans les domaines de la production et du traitement, d'appliquer une désagrégation plus importante par rapport au Tableau 4.2.1 afin de mieux tenir compte d'une part, des facteurs locaux qui affectent la quantité des émissions (soit les conditions de réservoir, les conditions de transformation/traitement, les pratiques de conception et d'opération, l'ancienneté des industries, l'accès aux marchés, les exigences réglementaires et le niveau d'application de la réglementation), et d'autre part, des changements dans les niveaux d'activité à mesure que l'on progresse au sein des différentes parties du système. La contribution de chaque catégorie du Tableau 4.2.1 aux émissions fugitives totales dans le secteur du pétrole et du gaz variera en fonction du contexte national et de la quantité de pétrole et de gaz importée et exportée. Généralement, les activités de production et de traitement ont tendance à libérer plus d'émissions fugitives en termes de pourcentage de débit que les activités en aval. Des exemples de la distribution potentielle des émissions fugitives par sous-catégorie sont indiqués dans le Compendium API (2004).

4.2.1 Vue d'ensemble, description des sources

Les sources d'émissions fugitives dans les systèmes pétroliers et gazéifères comprennent, entre autres, les fuites d'équipement, les pertes par évaporation et par étincelage, les dégagements dus à la ventilation, au brûlage à la torche, à l'incinération et aux accidents (par exemple, l'affaissement de pipelines, les éruptions des puits et les déversements liquides). Si certaines de ces sources d'émission ont été construites ou sont intentionnelles (par exemple, les réservoirs, les systèmes de traitement et d'étanchéité en matière de ventilation et de brûlage), et sont donc relativement bien caractérisées, la quantité et la composition des émissions sont généralement sujettes à une incertitude significative. On attribue cet état de fait, en partie, à l'utilisation limitée des systèmes de mesure dans ces cas, et lorsque les systèmes de mesure sont utilisés, au fait qu'ils sont généralement inaptes à couvrir une large gamme de flux et de variations dans la composition qui peut se produire. Même lorsque certaines de ces pertes ou ces flux sont détectés puisqu'ils font partie des procédures de routine de comptabilisation de la production, on repère souvent des incohérences dans les activités prises en compte et dans le fait de déterminer si les quantités sont basées sur des estimations ou des mesures fabriquées. Dans ce chapitre, on a tenté de nommer le type précis de source d'émissions fugitives examiné, et de n'utiliser seulement le terme d'émissions fugitives ou sources d'émission fugitive lorsqu'on traite de ces émissions ou sources à un niveau plus élevé, plus général.

Les courants contenant des concentrations pures ou élevées de CO₂ peuvent avoir lieu dans les installations de production pétrolière où le CO₂ est injecté dans un réservoir de pétrole dans le cadre de projets de RAP, RAMCH ou de RAG. Ils peuvent également se produire en tant que produit dérivé de traitement du gaz dans le but de satisfaire les ventes ou les spécifications de gaz de carburant dans les installations de traitement du gaz, de raffinage du pétrole et de valorisation du pétrole lourd, ou encore en tant que produit dérivé de la production d'hydrogène dans les raffineries et des installations de valorisation du pétrole lourd. Lorsque le CO₂ est libéré comme sous-produit du procédé, il est généralement ventilé dans l'atmosphère, injecté dans une formation souterraine appropriée pour son élimination, ou bien fourni pour être utilisé dans des projets de RAP. Les émissions fugitives de CO₂ qui se dégagent de ces courants doivent être représentées dans les sous-catégories pertinentes de 1.B.2. Les émissions fugitives imputables à la capture du CO₂ doivent être comptabilisées dans les industries où a lieu la capture, tandis que les émissions fugitives de CO₂ imputables aux activités de transport, d'injection et de stockage devraient être rapportées séparément dans la catégorie 1.C (voir Chapitre 5).

La RAP est la récupération du pétrole d'un réservoir par un moyen autre que l'utilisation de la pression naturelle du réservoir. Elle peut commencer après un procédé de récupération secondaire ou à tout moment au cours de la

vie de production d'un réservoir de pétrole. La RAP aboutit généralement à des quantités accrues de pétrole qu'on a pu ôter du réservoir comparé aux méthodes utilisant uniquement la pression naturelle ou le pompage. Les trois grands types d'opérations de récupération améliorée de pétrole sont l'inondation chimique (inondation alcaline ou l'inondation micellaire polymérisée), le déplacement miscible (injection de CO₂ ou injection d'hydrocarbure), et la récupération thermique (inondation par la vapeur ou combustion sur place).

TABLEAU 4.2.1		
REPARTITION DETAILLEE PAR SECTEUR POUR LES EMISSIONS IMPUTABLES A LA PRODUCTION ET AU TRANSPORT DE PETROLE ET DE GAZ NATUREL		
Code du GIEC	nom du secteur	Explications
1 B 2	<i>Pétrole et gaz naturel</i>	Comprend les émissions fugitives imputables à toutes les activités liées au pétrole et au gaz naturel. Les sources primaires de ces émissions peuvent inclure des fuites fugitives d'équipement, des pertes par évaporation et les dégagements dus à la ventilation, au brûlage et aux accidents.
1 B 2 a	Pétrole	Comprend les émissions imputables à la ventilation, au brûlage et à toutes les autres sources fugitives liées à l'exploration, la production, la transmission, la valorisation et le raffinage du pétrole brut et à la distribution de produits pétroliers bruts.
1 B 2 a i	Ventilation	Émissions imputables à la ventilation de gaz associés et de gaz résiduels/courants de vapeur dans les installations pétrolières.
1 B 2 a ii	Brûlage à la torche	Émissions imputables au brûlage à la torche du gaz naturel et des gaz résiduels/courants de vapeur dans les installations pétrolières.
1 B 2 a iii	Autres	Émissions fugitives dans les installations pétrolières imputables aux fuites d'équipement, aux pertes de stockage, aux fissures de pipeline, aux éruptions des puits, aux épandages contrôlés, à la migration de gaz à la surface autour de l'extérieur du cuvelage de la tête de puits, nœud de ventilation du cuvelage de surface, formation de gaz biogénique dans les bassins à résidus et tout autre gaz ou rejet de vapeur non spécifiquement pris en compte dans la catégorie « ventilation » ou « brûlage à la torche ».
1 B 2 a iii 1	<i>Prospection</i>	Émissions fugitives (à l'exception de la ventilation et du brûlage à la torche) imputables à l'ouverture des puits de pétrole, des essais en cours de forage et des conditionnements de puits.

TABLEAU 4.2.1 (SUITE)
REPARTITION DÉTAILLÉE PAR SECTEUR POUR LES ÉMISSIONS IMPUTABLES À LA PRODUCTION ET AU
TRANSPORT DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL

Code du GIEC	Nom du secteur	Explications
1 B 2 a iii 2	<i>Production et valorisation</i>	Émissions fugitives imputables à la production de pétrole (à l'exception de la ventilation et du brûlage à la torche) qui se produisent à la tête du puits de pétrole ou à la mine de sables pétrolifères ou d'huile de schiste jusqu'au début du système de transmission du pétrole. Ceci comprend les émissions fugitives liées à la préparation d'un puits, aux mines de sables pétrolifères ou d'huile de schiste, au transport de production non traitée (c'est-à-dire effluent de puits, émulsion, schistes bitumineux et sables pétrolifères) dans les installations de traitement ou d'extraction, les activités dans les installations d'extraction et de valorisation, les systèmes de réinjection des gaz associés et les systèmes d'évacuation des eaux produites. Les émissions fugitives des unités de valorisation sont groupées avec celles de la production plutôt qu'avec celles du raffinage car les unités de valorisation sont souvent intégrées avec les installations d'extraction et leur contribution relative aux émissions est difficile à évaluer. Cependant, les unités de valorisation peuvent également être intégrées aux raffineries, aux usines de coproduction ou aux autres installations industrielles et leur contribution relative aux émissions peut alors être difficile à établir.
1 B 2 a iii 3	<i>Transport</i>	Émissions fugitives (à l'exception de la ventilation et du brûlage à la torche) imputables au transport du pétrole brut commercialisable (y compris le pétrole brut conventionnel, lourd et synthétique et le bitume) vers les unités de valorisation et les raffineries. Les systèmes de transport peuvent inclure les pipelines, les pétroliers, les camions-citernes et les véhicules de chemin de fer. Les pertes par évaporation lors des activités de stockage, de remplissage et de déchargement et les fuites fugitives des équipements sont les principales sources de ces émissions.
1 B 2 a.iii 4	<i>Raffinage</i>	Émissions fugitives (à l'exception de la ventilation et du brûlage à la torche) dans les raffineries de pétrole. Les raffineries traitent les pétroles bruts, les liquides du gaz naturel et les pétroles bruts synthétiques pour produire des produits raffinés finaux (combustibles primaires et lubrifiants, par exemple). Lorsque les raffineries sont intégrées avec d'autres installations (des unités de valorisation ou des usines de coproduction, par exemple), il peut être difficile d'établir leurs contributions relatives aux émissions.
1 B 2 a iii 5	<i>Distribution de produits pétroliers</i>	Ceci comprend les émissions fugitives (à l'exception de la ventilation et du brûlage à la torche) imputables au transport et à la distribution de produits raffinés, y compris les émissions se produisant dans les installations de déchargement en vrac et dans les installations de détail. Les pertes par évaporation lors des activités de stockage, de remplissage et de déchargement et les fuites fugitives des équipements sont les principales sources de ces émissions.
1 B 2 a iii 6	<i>Autre</i>	Émissions fugitives imputables aux systèmes pétroliers (à l'exception de la ventilation et du brûlage à la torche) non comptabilisées dans les catégories ci-dessus. Ceci inclut les émissions fugitives imputables aux déversements et autres émissions accidentelles, aux installations de traitement des huiles résiduelles et aux installations d'évacuation des déchets des champs pétrolifères.
1 B 2 b	Gaz naturel	Comprend les émissions imputables à la ventilation, au brûlage et à toutes les autres sources fugitives liées à l'exploration, la production, le traitement, la transmission, le stockage et la distribution du gaz naturel (y compris à la fois les gaz associés et non-associés).
1 B 2 b i	Ventilation	Émissions imputables à la ventilation du gaz naturel et des gaz résiduels/courants de vapeur dans les installations gazéifères.

TABLEAU 4.2.1 (SUITE) REPARTITION DÉTAILLÉE PAR SECTEUR POUR LES ÉMISSIONS IMPUTABLES À LA PRODUCTION ET AU TRANSPORT DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL		
Code du GIEC	Nom du secteur	Explications
1 B 2 b ii	Brûlage à la torche	Émissions imputables au brûlage à la torche du gaz naturel et des gaz résiduels/courants de vapeur dans les installations gazéifères.
1 B 2 b iii	Autres	Émissions fugitives dans les installations de gaz naturel imputables aux fuites d'équipement, aux pertes de stockage, aux fissures de pipeline, aux éruptions des puits, à la migration de gaz à la surface autour de l'extérieur du cuvelage de la tête de puits, au nœud de ventilation du cuvelage de surface et à tout autre gaz ou rejet de vapeur non spécifiquement pris en compte dans la catégorie « ventilation » ou « brûlage à la torche ».
1B 2 b iii 1	Prospection	Emissions fugitives (à l'exception de la ventilation et du brûlage à la torche) imputables à l'ouverture des puits de gaz, des essais en cours de forage et des conditionnements de puits.
1B 2 b iii 2	Production	Émissions fugitives (à l'exception de la ventilation et du brûlage à la torche) imputables à la tête de puits de gaz par les sections d'entrée des usines de traitement de gaz, ou, lorsque le traitement n'est pas nécessaire, aux points de raccordement des systèmes de transmission du gaz. Ceci inclut les émissions fugitives liées à la préparation du puits, à la collecte et au traitement du gaz, ainsi qu'aux activités associées d'évacuation des eaux usées et du gaz acide.
1 B 2 b iii 3	Traitement	Émissions fugitives (à l'exception de la ventilation et du brûlage à la torche) dans les installations de traitement du gaz.
1 B 2 b iii 4	Transmission et stockage	Émissions fugitives imputables aux systèmes utilisés pour transporter le gaz naturel traité vers le marché (aux consommateurs industriels et aux systèmes de distribution du gaz naturel, par exemple). Les émissions fugitives imputables aux systèmes de stockage du gaz naturel doivent également être incluses dans cette catégorie. Les émissions imputables aux usines d'extraction des liquides du gaz naturel sur les systèmes de transmission de gaz doivent être rapportées dans la catégorie relative au traitement du gaz naturel (Secteur 1.B.2.b.iii.3). Les émissions fugitives liées à la transmission des liquides du gaz naturel doivent être rapportées dans la catégorie 1.B.2.a.iii.3.
1 B 2 b iii 5	Distribution	Émissions fugitives (à l'exception de la ventilation et du brûlage à la torche) imputables à la distribution de gaz naturel aux utilisateurs finaux.
1 B 2 b iii 6	Autre	Émissions fugitives imputables aux systèmes de gaz naturel (à l'exception de la ventilation et du brûlage à la torche) non comptabilisées dans les catégories ci-dessus. Ceci peut inclure des émissions imputables aux éruptions des puits et aux ruptures ou affaissements de pipelines.
1 B 3	<i>Autres émissions imputables à la production d'énergie</i>	Émissions imputables à la production d'énergie géothermique et à la production d'autres énergies non incluses dans 1.B.1 ou 1.B.2

4.2.2 Questions méthodologiques

Les émissions fugitives sont une source directe de gaz à effet de serre en raison de la libération du méthane (CH₄) et de la formation du dioxyde de carbone (CO₂) (c'est-à-dire le CO₂ dans le pétrole et le gaz produit lorsqu'il sort du réservoir), ainsi que de CO₂ et d'oxyde nitreux (N₂O) lors des activités de combustion non productives (essentiellement le brûlage à la torche du gaz résiduel). Comme pour la combustion de carburant (voir le Chapitre 1 du présent volume), les émissions de CO₂ sont calculées avec le Niveau 1 en supposant que tous les hydrocarbures sont complètement oxydés. Si l'information est disponible sur l'oxydation partielle, elle peut être prise en compte dans les niveaux plus élevés.

La ventilation comprend les rejets intentionnels ou non des courants de gaz résiduels et des sous-produits des procédés dans l'atmosphère, y compris des rejets d'urgence. Ces rejets peuvent se produire sur une base continue ou intermittente, et peuvent comprendre les manipulations suivantes :

- L'utilisation de gaz naturel pressurisé au lieu de l'air comprimé qui est destiné aux appareils pneumatiques (par ex., les pompes à injection chimique, les moteurs de démarrage des machines à compression et les boucles de commande des instruments).
- Le limiteur de pression et l'élimination des produits non conformes à la spécification pendant les échecs de procédé.
- Les événements de purge et d'explosion liés aux activités d'entretien et de raccordement.
- L'élimination des flux imputables aux dégagements gazeux des unités de traitement pétrolier et gazeux (par exemple, dégagement gazeux de distillation imputable aux déshumidificateurs de glycol, et à l'inactivité des agents d'émulsifiant et des agents stabilisateurs).
- Le dégagement de gaz imputables aux activités de forage, d'essais de puits et de forage des pipelines.
- L'élimination des déchets liés aux gaz des infrastructures de production pétrolière et gazéifière et des gaz se dégageant de la tête de cuvelage de surface des puits de pétrole lourd qui ne montrent aucune conservation ni de réinjection de gaz.
- Les émissions de gaz de solution imputables aux réservoirs de stockage, aux pertes par évaporation des dispositifs de traitement des égouts, aux séparateurs API, aux unités de flottement atmosphériques qui sont dissoutes, aux bassins à résidus et aux réservoirs de stockage ainsi qu'à la formation de gaz biogène en raison des bassins à résidus.
- Le rejet du CO₂ extrait du gaz naturel produit ou découlant d'un produit dérivé de traitement.

Une partie ou tous les gaz ventilés peuvent être capturés pour le stockage ou l'utilisation. À cet égard, l'inventaire des émissions ventilées doit inclure uniquement les émissions nettes dégagées dans l'atmosphère.

Le brûlage à la torche désigne globalement toutes les incinérations de gaz naturel résiduel et des liquides d'hydrocarbures au moyen de torches ou d'incinérateurs dans une fin d'élimination plutôt que dans une fin de production de chaleur ou d'énergie utiles. La décision de savoir s'il faut ventiler ou brûler à la torche dépend largement de la quantité de gaz à éliminer et des circonstances particulières (par ex, les questions publiques, environnementales et de sécurité ainsi que les conditions locales de réglementation). Normalement, le gaz résiduel est seulement ventilé s'il est non odorant et non toxique, et même dans ces cas, il est souvent brûlé à la torche. Le brûlage à la torche est une technique très courante dans les installations de production, de traitement, de valorisation et de raffinage. Les volumes de gaz résiduels sont habituellement ventilés dans les systèmes de transmission de gaz à la différence des systèmes de distribution de gaz qui peuvent soit les ventiler soit les brûler, selon les circonstances et les politiques des entreprises. Quelquefois, le gaz de carburant peut être utilisé pour enrichir un flux de gaz résiduel ; ce dernier présente alors une combustion stable au cours du brûlage. Le gaz de carburant peut être également utilisé à d'autres fins pour être éventuellement ventilé ou brûlé, par exemple comme gaz de purge ou de couverture, ou comme approvisionnement en gaz pour les appareils fonctionnant au gaz (par ex, les contrôleurs d'instrument). Les émissions imputables à ces types d'utilisation de combustibles doivent être rapportées dans les sous-catégories de ventilation et de brûlage appropriées plutôt que dans la Catégorie 1.A (Activités de combustion de carburant).

La formation de CO₂ extraite du gaz naturel par les unités d'adoucissement des gaz dans les usines de transformation du gaz puis relâchée dans l'atmosphère est une émission fugitive à déclarer dans la sous-catégorie 1.B.2.b.i. Le dioxyde de carbone résultant de la production d'hydrogène dans les raffineries et les unités de valorisation de pétrole lourd et de bitume doit être classé dans la sous-catégorie 1.B.2.a.i. Il faut être particulièrement attentif au fait que l'intermédiaire pour les usines d'hydrogène n'est pas également déclaré comme du carburant dans ces cas.

Les émissions fugitives imputables aux systèmes pétroliers et gazéifères sont souvent difficiles à quantifier avec précision. Ceci est dû en grande partie à la diversité de ce secteur industriel, au nombre élevé et à la diversité des sources d'émissions potentielles, aux grandes variations des contrôles des émissions et à la disponibilité limitée des données sur les sources d'émissions. L'évaluation des émissions est confrontée aux problèmes suivants :

- L'utilisation de facteurs d'émission simples basés sur la production entraîne une grande incertitude ;
- L'utilisation de méthodes ascendantes rigoureuses nécessite des connaissances spécialisées et des données détaillées qui peuvent être difficiles et coûteuses à obtenir ;
- La mise en œuvre de programmes de mesure est longue et très coûteuse.

Si l'on adopte une méthode ascendante rigoureuse, les *bonnes pratiques* consistent à préparer l'inventaire avec la participation d'experts techniques représentant l'industrie.

4.2.2.1 CHOIX DE LA METHODE, DIAGRAMMES DECISIONNELS ET NIVEAUX

Il existe trois Niveaux méthodologiques pour déterminer les émissions fugitives imputables aux systèmes de pétrole et de gaz naturel, tel qu'énoncé à la Section 4.2.2.2. Les *bonnes pratiques* consistent à désagréger les activités dans les Catégories principales et sous-catégories dans l'industrie pétrolière et gazéifère (voir Tableau 4.2.2 à la Section 4.2.2.2), et ensuite évaluer les émissions imputables à chacune séparément. Le niveau méthodologique appliqué à chaque segment doit être proportionné à la quantité des émissions et aux ressources disponibles. Par conséquent, il peut être utile d'appliquer différents niveaux méthodologiques à différentes catégories et sous-catégories, et peut-être d'inclure les résultats des mesures ou de la surveillance des émissions réelles pour certaines sources plus importantes. Avec le temps, l'approche globale devrait suivre un modèle progressif d'affinage dans le but de traiter les zones où on repère le plus grand nombre d'incertitudes et de conséquences et de saisir l'impact des mesures de contrôle.

La Figure 4.2.1 présente un diagramme décisionnel général pour choisir l'approche appropriée pour un segment donné de l'industrie de gaz naturel. Le diagramme décisionnel a pour but d'être appliqué successivement à chaque sous-catégorie au sein du système de gaz naturel (par ex, la production de gaz, le traitement du gaz, la transmission du gaz et enfin la distribution du gaz). Le processus de décision de base se déroule comme suit :

- Vérifier si les données détaillées nécessaires à une approche du Niveau 3 sont disponibles immédiatement, et si c'est le cas, alors appliquez une approche du Niveau 3 (c'est-à-dire, sans tenir compte du fait que la catégorie soit une source clé et que la sous-catégorie soit significative). Par contre, si ces données ne sont pas immédiatement disponibles :
- Vérifiez si les données détaillées nécessaires à une approche de Niveau 2 sont disponibles immédiatement, si c'est le cas, alors appliquez une approche de Niveau 2. Par contre, si ces données ne sont pas immédiatement disponibles :
- Vérifiez si la catégorie est une catégorie de source clé et si la sous-catégorie spécifique examinée est significative en vous basant sur les définitions du GIEC des termes « clé » et « significatif ». Si c'est le cas, retournez en arrière et rassemblez les données nécessaires à un Niveau 3 ou un Niveau 2. Par contre, si la sous-catégorie n'est pas significative :
- Appliquer une approche de Niveau 1.

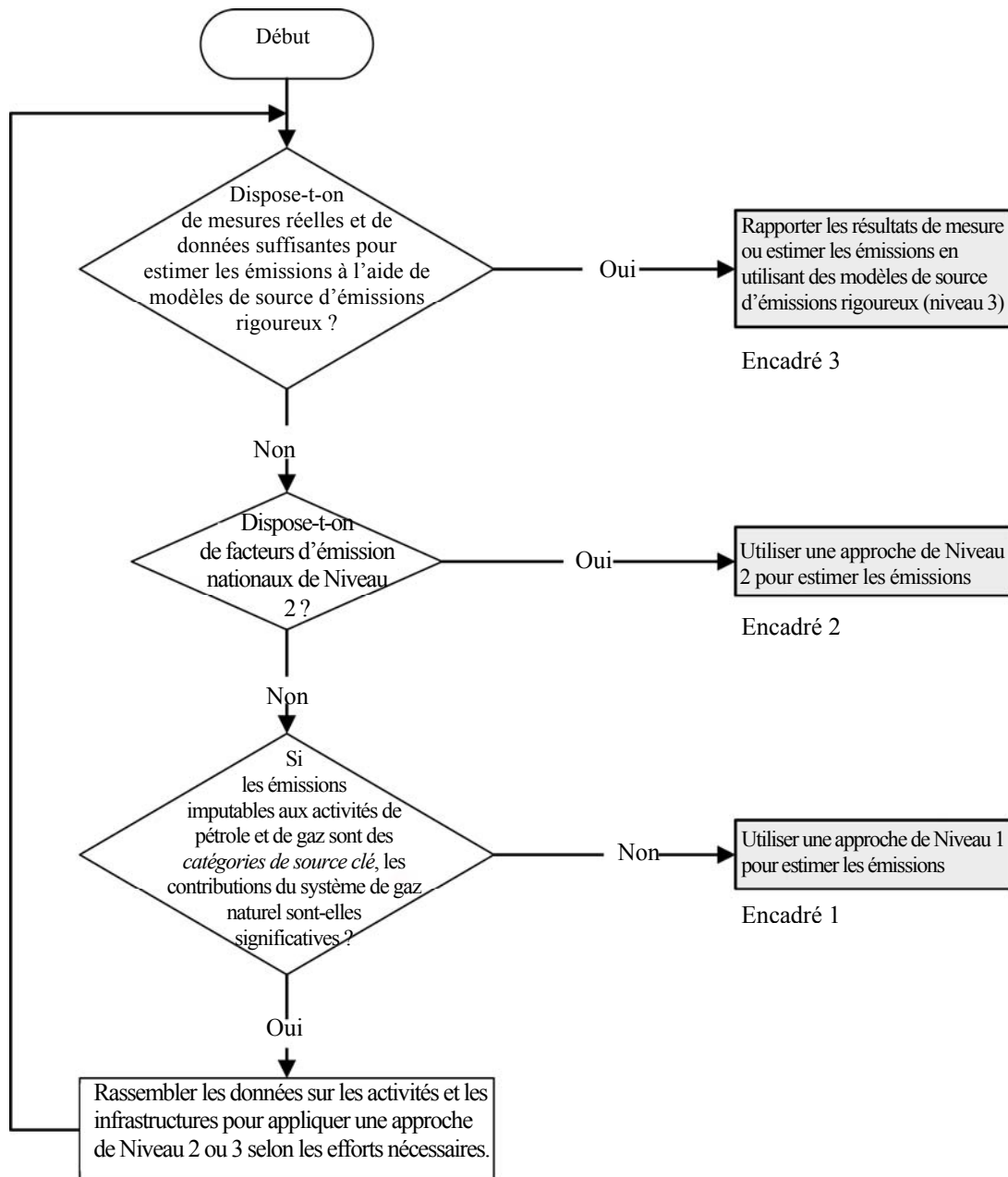
La possibilité d'utiliser une approche de Niveau 3 dépendra de la disponibilité des statistiques détaillées de production et des données liées aux infrastructures (par ex., des informations quant au nombre et au type d'installations et la quantité et le type d'équipement utilisé sur chaque site). Il ne sera peut-être pas toujours possible d'appliquer le Niveau 3 dans tous les cas. Une approche de Niveau 1 est la méthode la plus simple à appliquer mais elle est sujette à des incertitudes considérables et peut rapidement amener des erreurs d'un ordre de grandeur ou plus. Pour cette raison, il faut l'utiliser uniquement en dernier recours. Lorsqu'une approche de Niveau 3 est utilisée une année et que les résultats sont utilisés pour élaborer des facteurs d'émission de Niveau 2 pour d'autres années, la méthodologie appliquée doit être déclarée dans le Niveau 2 ces autres années.

De même, les Figures 4.2.2 et 4.2.3 s'appliquent aux systèmes de production et de transport de pétrole brut, aux unités de valorisation du pétrole et aux raffineries, respectivement.

Lorsqu'un pays estime ses émissions fugitives imputables aux systèmes pétroliers et gazéifères sur base d'une compilation d'estimations présentées par des entreprises individuelles pétrolières et gazéifères, il peut le faire avec une approche de Niveau 2 ou 3, selon les approches effectivement appliquées par les entreprises et

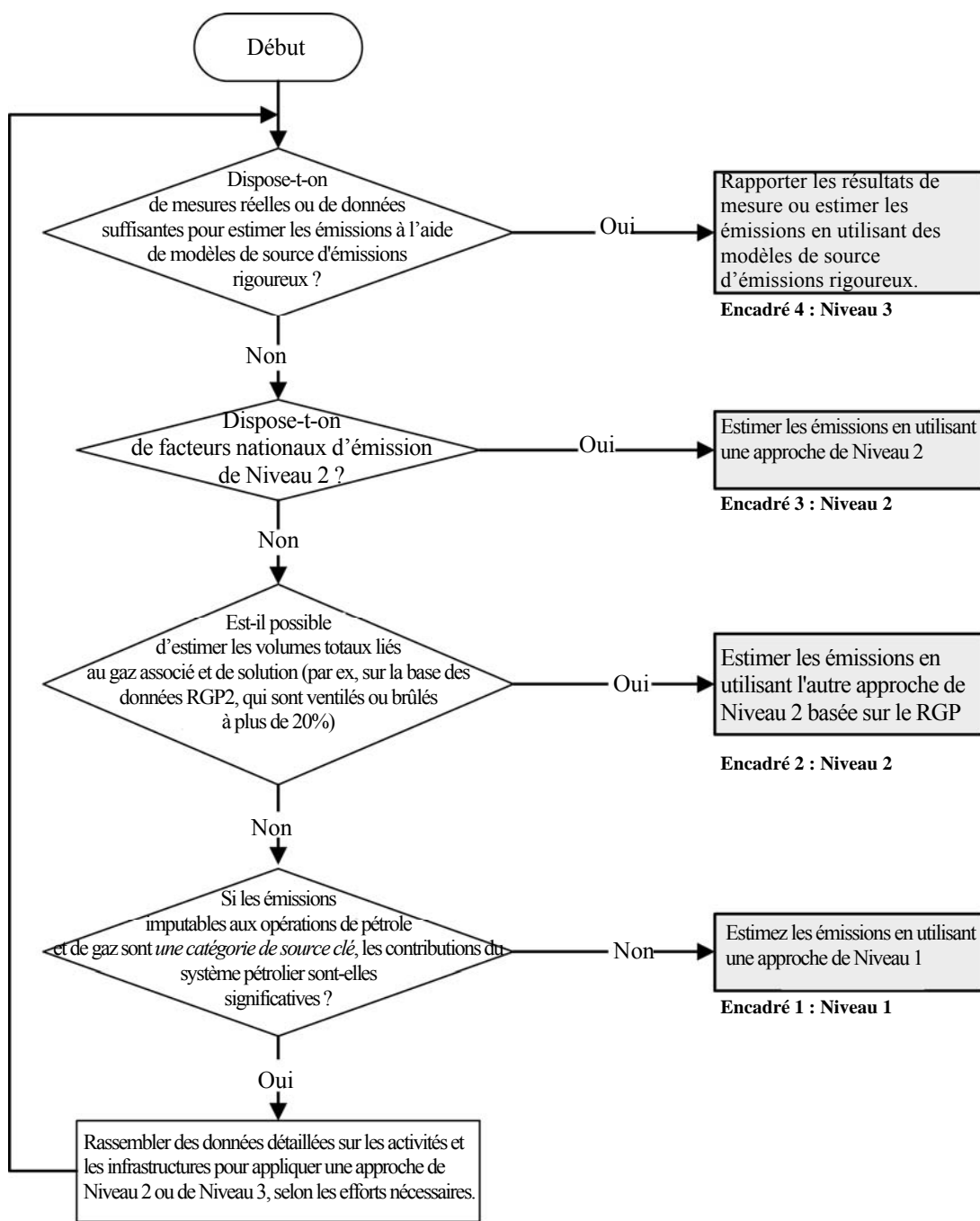
installations individuelles. Dans les deux cas, il faudra veiller à ne pas omettre d'émission, ni à procéder à un double comptage.

Figure 4.2.1 Diagramme décisionnel pour les systèmes de gaz naturel



Note : Voir le Chapitre 4 du Volume 1, « Choix méthodologique et catégories de source clés » (dont la Section 4.1.2 sur les ressources limitées) pour des informations sur les *catégories de source clés* et l'utilisation des diagrammes décisionnels.

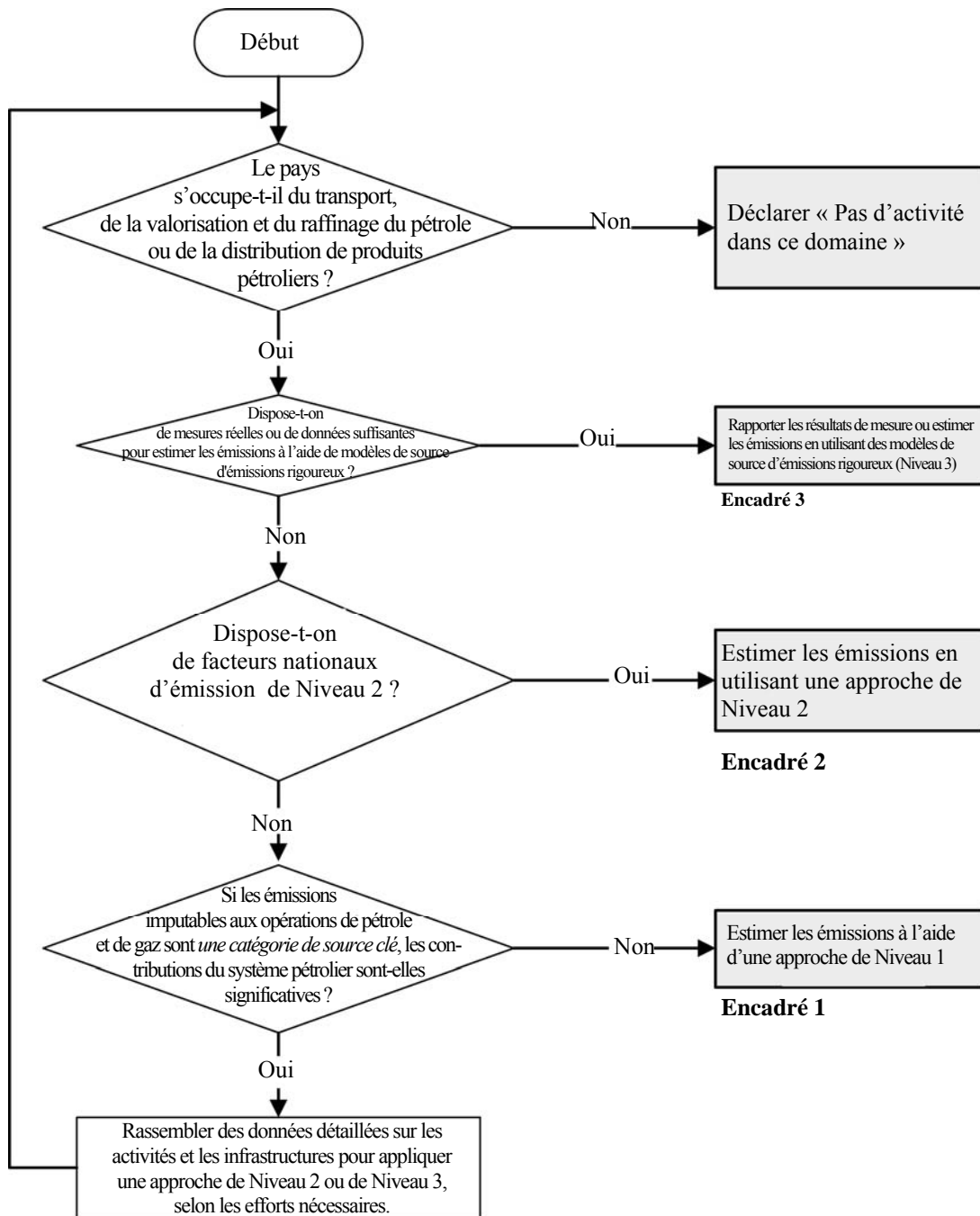
Figure 4.2.2 Diagramme décisionnel pour la production de pétrole brut



Note 1 : Voir le Chapitre 4 du Volume 1, « Choix méthodologique et catégories de source clés » (dont la Section 4.1.2 sur les ressources limitées) pour des informations sur les *catégories de source clés* et l'utilisation des diagrammes décisionnels.

Remarque 2 : RGP représente le rapport gaz/pétrole (voir Section 4.2.2.2).

Figure 4.2.3 Diagramme décisionnel pour le transport, le raffinage et la valorisation du pétrole brut



Note 1: Voir le Chapitre 4 du Volume 1, « Choix méthodologique et catégories de source clés » (dont la Section 4.1.2 sur les ressources limitées) pour des informations sur les *catégories de source clés* et l'utilisation des diagrammes décisionnels.

4.2.2.2 CHOIX DE LA METHODE

Les trois niveaux méthodologiques pour l'estimation des émissions fugitives imputables aux systèmes liés au pétrole et au gaz naturel sont décrits ci-dessous.

NIVEAU 1

Le Niveau 1 comprend l'application de facteurs d'émission par défaut pertinents à un paramètre d'activité représentatif (généralement le débit) pour chaque segment ou sous-catégorie applicable de l'industrie liée au pétrole et gaz naturel d'un pays et ne devrait être utilisé que pour des sources non clés. L'application d'une approche de Niveau 1 se fait en recourant aux Équations 4.2.1 et 4.2.2 présentées ci-dessous :

EQUATION 4.2.1
NIVEAU 1: ESTIMATION DES EMISSIONS FUGITIVES IMPUTABLES A UN SEGMENT D'INDUSTRIE

$$E_{\text{gaz, segment d'industrie}} = A_{\text{segment d'industrie}} \bullet EF_{\text{gaz, segment d'industrie}}$$

EQUATION 4.2.2
NIVEAU 1: TOTAL DES EMISSIONS FUGITIVES IMPUTABLES A DES SEGMENTS D'INDUSTRIE

$$E_{\text{gaz}} = \sum_{\text{segments d'industrie}} E_{\text{gaz, segment d'industrie}}$$

Où :

$E_{\text{gaz, segment d'industrie}}$ = Émissions annuelles (Gg)

$EF_{\text{gaz, segment d'industrie}}$ = Facteur d'émission (Gg/unités d'activité),

$A_{\text{segment d'industrie}}$ = Valeur d'activité (unités d'activité),

Les segments d'industrie à examiner sont recensés au Tableau 4.2.2. Tous les segments ne s'appliqueront pas à tous les pays. Par exemple, un pays qui importe uniquement du gaz naturel et qui n'en produit pas, n'aura d'inscrit que les segments relatifs à la transmission et la distribution du gaz. Les facteurs d'émission par défaut du Niveau 1 existants sont présentés aux Tableaux 4.2.4 et 4.2.5 de la Section 4.2.2.3. Ces facteurs ont été liés au débit, car la production, les importations et les exportations sont les seules statistiques nationales sur le pétrole et le gaz qui soient disponibles et cohérentes. A une petite échelle, les émissions fugitives sont complètement indépendantes du débit de production. La meilleure relation pour estimer les émissions imputables aux fuites fugitives d'équipement se fonde sur le nombre et le type de composants d'équipements et le type de service, ce qui relève de l'approche de Niveau 3. A une échelle plus grande, il y a une relation raisonnable entre la quantité de production et la quantité des infrastructures existantes. Par conséquent, la fiabilité des facteurs de Niveau 1 présentés pour les systèmes liés au pétrole et au gaz, dépendra de la taille de l'industrie pétrolière et gazéifère d'un pays. Plus l'industrie sera importante, plus la contribution de ses émissions fugitives sera considérable et plus les facteurs d'émission présentés au Niveau 1 seront fiables.

Outre son haut degré d'incertitude, l'approche de Niveau 1 pour les systèmes du pétrole et du gaz naturel ne permet pas aux pays de refléter tous les changements réels dans les intensités des émissions dans le temps (par ex, en raison de la mise en œuvre des mesures de contrôle ou du changement des caractéristiques des sources). En d'autres termes, les émissions sont fixées proportionnellement aux niveaux d'activité et les changements des émissions déclarées avec le temps reflètent simplement les changements des niveaux d'activité. Il faut recourir aux approches des Niveaux 2 et 3 pour saisir les changements réels constatés dans les intensités d'émission. Toutefois, appliquer des approches de Niveau plus élevés nécessite des efforts supplémentaires et, concernant les approches de Niveau 3 des données sur les activités plus détaillées sont nécessaires. L'exhaustivité et la précision des informations utilisées dans les approches de niveaux plus élevés devront être de qualité semblable ou meilleure que les valeurs des informations apportées pour les niveaux méthodologiques inférieurs, ceci afin d'obtenir des résultats plus précis.

Les émissions fugitives des gaz à effet de serre imputables au pétrole et au gaz liés aux activités de capture et d'injection de CO₂ (par ex, l'injection de gaz acides et les projets de RAP impliquant des inondations de CO₂) seront normalement faibles par rapport à la quantité de CO₂ injectée (par ex, moins d'1 pour cent des volumes d'injection). Aux Niveaux 1 et 2, on ne peut distinguer ces dernières des émissions fugitives des gaz à effet de serre imputables aux activités liées au gaz et au pétrole. Les contributions des émissions imputables à la capture et à l'injection de CO₂ ont été incluses dans les données initiales sur base desquelles les facteurs de Niveau 1 ont

été développés (soit, en incluant des activités d'injection de gaz acides et de RAP, parallèlement aux activités traditionnelles liées au pétrole et au gaz, en prenant en compte les concentrations de CO₂ dans les fuites, ventilations et le brûlage des gaz naturels, des vapeurs et des gaz acides). Les pertes imputables à la capture du CO₂ doivent être rapportées dans les industries où la capture a lieu, tandis que les pertes imputables aux activités liées au transport, à l'injection et au stockage sont estimées de manière distincte dans le Chapitre 5.

TABLEAU 4.2.2 CATEGORIES PRINCIPALES ET SOUS-CATEGORIES DANS L'INDUSTRIE DU PETROLE ET DU GAZ	
Segment d'industrie	Sous-catégories
Ouverture des puits	Toutes
Ouverture des puits	Toutes
Préparation des puits	Toutes
Production de gaz	Gaz sec ^a
	Méthane piégé dans les gisements de charbon (Production primaire et améliorée)
	Autre récupération améliorée de gaz
	Gaz adouci ^b
	Gaz acide ^c
Traitement de gaz	Usines de gaz adouci
	Usines de gaz acide
	Usines d'extraction de coupes lourdes ^d
Transmission et stockage de gaz	Systèmes de pipelines
	Installations de stockage
Distribution de gaz	Distribution rurale
	Distribution urbaine
Transport de gaz liquéfiés	Condensat
	Gaz de pétrole liquéfié (GPL)
	Gaz naturel liquéfié (GNL) (notamment les installations de liquéfaction et de gazage associées)
Production de pétrole	Pétrole brut de densité moyenne et légère (Production primaire, secondaire et tertiaire)
	Pétrole lourd (Production primaire et améliorée)
	Bitume brut (Production primaire et améliorée)
	Pétrole brut synthétique (de sables pétrolifères)
	Pétrole brut synthétique (de schistes bitumeux)
Valorisation du pétrole	Bitume brut
	Pétrole lourd
Recyclage de pétrole usé	Toutes
Transport pétrolier	Voie maritime
	Pipelines
	Camions-citernes et véhicules de chemin de fer
Raffinage du pétrole	Pétrole lourd
	Pétrole brut conventionnel et synthétique
Distribution de produits raffinés	Essence
	Diesel
	Essence aviation
	Kérosène pour carburacteur
	Gasoil (Produits intermédiaires raffinés)

- ^a le gaz sec est le gaz naturel qui ne nécessite pas de contrôle de point de visée des hydrocarbures pour satisfaire aux spécifications du gaz. Toutefois, il lui faudra être traité pour répondre aux spécifications commerciales régissant les teneurs en eau et en gaz acide (soit pour le H₂S et le CO₂). Le gaz sec est habituellement produit à partir de puits de gaz peu profonds (moins de 1000 m de profondeur).
- ^b Le gaz adouci est un gaz naturel qui ne contient aucune quantité appréciable de H₂S (soit qui ne nécessite aucun traitement pour répondre aux conditions de vente du gaz pour le H₂S).
- ^c Le gaz acide est un gaz naturel qui doit être traité pour satisfaire les restrictions de ventes de gaz imposées sur les teneurs en H₂S.
- ^d Les usines d'extraction de coupes lourdes sont des usines de traitement de gaz situées au sein des systèmes de transmission de gaz qui sont utilisées pour récupérer l'éthane résiduel et les hydrocarbures plus lourds présents dans le gaz naturel.

NIVEAU 2

Le Niveau 2 consiste à utiliser les équations du Niveau 1 (4.2.1 et 4.2.2) avec les facteurs d'émission spécifiques à chaque pays, au lieu des facteurs par défaut. Ce niveau devrait être appliqué aux catégories de source clés pour lesquelles l'approche de Niveau 3 n'est pas applicable. Les valeurs spécifiques au pays peuvent être mises au point à partir d'études et de programmes de mesure, ou bien déterminées en appliquant initialement une approche de Niveau 3 puis en procédant à un calcul rétrospectif des facteurs d'émission du Niveau 2 à l'aide des équations 4.2.1 et 4.2.2. Par exemple, certains pays ont appliqué les approches de Niveau 3 pour des années particulières et ont, par la suite, utilisé ces résultats pour élaborer des facteurs du Niveau 2 à utiliser les années suivantes en attendant la prochaine évaluation de Niveau 3. En général, tous les facteurs d'émission (notamment les valeurs du Niveau 1 et 2) doivent être régulièrement réaffirmés ou actualisés. La fréquence à laquelle ces mises à jour sont réalisées devrait être proportionnelle au rythme auquel les nouvelles technologies, les pratiques et les normes et d'autres facteurs pertinents (par ex, les changements de type d'activités liées au pétrole et au gaz, l'ancienneté des champs d'exploitation et des installations, etc.) pénètrent l'industrie. Dans la mesure où les nouveaux facteurs d'émission élaborés de cette manière représentent des changements réels au sein de l'industrie, ils ne devraient pas être appliqués rétrospectivement dans la série temporelle.

Une approche alternative de Niveau 2 qui peut être appliquée pour estimer la quantité des émissions liées à la ventilation et au brûlage à la torche imputables au segment de production des systèmes de pétrole, consiste à réaliser un bilan massique à l'aide des volumes de production spécifiques au pays, du rapport pétrole-gaz (RPG), des compositions des gaz et de l'information concernant le niveau de conservation des gaz. Cette approche peut être appliquée à l'aide des équations 4.2.3 à 4.2.8 ci-dessous et elle convient lorsque les valeurs de ventilation et de brûlage fiables sont indisponibles mais que les données RGP représentatives peuvent être obtenues et les émissions de ventilation et de brûlage devraient représenter les sources dominantes des émissions fugitives (autrement dit, la majorité de la production de gaz associée n'est pas capturée/conservée ni utilisée). Dans ces circonstances, l'approche alternative du Niveau 2 peut également être utilisée pour estimer les émissions fugitives de gaz à effet de serre imputables aux activités de RAP sous réserve que les analyses représentatives de gaz et de vapeur associés soient disponibles et que les contributions dues aux émissions fugitives imputables au transport et aux systèmes d'injection du CO₂ soient moindres en comparaison (comme on peut s'y attendre habituellement). Lorsque l'approche alternative de Niveau 2 est appliquée, toutes les données déclarées sur la ventilation et sur le brûlage qui sont disponibles pour les sources cibles, ne devraient pas être représentées car on risquerait d'aboutir à un double comptage. Cependant, *les bonnes pratiques* consistent à comparer les volumes estimés de gaz ventilés ou brûlés, qui ont été déterminés, en utilisant les données RPG, aux données de ventilation et de brûlage déclarées et disponibles, ceci afin de recenser et de résoudre toute anomalie potentielle (autrement dit, les volumes calculés doivent être comparables aux données disponibles et déclarées, ou supérieurs si on pense que les dernières données sont incomplètes).

Le Tableau 4.2.3 illustre des exemples de valeurs de RPG typiques concernant les puits de pétrole situés dans des lieux sélectionnés. Les valeurs effectives de RPG peuvent varier de 0 à de hautes valeurs selon la géologie locale, l'état du réservoir producteur et le taux de production. Mis à part ce fait, la moyenne des valeurs RPG représentant des nombres plus importants de puits de pétrole a tendance à être plus prévisible. Un examen des données limitées pour un certain nombre de pays et de régions indique que la moyenne des valeurs RPG de la production pétrolière conventionnelle est de l'ordre de 100 à 350 m³/m³, selon le lieu.

TABLEAU 4.2.3
INTERVALLES TYPES DE RAPPORT PETROLE-GAZ DANS DIFFERENTS TYPES DE PRODUCTION

Type de production de pétrole brut	Lieu	Valeurs typiques RPG (m ³ /m ³)	
		Intervalle ⁶	Moyenne
Pétrole conventionnel	Alaska (Prudhoe Bay)	142 à 6234 ^{2,3}	n.d.
	Canada	0 à 2,000+ ^{1,2}	Non disponible (n.d.)
	Qatar (sur terre, 1 champ pétrolier)	167 à 184 ⁴	173
	Qatar (en mer, 3 champs pétroliers)	316 à 386 ⁴	333
Pétrole primaire lourd	Canada	0 à 325+ ^{1,5}	n.d.
Pétrole thermique lourd	Canada	0 à 90 ¹	n.d.
Bitume brut	Canada	0 à 20 ¹	n.d.

¹ Source: basée sur des données non-publiées concernant un choix de puits au Canada.

² Selon les mesures, des valeurs RGP plus élevées peuvent exister, mais ces puits sont normalement soit classés comme des puits de gaz, soit il existe une calotte de gaz importante et le gaz serait normalement réinjecté jusqu'à récupérer l'intégralité du pétrole.

³ Source: Mohaghegh, S.D., L.A. Hutchins et C.D. Sisk. 2002. Prudhoe Bay Oil Production Optimization: Using Virtual intelligence Techniques, Stage One: Neural Model Building. Présenté à la Conférence technique annuelle du SPE et à l'exposition tenue à San Antonio au Texas du 29 au 2 octobre 2002.

⁴ Source: Corporate HSE, Qatar Petroleum, Qatar-Doha 2004.

⁵ Des valeurs aussi élevées que 7,160 m³/m³ ont été observées pour certains puits où on constatait une calotte de gaz importante. Une réinjection de gaz n'est pas réalisée dans ces applications. Le gaz est conservé, ventilé ou brûlé.

⁶ Basé sur les conditions standards de 15°C et 101.325 kPa.

Pour appliquer une méthode de bilan massique à l'approche alternative de Niveau 2, il est nécessaire de considérer la destination finale des gaz et des vapeurs produits. C'est réalisable, en partie, par l'application d'un facteur d'efficacité de conservation (CE) qui exprime la quantité de vapeur et de gaz produits qui sont capturés et utilisés pour le combustible, produits dans les systèmes de collecte des gaz ou réinjectés. Une valeur CE de 1,0 signifie que tous les gaz sont conservés, utilisés ou réinjectés et une valeur de 0 signifie que tous les gaz sont soit ventilés, soit brûlés. Les valeurs devraient se classer dans l'intervalle de 0,1 à 0,95. Les valeurs limites inférieures s'appliquent seulement lorsque le combustible traité est extrait du gaz produit et que le reste est ventilé ou brûlé. Une valeur de 0,95 reflète les circonstances où, généralement, il y a un bon accès aux systèmes de collecte des gaz et où les réglementations locales encouragent la réduction des gaz par la ventilation et le brûlage à la torche.

EQUATION 4.2.3
APPROCHE ALTERNATIVE DE NIVEAU 2 (EMISSIONS IMPUTABLES A LA VENTILATION)

$$E_{\text{prod. gaz. pétrole, ventilation}} = GOR \cdot Q_{\text{pétrole}} \cdot (1 - CE) \cdot (1 - X_{\text{brûlé}}) \cdot M_{\text{gaz}} \cdot y_{\text{gaz}} \cdot 42,3 \times 10^{-6}$$

EQUATION 4.2.4
APPROCHE ALTERNATIVE DE NIVEAU 2 (ÉMISSIONS DE CH₄ IMPUTABLES AU BRULAGE)

$$E_{\text{CH}_4, \text{prod. petr. brûlage}} = GOR \cdot Q_{\text{pétrole}} \cdot (1 - CE) \cdot X_{\text{brûlé}} \cdot (1 - FE) \cdot M_{\text{CH}_4} \cdot y_{\text{CH}_4} \cdot 42,3 \times 10^{-6}$$

EQUATION 4.2.5**APPROCHE ALTERNATIVE DE NIVEAU 2 (ÉMISSIONS DE CO₂ IMPUTABLES AU BRULAGE)**

$$E_{CO_2, prod. \text{pétr.}, brulage} = GOR \cdot Q_{pétrole} \cdot (1 - CE) \cdot X_{brulé} \cdot M_{CO_2} \cdot \left[y_{CO_2} + (N_{C_{CH_4}} \cdot y_{CH_4} + N_{C_{COVNM}} \cdot y_{COVNM}) (1 - X_{suie}) \right] \cdot 4,23 \times 10^{-6}$$

EQUATION 4.2.6**ÉMISSIONS DE CH₄ IMPUTABLES AU BRULAGE ET A LA VENTILATION**

$$E_{CH_4, prod. \text{pétrole}} = E_{CH_4, prod. \text{pétrole}, ventilation} + E_{CH_4, prod. \text{pétrole}, brulage}$$

EQUATION 4.2.7**ÉMISSIONS CO₂ IMPUTABLES A LA VENTILATION ET AU BRULAGE**

$$E_{CO_2, prod. \text{pétrole}} = E_{CO_2, prod. \text{pétrole}, ventilation} + E_{CO_2, prod. \text{pétrole}, brulage}$$

EQUATION 4.2.8**ÉMISSIONS DE N₂O IMPUTABLES AU BRULAGE**

$$E_{N_2O, prod. \text{pétr.}, brulage} = GOR \cdot Q_{pétrole} \cdot (1 - CE) \cdot X_{brulé} \cdot FE_{N_2O}$$

Où :

$E_{i, prod. \text{pétr.}, ventilation}$ = Quantités directes (Gg/y) de gaz GES i émis en raison de la ventilation dans les installations de production pétrolière.

$E_{i, prod. \text{pétr.}, brulage}$ = Quantités directes (Gg/y) de gaz GES i émis en raison du brûlage dans les installations de production pétrolière.

GOR = Moyenne du rapport gaz-pétrole (m³/m³) basée sur les conditions standards de 15°C et 101,325 kPa.

$Q_{pétr.}$ = Production annuelle totale de pétrole (10³ m³/an).

M_{gaz} = Poids moléculaire du gaz concerné (par ex., 16,043 pour le CH₄ et 44,011 pour le CO₂).

$N_{C,i}$ = Nombre de moles de carbone par mole de composé i (soit : 1 pour le CH₄, 2 pour le C₂H₆, 3 pour le C₃H₈, 1 pour le CO₂, 2,1 à 2,7 pour la fraction COVNM du gaz naturel et 4,6 pour la fraction COVNM des vapeurs de pétrole brut)

y_i = Fraction de Mole ou de volume du gaz associé qui est composé de substance i (soit : CH₄, CO₂ ou COVNM).

CE = Facteur d'efficacité de conservation de gaz.

$X_{brulé}$ = Fraction du gaz résiduel qui est brûlé plutôt que ventilé. Excepté les puits de pétrole primaire lourd, la majorité du gaz résiduel est, généralement, brûlée.

FE = efficacité de destruction par brûlage à la torche (soit la fraction du gaz qui brûle partiellement ou intégralement). Généralement, on suppose une valeur de 0,995 pour les brûlages au sein des raffineries et une valeur de 0,98 pour celles employées par les installations de production et de traitement.

X_{suie} = fraction sans CO₂ comprise dans le flux de gaz résiduel converti en suie ou matière particulaire au cours du brûlage à la torche. En l'absence de toute donnée applicable, on peut assumer cette valeur à 0 en tant qu'approximation de conservation.

EF_{N_2O}	= facteur d'émission pour le N_2O imputable au brûlage ($Gg/10^3 m^3$ de gaz associé brûlé). Se rapporter à la base de données des facteurs d'émission du GIEC (EFDB), aux données du fabricant ou à d'autres sources appropriées pour estimer la valeur du facteur.
42.3×10^{-6}	= est le nombre de kmol per m^3 de gaz basé sur les conditions standards de 101,325 kPa et $15^\circ C$ (soit $42.3 \times 10^{-3} kmol/m^3$) multiplié par un facteur d'unité de conversion de $10^{-3} Gg/Mg$ qui ramène les résultats de chaque équation applicable à des unités de Gg/an.

Les valeurs de $E_{CH_4, prod.petr, ventilation}$ et $E_{CO_2, prod.petr, ventilation}$ dans les Équations 4.2.6 et 4.2.7 sont estimées en se fondant sur l'Équation 4.2.3.

Il faut noter que l'Équation 4.2.5 estime les émissions de CO_2 en appliquant une approche semblable à celle utilisée pour la combustion de carburants dans la Section 1.3 du chapitre d'Introduction du Volume Énergie. Le terme y_{CO_2} dans cette équation comptabilise de manière effective la quantité de brut (ou formation de CO_2) présent dans le gaz résiduel brûlé. Les termes $NcCH_4 \bullet y_{CH_4}$ et $NcCOVNM \bullet y_{COVNM}$ de l'Équation 4.2.5 représentent la quantité de CO_2 produite par unité de CH_4 et de $COVNM$ oxydés.

NIVEAU 3

Le Niveau 3 consiste à réaliser une évaluation ascendante rigoureuse selon les types primaires de sources (par ex., la ventilation, le brûlage à la torche, les fuites fugitives des équipements, les pertes dues à l'évaporation et les émissions accidentelles) au niveau d'installations individuelles avec une prise en compte appropriée des contributions de champs provisoires et mineurs ou des installations de site de puits. Il faut utiliser ce niveau pour les *catégories de source clés* lorsqu'on dispose dans l'immédiat des données nécessaires sur les activités et les infrastructures ou qu'il est relativement aisé de les obtenir. Il faut également utiliser le Niveau 3 pour estimer les émissions imputables aux installations de surface lorsque des projets de RAP, RAG et de RAMCH sont utilisés en combinaison avec la capture et le stockage du carbone (CSC). Les approches qui estiment les émissions à un niveau moins désagrégé que le niveau en question (par ex., lier les émissions au nombre d'installations ou à la quantité de débit de production) sont supposés être équivalentes à une approche de Niveau 1 si les facteurs appliqués sont extraits de la documentation générale ou équivalentes à une approche de Niveau 2 si les valeurs sont spécifiques au pays.

Les types clés de données qui seraient employés dans une estimation de Niveau 3 comprendraient les points suivants :

- L'inventaire des installations, notamment une évaluation du type et de la quantité d'unités d'équipement ou de traitement propres à chaque installation et les contrôles principaux d'émissions (par ex., la récupération de vapeur, l'incinération des gaz résiduels, etc.).
- Les inventaires des puits et des installations de champs mineurs (par ex., les déshumidificateurs de champs et les chauffages de ligne, le métrage des sites de puits, etc.).
- Les analyses spécifiques au pays liées au brûlage à la torche, à la ventilation et au traitement de gaz pour chacune des sous-catégories.
- Les analyses et la disponibilité des données en matière de production des gaz acides au niveau des installations.
- Les rejets atmosphériques déclarés imputables aux éruptions de puits et aux ruptures de pipelines.
- Les facteurs d'émission spécifiques au pays lorsqu'il s'agit de fuites fugitives d'équipement, de ventilation et de brûlage non comptabilisée/non déclarée, pertes par vaporisation instantanée dans les installations de production, pertes par évaporations.
- La quantité et la composition du gaz acide qui est injecté dans les formations solides souterraines pour son évacuation.

Les projets pétroliers et gazéifères qui impliquent une injection du CO_2 dans le but d'améliorer la production (par ex., les projets de RAP, RAG et de RAMCH) ou d'une évacuation (par ex., injection de gaz acide dans des usines de traitement de gaz acide) devraient distinguer la partie du projet concernant la capture, le transport, l'injection et la séquestration du CO_2 de celle concernant la production pétrolière et gazéifère. Il faut déterminer la quantité nette de CO_2 séquestrée et les émissions fugitives imputables aux systèmes de CO_2 en se fondant sur les critères spécifiés au Chapitre 5 concernant la capture et le stockage du CO_2 . Toute émission fugitive imputable aux systèmes pétroliers et gazéifères faisant partie de ces projets doit être estimée sur la base des lignes directrices fournies dans le présent document du Chapitre 4, et devra comptabiliser les concentrations croissantes du CO_2 dans la durée imputables au gaz naturel émis et aux vapeurs d'hydrocarbure. Par conséquent, il faudra actualiser régulièrement les facteurs d'émission pour prendre en compte ces données. De même, il

faudra veiller à ce que toutes les émissions de CO₂ soient correctement prises en compte entre les deux parties du projet.

4.2.2.3 CHOIX DE FACTEUR D'EMISSION

NIVEAU 1

Les facteurs d'émission par défaut disponibles du Niveau 1 sont présentés dans les Tableaux 4.2.4 et 4.2.5. Tous facteurs d'émission présentés sont exprimés en unités d'émissions de masse par volume d'unités de débit de production pétrolière et gazéifère. Si certains types d'émissions fugitives sont pauvrement corrélés à un débit de production sur une base de source individuelle ou n'y sont pas reliées (par ex., les fuites fugitives d'équipement), les corrélations avec le débit sont plus sensées lorsqu'on considère des populations importantes de source. En outre, les statistiques sur le débit de production sont les données sur les activités les plus systématiques disponibles pour procéder aux calculs de Niveau 1.

Le Tableau 4.2.4 doit être uniquement appliqué aux systèmes conçus, en activité et entretenus selon les normes de l'Amérique du Nord et de l'Europe occidentale. Le Tableau 4.2.5 s'adresse généralement aux pays en développement et aux économies en transition, lesquels génèrent de bien plus grandes quantités d'émissions fugitives par unités d'activité (souvent à un ordre de grandeur près ou plus). Les raisons imputables à ces émissions supérieures dans ces cas tiennent peut-être au fait que les normes élaborées sont moins contraignantes, que les composants employés sont de moins bonne qualité, que l'accès aux marchés du gaz naturel est restreint et dans certains cas, au fait que la fixation des prix d'énergie est abaissée artificiellement incitant à une conservation réduite de l'énergie. Il faut évoquer également la base de données des facteurs d'émission du GIEC (EFDB) dans la mesure où elle contient des valeurs représentant des facteurs d'émission de niveau plus élevé.

TABLEAU 4.2.4
FACTEURS D'EMISSION DE NIVEAU 1 POUR LES EMISSIONS FUGITIVES (Y COMPRIS LA VENTILATION ET LE BRULAGE A LA TORCHE) IMPUTABLES AUX OPERATIONS DE PETROLE ET DE GAZ
DANS LES PAYS DEVELOPPES^{a,b}

Catégorie	Sous-catégorie ^c	Sources d'émission	Code GIEC	CH ₄		CO ₂ ¹		COVM		N ₂ O		Unités de mesure
				Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	
Ouverture des puits	Toutes	Brûlage et ventilation	1.B.2.a.ii ou 1.B.2.b.ii	3.3E-05	±100%	1.0E-04	±50%	8.7E-07	±100%	ND	ND	Gg per 10 ³ m ³ de production totale pétrolière
Essais des puits	Toutes	Brûlage et ventilation	1.B.2.a.ii ou 1.B.2.b.ii	5.1E-05	±50%	9.0E-03	±50%	1.2E-05	±50%	6.8E-08	-10 à +1000%	Gg per 10 ³ m ³ de production totale pétrolière
Préparation des puits	Toutes	Brûlage et ventilation	1.B.2.a.ii ou 1.B.2.b.ii	1.1E-04	±50%	1.9E-06	±50%	1.7E-05	±50%	ND	ND	Gg per 10 ³ m ³ de production totale pétrolière
Production de gaz	Toutes	Fugitives ^d	1.B.2.b.iii.2	3.8E-04 à 2.3E-03	±100%	1.4E-05 à 8.2E-05	±100%	9.1E-05 à 5.5E-04	±100%	NA	NA	Gg per 10 ⁶ m ³ de production de gaz
		Brûlage ^e	1.B.2.b.ii	7.6E-07	±25%	1.2E-03	±25%	6.2E-07	±25%	2.1E-08	-10 à +1000%	Gg per 10 ⁶ m ³ de production de gaz
Traitement de gaz	Usines de gaz adouci	Fugitives	1.B.2.b.iii.3	4.8E-04 à 10.3E-04	±100%	1.5E-04 à 3.2E-04	±100%	2.2E-04 à 4.7E-04	±100%	NA	NA	Gg per 10 ⁶ m ³ d'alimentation de gaz brut
		Brûlage	1.B.2.b.ii	1.2E-06	±25%	1.8E-03	±25%	9.6E-07	±25%	2.5E-08	-10 à +1000%	Gg per 10 ⁶ m ³ d'alimentation de gaz brut
	Usines de gaz acide	Fugitives	1.B.2.b.iii.3	9.7E-05	±100%	7.9E-06	±100%	6.8E-05	±100%	NA	NA	Gg per 10 ⁶ m ³ d'alimentation de gaz brut
		Brûlage	1.B.2.b.ii	2.4E-06	±25%	3.6E-03	±25%	1.9E-06	±25%	5.4E-08	-10 à +1000%	Gg per 10 ⁶ m ³ d'alimentation de gaz brut
		Ventilation de CO ₂ brut	1.B.2.b.i	NA	NA	6.3E-02	-10 à +1000%	NA	NA	NA	NA	Gg per 10 ⁶ m ³ d'alimentation de gaz brut

TABLEAU 4.2.4 (SUITE)
FACTEURS D'ÉMISSION DE NIVEAU 1 DES ÉMISSIONS FUGITIVES (NOTAMMENT LA VENTILATION ET LE BRULAGE A LA TORCHE) LIES AUX OPERATIONS DE PETROLE ET DE GAZ
DANS LES PAYS DEVELOPPES^{a,b}

Catégorie	Sous-catégorie ^c	Source d'émission	Code GIEC	CH ₄		CO ₂ ¹		COVNM		N ₂ O		Unités de mesure
				Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	
	Usines d'extraction de coupes lourdes (Installations de traitement secondaire)	Fugitives	1.B.2.b.iii.3	1.1E-05	±100%	1.6E-06	±100%	2.7E-05	±100%	N.A	N.A	Gg per 10 ⁶ m ³ d'alimentation de gaz brut
		Brûlage	1.B.2.b.ii	7.2E-08	±25%	1.1E-04	±50%	5.9E-08	±25%	1.2E-08	-10 à +1000%	Gg per 10 ⁶ m ³ d'alimentation de gaz brut
	Total pondéré par défaut	Fugitives	1.B.2.b.iii.3	1.5E-04 à 10.3E-04	±100%	1.2E-05 to 3.2E-04	±100%	1.4E-04 à 4.7E-04	±100%	N.A	N.A	Gg per 10 ⁶ m ³ de production de gaz
		Brûlage	1.B.2.b.ii	2.0E-06	±25%	3.0E-03	±50%	1.6E-06	±25%	3.3E-08	-10 à +1000%	Gg per 10 ⁶ m ³ de production de gaz
		Ventilation de CO ₂ brut	1.B.2.b.i	N.D	N/A	4.0E-02	-10 à +1000%	N.D	N/A	N.A	N/A	Gg per 10 ⁶ m ³ de production de gaz
Transmission et stockage du gaz	Transmission	Fugitives ^{fk}	1.B.2.b.iii.4	6.6E-05 à 4.8E-04	±100%	8.8E-07	±100%	7.0E-06	±100%	N.A	N.A	Gg per 10 ⁶ m ³ de gaz commercialisable
		Ventilation ^{sk}	1.B.2.b.i	4.4E-05 à 3.2E-04	±75%	3.1E-06	±75%	4.6E-06	±75%	N.A	N.A	Gg per 10 ⁶ m ³ de gaz commercialisables
	Stockage	Toutes ^k	1.B.2.b.iii.4	2.5E-05	-20 à +500%	1.1E-07	-20 à +500%	3.6E-07	-20 à +500%	ND	ND	Gg per 10 ⁶ m ³ de gaz commercialisable

TABLEAU 4.2.4(SUITE)
FACTEURS D'ÉMISSION DE NIVEAU 1 DES ÉMISSIONS FUGITIVES (NOTAMMENT LA VENTILATION ET LE BRULAGE A LA TORCHE) LIES AUX OPERATIONS DE PETROLE ET DE GAZ
DANS LES PAYS DEVELOPPES^{a,b}

Catégorie	Sous-catégorie ^c	Source d'émission	Code GIEC	CH ₄		CO ₂ ¹		COVM		N ₂ O		Unités de mesure
				Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	
Distribution de gaz	Toutes	Toutes ^k	1.B.2.b.iii.5	1.1E-03	-20 à +500%	5.1E-05	-20 à +500%	1.6E-05	-20 à +500%	ND	ND	Gg per 10 ⁶ m ³ de ventes au public
Transport de liquides de gaz naturel	Condensat	Toutes ^k	1.B.2.a.iii.3	1.1E-04	±100%	7.2E-06	±100%	1.1E-03	±100%	ND	ND	Gg per 10 ³ m ³ Condensat et Pentanes Plus
	Gaz de pétrole liquéfié	Toutes	1.B.2.a.iii.3	NA	NA	4.3E-04	±50%	ND	ND	2.2E-09	-10 à +1000%	Gg per 10 ³ m ³ GPL
	Gaz naturel liquéfié	Toutes	1.B.2.a.iii.3	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg per 10 ⁶ m ³ de gaz commercialisable
Production pétrolière	Pétrole conventionnel	Fugitives (sur terre)	1.B.2.a.iii.2	1.5E-06 à 3.6E-03	±100%	1.1E-07 à 2.6E-04	±100%	1.8E-06 à 4.5E-03	±100%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de production pétrolière conventionnelle
		Fugitives (en mer)	1.B.2.a.iii.2	5.9E-07	±100%	4.3E-08	±100%	7.4E-07	±100%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de production pétrolière conventionnelle
		Ventilation	1.B.2.a.i	7.2E-04	±50%	9.5E-05	±50%	4.3E-04	±50%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de production pétrolière conventionnelle
		Brûlage	1.B.2.a.ii	2.5E-05	±50%	4.1E-02	±50%	2.1E-05	±50%	6.4E-07	-10 à +1000%	Gg per 10 ³ m ³ de production pétrolière conventionnelle

TABLEAU 4.2.4(SUITE)
FACTEURS D'ÉMISSION DE NIVEAU 1 POUR LES ÉMISSIONS FUGITIVES (Y COMPRIS LA VENTILATION ET LE BRÛLAGE À LA TORCHE) IMPUTABLES AUX OPÉRATIONS DE PÉTROLE ET DE GAZ
DANS LES PAYS DÉVELOPPÉS^{a,b}

Catégorie	Sous-catégorie ^c	Source d'émission	Code GIEC	CH ₄		CO ₂ ¹		COVNM		N ₂ O		Unités de mesure
				Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	
	Pétrole lourd/Bitume froid	Fugitives	1.B.2.a.iii.2	7.9E-03	±100%	5.4E-04	±100%	2.9E-03	±100%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de production de pétrole lourd
		Ventilation	1.B.2.a.i	1.7E-02	±75%	5.3E-03	±75%	2.7E-03	±75%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de production de pétrole lourd
		Brûlage	1.B.2.a.ii	1.4E-04	±75%	2.2E-02	±75%	1.1E-05	±75	4.6E-07	-10 à +1000%	Gg per 10 ³ m ³ de production de pétrole lourd
	Production de pétrole thermique	Fugitives	1.B.2.a.iii.2	1.8E-04	±100%	2.9E-05	±100%	2.3E-04	±100%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de production de bitume thermique
		Ventilation	1.B.2.a.i	3.5E-03	±50%	2.2E-04	±50%	8.7E-04	±50%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de production de bitume thermique
		Brûlage	1.B.2.a.ii	1.6E-05	±75%	2.7E-02	±75%	1.3E-05	±75%	2.4E-07	-10 à +1000%	Gg per 10 ³ m ³ de production de bitume thermique
	Brut synthétique (des sables pétrolifères)	Toutes	1.B.2.a.iii.2	2.3E-03	±75%	ND	ND	9.0E-04	±75%	ND	ND	Gg per 10 ³ m ³ de production de brut synthétique des sables pétrolifères

TABLEAU 4.2.4(SUITE)
FACTEURS D'EMISSION DE NIVEAU 1 POUR LES EMISSIONS FUGITIVES (Y COMPRIS LA VENTILATION ET LE BRULAGE A LA TORCHE) IMPUTABLES AUX OPERATIONS DE PETROLE ET DE GAZ
DANS LES PAYS DEVELOPPES^{a,b}

Catégorie	Sous-catégorie ^c	Source d'émission	Code GIEC	CH ₄		CO ₂ ¹		COVNM		N ₂ O		Unités de mesure
				Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	
	Brut synthétique (des schistes bitumeux)	Toutes	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg per 10 ³ m ³ de production de brut synthétique des schistes bitumeux
	Total du poids par défaut	Fugitives	1.B.2.a.iii.2	2.2E-03	±100%	2.8E-04	±100%	3.1E-03	±100%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de production pétrolière totale
		Ventilation	1.B.2.a.i	8.7E-03	±75%	1.8E-03	±75%	1.6E-03	±75%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de production pétrolière totale
		Brûlage	1.B.2.a.ii	2.1E-05	±75%	3.4E-02	±75%	1.7E-05	±75	5.4E-07	-10 to +1000%	Gg per 10 ³ m ³ de production pétrolière totale
Valorisation du pétrole	Toutes	Toutes	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg per 10 ³ m ³ de pétrole valorisé
Transport du pétrole	Pipelines	Toutes ^k	1.B.2.a.iii.3	5.4E-06	±100%	4.9E-07	±100%	5.4E-05	ND	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de pétrole transporté par pipeline

TABLEAU 4.2.4(SUITE)
FACTEURS D'ÉMISSION DE NIVEAU 1 POUR LES ÉMISSIONS FUGITIVES (Y COMPRIS LA VENTILATION ET LE BRULAGE A LA TORCHE) IMPUTABLES AUX OPERATIONS DE PETROLE ET DE GAZ
DANS LES PAYS DEVELOPPES^{a,b}

Catégorie	Sous-catégorie ^c	Source d'émission	Code GIEC	CH ₄		CO ₂ ¹		COVNM		N ₂ O		Unités de mesure
				Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	
	Camions-citernes et véhicules de chemin de fer	ventilation ^k	1.B.2.a.i	2.5E-05	±50%	2.3E-06	±50%	2.5E-04	ND	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de pétrole transporté par camion-citerne
	Chargement de production en mer sur pétroliers	ventilation ^k	1.B.2.a.i	ND ^h	ND	ND ^h	ND	ND ^h	ND	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de pétrole transporté par pétroliers
Raffinage du pétrole	Toutes	Toutes	1.B.2.a.iii.4	2.6x10 ⁻⁶ à 41.0x10 ⁻⁶	±100%	ND	ND	0.0013 ⁱ	±100%	ND	ND	Gg per 10 ³ m ³ de pétrole raffiné.
Distribution de produit raffiné	Essence	Toutes	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	0.0022 ^j	±100%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de produit distribué.
	Diesel	Toutes	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de produit transporté.
	Essence aviation	Toutes	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de produit transporté.
	Kerosene pour carburacteur	Toutes	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de produit transporté.

TABLEAU 4.2.4(SUITE)
FACTEURS D'EMISSION DE NIVEAU 1 POUR LES EMISSIONS FUGITIVES (Y COMPRIS LA VENTILATION ET LE BRULAGE A LA TORCHE) IMPUTABLES AUX OPERATIONS DE PETROLE ET DE GAZ
DANS LES PAYS DEVELOPPES^{a,b}

NA - Non Applicable ND – Non déterminé

^a Si les facteurs d'émission présentés peuvent varier sensiblement entre les pays, les plus grandes différences devraient affecter la ventilation et le brûlage, particulièrement concernant la production pétrolière en raison des différences notables des quantités de conservation de gaz et de l'utilisation qu'on en fait.

^b L'échelle des valeurs des émissions fugitives s'explique essentiellement par les différences de quantité d'infrastructures de traitement (par ex., la moyenne du nombre et des tailles d'installations) par unité de débit de production de gaz.

^c « Toutes » exprime toutes les émissions fugitives ainsi que les émissions imputables à la ventilation et au brûlage.

^d « Fugitives » exprime toutes les émissions fugitives notamment celles imputables aux fuites fugitives des équipements, aux pertes de stockage, au recours au gaz naturel pour approvisionner les appareils fonctionnant avec du gaz (par ex., les circuits fermés de contrôle d'instrument, les pompes à injection chimique, les démarreurs à air comprimé, etc.), et la ventilation de dégagement gazeux de distillation imputables aux déshumidificateurs de glycol. L'échelle de valeurs présentée reflète la différence entre les émissions fugitives entre les émissions en mer (valeur plus petite) et sur terre (valeur plus grande).

^e « Brûlage » exprime les émissions imputables à tous les systèmes de brûlage à la torche qu'ils soient continus et d'urgence. Les taux spécifiques de brûlage peuvent varier sensiblement entre les pays. Lorsqu'on connaît les volumes effectifs brûlés, on devrait les utiliser pour déterminer les émissions de brûlage au lieu d'appliquer les facteurs d'émission présentés aux taux de production. Les facteurs d'émission pour estimer directement les émissions de CH₄, CO₂ et N₂O à partir des volumes brûlés déclarés sont 0,012 et 2.0 et 0,000023 Gg, respectivement par 10⁶ m³ de gaz brûlés, basés sur une efficacité de brûlage de 98% et sur une analyse traditionnelle de gaz sur une usine de traitement de gaz (soit 91,9% CH₄, 0,58% CO₂, 0,68% N₂ et 6,84% d'hydrocarbures non méthane par volume).

^f Le facteur le plus grand reflète l'utilisation plus fréquente des compresseurs à piston alternatif dans le système tandis que le petit facteur reflète une utilisation plus fréquente de compresseurs à centrifuge.

^g 'Ventilation' exprime la ventilation de gaz résiduels associés et de gaz de solution imputables aux installations de production pétrolière et les volumes de gaz résiduels imputables aux activités d'explosions, de purge et de secours d'urgence au sein des installations gazéifères. Lorsqu'on connaît les volumes ventilés effectifs, il faut les utiliser pour déterminer les émissions de ventilation plutôt que d'appliquer les facteurs d'émission présentés aux taux de production. Les facteurs d'émission pour estimer directement les émissions de CH₄ et de CO₂ à partir des volumes ventilés déclarés sont 0,66 et 0,0049 Gg, respectivement, per 10⁶ m³ de gaz ventilé sur la base d'une analyse traditionnelle de gaz sur les systèmes de transmission et de distribution de gaz (soit 97,3% CH₄, 0,26% CO₂, 1,7% N₂ et 0,74% d'hydrocarbure non -méthane par volume).

^h Si l'on ne dispose pas de facteurs sur le chargement pétrolier de la production en mer en Amérique du Nord, les données norvégiennes, quant à elles, indiquent un facteur d'émission de CH₄ de 1,0 à 3,6 Gg/10³ m³ de pétrole transféré (extrait des données fournies par l'Autorité Norwegian Pollution Control Authority en 2000).

ⁱ Estimation basée sur des facteurs d'émission cumulés concernant les fuites fugitives d'équipement, le craquage catalytique en lit fluidisé, le stockage et la manipulation de 0,53 kg/m³ (CPPI et Environment Canada, 1991), 0,6 kg/m³ (US EPA, 1995) et 0,2 g/kg (en supposant que la majorité des produits volatils soient stockés sur un toit de réservoir flottant avec scellement secondaire) (EMEP/CORINAIR, 1996).

^j Estimation basée sur une moyenne supposée de pertes par évaporation de 0,15 pour cent de débit à l'installation de distribution de pertes supplémentaires de 0,15 pour cent de débit au point de vente. Ces valeurs sont nettement inférieures lorsque la récupération de vapeurs se produit aux Stades 1 et 2 et devraient être beaucoup plus élevées sous les climats chauds.

^k Les valeurs des COVNM sont tirées des valeurs de méthane basées sur le rapport des fractions de masse des COVNM et du CH₄. On utilise les valeurs de 0,0144 kg/kg pour la transmission et la distribution de gaz, de 9,951 kg/kg pour le transport du pétrole et du condensat et de 0,3911 kg/kg pour la production de pétrole brut synthétique.

^l Les facteurs d'émission de CO₂ présentés comptabilisent uniquement les émissions directes de CO₂, excepté pour le brûlage pour lequel les valeurs présentées comptabilisent la somme des émissions directes de CO₂ et les contributions indirectes imputables à l'oxydation atmosphérique des émissions gazeuses de CO₂ non carboniques.

Sources: Canadian Association of Petroleum Producers (1999, 2004); API (2004); GRI/US EPA (1996); US EPA (1999).

TABLEAU 4.2.5 FACTEURS D'ÉMISSION DE NIVEAU 1 DES ÉMISSIONS FUGITIVES (NOTAMMENT LA VENTILATION ET LE BRÛLAGE À LA TORCHE) IMPUTABLES AUX OPÉRATIONS PÉTROLIFÈRES ET GAZEIFÈRES DANS LES PAYS EN DÉVELOPPEMENT ET ÉCONOMIES EN TRANSITION ^{a,b}												
Catégorie	Sous-catégorie ^c	Source d'émission	Code GIEC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVNM		N ₂ O		Unités de mesure
				Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	
Ouverture des puits	Toutes	Brûlage et ventilation	1.B.2.a.ii ou 1.B.2.b.ii	3.3E-05 à 5.6E-04	-12.5 à +800%	1.0E-04 à 1.7E-03	-12.5 à +800%	8.7E-07 à 1.5E-05	-12.5 à +800%	ND	ND	Gg par puits ouvert
Essais des puits	Toutes	Brûlage et ventilation	1.B.2.a.ii ou 1.B.2.b.ii	5.1E-05 à 8.5E-04	-12.5 à +800%	9.0E-03 à 1.5E-01	-12.5 à +800%	1.2E-05 à 2.0E-04	-12.5 à +800%	6.8E-08 à 1.1E-06	-10 à +1000%	Gg par puits ouvert.
Préparation de puits	Toutes	Brûlage et ventilation	1.B.2.a.ii ou 1.B.2.b.ii	1.1E-04 à 1.8E-03	-12.5 à +800%	1.9E-06 à 3.2E-05	-12.5 à +800%	1.7E-05 à 2.8E-04	-12.5 à +800%	ND	ND	Gg/an par puits productif ou opérationnel
Production de gaz	Toutes	Fugitives ^d	1.B.2.b.iii.2	3.8E-04 à 2.4E-02	-40 à +250%	1.4E-05 à 1.8E-04	-40 à +250%	9.1E-05 à 1.2E-03	-40 à +250%	NA	NA	Gg per 10 ⁶ m ³ de production de gaz
		Brûlage ^e	1.B.2.b.ii	7.6E-07 à 1.0E-06	±75%	1.2E-03 à 1.6E-03	±75%	6.2E-07 à 8.5E-07	±75%	2.1E-08 à 2.9E-08	-10 à +1000%	Gg per 10 ⁶ m ³ de production de gaz
Traitement de gaz	Usines de gaz adouci	Fugitives	1.B.2.b.iii.3	4.8E-04 à 1.1E-03	-40 à +250%	1.5E-04 à 3.5E-04	-40 à +250%	2.2E-04 à 5.1E-04	-40 à +250%	NA	NA	Gg per 10 ⁶ m ³ d'alimentation de gaz brut
		Brûlage	1.B.2.b.ii	1.2E-06 à 1.6E-06	±75%	1.8E-03 à 2.5E-03	±75%	9.6E-07 à 1.3E-06	±75%	2.5E-08 à 3.4E-08	-10 à +1000%	Gg per 10 ⁶ m ³ d'alimentation de gaz brut
	Usines de gaz acide	Fugitives	1.B.2.b.iii.3	9.7E-05 à 2.2E-04	-40 à +250%	7.9E-06 à 1.8E-05	-40 à +250%	6.8E-05 à 1.6E-04	-40 à +250%	NA	NA	Gg per 10 ⁶ m ³ d'alimentation de gaz brut

<p align="center">TABLEAU 4.2.5 (SUITE) FACTEURS D'EMISSION DE NIVEAU 1 DES EMISSIONS FUGITIVES (NOTAMMENT LA VENTILATION ET LE BRULAGE A LA TORCHE) IMPUTABLES AUX OPERATIONS PETROLIFERES ET GAZEIFERES DANS LES PAYS EN DEVELOPPEMENT ET LES ECONOMIES EN TRANSITION^{a,b}</p>												
Catégorie	Sous-catégorie ^c	Source d'émission	Code GIEC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVNM		N ₂ O		Unités de mesure
				Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	
		Brûlage	1.B.2.b.ii	2.4E-06 à 3.3E-06	±75%	3.6E-03 à 4.9E-03	±75%	1.9E-06 à 2.6E-06	±75%	5.4E-08 à 7.4E-08	-10 à +1000%	Gg per 10 ⁶ m ³ d'alimentation de gaz brut
		Ventilation de CO ₂ brut	1.B.2.b.i	NA	NA	6.3E-02 à 1.5E-01	-10 à +1000%	NA	NA	NA	NA	Gg per 10 ⁶ m ³ d'alimentation de gaz brut
	Usines d'extraction à coupes lourdes (Installations de traitement secondaire)	Fugitives	1.B.2.b.iii.3	1.1E-05 à 2.5E-05	-40 à +250%	1.6E-06 à 3.7E-06	-40 à +250%	2.7E-05 à 6.2E-05	-40 à +250%	NA	NA	Gg per 10 ⁶ m ³ d'alimentation de gaz brut
		Brûlage	1.B.2.b.ii	7.2E-08 à 9.9E-08	±75%	1.1E-04 à 1.5E-04	±75%	5.9E-08 à 8.1E-08	±75%	1.2E-08 à 8.1E-08	-10 à +1000%	Gg per 10 ⁶ m ³ d'alimentation de gaz brut
	Total pondéré par défaut	Fugitives	1.B.2.b.iii.3	1.5E-04 à 3.5E-04	-40 à +250%	1.2E-05 à 2.8E-05	-40 à +250%	1.4E-04 à 3.2E-04	-40 à +250%	NA	NA	Gg per 10 ⁶ m ³ de production de gaz
		Brûlage	1.B.2.b.ii	2.0E-06 à 2.8E-06	±75%	3.0E-03 à 4.1E-03	±75%	1.6E-06 à 2.2E-06	±75%	3.3E-08 à 4.5E-08	-10 à +1000%	Gg per 10 ⁶ m ³ de production de gaz
		Ventilation de CO ₂ brut	1.B.2.b.i	NA	N/A	4.0E-02 à 9.5E-02	-10 à +1000%	NA	N/A	NA	N/A	Gg per 10 ⁶ m ³ de production de gaz

TABLEAU 4.2.5 (SUITE)												
FACTEURS D'EMISSION DE NIVEAU 1 DES EMISSIONS FUGITIVES (NOTAMMENT LA VENTILATION ET LE BRULAGE A LA TORCHE) IMPUTABLES AUX OPERATIONS PETROLIFERES ET GAZEIFERES DANS LES PAYS EN DEVELOPPEMENT ET LES ECONOMIES EN TRANSITION^{a,b}												
Catégorie	Sous-catégorie ^c	Source d'émission	Code GIEC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVNM		N ₂ O		Unités de mesure
				Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	
Transmission et stockage du gaz	Transmission	Fugitives ^f	1.B.2.b.iii.4	16.6E-05 à 1.1E-03	-40 à +250%	8.8E-07 à 2.0E-06	-40 à +250%	7.0E-06 à 1.6E-05	-40 à +250%	NA	NA	Gg per 10 ⁶ m ³ de gaz commercialisable
		Ventilation ^g	1.B.2.b.i	4.4E-05 à 7.4E-04	-40 à +250%	3.1E-06 à 7.3E-06	-40 à +250%	4.6E-06 à 1.1E-05	-40 à +250%	NA	NA	Gg per 10 ⁶ m ³ de gaz commercialisable
	Stockage	Toutes	1.B.2.b.iii.4	2.5E-05 à 5.8E-05	-20 à +500%	1.1E-07 à 2.6E-07	-20 à +500%	3.6E-07 à 8.3E-07	-20 à +500%	ND	ND	Gg per 10 ⁶ m ³ de gaz commercialisable
Distribution de gaz	Toutes	Toutes	1.B.2.b.iii.5	1.1E-03 à 2.5E-03	-20 à +500%	5.1E-05 à 1.4E-04	-20 à +500%	1.6E-05 à 3.6E-5	-20 à +500%	ND	ND	Gg per 10 ⁶ m ³ de ventes au public
Transport de liquides de gaz naturel	Condensat	Toutes	1.B.2.a.iii.3	1.1E-04	-50 à +200%	7.2E-06	-50 à +200%	1.1E-03	-50 à +200%	ND	ND	Gg per 10 ³ m ³ de condensat et Pentanes Plus
	Gaz de pétrole liquéfié	Toutes	1.B.2.a.iii.3	NA	NA	4.3E-04	±100%	ND	ND	2.2E-09	-10 à +1000%	Gg per 10 ³ m ³ de GPL
	Gaz naturel liquéfié	Toutes	1.B.2.a.iii.3	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg per 10 ⁶ m ³ de gaz commercialisable

TABLEAU 4.2.5 (SUITE)												
FACTEURS D'EMISSION DE NIVEAU 1 DES EMISSIONS FUGITIVES (NOTAMMENT LA VENTILATION ET LE BRULAGE A LA TORCHE) IMPUTABLES AUX OPERATIONS PETROLIFERES ET GAZEIFERES DANS LES PAYS EN DEVELOPPEMENT ET LES ECONOMIES EN TRANSITION^{a,b}												
Catégorie	Sous-catégorie ^c	Source d'émission	Code GIEC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVNM		N ₂ O		Unités de mesure
				Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	
Production pétrolière	Pétrole conventionnel	Fugitives (sur terre)	1.B.2.a.iii.2	1.5E-06 à 6.0E-02	-12.5 à +800%	1.1E-07 à 4.3E-03	-12.5 à +800%	1.8E-06 à 7.5E-02	-12.5 à +800%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de production pétrolière conventionnel le
		Fugitives (en mer)	1.B.2.a.iii.2	5.9E-07	-12.5 à +800%	4.3E-08	-12.5 à +800%	7.4E-07	-12.5 à +800%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de production pétrolière conventionnel le
		Ventilation	1.B.2.a.i	7.2E-04 à 9.9E-04	±75%	9.5E-05 à 1.3E-04	±75%	4.3E-04 à 5.9E-04	±75%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de production pétrolière conventionnel le
		Brûlage	1.B.2.a.ii	2.5E-05 à 3.4E-05	±75%	4.1E-02 à 5.6E-02	±75%	2.1E-05 à 2.9E-05	±75%	6.4E-07 à 8.8E-07	-10 à +1000%	Gg per 10 ³ m ³ de production pétrolière conventionnel le

<p align="center">TABLEAU 4.2.5 (SUITE) FACTEURS D'EMISSION DE NIVEAU 1 DES EMISSIONS FUGITIVES (NOTAMMENT LA VENTILATION ET LE BRULAGE A LA TORCHE) IMPUTABLES AUX OPERATIONS PETROLIFERES ET GAZEIFERES DANS LES PAYS EN DEVELOPPEMENT ET LES ECONOMIES EN TRANSITION^{a,b}</p>												
Catégorie	Sous-catégorie ^c	Source d'émission	Code GIEC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVNM		N ₂ O		Unités de mesure
				Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	Valeur	Incertitude (% de valeur)	
	Pétrole lourd/Bitume froid	Fugitives	1.B.2.a.iii.2	7.9E-03 à 1.3E-01	-12.5 à +800%	5.4E-04 à 9.0E-03	-12.5 à +800%	2.9E-03 à 4.8E-02	-12.5 à +800%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de production de pétrole lourd
		Ventilation	1.B.2.a.i	1.7E-02 à 2.3E-02	-67 à +150%	5.3E-03 à 7.3E-03	-67 à +150%	2.7E-03 à 3.7E-03	-67 à +150%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de production de pétrole lourd
		Brûlage	1.B.2.a.ii	1.4E-04 à 1.9E-04	-67 à +150%	2.2E-02 à 3.0E-02	-67 à +150%	1.1E-05 à 1.5E-05	-67 à +150%	4.6E-07 à 6.3E-07	-10 à +1000%	Gg per 10 ³ m ³ de production de pétrole lourd
	Production pétrolière thermique	Fugitives	1.B.2.a.iii.2	1.8E-04 à 3.0E-03	-12.5 à +800%	2.9E-05 à 4.8E-04	-12.5 à +800%	2.3E-04 à 3.8E-03	-12.5 à +800%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de production de bitume thermique
		Ventilation	1.B.2.a.i	3.5E-03 à 4.8E-03	-67 à +150%	2.2E-04 à 3.0E-04	-67 à +150%	8.7E-04 à 1.2E-03	-67 à +150%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de production de bitume thermique
		Brûlage	1.B.2.a.ii	1.6E-05 à 2.2E-05	-67 à +150%	2.7E-02 à 3.7E-02	-67 à +150%	1.3E-05 à 1.8E-05	-67 à +150%	2.4E-07 à 3.3E-07	-10 à +1000%	Gg per 10 ³ m ³ de production de bitume thermique

TABLEAU 4.2.5 (SUITE)

FACTEURS D'EMISSION DE NIVEAU 1 DES EMISSIONS FUGITIVES (NOTAMMENT LA VENTILATION ET LE BRULAGE A LA TORCHE) IMPUTABLES AUX OPERATIONS PETROLIFERES ET GAZEIFERES DANS LES PAYS EN DEVELOPPEMENT ET LES ECONOMIES EN TRANSITION^{a,b}

Catégorie	Sous-catégorie ^c	Source d'émission	Code GIEC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVNM		N ₂ O		Unités de mesure
				Valeur	Incertitude (%de valeur)	Valeur	Incertitude (%de valeur)	Valeur	Incertitude (%de valeur)	Valeur	Incertitude (%de valeur)	
	Brut synthétique (de sables pétrolifères)	Toutes	1.B.2.a.iii.2	2.3E-03 à 3.8E-02	-67 à +150%	ND	ND	9.0E-04 à 1.5E-02	-67 à +150%	ND	ND	Gg per 10 ³ m ³ de production de brut synthétique des sables pétrolifères
	Brut synthétique (des schistes bitumeux)	Toutes	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg per 10 ³ m ³ de production de brut synthétique des schistes bitumeux
Total pondéré par défaut	Fugitives		1.B.2.a.iii.2	2.2E-03 à 3.7E-02	-12.5 à +800%	2.8E-04 à 4.7E-03	-12.5 à +800%	3.1E-03 à 5.2E-02	-12.5 à +800%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de production pétrolière totale
	Ventilation		1.B.2.a.i	8.7E-03 à 1.2E-02	±75%	1.8E-03 à 2.5E-03	±75%	1.6E-03 à 2.2E-03	±75%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de production pétrolière totale
	Brûlage		1.B.2.a.ii	2.1E-05 à 2.9E-05	±75%	3.4E-02 à 4.7E-02	±75%	1.7E-05 à 2.3	±75	5.4E-07 à 7.4E-07	-10 à +1000%	Gg per 10 ³ m ³ de production pétrolière totale

TABLEAU 4.2.5(SUITE)												
FACTEURS D'EMISSION DE NIVEAU 1 DES EMISSIONS FUGITIVES (NOTAMMENT LA VENTILATION ET LE BRULAGE A LA TORCHE) IMPUTABLES AUX OPERATIONS PETROLIFERES ET GAZEIFERES DANS LES PAYS EN DEVELOPPEMENT ET LES ECONOMIES EN TRANSITION^{a,b}												
Catégorie	Sous-catégorie ^c	Source d'émission	Code GIEC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVNM		N ₂ O		Unités de mesure
				Valeur	Incertitude (%de valeur)	Valeur	Incertitude (%de valeur)	Valeur	Incertitude (%de valeur)	Valeur	Incertitude (%de valeur)	
Valorisation du pétrole	Toutes	Toutes	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg per 10 ³ m ³ de pétrole valorisé
Transport du pétrole	Pipelines	Toutes	1.B.2.a.iii.3	5.4E-06	-50 à +200%	4.9E-07	-50 à +200%	5.4E-05	-50 à +200%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de pétrole transporté par pipeline
	Camions-citerne et véhicules de chemin de fer	Ventilation	1.B.2.a.i	2.5E-05	-50 à +200%	2.3E-06	-50 à +200%	2.5E-04	-50 à +200%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de pétrole transporté par camion-citerne
	Chargement de production en mer sur pétroliers	Ventilation	1.B.2.a.i	ND ^h	ND	ND ^h	ND	ND	ND	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de pétrole transporté par camion-citerne
Raffinage du pétrole	Toutes	Toutes	1.B.2.a.iii.4	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg per 10 ³ m ³ de pétrole raffiné

TABLEAU 4.2.5(SUITE)												
FACTEURS D'EMISSION DE NIVEAU 1 DES EMISSIONS FUGITIVES (NOTAMMENT LA VENTILATION ET LE BRULAGE A LA TORCHE) IMPUTABLES AUX OPERATIONS PETROLIFERES ET GAZEIFERES DANS LES PAYS EN DEVELOPPEMENT ET LES ECONOMIES EN TRANSITION^{a,b}												
Catégorie	Sous-catégorie ^c	Source d'émission	Code GIEC	CH ₄		CO ₂ ⁱ		COVNM		N ₂ O		Unités de mesure
				Valeur	Incertitude (%de valeur)	Valeur	Incertitude (%de valeur)	Valeur	Incertitude (%de valeur)	Valeur	Incertitude (%de valeur)	
Distribution de produit raffiné	Essence	Toutes	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de produit transporté.
	Diesel	Toutes	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de produit transporté.
	Essence aviation	Toutes	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de produit transporté.
	Kérosène pour carburacteur	Toutes	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ de produit transporté.

NA – Non applicable ND – Non déterminé

^a Si les facteurs d'émission présentés peuvent varier sensiblement entre les pays, les plus grandes différences devraient affecter la ventilation et le brûlage, particulièrement concernant la production pétrolière en raison des possibles différences notables constatées dans les quantités de conservation et d'utilisation de gaz qu'on en fait.

^b L'échelle des valeurs des émissions fugitives s'explique essentiellement par les différences de quantité d'infrastructures de traitement (par ex., la moyenne du nombre et des tailles d'installations) par unité de débit de production de gaz.

^c « Toutes » exprime toutes les émissions fugitives ainsi que les émissions imputables à la ventilation et au brûlage.

^d « Fugitives » exprime toutes les émissions fugitives notamment celles imputables aux fuites fugitives des équipements, aux pertes de stockage, au recours au gaz naturel pour approvisionner les appareils fonctionnant avec du gaz (par ex., les circuits fermés de contrôle d'instrument, les pompes à injection chimique, les démarreurs à air comprimé, etc.), et la ventilation de dégagement gazeux de distillation imputables aux déshumidificateurs de glycol.

^e « Brûlage » exprime les émissions imputables à tous les systèmes de brûlage qu'ils soient continus et d'urgence. Les taux spécifiques de brûlage peuvent varier sensiblement entre les pays. Lorsqu'on connaît les volumes effectifs brûlés, on devrait les utiliser pour déterminer les émissions de brûlage au lieu d'appliquer les facteurs d'émission présentés aux taux de production. Les facteurs d'émission pour estimer directement les émissions de CH₄, CO₂ et N₂O à partir des volumes brûlés déclarés sont 0,012 et 2.0 et 0,000023 Gg, respectivement per 10⁶ m³ de gaz brûlés, basés sur une efficacité de brûlage de 98% et sur une analyse traditionnelle de gaz sur une usine de traitement de gaz (soit 91,9% CH₄, 0,58% CO₂, 0,68% N₂ et 6,84% d'hydrocarbures non méthane par volume).

^f Le facteur le plus grand reflète une utilisation plus fréquente des compresseurs à piston alternatif dans le système tandis que le petit facteur reflète une utilisation plus fréquente de compresseurs à centrifuge.

^g « Ventilation » exprime la ventilation de gaz résiduels associés et de gaz de solution imputables aux installations de production pétrolière et les volumes de gaz résiduels imputables aux activités d'explosions, de purge et de secours d'urgence au sein des installations gazéifères. Lorsqu'on connaît les volumes ventilés effectifs, il faut les utiliser pour déterminer les émissions de ventilation plutôt que d'appliquer les facteurs d'émission présentés aux taux de production. Les facteurs d'émission pour estimer directement les émissions de CH₄ et de CO₂ à partir des volumes ventilés déclarés sont 0,66 et 0,0049 Gg, respectivement, per 10⁶ m³ de gaz ventilé sur la base d'une analyse traditionnelle de gaz sur les systèmes de transmission et de distribution de gaz (soit 97,3% CH₄, 0,26% CO₂, 1,7% N₂ et 0,74% d'hydrocarbure non -méthane par volume).

^h Si l'on ne dispose pas de facteurs sur le chargement sur pétrolier de la production en mer en Amérique du Nord, les données norvégiennes, quant à elles, indiquent un facteur d'émission de CH₄ de 1,0 à 3,6 Gg/10³ m³ de pétrole transféré (extrait des données fournies par l'Autorité Norwegian Pollution Control Authority en 2000).

ⁱ Les facteurs d'émission de CO₂ présentés comptabilisent uniquement les émissions directes de CO₂, excepté pour le brûlage pour lequel les valeurs comptabilisent la somme des émissions directes de CO₂ et les contributions indirectes imputables à l'oxydation atmosphérique des émissions gazeuses de CO₂ non carboniques.

Sources: Les facteurs présentés dans ce tableau ont été déterminés en fixant la limite la plus basse pour chaque catégorie au moins équivalentes aux valeurs publiées dans le Tableau 4.2.4 pour l'Amérique du Nord. Autrement, toutes les valeurs présentées ont été adaptées à partir de données applicables fournies par les Lignes directrices 1996 du GIEC et à partir de données de mesures limitées recueillies d'études récentes non-publiées sur les systèmes de gaz naturel en Chine, Roumanie et Ouzbékistan.

Les facteurs du Tableau 4.2.4 pour l'Amérique du Nord sont obtenus à partir de résultats détaillés d'inventaire des émissions pour le Canada et les États-Unis et, lorsqu'il a été possible, ont été actualisés à partir de valeurs présentées précédemment dans les *Recommandations en matière de bonnes pratiques* du GIEC (2000) afin de refléter des résultats d'inventaires d'émission plus actuels et plus précis. Lorsqu'ils peuvent être appliqués, on a indiqué des facteurs tirés du Compendium API sur les différentes méthodologies pour estimer les émissions pour l'industrie du pétrole.

Les facteurs du Tableau 4.2.4 sont présentés comme exemples et reflètent les pratiques et la situation de l'industrie pétrolière et gazéifière suivantes :

- La majorité du gaz associé est conservée;
- Le gaz résiduel adouci est brûlé ou ventilé;
- Le gaz résiduel acide est brûlé ;
- De nombreuses entreprises de transmission de gaz mettent en œuvre volontairement des programmes pour réduire les pertes de méthane dues aux fuites fugitives d'équipement ;
- L'industrie pétrolière et gazéifière en est à un stade mûr et régresse actuellement dans de nombreuses zones ;
- Le système de fiabilité est élevé ;
- Les équipements sont généralement bien entretenus et des composants de qualité élevée sont utilisés ;
- Les fissures de lignes et les éruptions de puits sont rares ;
- L'industrie est très réglementée et l'application des règlements est généralement bien contrôlée.

Les facteurs d'émission présentés dans le Tableau 4.2.5 ont été fixés de telle sorte que la limite inférieure de chaque échelle est au moins égale à la valeur correspondante au Tableau 4.2.4. Autrement, toutes les valeurs ont été adaptées à partir de facteurs présentés dans les Lignes directrices révisées 1996 du GIEC et à partir de données limitées de mesures extraites de plusieurs études récentes non publiées sur les systèmes de gaz naturel dans les pays en développement ou les pays à économie de transition. Lorsque les échelles des valeurs sont présentées, elles sont soit basées sur les échelles relatives des Lignes directrices révisées 1996 du GIEC ou soient estimées à partir d'opinions d'experts et de données tirées de rapports non publiés.

On a également recouru à une approche similaire pour estimer les valeurs d'incertitudes attribuées aux facteurs d'émission présentés. Les grandes valeurs d'incertitude attribuées à certains facteurs d'émission traduisent la haute variabilité correspondante entre les sources individuelles, entre les types et entre les degrés de contrôles appliqués, et dans certains cas, la quantité limitée de données disponibles. Pour beaucoup de catégories de source (comme les fuites des équipements), les émissions fugitives ont une distribution faussée dans le sens où la plupart des émissions sont dégagées par un petit pourcentage seulement de la population. Lorsque les incertitudes sont inférieures ou égales à ± 100 pour cent, on peut supposer une distribution normale, ce qui revient à une distribution symétrique de la moyenne. Avec une incertitude déclarée de U pour cent pour une quantité Q , qui est supérieure à 100 pour cent, la limite supérieure est de $Q(100+U)/100$ et la limite inférieure de $100Q/(100+U)$.

NIVEAU 2 ET 3

Les facteurs d'émission pour mener les estimations de Niveaux 2 et 3 ne sont pas fournis par les Lignes directrices du GIEC en raison de la grande quantité que produit une information semblable et du fait que ces données sont continuellement actualisées pour intégrer les résultats supplémentaires de mesure et pour refléter l'évolution et la pénétration de nouvelles technologies et de conditions de contrôle. Au lieu de ces facteurs d'émission, le GIEC a élaboré une banque de données des facteurs d'émission (EFDB) qui est régulièrement mise à jour et accessible par Internet à l'adresse : www.ipcc-nggip.iges.or.jp/EFDB/main.php. En outre, il faut envisager lire régulièrement la littérature sur la question pour s'assurer que les meilleurs facteurs disponibles sont utilisés. Les références pour les valeurs choisies devront être documentées de manière claire. Généralement, les facteurs d'émission sont élaborés et publiés par des agences de l'environnement et des associations de l'industrie. Il pourra être utile d'élaborer des estimations d'inventaires en consultation avec ces organisations. Par exemple, l'American Petroleum Institute (API) maintient un compendium des méthodologies d'estimation des émissions dans l'industrie pétrolière et gazéifière (*Compendium of Emissions Estimating Methodologies for the Oil and Gas Industry*, lequel a été réactualisé en 2004). Le Compendium API est disponible à l'adresse suivante :

<http://api-ec.api.org/policy/index.cfm>.

Un logiciel pour estimer les émissions de gaz à effet de serre en utilisant les équations du Compendium API est disponible à :

<http://ghg.api.org>

Des recommandations pour estimer les émissions de gaz à effet de serre ont également été élaborées par un certain nombre d'associations nationales de l'industrie pétrolière et gazéifière. Ces documents peuvent être utiles en tant que références supplémentaires et fournissent souvent des procédures de calcul spécifiques à la source et par niveau. On peut trouver d'autres recommandations sur les principes de comptabilisation de l'inventaire tels qu'ils sont appliqués à l'industrie pétrolière et gazéifière, ainsi que des définitions de limites dans les Lignes directrices de l'industrie pétrolière pour l'établissement des rapports sur les émissions de gaz à effet de serre (Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions) (International Petroleum Industry Environmental Conservation Association, 2003):

www.ipieca.org/downloads/climate_change/GHG_Reporting_Guidelines.pdf.

Lorsqu'on choisit des facteurs d'émission, les valeurs choisies doivent être valables pour l'application en question et doivent être exprimées sur la même base que les données sur les activités. Il peut être également nécessaire d'appliquer d'autres types de facteurs pour corriger les différences de sites et régionales constatées dans les conditions d'opération et dans les pratiques de conception et d'entretien, par exemple :

- Les profils de composition des gaz présents dans les champs pétroliers et gazéifières lorsqu'il s'agit de corriger la quantité de CH₄, la formation du CO₂ et d'autres émissions cible ;
- Les heures annuelles d'opération lorsqu'il s'agit de corriger la durée de service actif d'une source ;
- L'efficacité des mesures de contrôle spécifiques utilisées.

Les points supplémentaires suivants sont ceux qu'il faut étudier lorsqu'on choisit des facteurs d'émission :

- Il est important d'estimer la possibilité d'appliquer les facteurs sélectionnés pour l'application cible afin de garantir des comportements et des caractéristiques de sources similaires ou comparables ;
- En l'absence de données de meilleure qualité, il peut être nécessaire quelquefois d'appliquer des facteurs déclarés dans d'autres régions qui pratiquent des niveaux de contrôle d'émission similaires et présentent des types d'équipement comparables ;
- Lorsque des mesures sont réalisées pour élaborer de nouveaux facteurs d'émission, seules les procédures d'essai reconnues ou défendables doivent être appliquées. Les procédures de méthode et d'assurance de la qualité (AQ)/du contrôle de la qualité (CQ) doivent être documentées, les échantillons de sources doivent être représentatifs des variations typiques de l'ensemble de la population source et une analyse statistique doit être conduite pour établir un intervalle de confiance de 95 pour cent sur la moyenne des résultats.

4.2.2.4 CHOIX DE DONNEES SUR LES ACTIVITES

Les données sur les activités nécessaires pour estimer les émissions fugitives imputables aux activités pétrolières et gazéifières comprennent les statistiques de production, les données d'infrastructure (par ex., les inventaires d'installations, les unités de traitements, les pipelines et les composants d'équipement), et les émissions déclarées imputables aux nappes déversées, aux rejets accidentels, et aux dommages occasionnés par des tiers. Les données des activités de base nécessaires pour chaque niveau et chaque type de source primaire sont résumées dans le Tableau 4.2.6, Conditions de données sur les activités traditionnelles pour chaque approche d'évaluation par type de catégorie de source primaire.

NIVEAU 1

Les données sur les activités nécessaires à l'échelon du Niveau 1 sont limitées à l'information qui peut être soit obtenue directement des statistiques nationales traditionnelles de pétrole et de gaz soit estimées facilement à partir de l'information en question. Le Tableau 4.2.7 dresse la liste ci-dessous des données sur les activités nécessaires à chacun des facteurs d'émission du Niveau 1 présentés dans les Tableaux 4.2.4 et 4.2.5, et donne des conseils appropriés pour obtenir ou estimer chacune des valeurs d'activité nécessaires.

NIVEAU 2

Les données sur les activités nécessaires à l'approche méthodologique standard de Niveau 2 sont les mêmes que celles nécessaires à l'approche de Niveau 1. Si on utilise l'approche alternative de Niveau 2 décrite dans la Section 4.2.2.2 pour les systèmes de pétrole brut, alors il faudra des informations supplémentaires, plus détaillées notamment des valeurs de moyenne de RGP, des informations sur le degré de conservation du gaz et sur les facteurs pour répartir les volumes de gaz résiduels associés entre la ventilation et le brûlage. Ces informations supplémentaires doivent être élaborées sur la base de la participation de l'industrie.

TABLEAU 4.2.6 CONDITIONS DE DONNEES SUR LES ACTIVITES TRADITIONNELLE POUR CHAQUE APPROCHE D'EVALUATION DES EMISSIONS FUGITIVES IMPUTABLES AUX OPERATIONS DE PETROLE ET DE GAZ PAR TYPE DE CATEGORIE DE SOURCE PRIMAIRE		
Niveau d'évaluation	Catégorie de source primaire	Données sur les activités minimales requises
3	Traitement par ventilation/brûlage à la torche	Volumes déclarés Compositions des gaz Facteurs de répartition pour distinguer la ventilation du brûlage
	Pertes de stockage	Facteurs de gaz de solution Débits liquides Taille des réservoirs Compositions des vapeurs
	Fuites d'équipement	Comptage des installations par type Traitements utilisés à chaque installation Programme de constituant d'équipement par type d'unité de traitement Compositions des gaz/vapeurs
	Appareils fonctionnant au gaz	Programme d'appareils fonctionnant au gaz par type d'unités de traitement Facteurs de consommation de gaz Type de moyen d'approvisionnement Composition de gaz
	Rejets accidentels & dommages de tierce partie	Rapports /résumés d'incident
	Migration de gaz à la surface & nœud de ventilation du cuvelage de surface	Moyenne des facteurs d'émission & des nombres de puits
	Forage	Nombre de puits forés Volumes ventilés/brûlés déclarés imputables aux essais en cours de forage Émissions traditionnelles imputables aux réservoirs de boue
	Préparation des puits	Comptage des événements de préparation par types
	Fuites de pipeline	Type de matériel de canalisation Longueur de Pipeline
	Sables pétrolifères/schistes bitumeux exposés	Aire de surfaces exposées Facteurs d'émission moyens
2	Ventilation et brûlage imputables à la production pétrolière	Rapports gaz-pétrole Volumes brûlés et ventilés Volumes de gaz conservés Volumes de gaz réinjectés Volumes de gaz utilisés Compositions de gaz
	Toutes les autres	Débits pétroliers et gazéifères
1	Toutes	Débits pétroliers et gazéifères

TABEAU 4.2.7			
CONSEILS POUR OBTENIR DES VALEURS DE DONNEES SUR LES ACTIVITES NECESSAIRES POUR UTILISER L'APPROCHE DE NIVEAU 1 DESTINEE A ESTIMER LES EMISSIONS FUGITIVES IMPUTABLES AUX OPERATIONS PETROLIFERES ET GAZEIFERES			
Catégorie	Sous-Catégorie	Valeur de données sur les activités requises	Conseils
Forage de puits	Toutes	10 ³ m ³ de production pétrolière totale	Se référer directement aux statistiques nationales.
Essais des puits	Toutes	10 ³ m ³ de production pétrolière totale	Se référer directement aux statistiques nationales.
Préparation des puits	Toutes	10 ³ m ³ de production pétrolière totale	Se référer directement aux statistiques nationales.
Production de gaz	Toutes	10 ⁶ m ³ de production de gaz	Se référer directement aux statistiques nationales.
		10 ⁶ m ³ de production de gaz	Se référer directement aux statistiques nationales.
Traitement de gaz	Usines de gaz adouci	10 ⁶ m ³ d'alimentation de gaz brut	Se référer directement aux statistiques nationales si les réceptions totales du gaz par les usines de gaz sont déclarées, sinon supposer que cette valeur est égale à la production totale de gaz. Répartir cette valeur selon les usines de gaz adouci et de gaz acide. En l'absence de toute information destinée à la répartition, supposer que toutes les usines sont de gaz adouci.
	Usines de gaz acide	10 ⁶ m ³ d'alimentation de gaz brut	
	Usines d'extraction de coupes lourdes (Installations de traitement secondaire)	10 ⁶ m ³ d'alimentation de gaz brut	Se référer directement aux statistiques nationales si les réceptions totales de gaz par les installations de traitement secondaire situées dans les systèmes de transmission de gaz sont déclarées, sinon supposer que cette valeur équivaut à une part appropriée du gaz naturel commercialisable total. Sans ces informations pour faire la répartition, supposer que les installations de traitement secondaire n'existent pas.
	Total pondéré par défaut	10 ⁶ m ³ de production de gaz	Se référer directement aux statistiques nationales.
Transmission et stockage de gaz	Transmission	10 ⁶ m ³ de gaz commercialisable	Se référer directement aux statistiques nationales et utiliser la valeur déclarée sur l'approvisionnement total net. C'est la somme des importations plus les réceptions de gaz nettes totales tirées des champs et traitements pétroliers ou des usines de retraitement une fois déduites les utilisations en aval, les pertes et les volumes de réinjection.
	Stockage	10 ⁶ m ³ de gaz commercialisable	
Distribution de gaz	Toutes	10 ⁶ m ³ de ventes au public	Se référer directement aux statistiques nationales si des données déclarées sont disponibles, sinon fixer la valeur égale à la quantité de gaz manipulée par les systèmes de transmission et de stockage moins les exportations.
Transport des liquides gaz naturel	Condensat	10 ³ m ³ de condensat et Pentanes Plus	Se référer directement aux statistiques nationales.
	Gaz de pétrole liquéfié	10 ³ m ³ de GPL	Se référer directement aux statistiques nationales.

TABLEAU 4.2.7(SUITE) CONSEILS POUR OBTENIR LES VALEURS DE DONNEES SUR LES ACTIVITES NECESSAIRES POUR UTILISER L'APPROCHE DE NIVEAU 1 DESTINEE A ESTIMER LES EMISSIONS FUGITIVES IMPUTABLES AUX OPERATIONS PETROLIFERES ET GAZEIFERES			
Production de pétrole	Pétrole conventionnel	10 ³ m ³ de production de pétrole conventionnel	Se référer directement aux statistiques nationales.
	Pétrole lourd/Bitume froid	10 ³ m ³ de production de pétrole lourd	Se référer directement aux statistiques nationales.
	Production thermique pétrolière	10 ³ m ³ de production de bitume thermique	Se référer directement aux statistiques nationales.
	Brute synthétique (des sables pétrolifères)	10 ³ m ³ de production synthétique brute des sables pétrolifères	Se référer directement aux statistiques nationales.
	Brute synthétique (des schistes bitumeux)	10 ³ m ³ de production synthétique brute des schistes bitumeux	Se référer directement aux statistiques nationales.
	Total pondéré par défaut	10 ³ m ³ de production pétrolière totale	Se référer directement aux statistiques nationales.
Valorisation du pétrole	Toutes	10 ³ m ³ de pétrole valorisé	Se référer directement aux statistiques nationales si elles sont disponibles; sinon, fixer la valeur égale à la production totale de pétrole lourd et de bitume moins les exportations du pétrole brut en question.
Transport du pétrole	Pipelines	10 ³ m ³ de pétrole transporté par les pipelines	Se référer directement aux statistiques nationales si elles sont disponibles; sinon, fixer la valeur égale à la production totale de pétrole brut plus les importations.
	Camions-citernes et véhicules de chemin de fer	10 ³ m ³ de pétrole transporté par les camions-citernes	Se référer directement aux statistiques nationales si elles sont disponibles; sinon supposer (comme première approximation) 50 pour cent du brut total.
	Chargement de la production en mer sur les pétroliers	10 ³ m ³ de pétrole transporté par les pétroliers	Se référer directement aux statistiques nationales et utiliser la valeur déclarée pour les exportations de pétrole brut et répartir la quantité pour qu'elle représente uniquement la fraction exportée par les pétroliers. Si les exportations peuvent se faire par les pipelines, les pétroliers ou les camions-citernes, elles le seront presque toujours par l'une de ces méthodes. Il faut supposer que les pétroliers sont presque toujours utilisés pour les exportations.
Raffinage du pétrole	Tout	10 ³ m ³ de pétrole raffiné.	Se référer directement aux statistiques nationales si elles sont disponibles; dans le cas contraire, fixer cette valeur égale à la production totale plus les importations moins les exportations.
Distribution de produit raffiné	Essence	10 ³ m ³ de produit distribué.	Se référer directement aux statistiques nationales si elles sont disponibles; sinon fixer la valeur égale à la production totale de gazoline par les raffineries plus les importations moins les exportations.

TABLEAU 4.2.7(SUITE) CONSEILS POUR OBTENIR LES VALEURS DE DONNEES SUR LES ACTIVITES NECESSAIRES POUR UTILISER L'APPROCHE DE NIVEAU 1 DESTINEE A ESTIMER LES EMISSIONS FUGITIVES IMPUTABLES AUX OPERATIONS PETROLIFERES ET GAZEIFERES			
	Diesel	10 ³ m ³ de produit transporté.	Se référer directement aux statistiques nationales si elles sont disponibles; sinon, fixer la valeur égale à la production totale de gazoline par les raffineries plus les importations moins les exportations.
	Essence aviation	10 ³ m ³ de produit transporté.	Se référer directement aux statistiques nationales si elles sont disponibles; sinon, fixer la valeur égale à la production totale de gazoline par les raffineries plus les importations moins les exportations.
	Kérosène pour carburéacteur	10 ³ m ³ de produit transporté.	Se référer directement aux statistiques nationales si elles sont disponibles; sinon, fixer la valeur égale à la production totale de gazoline par les raffineries plus les importations moins les exportations.

NIVEAU 3

Les questions spécifiques à étudier lorsqu'il est question de recueillir les données sur les activités détaillées requises pour appliquer une approche de Niveau 3 comprennent les points suivants :

- Les statistiques sur la production devraient être désagrégées pour saisir les changements de débit (par ex., en raison des importations, des exportations, du retraitement, des retraits, etc.) constatés dans la chaîne des systèmes pétroliers et gazéifères.
- Les statistiques de production fournies par les bureaux nationaux doivent être utilisées préférablement à celles fournies par les organismes internationaux tels que l'AIE ou les Nations Unies, en raison de leur meilleure fiabilité et désagrégation. Les groupes établissant des rapports à l'échelle régionale, provinciale/ou de l'État peuvent offrir une désagrégation plus importante encore.
- Les données sur la production utilisées dans l'estimation des émissions fugitives doivent être corrigées, lorsque c'est applicable, pour prendre en compte toute importation ou exportation nettes. Il est possible que les données sur les importations et les exportations soient disponibles pour un pays tandis que les données sur la production ne le soient pas ; toutefois, le contraire est improbable.
- Lorsque le méthane piégé dans les gisements de charbon est produit par un système de collecte de gaz naturel, toute émission fugitive associée doit être reportée dans les catégories appropriées de prospection et de production de gaz naturel. Cette classification se fera par défaut puisque le gaz produit devient une marchandise une fois intégré dans le système de collecte du gaz, et sera automatiquement représenté de la même manière que les gaz provenant des autres puits le sont lorsqu'ils intègrent le système de collecte. Le fait que le gaz provienne d'une formation de charbon se notera seulement à un niveau très désagrégé. Lorsque la formation de charbon est dégazée, peu importe la raison et que le gaz n'est pas produit dans un système de collecte des gaz, les émissions associées devront être affectées au secteur du charbon sous la section appropriée de la Catégorie 1.B.1. du GIEC.
- Les volumes ventilés et brûlés tirés des statistiques pétrolières et gazéifères sont des données à haut risque puisque ces valeurs sont généralement des estimations et ne sont pas basées sur des mesures effectives. En outre, les valeurs sont souvent cumulées et simplement déclarées comme des volumes de brûlage. Les pratiques opérationnelles de chaque segment de l'industrie doivent être révisées avec les représentants des industries pour déterminer si les volumes déclarés sont effectivement ventilés ou brûlés ou s'il faut élaborer une répartition appropriée de la ventilation par rapport au brûlage. Il conviendrait d'organiser des audits et des révisions pour chaque segment de l'industrie pour vérifier si tous les volumes ventilés et brûlés sont déclarés de manière effective (par exemple, les émissions de gaz de solution imputables aux réservoirs et aux installations de traitement du stockage, le brûlage/la ventilation d'urgence, les fuites dans les systèmes de ventilation/de brûlage et les volumes d'explosion et de purge ne doivent pas être obligatoirement déclarés).

- Les données d'infrastructure sont plus difficiles à obtenir que les statistiques sur la production. Les informations concernant les nombres et les types d'installations principales et les types de procédés utilisés dans ces installations peuvent souvent être obtenues auprès des agences de réglementation et les groupes industriels, ou directement auprès des entreprises elles-mêmes.
- Les informations sur les installations mineures (comme le nombre de déshumidificateurs et les compresseurs de champ) ne sont pas disponibles généralement, même auprès des entreprises pétrolières et gazéifères. Par conséquent, on peut estimer, en se fondant sur les pratiques de conception sur place le nombre de ces installations. Ceci peut nécessiter un travail sur le terrain pour élaborer les facteurs ou les corrélations appropriés de l'estimation.
- De nombreuses entreprises utilisent les systèmes informatisés de gestion d'information en matière de d'inspection et d'entretien. Ces systèmes peuvent être un moyen très fiable de compter les unités principales d'équipement (comme les unités de compresseurs, les chauffages de traitement et les bouilleurs, etc.) dans les installations sélectionnées. En outre, il arrive que certains départements au sein d'une entreprise maintiennent des bases de données d'un certain type d'équipement ou d'installations pour diverses raisons internes (par ex., la comptabilité fiscale, la comptabilisation de la production, les dossiers d'assurance, les programmes de contrôle de la qualité, la vérification de la sécurité, le renouvellement des licences, etc.). Des efforts doivent être faits pour identifier ces sources d'information potentiellement utiles.
- Le comptage des composants par type d'unité de traitement peut varier sensiblement entre les installations et les pays en raison des différences dans les pratiques de conception et d'opération. Ainsi, s'il peut être utile dans un premier temps d'utiliser les valeurs tirées de la documentation générale, les pays devraient s'efforcer d'élaborer leurs propres valeurs.
- Lorsqu'on compte les composants des installations et des équipements, il est vital d'utiliser une terminologie cohérente et des définitions claires pour permettre de faire des comparaisons valables des résultats avec d'autres pays.
- Il est possible de rapporter certaines statistiques de production en unités d'énergie (basées sur leur pouvoir calorifique), il faudra pour cela les convertir en volume, ou vice-versa, pour appliquer les facteurs d'émission disponibles. Généralement, lorsque les valeurs de production sont exprimées en unités d'énergie, elles le sont en termes de pouvoir calorifique brut (PCB) (ou plus élevé) du produit. Toutefois, lorsque les facteurs d'émission sont exprimés en unités d'énergie, c'est normalement en termes de pouvoir calorifique net (PCN) (ou inférieur) du produit. Pour convertir les données d'énergie de PCB en PCN, l'Agence Internationale d'Énergie suppose une différence de 5 pour cent pour le pétrole et de 10 pour cent pour le gaz naturel. Les flux de gaz naturel individuels qui sont soit très riches soit élevés en impuretés peuvent différer de ces valeurs moyennes. Les facteurs d'émission et les données sur les activités peuvent être cohérents l'un avec l'autre.
- Les importations et les exportations de pétrole et de gaz changeront de niveau d'activité lorsqu'on fait correspondre les parties en aval de ces systèmes.
- Les activités de production auront tendance à être la contribution principale aux émissions fugitives imputables aux activités pétrolières et gazéifères dans les pays affichant des volumes faibles d'importation par rapport aux volumes de consommation et d'exportation. La transmission et la distribution de gaz et le raffinage de pétrole auront tendance à être les contributions principales des émissions fugitives dans les pays affichant des volumes d'importation relativement élevés. Dans l'ensemble, tous les importateurs nets auront tendance à déclarer des émissions spécifiques inférieures à celles des exportateurs nets.

4.2.2.5 EXHAUSTIVITE

L'exhaustivité est une question importante pour élaborer un inventaire d'émissions fugitives dans l'industrie pétrolière et gazéifère. On peut y parvenir en procédant à des comparaisons directes avec les autres pays et, pour des inventaires affinés en procédant à des comparaisons entre les entreprises individuelles dans le même segment et sous-catégorie d'industrie. À cette fin, il faut utiliser des définitions et des programmes de classification cohérents. Par exemple, au Canada, l'industrie pétrolière en amont a adopté un programme de référence qui compare les résultats d'inventaire des émissions des entreprises individuelles en termes d'intensité de production-énergie et l'intensité production—carbone. De tels critères de référence permettent aux entreprises d'évaluer leur performance relative en matière d'environnement. Elles permettent, également, à un niveau élevé de déceler les anomalies ou les erreurs possibles qui doivent être soumises à une enquête ou résolues.

Les facteurs indicatifs présentés dans le Tableau 4.2.8 peuvent être utilisés pour qualifier les pertes spécifiques de méthane en termes de faibles, moyennes ou élevées et pour aider à déterminer leur cohérence. Si les pertes

spécifiques de méthane sont nettement inférieures au point de référence faible ou sont supérieures au point de référence élevé, il faudra l'expliquer; autrement les facteurs peuvent servir à indiquer l'absence ou le double comptage des contributions respectivement. Il ne faut pas utiliser la classification des pertes spécifiques de méthane par rapport aux facteurs indicateurs présentés comme une base pour choisir l'approche d'estimation la plus appropriée ; il sera préférable de considérer dans leur ensemble les émissions totales (comme le produit de données sur les activités et les facteurs d'émission), la complexité de l'industrie et les ressources d'évaluation disponibles.

Lorsque les inventaires d'émission sont élaborés sur la base d'une compilation d'inventaires individuels au niveau des entreprises, il faudra veiller à ce que toutes les entreprises y soient intégrées. Il faudra peut-être procéder à des extrapolations appropriées pour prendre en compte les entreprises n'établissant pas de rapports.

Installations	Données sur les activités	Facteurs d'émission par année			Unités de mesure
		Faibles	Moyennes	Élevées	
Production et traitement	Production nette de gaz (soit la production destinée au marché)	0,05	0,2	0,7	% de production nette
Systèmes de pipelines de transmission	Longueur des pipelines de transmission	200	2 000	20 000	m ³ /km/an
Stations de compresseurs	Capacité installée du compresseur	6 000	20 000	100 000	m ³ /MW/an
Stockage souterrain	Capacité de travail des stations de stockage souterraines	0,05	0,1	0,7	% de capacité de travail du gaz
Usine LNG (liquéfaction ou regazage)	Débit de gaz	0,005	0,05	0,1	% du débit
Stations de comptage et de régulateur	Nombre de stations	1 000	5 000	50 000	m ³ /station/an
Distribution	Longueur du réseau de distribution	100	1 000	10 000	m ³ /km/an
Utilisation de gaz	Nombre d'appareils à gaz	2	5	20	m ³ /appareil/an

Source: Adaptée par les auteurs à partir de travaux actuellement non publiés par l'Union internationale du gaz, et sur la base de données sur une douzaine de pays dont la Russie et l'Algérie.

Les sources individuelles plus petites, lorsqu'elles sont cumulées au niveau national sur une année sont souvent des contributions totales notables. C'est pourquoi les *bonnes pratiques* exigent de ne pas les négliger. Une fois qu'une estimation approfondie a été réalisée, il faudra s'en servir comme base pour simplifier l'approche et mieux affecter les ressources dans le futur pour mieux diminuer les incertitudes des résultats.

Lorsqu'un pays a estimé ses estimations fugitives imputables à une partie ou à tout un système de pétrole et de gaz naturel sur la base des documents estimatifs déclarés par les entreprises individuelles de pétrole et de gaz, les *bonnes pratiques* recommandent de documenter les étapes prises pour garantir que ces résultats sont complets,

transparents et cohérents dans les séries temporelles. Il faudra insister sur les corrections faites pour prendre en compte les entreprises ou les installations qui n'ont pas fait de rapport, et sur les mesures prises pour éviter l'absence de comptage ou le double comptage (en particulier lorsqu'il y a eu changement de propriétaire) et sur les mesures prises pour estimer les incertitudes.

4.2.2.6 ÉLABORATION DE SÉRIES TEMPORELLES COHÉRENTES

Dans l'idéal, les estimations des émissions seront préparées pour l'année de base et les années suivantes en utilisant la même méthode. Le but est d'obtenir des estimations d'émissions intégrées dans des séries temporelles qui traduisent des tendances réelles des émissions de gaz à effet de serre. Les facteurs d'émission ou de contrôle qui évoluent avec le temps (par ex., en raison des changements de la source démographique ou de la pénétration des technologies de contrôle) devront être régulièrement actualisés et, à chaque fois appliqués uniquement à la période pour laquelle ils sont valables. Par exemple, si un appareil de contrôle d'émission convient à une source rétrospectivement, alors un nouveau facteur d'émission s'appliquera à la source en question dorénavant et pour la suite; néanmoins, le facteur d'émission, précédemment appliqué reflétant les conditions précédant la rétrospection, devra cependant être appliqué pour toutes les années précédentes dans les séries temporelles. Si un facteur d'émission a été affiné par des essais supplémentaires et reflète aujourd'hui une meilleure compréhension de la source ou de la catégorie de source, alors toutes les estimations précédentes devront être actualisées pour refléter l'utilisation du facteur amélioré et être déclarées de manière transparente.

Lorsque certaines données historiques manquent, il est encore possible d'utiliser les résultats de mesure spécifiques à la source conjugués avec des techniques d'analyse rétrospective pour établir une relation acceptable entre les émissions et les données sur les activités dans l'année de base. Les approches pour y parvenir dépendront de la situation spécifique et sont examinées en termes généraux dans le Chapitre 5 du Volume 1 des Lignes directrices 2006.

Si les estimations des émissions sont élaborées sur la base d'un document des estimations des entreprises individuelle, il faudra des efforts supplémentaires pour garder une cohérence des séries temporelles, notamment lorsque des changements fréquents de propriétaires des installations se produisent et que des méthodologies et des facteurs d'émission différents sont appliqués à chaque nouveau propriétaire sans reporter ces changements dans les séries temporelles.

4.2.2.7 ÉVALUATION DES INCERTITUDES

Les sources d'erreur qui peuvent se produire comprennent les points suivants :

- Erreur de mesure ;
- Erreur d'extrapolation ;
- Incertitudes inhérentes aux techniques d'estimation sélectionnées ;
- Information manquante ou incomplète concernant la population source et les données sur les activités ;
- Compréhension mauvaise des variations temporelles et saisonnières des sources ;
- Comptage au-dessus ou en dessous de la norme en raison de la confusion ou des incohérences dans les divisions de catégorie et dans les définitions des sources ;
- Mauvaise application des données sur les activités et facteurs d'émission ;
- Erreurs dans les données sur les activités déclarées ;
- Absence de comptage des opérations de transfert intermédiaire et des activités de retraitement (par ex., le retraitement du pétrole déversé, le traitement de réception de pétrole étranger et déshumidification répétée des flux de gaz : sur le terrain, à l'usine, et après stockage);
- Les différences dans l'efficacité des appareils de contrôle, la détérioration potentielle de leur performance dans le temps et l'absence de comptage des mesures de contrôle.

Des conseils concernant l'évaluation des incertitudes des facteurs d'émission et des données sur les activités sont présentés dans les sous-sections ci-dessous.

4.2.2.7.1 INCERTITUDES RELATIVES AUX FACTEURS D'ÉMISSION

L'incertitude liée à un facteur d'émission dépendra aussi bien de la précision des mesures qui servent de base que du degré auquel ces résultats reflètent le comportement moyen de la population source cible. Dans ces conditions, les facteurs d'émission mis au point sur la base des données mesurées dans un pays risquent de présenter une série d'incertitudes lorsque les facteurs sont appliqués dans ce pays et une autre série d'incertitudes lorsqu'ils sont appliqués de manière semblable dans un pays différent. Ainsi, s'il est difficile d'établir une série d'incertitudes qui pourra être toujours appliquée, une série de valeurs par défaut a été fournie pour les facteurs par défaut présentés dans les Tableaux 4.2.4 et 4.2.5. Ces incertitudes sont estimées sur la base d'un jugement d'expert et reflètent le niveau d'incertitude prévu lorsque les facteurs d'émission correspondants sont utilisés pour déterminer les estimations d'émissions au niveau national. L'utilisation des facteurs présentés pour estimer les émissions imputables aux installations ou aux sources individuelles risque de créer des incertitudes bien plus grandes.

4.2.2.7.2 INCERTITUDES RELATIVES AUX DONNÉES SUR LES ACTIVITÉS

Les pourcentages cités dans cette section sont basés sur des jugements d'expert et ont pour but d'approcher l'intervalle de confiance de 95 pour cent pour l'estimation centrale. Les compositions de gaz sont généralement précises avec un intervalle de ± 5 pour cent pour les composants individuels. Les taux des flux ont généralement des erreurs de ± 3 pour cent ou moins pour les volumes de vente et de ± 15 pour cent ou plus pour les autres volumes. Les statistiques de production ou analyses de disposition² risquent de ne pas être semblables selon les différentes agences chargées de rapport même si elles sont basées sur les mêmes résultats originaux de mesure (par ex., en raison des différences possibles de terminologie et d'erreurs potentielles qui peuvent apparaître dans le résumé de ces données). Ces divergences peuvent être utilisées comme un indicateur de l'incertitude des données. Des incertitudes supplémentaires peuvent exister si les résultats originaux de mesures renferment un biais inhérent (par exemple, les comptages au point de vente sont souvent conçus pour se tromper en faveur du client, et les systèmes de manipulation des liquides auront un biais négatif en raison des pertes par évaporation). On peut supposer que le comptage aléatoire et les erreurs de comptabilisation sont négligeables lorsqu'ils sont cumulés dans l'industrie.

Le comptage des installations principales (par ex., les usines à gaz, les raffineries et les stations de compression à transmission) se fera généralement avec peu ou pas de d'erreurs (par ex., moins de 5 pour cent). Lorsque ces comptages ont des erreurs, ils seront généralement dus à certaines incertitudes liées au nombre de nouvelles installations construites et d'anciennes installations démontées au cours de la période étudiée.

Le comptage des installations de sites de puits, les installations de champs mineurs et les stations de compresseurs à collecte de gaz, ainsi le type et le nombre d'équipement de chaque site, sont autant d'éléments moins connus avec précision, s'ils sont connus (par ex., au moins ± 25 pour cent d'incertitudes ou plus).

Les estimations de réduction d'émission découlant des actions de contrôle individuelles peuvent avoir une précision de quelques pourcentages près de ± 25 pour cent selon le nombre de sous-systèmes ou de sources étudiés.

4.2.3 L'inventaire de l'assurance de la qualité/du contrôle de la qualité (AQ/CQ)

Selon *les bonnes pratiques*, il est nécessaire de mettre en œuvre des vérifications de contrôle telles qu'elles ont été énoncées dans le Chapitre 6 du Volume 1 des *Lignes directrices 2006 du GIEC*, dans les Procédures CQ du niveau de l'inventaire général de Niveau 1 et les revues d'expert relatives aux estimations des émissions. Des vérifications supplémentaires de contrôle de la qualité, telles qu'elles sont énoncées dans le Chapitre 5 du Volume 1 des *Lignes directrices 2006 du GIEC*, et des procédures d'assurance de la qualité peuvent être également applicables, notamment si les méthodes de niveau plus élevé sont utilisées pour déterminer les émissions de cette catégorie de source. Les organismes chargés des inventaires sont encouragés à recourir à des AQ/CQ de niveau plus élevé pour les *catégories de source clé* telles qu'elles sont identifiées dans le Chapitre 4 du Volume 1 des *Lignes directrices 2006 du GIEC*.

² Une analyse de disposition offre une comptabilisation synthétisée des hydrocarbures produits de la tête de puits, ou du point de réception, en passant par le point final de vente ou par le point d'exportation. Les catégories traditionnelles de disposition comprennent les volumes brûlés/ventilés, l'usage du combustible, les pertes de systèmes, les volumes ajoutés à/ou soustraits de l'inventaire/stockage, les importations, les exportations, etc.

Outre les conseils apportés dans le Chapitre 6 du Volume 1 des Lignes directrices 2006 du GIEC, des procédures spécifiques relevant de cette catégorie de source sont énoncées ci-dessous.

PARTICIPATION DE L'INDUSTRIE

Les inventaires d'émissions pour les grandes industries pétrolières et gazéifères complexes seront sujets à des erreurs majeures en raison de l'absence ou du mauvais comptage des sources. Pour minimiser ces erreurs, il est important d'obtenir une participation active de l'industrie dans la préparation et l'affinage de ces inventaires.

RÉVISION DES MESURES DIRECTES D'ÉMISSION

Si les mesures directes sont utilisées pour élaborer des facteurs d'émission spécifiques au pays, l'organisme chargé de l'inventaire devra établir si les mesures réalisées au site sont faites selon des méthodes standards reconnues. Si les pratiques de mesures ne remplissent pas les critères, alors la manière dont les données d'émission sont utilisées devra être soigneusement évaluée, les estimations réétudiées et les qualifications documentées.

VÉRIFICATION DES FACTEURS D'ÉMISSION

L'organisme chargé de l'inventaire devra comparer les facteurs basés sur les mesures aux facteurs par défaut du GIEC et les facteurs élaborés par d'autres pays présentant des caractéristiques industrielles semblables. Si les facteurs par défaut du GIEC sont utilisés, l'organisme chargé de l'inventaire devra veiller à ce qu'ils soient applicables et qu'ils relèvent de cette catégorie. Si possible, les facteurs par défaut du GIEC devront être comparés aux données nationales ou locales pour fournir des indications supplémentaires sur la possibilité d'appliquer ces facteurs.

VÉRIFICATION DE DONNÉES SUR LES ACTIVITÉS

Plusieurs types différents de données sur les activités peuvent être nécessaires pour la catégorie de source en question, selon le Niveau méthodologique utilisé pour estimer les émissions. Lorsque les données sur les activités sont disponibles à partir de multiples sources (soit des statistiques nationales et des sociétés d'industries), ces séries de données devront être comparées entre elles pour vérifier leur cohérence. Des différences notables dans les données devront être expliquées et documentées. Les tendances des facteurs principaux d'émission et les données sur les activités sur la durée devront être vérifiées et toute anomalie éclaircie.

RÉVISION EXTERNE

Les inventaires d'émission pour les grandes industries pétrolières et gazéifères complexes seront sujets à des erreurs notables en raison de l'absence ou de mauvais comptage des sources, ou en raison de l'adaptation de la moyenne des facteurs d'émission extraits d'une source de données, laquelle représente des estimations d'un pays ou d'une région différents qui sont dotés de caractéristiques opérationnelles différentes de celles du pays où les facteurs d'émission sont appliqués. Pour minimiser ces erreurs, il est important d'obtenir une participation industrielle active dans la préparation et l'affinage de ces inventaires.

4.2.4 ÉTABLISSEMENT DES RAPPORTS ET DOCUMENTATION

Les bonnes pratiques recommandent de documenter et d'archiver toutes les informations nécessaires pour produire les estimations d'inventaires nationaux d'émission, tels qu'ils sont énoncés dans le Chapitre 8 du Volume 1 des Lignes directrices 2006.

Il n'est peut-être pas pratique d'inclure toute la documentation de support dans le rapport d'inventaires. Toutefois, il faudra au minimum, y inclure les résumés des méthodes utilisées et les références aux données de source, de sorte que les estimations déclarées des émissions soient transparentes et que les étapes de calcul soient retracées. Il est à prévoir que nombreux pays utilisent une combinaison de Niveaux méthodologiques pour évaluer la quantité des émissions fugitives de gaz à effet de serre imputables à différentes parties des systèmes de pétrole et de gaz naturel. Les choix spécifiques devront refléter l'importance relative des différentes sous-catégories et la disponibilité des données et des ressources nécessaires pour étayer les calculs correspondants. Le Tableau 4.2.9 est un modèle d'échantillon, comprenant des entrées de données comme exemples, à utiliser pour résumer de manière pratique les méthodologies, les sources de facteurs d'émission et les données sur les activités, qui sont appliqués.

Dans la mesure où les facteurs d'émission et les procédures d'estimation sont continuellement améliorés et affinés, il est possible que des changements aient lieu dans les émissions déclarées sans changements effectifs dans les émissions réelles. Dans ces conditions, il faudra discuter clairement des principes qui fondent tout changement de résultats entre les recalculs des inventaires et souligner ceux imputables uniquement aux changements de méthodes et de facteurs.

La question sur les informations commerciales confidentielles variera avec les régions selon le nombre d'entreprises sur le marché et le type des affaires. L'importance de cette question a tendance à s'accroître à mesure que l'on progresse en aval dans l'industrie pétrolière et gazéifère. Un moyen courant de faire face à de telles questions lorsqu'elles apparaissent est de cumuler les données en recourant à une tierce partie indépendante et réputée.

Les conseils prodigués ci-dessus sur les établissements de rapport et la documentation s'appliquent à toutes les solutions méthodologiques. Lorsque les approches de Niveau 3 sont employées, il importe de veiller à ce que les procédures appliquées soient détaillées ou bien à ce que les références disponibles pour ces procédures soient citées puisque les Lignes directrices du GIEC ne décrivent pas d'approche standard de Niveau 3 pour le secteur pétrolier et gazéifère. La gamme est large qui puisse intégrer ce qui peut être potentiellement classé comme une approche de Niveau 3 et par voie de conséquence, intégrer la quantité d'incertitudes des résultats. Dans le cas où on en dispose, les indicateurs de résumé de performance et d'activité devront être déclarés pour aider à mettre les résultats en perspective (par ex., les niveaux totaux de production et les distances des acheminements, les importations et exportations nettes, l'énergie spécifique et les intensités de carbone et d'émission). Les résultats déclarés des émissions devront également inclure une analyse de tendances pour traduire les évolutions des émissions, des données sur les activités et les intensités d'émission (soit les émissions moyennes par unité d'indicateur d'activité) dans le temps. La précision que l'on attend des résultats devra être énoncée et les zones qui affichent le plus d'incertitudes clairement recensées. Ces principes sont cruciaux pour permettre une interprétation correcte des résultats et les annonces de réductions nettes.

Certaines agences gouvernementales et des associations d'industrie ont tendance actuellement à élaborer des manuels de méthodologie détaillés et des modèles de rapports destinés à des segments et des sous-catégories spécifiques de l'industrie. C'est peut-être le moyen le plus pratique d'entretenir, de documenter et de véhiculer l'information sur la question. Toutefois, ces initiatives doivent se conformer au cadre de travail commun établi dans les Lignes directrices du GIEC pour faire en sorte que les résultats des émissions imputables aux différents pays puissent être comparés.

TABLEAU 4.2.9
MODELE POUR RESUMER LA METHODOLOGIE APPLIQUEE ET BASE D'ESTIMATION DES EMISSIONS IMPUTABLES AUX SYSTEMES DE PETROLE ET DE GAZ NATUREL AVEC DES ECHANTILLONS D'ENTREE

Code GIEC	Nom du secteur	Sous-catégorie	Catégorie de source	méthode	Données sur les activités			Facteurs d'émission			
					Type	Base	Année	Base/Référence			Date Valeurs actualisées spécifiques au pays
								CH ₄	CO ₂	N ₂ O	
1.B.2	Pétrole et gaz naturel										
1.B.2.a	Pétrole										
1.B.2.a.i	Ventilation										
1.B.2.a.ii	Brûlage à la torche										
1.B.2.a.iii	Tous les autres										
1.B.2.a.iii.1	Prospection										
1.B.2.a.iii.2	Production et valorisation										
1.B.2.a.iii.3	Transport										
1.B.2.a.iii.4	Raffinage										
1.B.2.a.iii.5	Distribution de produits pétroliers										
1.B.2.a.iii.6	Autres										
1.B.2.b	Gaz naturel										
1.B.2.b.i	Ventilation										

TABLEAU 4.2.9 (SUITE)
MODELE POUR RESUMER LA METHODOLOGIE APPLIQUEE ET BASE D'ESTIMATION DES EMISSIONS IMPUTABLES AUX SYSTEMES DE PETROLE ET DE GAZ NATUREL AVEC DES ECHANTILLONS D'ENTREE

Code GIEC	Nom de secteur	Sous-catégorie	Source Catégorie	Méthode	Données sur les activités			Facteurs d'émission			
					Type	Base	Année	Base/Référence			Date Valeurs actualisées spécifiques au pays
								CH ₄	CO ₂	N ₂ O	
1.B.2.b.ii	Brûlage à la torche										
1.B.2.b.iii	Tous les autres										
1.B.2.b.iii.1	Prospection										
1.B.2.b.iii.2	Production	Préparation du puits	Toutes	Niveau 1	Nombre de puits actifs	Statistiques nationales	2005	D	D	D	---
		Production de gaz	Fuites d'équipement	Niveau 1	Débit	Statistiques nationales	2005	EFDB	EFDB	EFDB	---
1.B.2.b.iii.3	Traitement	Toutes	Fuites d'équipement	Niveau 1	Débit	Statistiques nationales	2005	D	EFDB	EFDB	---
1.B.2.b.iii.4	Transmission et Stockage	Transmission de gaz	Fuites d'équipement	Niveau 2	Nombre d'installations	Enquête d'industrie	2005	CS	CS	---	2005
1.B.2.b.iii.5	Distribution										
1.B.2.b.iii.6	Autres										
1.B.3	Autres émissions imputables à la production d'énergie										
AP – Compendium API D – Facteurs d'émission par défaut du GIEC CS – Facteurs d'émission spécifiques au pays EFDB – Base de données de facteurs d'émission du GIEC											

Références : Extraction des mines de charbon

- BCTRSE (1992). Quantification of methane emissions from British coal mine sources', prepared by British Coal Technical Services and Research Executive for the Working Group on Methane Emissions, The Watt Committee on Energy, UK.
- Bibler C.J. et al (1992). Assessment of the potential for economic development and utilisation of coalbed methane in Czechoslovakia'. EPA/430/R-92/1008. *US Environmental Protection Agency, Office of Air and Radiation, Washington, DC, USA.*
- Franklin, P., Scheehle, E., Collings R.C., Cote M.M. and Pilcher R.C. (2004). White Paper: 'Proposed methodology for estimating emission inventories from abandoned coal mines'. *USEPA, Prepared for 2006 IPCC Greenhouse Gas Inventories Guidelines Fourth Authors Experts Meeting. Energy : Methane Emissions for Coal Mining and Handling, Arusha, Tanzania*
- IPCC/UNEP/OECD/IEA, (1997). Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Paris: Intergovernmental Panel on Climate Change; J. T. Houghton, L.G. Meiro Filho, B.A. Callander, N. Harris, A. Kattenberg, and K. Maskell, eds.; Cambridge University Press, Cambridge, U.K.
- IPCC/UNEP/OECD/IEA, (2000). 'IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories' UNDP & WMO.
- Kershaw S, (2005). Development of a methodology for estimating emissions of methane from abandoned coal mines in the UK, White Young Green for the Department for the Environment, Food and Rural Affairs.
- Lama RD (1992). Methane gas emissions from coal mining in Australia: estimates and control Couchegies' in *Proceedings of the IEA/OECD Conference on Coal, the Environment and Development: Technologies to Reduce Greenhouse Gas Emissions, IEA/OECD, Paris, France, pp. 255-266.*
- Murtha, James A., (2002). Sums and products of distributions: Rules of thumb and applications', *Society of Petroleum Engineers, Paper 77422.*
- Mutmansky, J.M., and Y. Wang, (2000). Analysis of potential errors in determination of coal mine annual methane emissions, *Mineral Resources Engineering, 9, 2, pp. 465-474.*
- Pilcher R.C. et al (1991). Assessment of the potential for economic development and utilisation of coalbed methane in Poland'. EPA/400/1-91/032, US Environmental Protection Agency, Washington, DC, USA.
- US EPA (1993a). Anthropogenic methane emissions in the United States: estimates for the 1990 Report to the US Congress, *US Environmental Protection Agency, Office of Air and Radiation, Washington DC, USA.*
- US EPA (1993b). Global anthropogenic methane emissions; estimates for the 1990 Report to the US Congress, *US Environmental Protection Agency, Office of Policy, Planning and Evaluation. Washington, DC, USA.*
- Williams, D.J. and Saghafi, A. (1993). Methane emission from coal mining – a perspective'. *Coal J.*, **41**, 37-42.
- Zimmermeyer G. (1989). 'Methane emissions and hard coal mining', gluckaufhaus, Essen, Germany, Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus, personal communication.

Références : Pétrole et gaz

- American Petroleum Institute. 2004. Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry. Washington, DC.
- Canadian Association of Petroleum Producers (1999). CH₄ and VOC Emissions From The Canadian Upstream Oil and Gas Industry. Volumes 1 to 4. Calgary, AB.
- Canadian Association of Petroleum Producers (2004). A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H₂S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry. Volumes 1 to 5. Calgary, AB.
- Canadian Petroleum Products Institute (CPPI) and Environment Canada (1991), Atmospheric Emissions from Canadian Petroleum Refineries and the Associated Gasoline Distribution System for 1988. CPPI Report No. 91-7. Prepared by B.H Levelton and Associates Ltd. and RTM Engineering Ltd.
- Gas Research Institute and US Environmental Protection Agency (1996). Methane Emissions from the Natural gas Industry. Volumes 1 to 15. Chicago, IL.
- IPIECA (2003). "Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions." International Petroleum Industry Environmental Conservation Association, London, UK.(December 2003)
- Joint EMEP/CORINAIR (1996), Atmospheric Emission Inventory Guidebook. Volume 1, 2.

- Mohaghegh, S.D., L.A. Hutchins and C.D. Sisk. 2002. Prudhoe Bay Oil Production Optimization: Using Virtual intelligence Techniques, Stage One: Neural Model Building. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 29 September–2 October 2002.
- SFT/SN 2000b: The Norwegian Emission Inventory. Documentation of methodology and data for estimating emissions of greenhouse gases and long-range transboundary air pollutants. Statistics Norway/Norwegian Pollution Control Authority. SN report 2000/1
- US EPA (1995), Compilation of Air Pollutant Emission Factors. Vol. I: Stationary Point and Area Sources, 5th Edition, AP-42; US Environmental Protection Agency, Office of Air Quality Planning and Standards, Research Triangle Park, North Carolina, USA.
- US EPA (1999). Methane Emissions from the U.S. Petroleum Industry. EPA Report No. EPA-600/R-99-010, p. 158, prepared by Radian International LLC for United States Environmental Protection Agency, Office of Research and Development.