

CHAPITRE 5

TRANSPORT, INJECTION ET STOCKAGE GÉOLOGIQUE DU DIOXYDE DE CARBONE

Auteurs

Sam Holloway (Royaume-Uni), Anhar Karimjee (Etats-Unis),

Makoto Akai (Japon), Riitta Pipatti (Finlande), et Kristin Rypdal (Norvège)

Table des matières

5	Transport, injection et stockage géologique du dioxyde de carbone	
5.1	Introduction.....	5.6
5.2	Aperçu.....	5.6
5.3	Capture du CO ₂	5.7
5.4	Transport du CO ₂	5.10
5.4.1	Transport du CO ₂ par pipeline.....	5.11
5.4.2	Transport du CO ₂ par voie maritime.....	5.13
5.4.3	Installations de stockage intermédiaire sur les routes de transport de CO ₂	5.13
5.5	Injection de CO ₂	5.13
5.6	Stockage géologique du CO ₂	5.14
5.6.1	Description des voies/sources des émissions.....	5.14
5.7	Questions méthodologiques.....	5.16
5.7.1	Choix de la méthode.....	5.18
5.7.2	Choix des facteurs d'émission et des données sur les activités.....	5.20
5.7.3	Exhaustivité.....	5.21
5.7.4	Développement d'une série temporelle cohérente.....	5.21
5.8	Evaluation des incertitudes.....	5.21
5.9	Assurance de la qualité / Contrôle de la qualité (AC/CQ) de l'inventaire.....	5.22
5.10	Etablissement de rapports et Documentation.....	5.24
Annexe 5.1	Description des technologies de surveillance possibles des sites de stockage géologique du CO ₂ - résumé.....	5.26
Références	5.35

Equation

Equation 5.1	Emissions nationales totales	5.20
--------------	------------------------------------	------

Figures

Figure 5.1	Représentation schématique des procédés de capture et de stockage du carbone numérotée avec des liens vers les systèmes mentionnés ci-dessus.	5.7
Figure 5.2	Systèmes de capture du CO ₂ (selon le rapport SRCCS) :	5.9
Figure 5.3	Procédures pour estimer les émissions imputables aux sites de stockage du CO ₂	5.16
Figure A1	Illustration de la possibilité de fuite de CO ₂ d'un réservoir de stockage géologique en dehors du site de stockage.	5.26

Tableaux

Tableau 5.1	Catégories de source pour la capture et le stockage du carbone (CSC).....	5.9
Tableau 5.2	Facteurs d'émission par défaut de Niveau 1 pour le transport par pipeline du CO ₂ depuis un site de capture de CO ₂ jusqu'au site de stockage final.....	5.13
Tableau 5.3	Voies d'émission possibles des réservoirs géologiques.....	5.15
Tableau 5.4	Tableau général : aperçu de la capture, du transport, de l'injection du CO ₂ et CO ₂ pour le stockage à long terme	5.23
Tableau A 5.1	Technologies de surveillance possibles des subsurfaces profondes et leurs applications probables.....	5.28
Tableau A 5.2	Technologies de surveillance possibles des subsurfaces peu profondes et leurs applications probables.....	5.30
Tableau A 5.3	Technologies pour déterminer les flux du sol ou de l'eau dans l'atmosphère, et leurs applications possibles	5.31
Tableau A 5.4	Technologies pour la détection des niveaux surélevés de CO ₂ dans l'air et au sol (détection de fuites)	5.32
Tableau A 5.5	Mesures indirectes pour détecter les fuites des sites de stockage géologiques de CO ₂	5.33
Tableau A 5.6	Technologies de surveillance des niveaux de CO ₂ dans l'eau de mer, et leurs applications possibles.....	5.34

Encadré

Encadré 5.1	Calcul des facteurs d'émission par défaut pour le transport par pipeline du CO ₂	5.12
-------------	---	------

5 TRANSPORT, INJECTION ET STOCKAGE GÉOLOGIQUE DU DIOXYDE DE CARBONE

5.1 INTRODUCTION

La capture et le stockage (CSC) du dioxyde de carbone (CO₂) sont une des actions possibles à mettre en œuvre pour réduire les émissions de gaz à effet de serre imputables à l'utilisation continue des combustibles fossiles.

Sous sa forme la plus simple, le procédé de CSC est une chaîne constituée de trois étapes majeures : la capture et la compression du CO₂ (généralement dans une importante installation industrielle¹), son transport vers un site de stockage et son isolation de l'atmosphère sur le long terme. Le GIEC (2005) a produit un Rapport spécial sur la capture et le stockage du dioxyde de carbone (SRCCS), dans lequel on trouve des informations supplémentaires sur la CSC. Les informations présentées dans les présentes Lignes directrices ont été produites en consultation avec les auteurs du rapport SRCCS.

Le stockage géologique peut se produire dans des réservoirs souterrains naturels tels que des champs de pétrole ou de gaz, des couches de charbon et des formations salines aquifères en utilisant des barrières géologiques naturelles pour isoler le CO₂ de l'atmosphère. Une description des procédés de stockage impliqués est présentée au Chapitre 5 du SRCCS. Le stockage géologique du CO₂ peut avoir lieu soit dans des sites exclusivement destinés au stockage du CO₂, soit dans des sites où le stockage est associé avec des opérations de récupération assistée du pétrole, de récupération assistée de gaz ou récupération assistée de méthane dans une couche de houille (RAP, RAG et RAMCH respectivement).

Les présentes Lignes directrices présentent des recommandations pour estimer les émissions pour le transport, l'injection et le stockage géologique (CSGC) du dioxyde de carbone uniquement. Des méthodes pour estimer les émissions ne sont présentées pour aucun autre type d'option de stockage comme le stockage océanique ou la conversion de CO₂ en carbonates inorganiques solides. À l'exception de la carbonation minérale de certains déchets, ces technologies en sont au stade de la recherche plutôt qu'au stade de la démonstration ou aux dernières phases de développement technologique (GIEC 2005). Si et quand elles atteignent les dernières phases de développement, des recommandations pourront être apportées dans les futures versions révisées des Lignes directrices pour compiler les inventaires des émissions imputables à ces technologies.

Les émissions imputables aux combustibles fossiles utilisés pour la capture, la compression, le transport, et l'injection du CO₂, ne sont pas traitées dans le présent chapitre. Ces émissions sont incluses et rapportées dans l'inventaire national en tant qu'utilisation énergétique dans les catégories d'utilisation de l'énergie stationnaire ou mobile appropriées. Les combustibles utilisés par les navires engagés dans le transport international seront exclus si nécessaire par les règles relatives aux soutes, quel que soit le chargement. Il n'est pas souhaitable d'élargir les dispositions relatives aux soutes aux émissions imputables à toute énergie utilisée dans les pipelines en fonctionnement.

5.2 APERÇU

Dans les présentes Lignes directrices, la chaîne de capture et de stockage géologique du CO₂ est sous-divisée en quatre systèmes (Figure 5.1) :

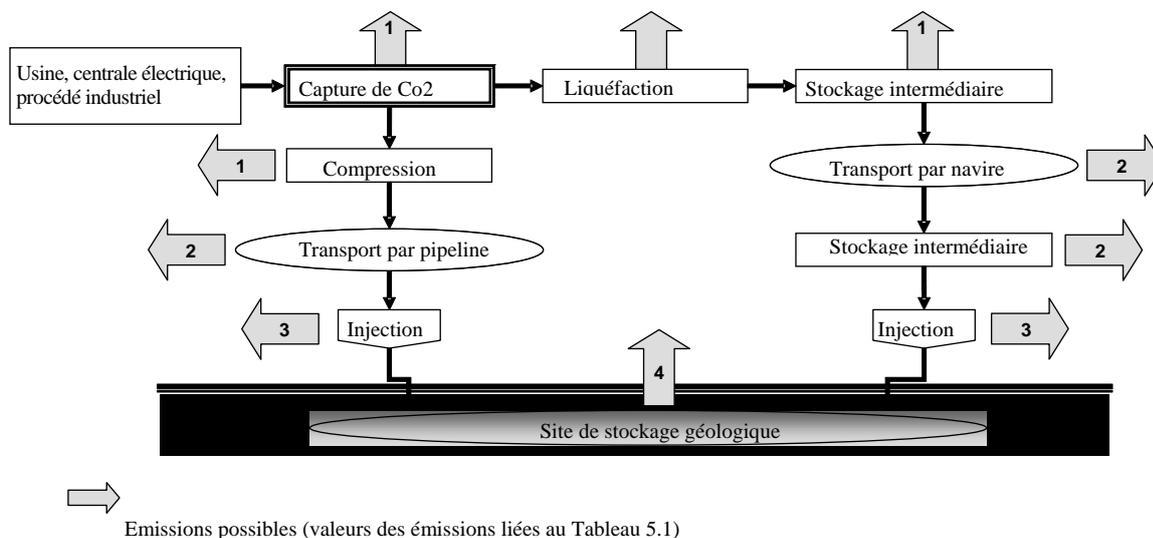
1. Système de capture et de compression. La frontière des systèmes inclut la capture, la compression et, si nécessaire, le conditionnement pour le transport.
2. Système de transport. Les pipelines et les navires sont considérés comme les moyens de transport à grande échelle du CO₂ les plus probables. La frontière des systèmes en amont est l'évacuation de l'usine de compression/conditionnement dans le système de capture et de compression. La frontière des systèmes en aval est l'extrémité aval d'un pipeline de transport, ou l'installation de déchargement d'un navire. Il

¹ La production d'énergie, la fabrication sidérurgique, le traitement du gaz naturel, la fabrication du ciment, la production d'ammoniac, la production d'hydrogène et les usines de fabrication d'éthanol sont des exemples d'importantes sources ponctuelles de CO₂ où la capture est possible.

convient de faire remarquer qu'il peut y avoir des stations de compression le long du système de pipeline, en plus de toute compression dans le Système 1 ou le Système 3.

3. Système d'injection. Le système d'injection se compose d'installations de surface au site d'injection, par exemple des installations de stockage, des collecteurs de distribution au bout du pipeline de transport, des pipelines de distribution vers les puits, des installations de compression supplémentaires, des systèmes de mesure et de surveillance, des têtes de puits et des puits d'injection. La frontière des systèmes en amont est l'extrémité aval du pipeline de transport ou l'installation de déchargement d'un navire. La frontière des systèmes en aval est le réservoir de stockage géologique.
4. Système de stockage. Le système de stockage comprend le réservoir de stockage géologique.

Figure 5.1 Représentation schématique des procédés de capture et de stockage du carbone numérotée avec des liens vers les systèmes mentionnés ci-dessus.



Le présent chapitre ne donne pas de recommandation sur la capture et la compression du CO₂. Un résumé succinct et des informations concernant les recommandations sur l'estimation des émissions pour la capture et la compression du CO₂ sont présentés à la Section 5.3. Des recommandations sur la compilation des inventaires des émissions imputables aux systèmes de transport, d'injection et de stockage du CO₂ de la chaîne CSGC sont données aux Sections 5.4, 5.5 et 5.6 du présent chapitre, respectivement. Les émissions fugitives imputables aux installations de surface sur les sites de RAP, RAG et RAMCH (avec ou sans stockage de CO₂) sont classées comme opérations pétrolières et gazières. Des recommandations relatives à l'estimation de ces émissions sont présentées au Chapitre 4 du Volume 2. Les émissions imputables aux réservoirs de stockage souterrain aux sites de RAP, RAG et RAMCH sont classées comme émissions imputables aux sites de stockage géologique et les recommandations sur l'estimation de ces émissions sont présentées à la Section 5.7 du présent chapitre.

Le Tableau 5.1 montre les catégories dans lesquelles les émissions imputables aux systèmes de transport, d'injection et de stockage du CO₂ sont rapportées.

5.3 CAPTURE DU CO₂

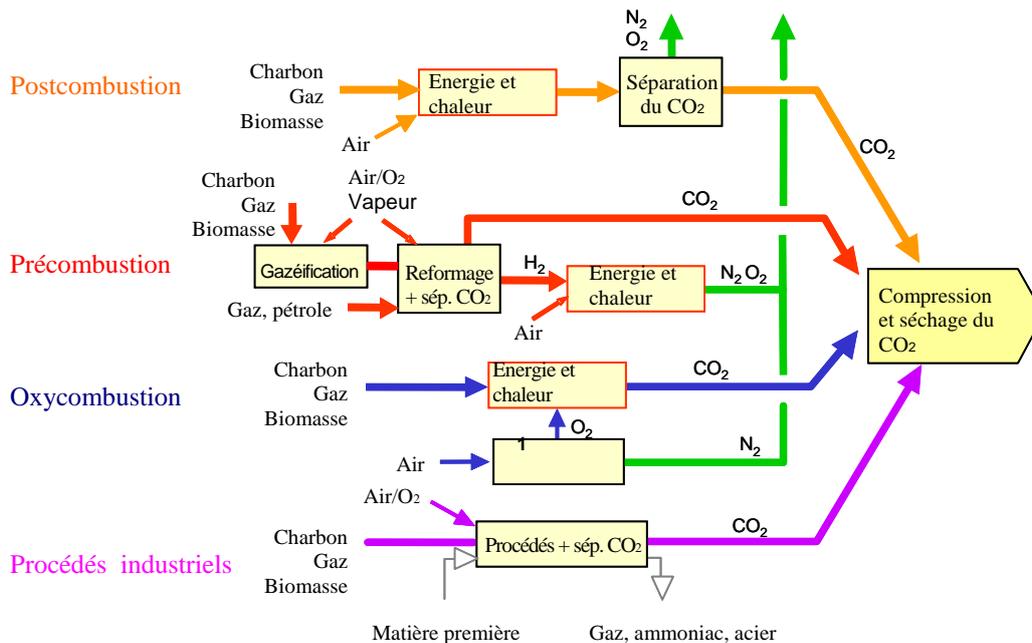
Les émissions anthropiques de dioxyde de carbone sont principalement dues à la combustion de combustibles fossiles (et de la biomasse) dans les secteurs de la production d'énergie, des bâtiments, du transport et le secteur industriel. Le CO₂ est aussi émis à partir de sources non-combustion dans certains procédés industriels comme la fabrication du ciment, le traitement du gaz naturel et la production d'hydrogène.

La capture du CO₂ produit un flux concentré de CO₂ à haute pression qui peut être acheminé vers un site de stockage et être stocké. Dans les présentes Lignes directrices, la frontière des systèmes pour la capture inclut la compression, ainsi que tout séchage ou autre conditionnement du CO₂ qui a lieu avant le transport.

Les centrales électriques et d'autres grandes installations industrielles sont les meilleurs candidats en matière de capture de CO₂, bien que ce soient les courants de CO₂ d'une grande pureté séparés du gaz naturel dans l'industrie du traitement du gaz qui ont été capturés et stockés jusqu'à présent. La technologie disponible est généralement déployée de sorte à capturer environ 85-95 % du CO₂ traité dans une usine de capture (GIEC, 2005). La Figure 5.2, du rapport SRCCS, donne un aperçu des procédés pertinents. Les principales techniques sont brièvement décrites ci-dessous. Plus de détails sont disponibles dans le Chapitre 3 du SRCCS :

- La capture postcombustion : Le CO₂ peut être séparé des gaz de cheminée de l'usine de combustion ou des courants de gaz naturel et alimenter une unité de compression et de séchage afin d'amener un courant de CO₂ relativement propre et sec vers un système de transport. Ces systèmes utilisent normalement un solvant liquide pour capturer le CO₂.
- La capture précombustion : Elle traite le combustible dans un réacteur avec de l'oxygène ou de l'air, et/ou de la vapeur pour produire un « gaz de synthèse » ou « gaz combustible » composé essentiellement de monoxyde de carbone et d'hydrogène. La réaction du monoxyde de carbone avec la vapeur dans un réacteur catalytique, appelé réacteur de conversion, permet d'obtenir du CO₂ et davantage d'hydrogène. Le CO₂ est ensuite séparé du mélange gazeux, généralement par un procédé d'absorption physique ou chimique, et donne un combustible riche en hydrogène qui peut être utilisé dans de nombreuses applications, comme les chaudières, les fourneaux, les turbines à gaz et les piles à combustible. Cette technologie est largement utilisée dans la production d'hydrogène, principalement utilisée dans la fabrication d'ammoniac et d'engrais, et dans les opérations de raffinage de pétrole. Des recommandations sur l'estimation et la présentation des émissions imputables à ce procédé sont données au Chapitre 2, Section 2.3.4 du présent volume.
- La capture par oxycombustion : Les procédés par oxycombustion utilisent de l'oxygène presque pur à la place de l'air lors de la combustion produisant ainsi un gaz principalement composé de CO₂ et de H₂O. Ce courant gazeux peut directement être ajouté à une unité de compression et de séchage du CO₂. Cette technologie est au stade de la démonstration. Des recommandations sur l'estimation et la présentation des émissions imputables à ce procédé sont données au Chapitre 2, Section 2.3.4 du présent volume.

1	C			Transport et stockage du dioxyde de carbone	La capture et le stockage du dioxyde de carbone (CO ₂) concernent la capture du CO ₂ , son transport vers un lieu de stockage et son isolation à long terme de l'atmosphère. Les émissions associées au transport, à l'injection et au stockage du CO ₂ sont couvertes dans la catégorie 1C. Les émissions (et les réductions) associées à la capture du CO ₂ doivent être rapportées dans le secteur du GIEC où a lieu la capture (combustion stationnaire ou activités industrielles, par exemple).
1	C	1		<i>Transport du CO₂</i>	Ceci comprend les émissions fugitives imputables aux systèmes utilisés pour transporter le CO ₂ capturé depuis la source jusqu'au site d'injection. Ces émissions peuvent se composer de pertes dues à des fuites fugitives des équipements, à la ventilation ou des émissions liées à des ruptures de pipelines ou d'autres émissions accidentelles (stockage temporaire, par exemple).
1	C	1	a	Pipelines	Émissions fugitives imputables au système de pipelines utilisé pour transporter le CO ₂ au site d'injection.
1	C	1	b	Navires	Émissions fugitives imputables aux navires utilisés pour transporter le CO ₂ au site d'injection.
1	C	1	c	Autres (veuillez spécifier)	Émissions fugitives imputables aux autres systèmes utilisés pour transporter le CO ₂ au site d'injection et de stockage temporaire.
1	C	2		<i>Injection et stockage</i>	Émissions fugitives imputables aux activités et aux équipements sur le site d'injection et émissions imputables au confinement final lorsque le CO ₂ est stocké.
1	C	2	a	Injection	Émissions fugitives imputables aux activités et aux équipements sur le site d'injection.
1	C	2	b	Stockage	Émissions fugitives imputables aux équipements finaux lorsque le CO ₂ est stocké.
1	C	3		<i>Autres</i>	Toutes les autres émissions liées à la capture et au stockage du dioxyde de carbone non rapportées ailleurs.

Figure 5.2 Systèmes de capture du CO₂ (selon le rapport SRCCS) :


Comme déjà mentionné dans un certain nombre de procédés industriels, des réactions chimiques mènent à la formation de CO₂ en quantités et en concentrations permettant une capture directe ou une séparation du CO₂ de leurs dégagements gazeux, par exemple : la production d'ammoniac, la fabrication du ciment, la fabrication d'éthanol, la fabrication d'hydrogène, la fabrication sidérurgique et le traitement du gaz naturel.

Des recommandations sur la compilation des inventaires des émissions imputables au système de capture et de compression du CO₂ sont disponibles dans diverses sections selon la nature de la source de CO₂ :

- Systèmes de combustion stationnaire (principalement centrales électriques et centrales de production de chaleur) : Volume 2, Chapitre 2 (Section 5.5)
- Usines de traitement du gaz naturel : Volume 2, Section 4.2.1.
- Usines de production d'hydrogène : Volume 2, Section 4.2.1.
- Capture provenant d'autres procédés industriels : Volume 3 (PIUP) Chapitre 1, Section 1.2.2, et plus particulièrement pour
 - (i) La fabrication de ciment : Volume PIUP, Section 2.2
 - (ii) La fabrication de méthanol : Volume PIUP, Section 3.9
 - (iii) La production d'ammoniac : Volume PIUP, Section 3.2
 - (iv) La fabrication sidérurgique : Volume PIUP, Section 4.2

Des émissions négatives peuvent émaner du système de capture et de compression si le CO₂ produit par la combustion de la biomasse est capturé. Il s'agit d'une procédure correcte et les émissions négatives doivent être rapportées comme telles.

Bien qu'un grand nombre de voies d'émission possibles soit commun à tous les types de stockage géologique, certaines voies d'émission dans les opérations de récupération assistée d'hydrocarbures diffèrent de celles liées au stockage géologique du CO₂ sans récupération assistée d'hydrocarbures. Dans les opérations RAP, le CO₂ est injecté dans le réservoir de pétrole mais une proportion de la quantité injectée est généralement produite en même temps que le pétrole, l'hydrocarbure gazeux et l'eau dans les puits de production. Le mélange CO₂-hydrocarbure gazeux est séparé du pétrole brut et peut être réinjecté dans le réservoir de pétrole, utilisé comme gaz combustible sur site ou envoyé vers une installation de traitement du gaz pour être séparé en CO₂ et en hydrocarbure gazeux, selon sa teneur en hydrocarbure. Les procédés RAG et RAMCH tentent d'éviter la production de CO₂ car la séparation du CO₂ d'un mélange gazeux produit est un procédé coûteux. Le CO₂ séparé de l'hydrocarbure gazeux peut être recyclé et réinjecté dans l'opération RAP ou ventilé, en fonction des aspects économiques du recyclage par rapport à l'injection du CO₂ importé. Du gaz riche en CO₂ est également libéré des réservoirs de stockage de pétrole brut lors de l'opération RAP. Cette vapeur peut être ventilée, brûlée à la torche ou utilisée comme gaz combustible, selon sa teneur en hydrocarbure. Il est donc possible qu'il y ait des sources supplémentaires d'émissions fugitives imputables à la ventilation du CO₂ et le brûlage à la torche ou la combustion de l'hydrocarbure gazeux riche en CO₂, et également à toute quantité de CO₂ injecté exporté avec les hydrocarbures supplémentaires. Ces émissions, ainsi que les émissions fugitives imputables aux opérations de surface sur les sites de RAP, RAG et RAMCH (injection de CO₂, et/ou production, recyclage, ventilation, brûlage à la torche ou combustion d'hydrocarbure gazeux riche en CO₂), y compris toute quantité de CO₂ injecté exporté avec les hydrocarbures supplémentaires, peuvent être estimées et rapportées à l'aide des recommandations relatives aux méthodes de niveau supérieur données au Chapitre 4 du Volume 2.

5.4 TRANSPORT DU CO₂

Des émissions fugitives peuvent avoir lieu et provenir, par exemple, des cassures dans les pipelines, des dispositifs d'étanchéité et des soupapes des pipelines, des stations de compression intermédiaires sur les pipelines, des installations de stockage intermédiaires, des navires transportant du CO₂ liquéfié à basse température, des installations de chargement et de déchargement des navires. Les émissions imputables au transport du CO₂ capturé sont rapportées dans la catégorie 1C (voir Tableau 5.1). Les pipelines de CO₂ sont le moyen de transport du CO₂ en vrac le plus répandu et une technologie en fonctionnement aujourd'hui parvenue à maturité. Le transport en vrac du CO₂ se fait également déjà par voie maritime, bien qu'à une échelle relativement faible. Le CO₂ est acheminé dans des citernes isothermes, à une température beaucoup plus basse que celle de l'air ambiant et à une pression nettement moindre que dans le transport par pipeline. Il est également possible, pour des petites quantités de CO₂, d'utiliser des camions et les chemins de fer. Cependant, il est peu probable que ces moyens de transport soient utilisés à grande échelle dans la CSC étant donné les masses très importantes qui seront probablement capturées. Aussi aucune méthode de calcul des émissions des camions et du transport par chemin de fer n'est donnée ici. Des informations supplémentaires sur le transport du CO₂ sont disponibles au Chapitre 4 du SRCCS (GIEC 2005).

5.4.1 Transport du CO₂ par pipeline

Pour estimer les émissions imputables au transport du CO₂ par pipeline, des facteurs d'émission par défaut peuvent être obtenus des facteurs d'émission pour la transmission (transport par pipeline) du gaz naturel tels que donnés à la Section 4.2 du présent volume. Les facteurs d'émission de Niveau 1 pour le transport par pipeline du gaz naturel, présentés aux tableaux 4.2.4 et 4.2.5, sont donnés sur base du débit de gaz principalement parce que la longueur du pipeline n'est pas une statistique nationale généralement disponible. Cependant, les émissions fugitives imputables au transport par pipeline sont fortement indépendantes du débit, mais dépendent de la dimension des systèmes de pipeline et de l'équipement installé dedans. Étant donné qu'on suppose l'existence d'une relation entre la dimension des systèmes et le gaz naturel utilisé, une telle approche est acceptable comme méthode de Niveau 1 pour le transport du gaz naturel.

Cela peut ne pas s'avérer exact pour le transport du CO₂ dans les applications de CSC. Étant donné que les *bonnes pratiques* recommandent de traiter à la fois la capture et le stockage sur base de l'usine ou de l'installation, la longueur du système de pipeline transportant le CO₂ sera connue et devra être utilisée pour estimer les émissions imputables au transport.

ENCADRE 5.1

CALCUL DES FACTEURS D'ÉMISSION PAR DÉFAUT POUR LE TRANSPORT PAR PIPELINE DU CO₂

La chute de pression d'un gaz sur toute géométrie est décrite par :

$$\Delta P = \frac{f}{2} \rho * v^2 \frac{l}{D}$$

où

- v est la vitesse linéaire du gaz à travers la fuite et, pour une même dimension de fuite, est proportionnelle au volume de fuite ;
- ρ est la densité du gaz ;
- f est le coefficient de friction sans dimension
- l/D (longueur divisée par diamètre) caractérise la taille physique du système.

Pour les fuites, $f = 1$ et est indépendant de la nature du gaz. Aussi en supposant que la pression interne du pipeline et les dimensions physiques sont identiques pour le transport du CO₂ et du CH₄, la vitesse de la fuite est inversement proportionnelle à la racine de la densité du gaz et donc proportionnelle à la racine de la masse moléculaire.

Donc quand ΔP est le même pour le méthane et pour le dioxyde de carbone

$$v \sim \frac{1}{\sqrt{\rho}}$$

La masse moléculaire du CO₂ est 44 et celle du CH₄ est 16. Aussi, sur base de la masse, le taux d'émission du CO₂ est $\sqrt{\frac{44}{16}} = 1,66$ fois le taux d'émission du CH₄.

De là, les facteurs d'émission par défaut pour le transport par pipeline du CO₂ sont obtenus en multipliant les facteurs d'émission par défaut pertinents^a pour le gaz naturel (principalement le CH₄) au Tableau 4.2.8 par un facteur de 1,66.

Notes :

^a pour convertir les facteurs exprimés en m³ en unités de masse, une masse spécifique de 0,7 kg/m³ pour le méthane est appliquée.

Voir le Chapitre 5 dans : R.H. Perry, D. Green, *Perry's chemical engineers handbook*, 6th edition, McGraw Hill Book Company - New York, 1984.

Le Tableau 4.2.8 de la Section 4.2 du présent volume donne des facteurs de fuite indicatifs pour le transport par pipeline du gaz naturel. Pour obtenir des facteurs d'émission par défaut de Niveau 1 pour le transport par pipeline du CO₂, ces valeurs en mètres cubes doivent être converties en unités de masse et multipliées par 1,66 (voir Encadré 1). Les facteurs d'émission par défaut résultants sont indiqués au Tableau 5.2.

TABLEAU 5.2
FACTEURS D'ÉMISSION PAR DÉFAUT DE NIVEAU 1 POUR LE TRANSPORT PAR PIPELINE DU CO₂ DEPUIS UN SITE DE CAPTURE DE CO₂ JUSQU'AU SITE DE STOCKAGE FINAL

Source d'émission	Valeur			Incertitude	Unités de mesure
	Inférieure	Moyenne	Supérieure		
Émissions fugitives imputables au transport par pipeline du CO ₂	0,00014	0,0014	0,014	± un facteur de 2	Gg par an et par km de pipeline de transmission

Bien que les émissions dues aux fuites liées au transport par pipeline soient indépendantes du débit, le nombre de fuites n'est pas nécessairement corrélé à la longueur du pipeline. La meilleure corrélation sera entre le nombre et le type de composants des équipements et le type de service. La plupart des équipements ont tendance à apparaître dans les installations connectées au pipeline plutôt qu'avec le pipeline lui-même. En fait, à moins que le CO₂ soit transporté sur de très grandes distances et que des stations de compression intermédiaires soient nécessaires, virtuellement toutes les émissions fugitives d'un système de CSC seront associées aux installations initiales de capture et de compression du CO₂ au début du pipeline et aux installations d'injection au bout du pipeline, avec essentiellement aucune émission du pipeline lui-même. Dans une approche de Niveau 3, les émissions dues aux fuites du pipeline de transport peuvent être obtenues à partir de données sur le nombre et le type des équipements et des facteurs d'émission spécifiques à l'équipement.

5.4.2 Transport du CO₂ par voie maritime

Les facteurs d'émission par défaut pour les émissions fugitives imputables au transport du CO₂ par voie maritime ne sont pas disponibles. Les quantités de gaz devraient être mesurées lors du chargement et du déchargement en utilisant des débitmètres et les pertes rapportées comme émissions fugitives de CO₂ dues au transport par voie maritime dans la catégorie 1C1 b.

5.4.3 Installations de stockage intermédiaire sur les routes de transport de CO₂

S'il y a un écart temporel entre l'approvisionnement et le transport ou la capacité de stockage, un stock tampon de CO₂ (sur terre ou souterrain) peut être nécessaire pour stocker temporairement le CO₂. Si le stock tampon est un réservoir, les émissions fugitives devraient être mesurées et traitées comme faisant partie du système de transport et être rapportées dans la catégorie 1C1 c (Autres). Si l'installation de stockage intermédiaire (ou stock tampon) est un réservoir de stockage géologique, les émissions fugitives qui en proviennent peuvent être traitées comme les émissions de tout autre réservoir de stockage géologique (voir Section 5.6 du présent chapitre) et rapportées dans la catégorie 1C3.

5.5 INJECTION DE CO₂

Le système d'injection se compose d'installations de surface au site d'injection, par exemple des installations de stockage, tout collecteur de distribution au bout du pipeline de transport, des pipelines de distribution vers les puits, des installations de compression supplémentaires, des systèmes de mesure et de contrôle, des têtes de puits et des puits d'injection. Des informations supplémentaires sur la conception des puits d'injection sont disponibles dans le rapport SRCCS (Chapitre 5, Section 5.5).

Des mesureurs à la tête de puits mesurent le débit massique, la température et la pression du fluide injecté. La tête de puits dispose également de dispositifs de sécurité pour empêcher l'explosion des fluides injectés. Les dispositifs de sécurité, tels qu'une valve de sécurité de fond ou un clapet anti-retour dans la colonne de production, peuvent également être insérés sous terre afin d'éviter le reflux en cas de défaillance de l'équipement de surface. Les valves et autres joints peuvent être affectés par le CO₂ surcritique, aussi il conviendra de sélectionner des matériaux appropriés. L'acier au carbone et les ciments conventionnels peuvent être susceptibles d'être attaqués par des saumures très salines et des fluides riches en CO₂ (Scherer et al. 2005). De plus, l'intégrité des puits d'injection de CO₂ doit être maintenue à très long terme. Des règlements en matière de construction de puits et des matériaux de construction de puits appropriés seront donc nécessaires. Les ciments utilisés pour calfeutrer le puits et la formation rocheuse et, après abandon du puits, boucher celui-ci doivent également être résistants au CO₂ et à la saumure salée sur le long terme. De tels ciments ont été

développés mais doivent davantage être testés. Étant donné la possibilité des puits de devenir des conduits pour les fuites de CO₂ dans l'atmosphère, ils devraient être surveillés dans le cadre d'un plan de surveillance complet comme expliqué à la Section 5.7 du présent chapitre.

La quantité de CO₂ injecté dans une formation géologique par le biais d'un puits peut être contrôlée par les équipements du puits, juste avant qu'elle ne pénètre dans le puits d'injection. Une technique typique est décrite par Wright et Majek (1998). Des mesureurs à la tête de puits mesurent continuellement la pression, la température et le débit massique du gaz injecté. La composition du CO₂ importé montre généralement une variation faible et est analysée de manière périodique à l'aide d'un chromatographe de gaz. La masse de CO₂ qui passe par la tête de puits peut alors être calculée sur base des quantités mesurées. Aucune méthode par défaut n'est suggérée et les *bonnes pratiques* recommandent de rapporter la masse de CO₂ injecté telle qu'elle a été calculée à partir des mesures directes.

Si la pression du CO₂ qui arrive au site de stockage n'est pas aussi élevée que la pression d'injection requise, la compression sera nécessaire. Toute émission imputable à la compression du gaz stocké au site de stockage devrait être mesurée et rapportée.

5.6 STOCKAGE GÉOLOGIQUE DU CO₂

Le Chapitre 5 du rapport SRCCS (GIEC 2005) indique que le stockage géologique du dioxyde de carbone peut se faire à terre ou en mer :

- **Les formations salines profondes.** Il s'agit de roches-magasins poreuses et perméables qui contiennent de l'eau salée dans leurs espaces interstitiels.
- **Les champs de pétrole épuisés ou partiellement épuisés** – dans le cadre ou non d'opérations de récupération assistée de pétrole (RAP).
- **Les champs de gaz naturel épuisés ou partiellement épuisés** – avec ou sans opérations de récupération assistée de gaz (RAG).
- **Les veines de charbon** (= couches de houille) – avec ou sans opérations de récupération assistée de méthane dans une couche de houille (RAMCH).

En outre, des opportunités de niche pour le stockage peuvent apparaître telles que le stockage dans des cavernes salées, les formations de basalte et les schistes très organiques.

Des informations supplémentaires sur ces types de sites de stockage et sur les mécanismes de piégeage qui y retiennent le CO₂ sont disponibles au Chapitre 5 du SRCCS (GIEC 2005).

5.6.1 Description des voies/sources des émissions

Selon l'introduction du SRCCS, >99% du CO₂ stocké dans des réservoirs géologiques y sera probablement retenu plus de mille ans. Aussi les voies potentielles des émissions créées ou activées par des procédés lents ou à long terme doivent être examinées, tout comme celles qui peuvent agir à court et à moyen terme (décennies à siècles).

Dans les présentes Lignes directrices, le terme « migration » est défini comme le mouvement de CO₂ dans le réservoir de stockage géologique et hors de celui-ci tout en restant sous la surface du sol ou le lit marin et le terme « fuite » est défini comme un transfert de CO₂ de dessous la surface du sol ou le lit marin dans l'atmosphère ou l'océan.

Les seules voies d'émission qui doivent être prises en compte sont les fuites de CO₂ du réservoir de stockage géologique vers la surface du sol ou le lit marin². Les voies d'émission possibles du réservoir de stockage sont identifiées au Tableau 5.3.

Il est possible que des émissions de méthane, ainsi que des émissions de CO₂, surviennent des réservoirs de stockage géologique qui contiennent des hydrocarbures. Bien qu'il n'existe pas assez d'informations pour proposer des recommandations sur l'estimation des émissions de méthane, les *bonnes pratiques* seraient d'entreprendre une évaluation appropriée du potentiel d'émissions de méthane de tels réservoirs et, si nécessaire, d'inclure toutes ces émissions attribuables au procédé de stockage du CO₂ dans l'inventaire.

² Les émissions de CO₂ peuvent se produire comme gaz libre ou gaz dissous dans les nappes qui atteignent la surface par ex. aux mouillères.

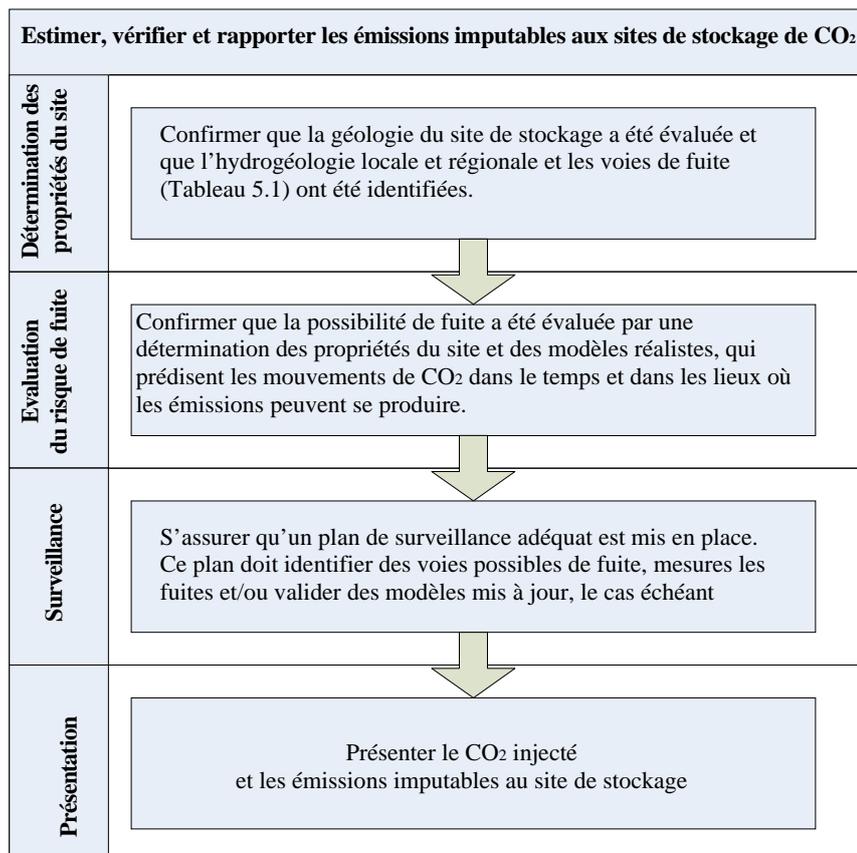
TABLEAU 5.3 VOIES D'EMISSION POSSIBLES DES RESERVOIRS GEOLOGIQUES		
Type d'émission	Voies/sources possibles d'émissions	Commentaires
Voies de fuite directe créées par les puits et les mines	<ul style="list-style-type: none"> Puits en fonctionnement ou abandonnés 	<ul style="list-style-type: none"> Il est attendu que tous les efforts seront faits pour identifier les puits abandonnés dans et autour du site de stockage. Des puits mal construits, mal étanchés et/ou mal bouchés peuvent présenter le risque potentiel le plus élevé de fuite. Des techniques pour remédier aux fuites dans les puits ont été développées et devront être appliquées si nécessaire.
	<ul style="list-style-type: none"> Éruptions des puits (émissions incontrôlées des puits d'injection) 	<ul style="list-style-type: none"> Source possible de fuite à débit élevé, généralement sur une courte période. Les éruptions peuvent être réparées et seront probablement rares étant donné les pratiques de forage établies qui réduisent le risque.
	<ul style="list-style-type: none"> Exploitation future du réservoir de CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> Concerne les réservoirs de couche de houille
Voies de fuite et migration naturelles (qui peuvent provoquer des émissions dans le temps)	<ul style="list-style-type: none"> Via les interstices dans les roches couvertures à faible perméabilité si la pression d'entrée capillaire est dépassée ou le CO₂ est en solution 	<ul style="list-style-type: none"> Une détermination correcte des propriétés du site et une sélection appropriée de celui-ci, ainsi qu'une pression d'injection contrôlée, peuvent réduire le risque de fuite.
	<ul style="list-style-type: none"> Si la roche couverture est absente localement 	<ul style="list-style-type: none"> Une détermination correcte des propriétés du site et une sélection appropriée de celui-ci peuvent réduire le risque de fuite.
	<ul style="list-style-type: none"> Via un point de déversement si le réservoir est trop rempli 	<ul style="list-style-type: none"> Une détermination correcte des propriétés du site et une sélection appropriée de celui-ci, y compris une évaluation de l'hydrogéologie, peuvent réduire le risque de fuite.
	<ul style="list-style-type: none"> Via une roche couverture dégradée suite à des réactions CO₂/eau/roche 	<ul style="list-style-type: none"> Une détermination correcte des propriétés du site et une sélection appropriée de celui-ci peuvent réduire le risque de fuite. Un examen détaillé de la roche couverture et des facteurs géochimiques pertinents sera utile.
	<ul style="list-style-type: none"> Via la dissolution du CO₂ dans le fluide de porosité et le transport qui s'ensuit hors du site de stockage par coulée naturelle 	<ul style="list-style-type: none"> Une détermination correcte des propriétés du site et une sélection appropriée de celui-ci, y compris une évaluation de l'hydrogéologie, peuvent déterminer/réduire le risque de fuite.
	<ul style="list-style-type: none"> Via des failles et/ou des fractures naturelles ou provoquées 	<ul style="list-style-type: none"> Source possible de fuite à débit élevé. Une détermination correcte des propriétés du site et une sélection appropriée de celui-ci, ainsi qu'une pression d'injection contrôlée, peuvent réduire le risque de fuite.
Autres émissions fugitives au site de stockage géologique	<ul style="list-style-type: none"> Des émissions de méthane fugitif peuvent résulter du déplacement du CH₄ par le CO₂ sur les sites de stockage géologique. Ceci est particulièrement le cas pour la RAMCH, la RAP et les réservoirs de pétrole et de gaz épuisés. 	Nécessite une évaluation appropriée.

5.7 QUESTIONS MÉTHODOLOGIQUES

Les conditions géologiques varient fortement et, actuellement, seules quelques études publiées existent sur les programmes de surveillance qui identifient et quantifient les émissions fugitives et anthropiques de dioxyde de carbone imputables aux opérations de stockage géologique (Arts et al. 2003, Wilson et Monea 2005; Klusman 2003a, b, c). Bien que le résumé à l'intention des décideurs du SRCCS laisse entendre que les sites de stockage géologique correctement choisis devraient retenir plus de 99 pour cent du CO₂ stocké plus de 1 000 ans et pourrait le retenir jusqu'à des millions d'années, le faible nombre de sites de stockage surveillés signifie, au moment de la rédaction du présent document, qu'il n'existe pas suffisamment de preuves empiriques pour produire des facteurs d'émission qui pourraient être appliqués aux fuites provenant de réservoirs de stockage géologiques. Par conséquent, les présentes recommandations n'incluent pas de méthodologie de Niveau 1 ou de Niveau 2. Cependant, il est possible de développer de telles méthodologies à l'avenir, lorsque davantage de sites de stockage surveillés seront en fonctionnement et que les sites existants auront été en fonctionnement depuis longtemps (Yoshigahara et al. 2005). Cependant, une approche de Niveau 3 spécifique au site peut être développée. Des technologies de surveillance ont été développées et affinées ces 30 dernières années dans les industries de surveillance des nappes phréatiques et de l'environnement, du pétrole et du gaz (voir également Annexe 1). L'applicabilité et l'efficacité de ces technologies peuvent être fortement influencées par la géologie et les voies d'émissions possibles des sites de stockage individuels. Aussi le choix de technologies de surveillance devra-t-il se faire en fonction du site. Les technologies de surveillance évoluent rapidement et les *bonnes pratiques* recommanderaient de rester informés du développement des nouvelles technologies.

Les procédures de Niveau 3 pour estimer et rapporter les émissions imputables aux sites de stockage du CO₂ sont résumées à la Figure 5.3 et traitées ci-dessous.

Figure 5.3 Procédures pour estimer les émissions imputables aux sites de stockage du CO₂



Afin de comprendre le sort du CO₂ injecté dans des réservoirs géologiques sur une longue période, évaluer la possibilité qu'il ne soit réémis dans l'atmosphère ou le lit marin via les voies de fuite identifiées au Tableau 5.3, et mesurer toute émission fugitive, il est nécessaire de :

- (a) Déterminer correctement et en détail les propriétés de la géologie du site de stockage et des couches environnantes ;
- (b) Modéliser l'injection de CO₂ dans le réservoir de stockage et le comportement futur du système de stockage ;
- (c) Surveiller le système de stockage ;
- (d) Utiliser les résultats de la surveillance pour valider et/ou mettre à jour les modèles du système de stockage.

Sélectionner et déterminer les propriétés du site correctement peut aider à assurer que les fuites seront minimales, à améliorer les capacités de modélisation et les résultats et, finalement, à réduire le niveau de surveillance requis. Davantage d'informations sur la détermination des propriétés du site sont disponibles dans le rapport SRCCS et via le Programme de recherche et développement sur les gaz à effet de serre de l'Agence internationale de l'énergie (IEAGHG 2005).

Les technologies de surveillance ont été développées et affinées ces 30 dernières années dans les industries de surveillance des nappes phréatiques et de l'environnement, du pétrole et du gaz. Les technologies les plus utilisées sont décrites aux Tableaux 5.1-5.6 à l'Annexe I du présent chapitre. L'applicabilité et l'efficacité de ces technologies peuvent être fortement influencées par la géologie et les voies d'émissions possibles des sites de stockage individuels. Aussi le choix de technologies de surveillance devra-t-il se faire en fonction du site. Les technologies de surveillance évoluent rapidement et les *bonnes pratiques* recommanderaient de rester informés du développement des nouvelles technologies.

Une série d'outils de modélisation sont disponibles, dont certains ont subi un procédé de comparaison de codes (Pruess et al. 2004). Tous les modèles font des approximations et/ou négligent certains procédés, et font des simplifications. De plus, leurs résultats dépendent de leurs qualités intrinsèques et, en particulier, de la qualité des données qui y sont entrées. Nombre des facteurs physico-chimiques impliqués (variations de température et de pression, mélange du gaz injecté avec les fluides initialement présents dans le réservoir, le type et le taux de mécanismes d'immobilisation du dioxyde de carbone et le débit massique dans l'environnement géologique) peuvent être modélisés avec succès à l'aide d'outils de modélisation numérique connus sous l'appellation de simulateurs de réservoir. Ceux-ci sont largement utilisés dans l'industrie du pétrole et du gaz et ont démontré leur efficacité dans la prédiction des mouvements de gaz et de liquides, y compris le CO₂, à travers les formations géologiques.

Un réservoir de simulation peut être utilisé pour prédire le lieu, moment et débit probables de toute émission ce qui, à son tour, pourrait être vérifié en utilisant des techniques de surveillance directe. Aussi peut-il s'agir d'une technique extrêmement utile pour évaluer le risque de fuite d'un site de stockage. Cependant, il n'existe pas un seul modèle actuellement capable de rendre compte de tous les procédés impliqués à l'échelle et à la résolution requises. Aussi il peut arriver parfois que des techniques de modélisation numérique additionnelles doivent être utilisées pour analyser certains aspects de la géologie. Les modèles de transport à réaction multiphase, qui sont normalement utilisés pour l'évaluation du transport de substances contaminantes, peuvent être utilisés pour modéliser le transport de CO₂ dans le réservoir et les réactions CO₂/eau/roche, et des effets géomécaniques possibles peuvent devoir être envisagés en utilisant des modèles géomécaniques. De tels modèles peuvent être combinés aux simulateurs de réservoir ou être indépendants d'eux.

Des simulations numériques devraient, si possible, être validées par des mesures directes du site de stockage. Ces mesures devraient être obtenues d'un programme de surveillance, et une comparaison entre les résultats et les attentes de la surveillance devrait être utilisée pour améliorer les modèles géologiques et numériques. L'opinion d'experts est requis pour évaluer si les modélisations géologique et numérique sont des représentations valides du site de stockage et des couches environnantes et si les simulations subséquentes prédisent correctement la performance du site.

La surveillance devrait être réalisée suivant un plan approprié, comme décrit ci-dessous. Elle devrait prendre en compte les attentes de la modélisation quant au lieu où les fuites pourraient se produire, ainsi que les mesures réalisées sur toute la zone où le CO₂ devrait être présent. Les responsables de site seront généralement responsables de l'installation et du fonctionnement des technologies de surveillance du stockage du dioxyde de carbone (voir Annexe 1). L'organisme chargé de l'inventaire devra s'assurer qu'il dispose de suffisamment d'information de chaque site de stockage pour évaluer les émissions annuelles conformément aux recommandations présentées dans le présent chapitre. Pour réaliser cette évaluation, l'organisme chargé de l'inventaire devra établir des arrangements formels avec chaque opérateur de site l'autorisant à établir des rapports, examiner et vérifier des données spécifiques au site annuellement.

5.7.1 Choix de la méthode

Au moment de la rédaction du présent chapitre, les quelques sites de stockage de CO₂ existants entrent dans le cadre d'opérations de production de pétrole et sont réglementés comme tel. Par exemple, les opérations de stockage du gaz acide dans l'ouest du Canada doivent se conformer aux exigences en rapport avec les applications de fonctionnement des réservoirs de pétrole et de gaz conventionnels (Bachu and Gunter, 2005). Le développement de la réglementation liée à la CSC en est à ses débuts. Il n'existe pas de normes nationales ou internationales pour la performance des sites de stockage géologique du CO₂ et de nombreux pays développent actuellement des réglementations pertinentes pour traiter les risques de fuite. L'essai en exploitation de ces technologies de surveillance fait nécessairement partie de ce développement (voir Annexe 1). Au fur et à mesure que ces normes et ces approches réglementaires sont développées et mises en œuvre, elles peuvent s'avérer utiles pour fournir des informations sur les émissions avec une certitude relative. Aussi, dans le cadre du procédé d'inventaire annuel, si un ou plusieurs organes directeurs pertinents en charge de la réglementation de la capture et du stockage du dioxyde de carbone existent, alors l'organe chargé de l'inventaire pourra obtenir des informations sur les émissions de ces organes. Si l'organe chargé de l'inventaire se fie à ces informations, il devra soumettre de la documentation justificative expliquant comment les émissions ont été estimées ou mesurées et comment ces méthodes sont conformes à la pratique du GIEC. Si un tel organe n'existe pas, alors les *bonnes pratiques* recommandent à l'organisme chargé de l'inventaire de suivre la méthodologie présentée ci-dessous. Selon celle-ci, la détermination des propriétés du site, la modélisation, l'évaluation du risque de fuite et les activités de surveillance sont de la responsabilité du chef de projet stockage et/ou d'un organe directeur approprié en charge de la réglementation de la capture et du stockage du dioxyde de carbone. En outre, le chef de projet stockage ou l'autorité de réglementation développera probablement des estimations des émissions qui seront présentées à l'organisme national chargé de l'inventaire dans le cadre du procédé d'inventaire annuel. La responsabilité de l'organisme chargé de l'inventaire est de demander les données sur les émissions et de s'assurer de leur validité. Dans le cas de la CSC en association avec la récupération RAMCH, la méthodologie devrait être appliquée à la fois à la détection de CO₂ et de CH₄.

1. Identifier et documenter toutes les opérations de stockage géologique dans la juridiction. L'organisme chargé de l'inventaire devrait conserver un rapport mis à jour de toutes les opérations de stockage géologique, y compris toutes les informations requises afin de comparer les informations de cette section avec d'autres éléments de la chaîne de capture et de stockage du CO₂ à des fins d'AQ/CQ. Pour chaque opération, cela signifie :

- Le lieu du site ;
- Le type d'opération (associée ou non à la RAP, RAG, RAMCH) ;
- L'année où le stockage de CO₂ a commencé ;
- La (les) source(s), la masse annuelle de CO₂ injecté attribuable à chaque source et la quantité cumulative théorique du stockage ; et
- L'infrastructure de transport, d'injection et de recyclage du CO₂, s'il y a lieu (c'est-à-dire installations de production et de capture sur site, connections de pipeline, technologie d'injection, etc.) et les émissions qui en proviennent.

Bien que l'organisme chargé de l'inventaire ne soit responsable que de la présentation des conséquences des opérations dans sa juridiction, il doit rapporter les transferts transfrontaliers de CO₂ à des fins de contre-vérification et d'AQ/CQ (voir Section 5.9).

2. Etablir si un rapport approprié sur la détermination des propriétés du site géologique a été produit pour chaque site de stockage. Un tel rapport devrait identifier et caractériser les voies de fuite possibles telles que les failles et les puits préexistants, et quantifier les propriétés hydrogéologiques du système de stockage, en particulier en rapport avec la migration CO₂. Le rapport devrait inclure suffisamment d'informations pour représenter de telles caractéristiques dans un modèle géologique du site et des environs. Il devrait également inclure toutes les données nécessaires pour créer un modèle numérique du site et des environs correspondant pour entrer dans un simulateur de réservoir numérique approprié.

3. Déterminer si l'opérateur a évalué le potentiel de fuite sur le site de stockage. L'opérateur devrait déterminer le lieu, moment et débit probables de toute émission fugitive du réservoir de stockage, ou montrer que les fuites sont improbables. Des simulations à court terme d'injection de CO₂ devraient être réalisées pour prédire la performance du site depuis le début de l'injection jusqu'à une période importante après la fin de l'injection (probablement des décennies). Des simulations à long terme devraient être réalisées pour prédire le sort du CO₂ dans les siècles et les millénaires à venir. Une analyse de sensibilité devrait être menée pour évaluer la gamme des émissions possibles. Les modèles devraient être utilisés dans la conception d'un programme de surveillance qui vérifierait si la performance du site répond aux attentes ou non. Le modèle géologique et le

modèle de réservoir devraient être actualisés dans les années futures à la lumière de toute nouvelle donnée et pour rendre compte de toute nouvelle installation ou changement opérationnel.

4. Établir si chaque site dispose d'un plan de surveillance approprié. Le plan de surveillance de chaque site devrait décrire les activités de surveillance cohérentes avec l'évaluation des fuites et les résultats de la modélisation. Les technologies existantes présentées à l'Annexe 1 peuvent mesurer les fuites à la surface du sol ou le lit marin. Le SRCCS inclut des informations détaillées sur les technologies et les approches de surveillance (voir Annexe 1). En résumé, le programme de surveillance devrait inclure des dispositions pour :

- (i) La mesure des flux de fond de CO₂ (et, si nécessaire, de CH₄) à la fois au site de stockage et à tout point d'émission possible en dehors du site de stockage. Les sites de stockage géologique peuvent avoir un flux de fond d'émissions naturel et périodiquement variable (écologique et/ou industriel) avant l'injection. Ce flux de fond ne devrait pas être inclus dans les estimations des émissions annuelles. Voir Annexe 1 pour des informations sur les méthodes possibles. Il est recommandé de procéder à une analyse isotopique de tout flux de fond de CO₂, étant donné que cela facilitera probablement à distinguer le CO₂ naturel du CO₂ injecté.
- (ii) Une mesure continue de la masse de CO₂ injectée à chaque puits tout au long de la période d'injection, voir Section 5.5 ci-dessus.
- (iii) La surveillance afin de déterminer toute émission de CO₂ imputable au système d'injection.
- (iv) La surveillance afin de déterminer tout flux de CO₂ (et, le cas échéant, de CH₄) à travers le lit marin ou la surface du sol, y compris si nécessaire à travers les puits et les sources d'eau telles les mouillères. Des examens périodiques de tout le site, et de toute zone additionnelle sous laquelle la surveillance et la modélisation suggèrent une distribution du CO₂, devraient être réalisés pour détecter toute fuite non prévue.
- (v) La surveillance post-injection : Le plan doit prévoir la surveillance du site après la phase d'injection. La phase de surveillance post-injection devrait prendre en compte les résultats de la modélisation prospective de la distribution CO₂ pour s'assurer que les équipements de surveillance sont déployés aux endroits appropriés au moment approprié. Une fois que le CO₂ s'approche de sa distribution attendue à long terme dans le réservoir et qu'il y a une concordance entre les modèles de distribution du CO₂ et les mesures réalisées selon le plan de surveillance, il peut être approprié de diminuer la fréquence de la surveillance (ou d'y mettre fin). Il peut être nécessaire de redémarrer la surveillance si le site de stockage est affecté par des événements inattendus, par exemple des événements sismiques.
- (vi) L'intégration d'améliorations dans les techniques/technologies de surveillance dans le temps.
- (vii) La vérification périodique des estimations des émissions. La périodicité nécessaire est une fonction de la conception et de la mise en œuvre du projet et de la détermination précoce du potentiel de risque. Durant la période d'injection, il est suggéré de procéder à une vérification au moins tous les cinq ans ou après un changement important des opérations sur le site.

Une surveillance continue de la pression d'injection et la surveillance périodique de la distribution de CO₂ dans la subsurface serait utile dans le cadre du plan de surveillance. La surveillance de la pression d'injection est nécessaire pour contrôler le procédé d'injection, par exemple pour empêcher l'excédent de pression interstitielle de s'accumuler dans le réservoir. Elle peut fournir des informations utiles sur les caractéristiques du réservoir et prévenir une fuite de manière précoce. Il s'agit déjà là d'une pratique courante qui peut être une exigence réglementaire pour des opérations actuelles d'injection souterraine. La surveillance périodique de la distribution de CO₂ à la subsurface, soit directement ou à distance, serait également utile car elle peut prouver toute migration de CO₂ en dehors du réservoir de stockage et prévenir de manière précoce des fuites potentielles dans l'atmosphère ou le lit marin.

5. Collecter et vérifier les émissions annuelles de chaque site : Chaque année, les opérateurs de chaque site de stockage devraient fournir à l'organisme chargé de l'inventaire les estimations des émissions annuelles qui seraient rendues publiques. Les émissions enregistrées sur le site et toute fuite qui pourrait se produire dans le site ou en dehors pour une année seront les émissions telles qu'estimées sur base de la modélisation (qui peuvent être nulles), ajustées pour prendre en compte les résultats annuels de la surveillance. Si un dégagement soudain a lieu, par exemple suite à une éruption d'un puits, la quantité de CO₂ émise devra être estimée dans l'inventaire. Afin de simplifier le calcul pour le stockage géologique en mer, des fuites dans le lit marin devront être considérées comme des émissions dans l'atmosphère dans le but de compiler l'inventaire. En plus des émissions annuelles totales, les données de référence devraient inclure la quantité totale de CO₂ injecté, la source du CO₂ injecté, la quantité totale cumulative de CO₂ stockée à ce jour, les technologies utilisées pour estimer les émissions, et toute procédure de vérification entreprise par les opérateurs du site conformément au plan de surveillance comme indiqué aux points 4(iii) et 4(iv) ci-dessus. Afin de vérifier les émissions, l'organisme chargé

de l'inventaire devrait demander et examiner la documentation sur les données de surveillance, y compris la fréquence de surveillance, les limites de détection de la technologie, le partage des émissions provenant de différentes voies identifiées dans le plan de surveillance des émissions et tout changement introduit à la suite de la vérification. Si un modèle a été utilisé pour estimer les émissions les années où la surveillance directe n'a pas eu lieu, l'organisme chargé de l'inventaire devrait comparer les résultats modélisés et les données de surveillance les plus récentes. Les étapes 2, 3, et 4 ci-dessus devraient indiquer la possibilité de fuites futures, ainsi que le moment probable où elles vont se produire, et le besoin de surveillance directe.

Les émissions nationales totales pour le stockage du dioxyde de carbone géologique seront la somme des estimations des émissions spécifiques au site :

EQUATION 5.1
ÉMISSIONS NATIONALES TOTALES

Émissions nationales imputables au stockage géologique du dioxyde de carbone = Σ émissions du site liées au stockage du dioxyde de carbone

Des recommandations supplémentaires sur la présentation des émissions lorsque plus d'un pays est impliqué dans la capture/le stockage et/ou les émissions de CO₂ sont fournies à la Section 5.10 : Établissement de rapports et documentation

5.7.2 Choix des facteurs d'émission et des données sur les activités

Les facteurs d'émission de Niveau 1 ou 2 ne sont actuellement pas disponibles pour les sites de stockage du dioxyde de carbone mais peuvent être développés à l'avenir (voir Section 5.7). Cependant, dans le cadre du procédé d'estimation des émissions de Niveau 3, l'organisme chargé de l'inventaire devrait collecter des données sur les activités de l'opérateur sur le CO₂ annuel et cumulatif stocké. Ces données peuvent être facilement surveillées à la tête de puits d'injection ou dans un pipeline adjacent.

La surveillance des projets précoces peut aider à obtenir des données utiles qui pourront être utilisées pour développer des méthodologies de Niveau 1 ou 2 à l'avenir. Des exemples de l'application des technologies de surveillance sont les programmes de surveillance des projets de récupération assistée de pétrole à Rangely au Colorado, États-Unis (Klusman, 2003a, b, c), Weyburn dans le Saskatchewan, Canada (Wilson et Monea, 2005), et le projet Sleipner de stockage du CO₂, mer du nord (Arts et al., 2003; voir également Annexe 5.1). Aucun des autres projets d'injection de CO₂ dans le monde n'a encore publié les résultats de la surveillance automatique des fuites de CO₂.

Le projet Rangely de récupération assistée de pétrole a démarré l'injection de CO₂ dans le réservoir de pétrole « Weber Sand Unit » dans le champ Rangely en 1986. L'injection cumulative de CO₂ jusqu'en 2003 était d'environ 23 millions de tonnes. Un programme de surveillance a été mis en oeuvre (Klusman 2003a, b, c), basé sur 41 lieux de mesure dispersés sur un site de 78 km². Aucune mesure de fond pré-injection n'était disponible (ce qui, sur un nouveau site, serait déterminé à l'étape 4 (i) du plan de surveillance présenté ci-dessus). Au lieu d'une ligne de base pré-injection, 16 lieux de mesure dans une zone de contrôle en dehors du champ ont été échantillonnés. Les résultats du programme de surveillance indiquent une émission annuelle de CO₂ de source profonde inférieure à 3 800 tonnes/an de la surface du sol au-dessus du champ de pétrole. Il est probable qu'au moins une partie, si pas la totalité, de ce flux est due à l'oxydation du méthane de source profonde obtenu du réservoir de pétrole ou des couches sus-jacentes, mais il est possible qu'une partie soit des émissions fugitives du CO₂ injecté dans le réservoir de pétrole. L'absence de mesure de ligne de base pré-injection empêche une identification définitive de sa source.

Du CO₂ a été injecté dans le champ de pétrole Weyburn (Saskatchewan, Canada) pour la RAP depuis septembre 2000. Des échantillonnages de gaz du sol ont eu lieu en trois périodes depuis juillet 2001 et octobre 2003, principalement dans le but de déterminer des concentrations de fond et la présence de toute fuite de CO₂ ou de gaz traceurs associés du réservoir. A ce jour, il n'y a pas de trace de dégagement du CO₂ injecté. Cependant, une surveillance ultérieure des gaz des sols est nécessaire afin de vérifier que cela reste ainsi à l'avenir et des travaux plus détaillés sont nécessaires pour comprendre les causes de variation des teneurs en gaz des sols et afin d'examiner de possibles autres conduits pour le dégagement de gaz (Wilson et Monea 2005).

Le site de stockage de CO₂ Sleipner, en mer du Nord, Norvège (Chadwick et al. 2003) a reçu des injections d'environ 1 million de tonnes de CO₂ par an dans le « Utsira Sand », une formation saline, depuis 1996. L'injection cumulative de CO₂ jusqu'à 2004 était >7 millions de tonnes. La distribution de CO₂ à la subsurface est surveillée au moyen de sondages sismiques 3-D répétés (des sondages pré-injection et deux sondages de répétition sont publiquement disponibles à ce jour) et, récemment, au moyen de sondages de gravité (un seul

sondage est disponible aujourd'hui). Les résultats des sondages sismiques 3D ne montrent aucune fuite (Arts et al. 2003).

Ensemble, ces sondages montrent qu'une méthodologie de Niveau 3 peut être mise en œuvre non seulement pour soutenir des estimations des émissions nulles mais également pour détecter une fuite, même faible, si elle se produit.

Il n'y a eu qu'un seul essai à grande échelle de production assistée de méthane dans une couche de houille en injectant du CO₂ ; le projet Allison dans le bassin de San Juan, États-Unis (Reeves, 2005). Ce projet a permis d'obtenir suffisamment d'informations pour montrer que le CO₂ était séquestré en toute sécurité dans les veines de charbon. Les données de pression et les données compositionnelles de 4 puits d'injection et de 15 puits de production n'ont pas indiqué de fuite. Une partie du CO₂ a été récupérée des puits de production après environ cinq ans. Cependant, cette récupération était attendue et, pour les fins de l'inventaire, elle serait prise en compte comme une émission (si elle n'était pas séparée du méthane produit dans une couche de houille et recyclé). Aucune surveillance de la surface du sol n'a été réalisée pour les fuites de CO₂ ou de méthane.

5.7.3 Exhaustivité

Toutes les émissions (CO₂ et, le cas échéant, CH₄) imputables à tous les sites de stockage de CO₂ doivent être incluses dans l'inventaire. Si la capture de CO₂ a lieu dans un pays différent de celui où a lieu le stockage du CO₂, les organismes chargés de l'inventaire doivent prendre des mesures pour assurer qu'un double comptage du stockage n'a pas lieu.

La détermination des propriétés du site et les plans de surveillance devraient identifier des sources possibles d'émission en dehors du site (par exemple, migration latérale, nappe phréatique, etc.). Autrement, une stratégie réactive peut être mise en œuvre en dehors du site sur base des informations provenant du site. Si les émissions sont attendues et/ou ont lieu en dehors du pays où l'opération de stockage a lieu (injection de CO₂), les organismes nationaux pertinents chargés de l'inventaire devraient prendre des arrangements pour surveiller et rendre compte de ces émissions (voir Section 5.10 ci-dessous).

Les estimations de CO₂ dissous dans le pétrole et émis dans l'atmosphère suite au traitement ex situ sont couvertes par les méthodologies pour la production du pétrole et du gaz. L'organisme chargé de l'inventaire devrait s'assurer que les informations sur ces émissions collectées dans les sites de stockage du CO₂ sont cohérentes par rapport aux estimations liées à ces catégories de source.

5.7.4 Développement d'une série temporelle cohérente

Si les capacités de détection des équipements de surveillance s'améliorent avec le temps, si des émissions préalablement non enregistrées sont identifiées, si la mise à jour des modèles suggère que des émissions ont eu lieu mais sont restées non identifiées, et un programme de surveillance mis à jour confirme ceci, un recalcul approprié des émissions sera nécessaire. Ceci est particulièrement important étant donné la précision généralement faible associée aux suites de surveillance actuelles, même en utilisant les technologies actuelles les plus avancées. L'établissement du flux de fond et de la variabilité de fond est également très important. Pour des sites de stockage du CO₂ spécialisés, les émissions anthropiques précédant l'injection et le stockage seront nulles. Pour certaines opérations de récupération assistée de pétrole, il peut y avoir des émissions anthropiques avant la conversion vers un site de stockage de CO₂.

5.8 ÉVALUATION DES INCERTITUDES

Les *bonnes pratiques* recommandent d'inclure une évaluation des incertitudes lorsque des méthodes de Niveau 3 sont utilisées. L'incertitude des estimations des émissions dépendra de la précision des techniques de surveillance utilisées pour vérifier et mesurer toute émission et de la modélisation utilisée pour prédire les fuites du site de stockage. Le concept de pourcentage d'incertitude peut ne pas être applicable pour ce secteur et, dès lors, des intervalles de confiance et/ou des courbes de probabilité pourraient être fournies.

L'incertitude des mesures sur le terrain est très importante et dépendra de la densité de l'échantillonnage et de la fréquence des mesures. Elle peut être déterminée à l'aide de méthodes statistiques standards.

Une simulation de réservoir efficace devrait aborder les questions de variabilité et d'incertitude des caractéristiques physiques, en particulier les propriétés de la roche-magasin et du fluide du réservoir, étant donné que les modèles de réservoir sont conçus pour prédire les mouvements de fluide sur une longue période et que les réservoirs géologiques sont, par nature, hétérogènes et variables. Par conséquent, l'incertitude des estimations obtenues par modélisation dépendra de :

- L'exhaustivité des données primaires utilisées au cours de l'évaluation du site ;
- La correspondance entre le modèle géologique et les aspects importants de la géologie du site et des environs, en particulier le traitement des voies de migration possibles ;

L'exactitude des données importantes qui soutiennent le modèle :

- Sa représentation numérique subséquente sous forme de grille
- Une représentation appropriée des procédés dans les modèles numériques et analytiques physico-chimiques

Les estimations des incertitudes sont généralement réalisées en variant les paramètres d'entrée du modèle et en réalisant de multiples simulations pour déterminer l'impact sur les résultats du modèle à court terme et les prédictions à long terme. L'incertitude des mesures sur le terrain dépendra de la densité de l'échantillonnage et de la fréquence des mesures. Elle peut être déterminée à l'aide de méthodes statistiques standards. Lorsque les estimations du modèle et les mesures sont toutes deux disponibles, la meilleure estimation des émissions sera réalisée en validant le modèle et en estimant ensuite les émissions avec le modèle actualisé. De multiples réalisations en utilisant le modèle basé sur les données historiques peuvent traiter l'incertitude dans ces estimations. Ces données peuvent être utilisées pour modifier les exigences de départ en matière de surveillance (par exemple ajouter de nouveaux sites ou de nouvelles technologies, augmenter ou réduire la fréquence) et sont, en fin de compte, à la base d'une décision éclairée de fermer l'installation.

5.9 ASSURANCE DE LA QUALITÉ / CONTRÔLE DE LA QUALITÉ (AC/CQ) DE L'INVENTAIRE

AQ/CQ pour tout le système de CSC

La capture du CO₂ ne devra être rapportée que lorsqu'elle est liée au stockage à long terme.

Il convient de vérifier que la masse de CO₂ capturée n'excède pas la masse de CO₂ stockée plus les émissions fugitives rapportées l'année de l'inventaire (Tableau 5.4).

L'expérience avec la CSC est limitée aujourd'hui mais elle devrait augmenter au cours des quelques prochaines années. Aussi les *bonnes pratiques* recommandent-elles de comparer les méthodes de surveillance et les scénarios de fuite possible entre sites comparables au niveau international. La coopération internationale sera également un atout dans le développement de méthodologies et de technologies de surveillance.

Catégorie	Activité		CO ₂ (Gg)
	Source de données	Unité	
Quantité totale capturée pour le stockage (A)	Additionnée à partir de toutes les catégories pertinentes	Gg	
Quantité totale des importations pour le stockage (B)	Données des sociétés de pipeline ou des agences de statistiques	Gg	
Quantité totale des exportations pour le stockage (C)	Données des sociétés de pipeline ou des agences de statistiques	Gg	
Quantité totale de CO ₂ injecté sur les sites de stockage (D)	Données des sites de stockage fournies par les opérateurs, comme décrit au Chapitre 5	Gg	
Quantité totale de fuites durant le transport (E1)	Additionnée à partir de la catégorie 1C 1 du GIEC	Gg	
Quantité totale de fuites durant l'injection (E1)	Additionnée à partir de la catégorie 1C 2 a du GIEC	Gg	
Quantité totale de fuite des sites de stockage (E3)	Additionnée à partir de la catégorie 1C 2 b du GIEC	Gg	
Fuites totales (E4)	E1 + E2 + E3	Gg	
Capture + importations (F)	A + B	Gg	
Injection + fuite + exportations (G)	D + E4 + C	Gg	
Ecart	F - G	Gg	

¹ Une fois capturé, il n'y a pas de traitement différencié entre le carbone biogénique et le carbone fossile : leurs émissions et leur stockage seront estimés et présentés.

Idéalement, (Capture + importations) = (Injection + exportations + fuite)

Si (Capture + importations) < (Injection + exportations + fuite), alors il faut vérifier que :

Les exportations ne sont pas surestimées

Les importations ne sont pas sous-estimées

Les données pour l'injection de CO₂ n'incluent pas les opérations de RAP non liées au stockage

Si (Capture + importations) > (Injection + exportations + fuite), alors il faut vérifier que :

Les exportations ne sont pas sous-estimées

Les importations ne sont pas surestimées

La capture du CO₂ désignée comme « pour stockage à long terme » est généralement destinée à d'autres utilisations émissives à court terme (par exemple, produits, RAP sans stockage)

AQ/CQ du site

L'assurance de la qualité et le contrôle de la qualité sur le site seront obtenus par une inspection régulière des équipements de surveillance et de l'infrastructure du site par l'opérateur. Les équipements et les programmes de surveillance seront sujets à un examen indépendant approfondi par l'organisme chargé de l'inventaire et/ou l'organe de régulation.

Toutes les données, y compris les rapports sur la détermination des propriétés du site, les modèles géologiques, les simulations d'injection de CO₂, la modélisation prédictive du site, l'évaluation des risques, les plans d'injection, les applications de licence, les stratégies de surveillance, ainsi que les résultats et la vérification, doivent être retenues par l'opérateur et transmises à l'organisme chargé de l'inventaire pour l'AQ/CQ.

L'organisme chargé de l'inventaire doit comparer (points de référence) les taux de fuite d'une installation de stockage donnée par rapport à des sites de stockage similaires et expliquer les raisons des différences de performance.

Lorsque c'est possible, l'organe de régulation pertinent peut vérifier les estimations des émissions et/ou le plan de surveillance décrit ci-dessus. Si un tel organe n'existe pas, l'opérateur du site devrait, au départ, fournir à l'organisme chargé de l'inventaire les résultats de l'examen par une tierce partie compétente confirmant que les modèles géologiques et numériques sont représentatifs, le simulateur de réservoir approprié, la modélisation réaliste et le plan de surveillance pertinent. Au fur et à mesure qu'ils deviennent disponibles, l'opérateur du site doit comparer les résultats du programme de surveillance avec les modèles prédictifs et ajuster les modèles, le programme de surveillance et/ou la stratégie d'injection en conséquence. L'opérateur du site doit informer l'organisme chargé de l'inventaire des changements opérés.

5.10 ÉTABLISSEMENT DE RAPPORTS ET DOCUMENTATION

Recommandations pour la présentation des émissions imputables au stockage géologique :

Avant que l'opération de stockage géologique ne démarre, l'organisme national chargé de l'inventaire là où a lieu le stockage devrait obtenir et archiver les données suivantes :

- Rapport sur les méthodes et les résultats de la détermination des propriétés du site
- Rapport sur les méthodes et les résultats de la modélisation
- Une description du programme de surveillance proposé y compris les mesures de fond appropriées
- L'année où le stockage du CO₂ a commencé ou va commencer
- Les sources proposées de CO₂ et l'infrastructure impliquées dans toute la chaîne de la capture et du stockage du dioxyde de carbone entre la source et le réservoir de stockage

Le même organisme national chargé de l'inventaire devrait recevoir annuellement de chaque site :

- La masse de CO₂ injectée durant l'année de l'inventaire
- La masse de CO₂ stockée durant l'année de l'inventaire
- La masse cumulative de CO₂ stockée sur le site
- La (les) source(s) de CO₂ et l'infrastructure impliquées dans toute la chaîne de la capture et du stockage du dioxyde de carbone entre la source et le réservoir de stockage
- Un rapport détaillant les raisons, la méthodologie, la fréquence de surveillance et les résultats du programme de surveillance – pour inclure la masse de toute émission fugitive de CO₂ et de tout gaz à effet de serre dans l'atmosphère ou le lit marin du site de stockage durant l'année de l'inventaire
- Un rapport de toute correction à la modélisation et la modélisation ultérieure du site nécessaires à la lumière des résultats de surveillance
- La masse de toute émission fugitive de CO₂ et de tout gaz à effet de serre dans l'atmosphère ou le lit marin du site de stockage durant l'année de l'inventaire
- Les descriptions des programmes de surveillance et des méthodes de surveillance utilisées, la fréquence de surveillance et leurs résultats
- Les résultats de la vérification par des tiers du programme et des méthodes de surveillance

Il peut y avoir des exigences supplémentaires par rapport à l'établissement des rapports au niveau du projet lorsque le site fait partie d'un système d'échange de quotas d'émission.

Établissement de rapports sur les opérations de CSC transfrontalières

Le CO₂ peut être capturé dans un pays, le pays A, et exporté pour le stockage dans un autre pays, le pays B. D'après ce scénario, le pays A devrait rapporter la quantité de CO₂ capturée, toute émission imputable au transport et/ou au stockage temporaire qui a lieu dans le pays A, et la quantité de CO₂ exportée vers le pays B. Le pays B devrait rapporter la quantité de CO₂ importée, toute émission imputable au transport et/ou au stockage temporaire (qui a lieu dans le pays B), et toute émission provenant des sites d'injection et de stockage géologique.

Si le CO₂ est injecté dans un pays, le pays A, quitte le site de stockage et fuit dans un pays différent, le pays B, le pays A a la responsabilité de rapporter les émissions du site de stockage géologique. Si ces fuites sont anticipées sur base de la détermination des propriétés et la modélisation du site, le pays A devrait se mettre d'accord avec le pays B pour s'assurer que des normes appropriées pour le stockage et la surveillance à long terme et/ou l'estimation des émissions sont appliquées (les organes de régulation pertinents peuvent avoir des arrangements pour traiter les questions transfrontalières en ce qui concerne la protection des nappes phréatiques et/ou la récupération de pétrole et de gaz).

Si plusieurs pays utilisent un site de stockage commun, le pays où a lieu le stockage géologique a la responsabilité de rapporter les émissions provenant de ce site. Si les émissions se produisent en dehors de ce pays, les pays conservent la responsabilité de rapporter ces émissions comme décrit ci-dessus. Au cas où un site de stockage est réparti sur plus d'un pays, les pays concernés devraient se mettre d'accord pour que chacun rapporte une fraction convenue des émissions totales.

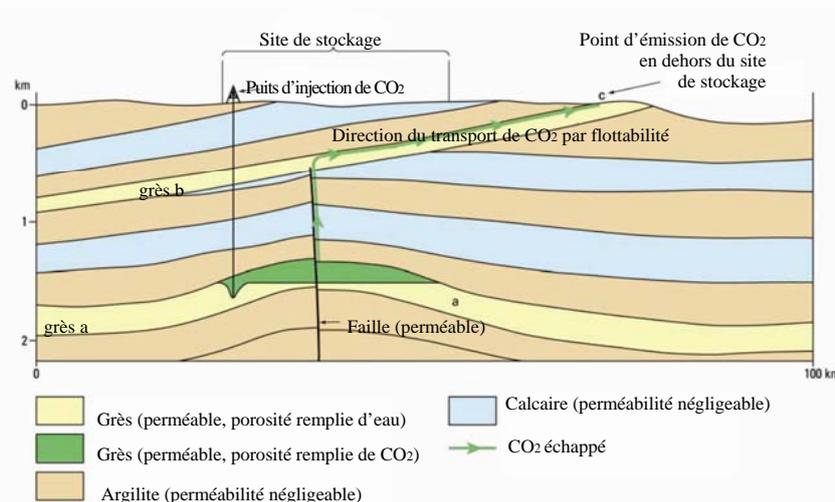
Annexe 5.1 Description des technologies de surveillance possibles des sites de stockage géologique du CO₂ - résumé

Introduction

La surveillance du stockage géologique du CO₂ requiert l'utilisation de techniques qui peuvent définir la distribution, la phase et la masse du CO₂ injecté à tout endroit le long de toute voie depuis le point d'injection du réservoir de stockage géologique jusqu'à la surface terrestre ou le lit marin. Ceci nécessitera généralement l'application simultanée de plusieurs techniques différentes.

Les particularités de la géologie du site de stockage et ses environs devront être déterminées pour identifier les éléments, les événements et les procédés qui pourraient mener à une fuite de CO₂ du réservoir de stockage, et également pour modéliser les routes de transport et les flux possibles du CO₂ au cas où une fuite de CO₂ se produirait d'un réservoir de stockage, étant donné que cela ne sera pas nécessairement sur le site d'injection (Figure A1).

Figure A1 Illustration de la possibilité de fuite de CO₂ d'un réservoir de stockage géologique en dehors du site de stockage.



Si le CO₂ migre du réservoir de stockage (a) via une faille non détectée dans la roche-magasin poreuse et perméable (b), il peut être transporté par flottabilité vers la surface du sol au point (c). Ceci peut résulter en l'émission de CO₂ à la surface du sol à plusieurs kilomètres du site lui-même et à un moment inconnu dans le futur. Déterminer les particularités de la géologie du site de stockage et des zones environnantes et réaliser la modélisation numérique des scénarios et des procédés de fuite possibles peuvent fournir les informations nécessaires pour situer correctement les équipements de surveillance de surface et de subsurface durant et après le procédé d'injection.

Les Tableaux A5.1 - A5.6 présentent les techniques de surveillance et les outils de mesure les plus courants qui peuvent être utilisés pour surveiller le CO₂ dans la subsurface profonde (considérée ici comme étant la zone environ 200 mètres à 5 000 mètres sous la surface du sol ou le lit marin) et la subsurface peu profonde (environ les 200 mètres juste en dessous de la surface du sol ou du lit marin) et la couche supérieure (régions moins de 10 mètres au-dessus et en dessous de la surface du sol ou du lit marin).

Il convient d'utiliser les techniques qui donneront les résultats les plus précis étant donné le contexte. Les techniques appropriées seront généralement évidentes pour les spécialistes, mais la pertinence relative de différentes techniques peut également être évaluée. Il n'y a pas de limites de détection clairement définies pour la plupart des techniques. Sur le terrain, leur capacité à mesurer la distribution, la phase et la masse de CO₂ dans

un réservoir subsurface sera spécifique au site. Cela sera déterminé aussi bien par la géologie du site et des environs, les conditions ambiantes de température, de pression et de saturation d'eau sous terre que par la sensibilité théorique des techniques ou des instruments de mesure eux-mêmes.

De même, les limites de détection des techniques de surveillance de surface sont déterminées par les paramètres environnementaux ainsi que par la sensibilité des instruments de surveillance eux-mêmes. Dans les systèmes proches de la surface du sol, les flux et les concentrations de CO₂ sont déterminés par l'absorption de CO₂ par les plantes lors de la photosynthèse, la respiration des racines, la respiration microbienne dans le sol, le dégazement profond de CO₂ et l'échange de CO₂ entre le sol et l'atmosphère [Oldenburg et Unger 2003]. Tout dégazement de CO₂ d'un réservoir de stockage de CO₂ artificiel doit être distingué du contexte naturel variable (Oldenburg et Unger 2003, Klusman 2003a, c). L'analyse des rapports des isotopes de carbone stables et radiogéniques dans le CO₂ détecté peut favoriser ce procédé.

La plupart des techniques nécessitent une calibration ou une comparaison avec des sondages de ligne de base réalisées avant le début de l'injection, par exemple pour déterminer les flux de référence du CO₂. Des stratégies pour la surveillance de la subsurface profonde ont été appliquées au champ de pétrole Weyburn et au site de stockage du CO₂ Sleipner (Wilson et Monea 2005, Arts et al. 2003). L'interprétation des sondages sismiques 4D a été très réussie dans les deux cas. Dans le champ Weyburn, les informations géochimiques obtenues de certains des nombreux puits se sont également révélées extrêmement utiles.

Sur terre, des stratégies de surveillance de la surface et de la surface proche de la terre ont été proposées (Oldenburg et Unger 2003) et appliquées (Klusman 2003a, c; Wilson et Monea 2005). Des sondages du gaz des sols et des mesures du flux du gaz de surface ont été utilisés. À ce jour, il n'y a pas eu de surveillance de la subsurface peu profonde ou du lit marin spécifiquement pour le CO₂ marin. Cependant, la surveillance du suintement de gaz naturel et ses effets sur la subsurface peu profonde et le lit marin a été mise en œuvre et est considérée comme analogue pour le suintement de CO₂ [par exemple, Schroot et Schüttenhelm 2003a, b].

TABLEAU A 5.1
TECHNOLOGIES DE SURVEILLANCE POSSIBLES DES SUBSURFACES PROFONDES ET LEURS APPLICATIONS PROBABLES

Technique	Capacités	Limites de détection	Coûts (si applicable)	Limites	État actuel de la technologie
Sondages de réflexion sismique à plusieurs composants 2D, 3D et 4D (intervalle de temps)	Structure géologique d'images du site et des environs ; structure, distribution et épaisseur de la roche-magasin et de la roche couverture ; distribution (y compris mouvement de sondage à laps de temps) de CO ₂ dans le réservoir. Peut vérifier (dans les limites) la masse de CO ₂ dans le réservoir. Des dispositifs sismiques permanents peuvent être installés (mais ne sont pas nécessaires) pour l'acquisition temporelle (4D).	Spécifique au site. Profondeur optimale de la cible est généralement 500-3 000 m. À Sleipner, qui est proche de l'optimum pour la technique, la limite de détection dans Utsira Sand est c. 2800 tonnes de CO ₂ . À Weyburn, la limite de détection est c 2 500 – 7 500 tonnes de CO ₂ (White et al. 2004). Probable que du CO ₂ dispersé dans les couches sous-jacentes puisse être détecté – des poches de gaz naturel peu profondes représentées sous forme de points clairs et le méthane dispersé dans des cheminées de gaz peuvent être bien représentées.	A terre ou en mer. Les images sont de moins bonne qualité à travers le karst, sous le sel, sous le gaz, en général la résolution diminue avec la profondeur	Ne peut donner des images du CO ₂ dissous (contraste d'impédance insuffisant entre le fluide de porosité saturé en CO ₂ et le fluide de porosité d'origine). Ne peut donner des bonnes images quand il y a un faible contraste d'impédance entre le fluide et la roche saturée en CO ₂ . Cela est assez commun (Wang, 1997)	Très développé avec un large usage commercial dans l'industrie du pétrole et du gaz
Réflexion sismique croisée entre trous de sonde	Reflète la distribution de la vitesse entre les puits. Fournit des informations en 2D à propos des roches et des fluides qui y sont contenus.	Spécifique au site. La résolution peut être plus grande que les sondages de réflexion sismique de surface mais la couverture plus réduite	A terre ou en mer	Comme ci-dessus et limité aux surfaces entre les puits	Très développé avec un large usage commercial dans l'industrie du pétrole et du gaz
Profil sismique vertical	Reflète la distribution de vitesse autour d'un seul puits. Cartographie la distribution de la pression des fluides autour du puits. Possible avertissement précoce de fuites autour du puits.	Spécifique au site.	A terre ou en mer	Comme ci-dessus et limité à une petite zone autour d'un même puits	Très développé avec un large usage commercial dans l'industrie du pétrole et du gaz

TABLEAU A 5.1(SUITE)
TECHNOLOGIES DE SURVEILLANCE POSSIBLES DES SUBSURFACES PROFONDES ET LEURS APPLICATIONS PROBABLES

Technique	Capacités	Limites de détection	Si applicable, les coûts	Limites	État actuel de la technologie
Surveillance microsismique	Détecte et triangule l'emplacement des microfractures dans la roche-magasin et les couches environnantes. Fournit une indication de l'emplacement des fronts de fluide injecté. Évalue les dangers sismiques induits.	Spécifique au site. Dépend du bruit de fond parmi d'autres facteurs. Plus de récepteurs dans plus de puits fournissent une plus grande précision dans l'emplacement des événements.	A terre ou en mer	Nécessite des puits pour le déploiement	Bien développé avec usage commercial
Surveillance des puits	Nombreuses fonctions possibles y compris la mesure de la saturation en CO ₂ , la pression des fluides, la température. Ciment et/ou dégradation ou défaillance du revêtement. Repérage du puits. Détection au traceur – les traceurs à vitesse rapide pourraient permettre d'intervenir dans la prévention des fuites en modifiant les paramètres de fonctionnement. Détection de changements géochimiques dans les fluides de formation. Échantillonnage physique des roches et des fluides. Clinomètres à l'intérieur du puits pour la détection des mouvements du sol causés par une injection de CO ₂ . Surveillance des formations couvrant le réservoir de stockage pour rechercher des signes de fuite du réservoir.	Les échantillons géochimiques de fond peuvent être analysés avec un spectromètre de masse couplé à un plasma à couplage inductif (avec une résolution de parts par milliard). Les traceurs au carbone perfluoré peuvent être détectés par parts de 10 ¹² . Les profils de sondage fournissent des mesures précises de nombreux paramètres (porosité, résistivité, densité, etc).	À terre ou en mer. Plus coûteux en mer.	Certaines fonctions ne peuvent être réalisées que lorsque le forage est tubé. D'autres nécessitent la perforation de certains intervalles du tubage. Les coûts imposent certaines limites, surtout en mer.	Des puits de surveillance sont utilisés, par exemple dans l'industrie de stockage du gaz naturel. Nombreux outils très développés et régulièrement utilisés dans l'industrie du gaz et du pétrole, d'autres sont en développement.
Surveillance par pression de la tête de puits durant l'injection, test de formation de pression	La pression d'injection peut être continuellement surveillée à la tête de puits par mètres (Wright & Majek 1998). La pression de fond peut être surveillée par des jauges. Tests de pression d'injection et tests de production effectués dans le puits pour déterminer la perméabilité, la présence de barrières dans le réservoir, la capacité de rétention des fluides des roches couvertures.	Technologie reconnue pour l'estimation des réserves et l'ingénierie des réservoirs des champs de gaz et de pétrole. ICP-MS peut être utilisé pour détecter de faibles changements dans la composition élémentaire dus à l'injection de CO ₂ .	À terre ou en mer. Plus coûteux en mer		Très développé avec un large usage commercial dans l'industrie du pétrole et du gaz
Études gravimétriques	Déterminer la masse et la distribution approximative du CO ₂ après injection de minute en minute en gravité causée par le CO ₂ injecté déplaçant le fluide pore du réservoir. Peut détecter la migration verticale du CO ₂ par des sondages successifs, en particulier lorsqu'un changement de phase du fluide supercritique au gaz se produit à cause d'un changement de densité. La limite de détection est faible et spécifique au site.	Quantités minimums détectables de l'ordre de centaines de milles à quelques millions de tonnes (Benson et al. 2004; Chadwick et al 2003). Les quantités réelles détectables sont spécifiques au site. Au plus élevés sont la porosité et le contraste de densité entre le fluide pore d'origine et le CO ₂ injecté, au meilleur sera la résolution.	À terre ou en mer. Peu cher à terre.	Ne peut pas refléter le CO ₂ dissous (contraste de densité insuffisant avec le fluide pore d'origine).	Très développé avec un large usage commercial dans l'industrie du pétrole et du gaz. Couramment utilisé dans la recherche géophysique.

TABLEAU A 5.2
TECHNOLOGIES DE SURVEILLANCE POSSIBLES DES SUBSURFACES PEU PROFONDES ET LEURS APPLICATIONS PROBABLES

Technique	Capacités	Limites de détection	Si applicable, les coûts	Limites	État actuel de la technologie
Sparker : source sismique avec une fréquence centrale autour de 0,1 à 1,2 kHz généralement placée à des profondeurs peu profondes.	Reflète (les changements de) la distribution du gaz dans la sous-surface peu profonde (typiquement représenté par des obturations acoustiques, des points brillants, l'amélioration de la réflexion).	Généralement les concentrations de gaz libre > 2% sont identifiées par des obturations acoustiques. Résolution verticale > 1m	En mer	Plus grande pénétration mais résolution inférieure au boomer placé en profondeur. La quantification de gaz peut être difficile quand les concentrations sont supérieures à 5 %.	Très développé et largement commercialisé dans l'industrie des sondages sismiques des fonds marins et des bas fonds, ainsi que dans la recherche marine
Boomer placé en profondeur : Source sismique créant une impulsion sonore de large bande avec une fréquence centrale autour de 2,5 kHz placée en profondeur	Reflète (les changements de) la distribution du gaz des bas fonds dans les sédiments (typiquement représenté par des obturations acoustiques, des points brillants, etc.). Reflète la morphologie du lit marin. Reflète les courants de bulles dans l'eau de mer.	Généralement les concentrations de gaz libre > 2% sont identifiées par des obturations acoustiques. La résolution de la morphologie du lit marin est généralement inférieure à 1 mètre. La pénétration peut aller jusqu'à 200 m sous le lit marin mais est généralement moindre.	En mer	Les courants de bulles plus solubles que les bulles de méthane peuvent par conséquent se dissoudre dans des colonnes d'eau relativement peu profonde (approximativement 50 m). Les courants de bulles peuvent être intermittents et ne pas être détectés en cas de sondage unique. Le positionnement correct du boomer est très important.	Très développé et largement commercialisé dans l'industrie des sondages sismiques des fonds marins et des bas fonds, ainsi que dans la recherche marine
Sonar latéral	Reflète la morphologie du lit marin. Reflète les courants de bulles dans l'eau de mer. Caractérisation de la lithologie du lit marin, par exemple cimentation du carbonate	Méthode de pointe pour la détection des bulles de gaz.	En mer	Comme ci-dessus. Le positionnement correct du poisson sonar latéral est très important.	Très développé et largement commercialisé dans l'industrie des sondages sismiques des fonds marins, ainsi que dans la recherche marine
Échosondage à faisceau multiple (bathymétrie multifaisceaux)	Reflète la morphologie du lit marin. Des sondages successifs permettent de quantifier les changements morphologiques. La lithologie du lit marin est identifiée par rétrodiffusion.	Peut identifier les changements de morphologie du lit marin dès 10 cm.	En mer	Comme ci-dessus. Plus grande couverture en un temps réduit	Largement utilisé dans la recherche marine
Méthodes électriques	Peut détecter des changements de la résistivité dus au remplacement des fluides pore d'origine par du CO ₂ , en particulier quand le CO ₂ est super critique. Des méthodes EM et électriques pourraient éventuellement cartographier la dispersion du CO ₂ dans un réservoir de stockage. L'EM de surface peut avoir le potentiel pour cartographier les changements de saturation du CO ₂ dans le réservoir.	Relativement faible en coût et de faible résolution	L'EM de surface a prouvé ses possibilités à terre ou en mer. Des développements sont nécessaires pour l'application dans le stockage du CO ₂	Résolution – Des développements et de nouvelles expériences sont nécessaires.	Au stade de la recherche

TABLEAU A 5.3
TECHNOLOGIES POUR DETERMINER LES FLUX DU SOL OU DE L'EAU DANS L'ATMOSPHERE, ET LEURS APPLICATIONS POSSIBLES

Technique	Capacités	Limites de détection	Si applicable, les coûts	Limites	État actuel de la technologie
Technique de covariance des turbulences (Miles, Davis et Wyngaard 2005).	Mesure des flux de CO ₂ dans l'air à l'aide d'une empreinte mathématiquement définie au vent de l'équipement de détection. L'équipement est monté sur une plate-forme ou une tour. Les données d'analyse du gaz, provenant habituellement de détecteurs de CO ₂ à infrarouge à voie ouverte ou fermée fixe sont intégrées à la vitesse et à la direction du vent pour définir les empreintes et calculer des flux.	Flux réalistes détectables dans une zone active biologiquement avec des mesures horaires = $4,4 \times 10^7 \text{ kg m}^{-2} \text{ s}^{-1} = 13\,870 \text{ t km}^{-2}/\text{an}$ (Miles, Davis et Wyngaard 2005)	Peut uniquement être utilisé à terre. Technologie éprouvée. Relativement bon marché. Potentiel pour étudier des zones relativement larges afin de déterminer des flux et détecter des fuites. Lorsqu'une fuite est détectée, il est probablement nécessaire de demander un sondage détaillé de l'empreinte (à l'aide d'un détecteur portable à IR de CO ₂ ou de gaz de sol) pour la localiser.	Plusieurs tours d'instrument peuvent être nécessaires pour couvrir tout un site. Avec un détecteur monté sur une tour de 10m une empreinte de l'ordre de 10^4 - 10^6 m^2 est probable. Des développements peuvent être souhaitables pour automatiser les mesures. La détermination quantitative des flux peut être limitée aux régions de terrain plat.	Utilisé par la communauté de la recherche.
Techniques des chambres d'accumulation, utilisant le champ IR ou l'analyse en laboratoire du gaz échantillonné pour mesurer les flux (Klusman 2003).	Des chambres d'accumulation de volume connu sont placées au sol et connectées sommairement à la surface du sol, par exemple en plaçant de la terre autour d'elles, ou en les plaçant sur des colliers enfoncés dans le sol. Le gaz des chambres est échantillonné de manière périodique et analysé, par exemple au moyen de détecteurs de gaz IR portables. On les replace ensuite dans la chambre pour surveiller la montée de la pression dans le temps. Détecte tous les flux à travers le sol.	Aisé capable de détecter des flux de $0,04 \text{ g CO}_2 \text{ m}^{-2} \text{ jour}^{-1} = 14,6 \text{ t/km}^2/\text{an}$ (Klusman 2003a). Le problème majeur est la détection des véritables fuites souterraines par rapport aux niveaux changeants du fond biogénique (potentiellement à l'aide de traceurs). Fonctionne mieux en hiver car la variation saisonnière de l'activité biologique est supprimée durant l'hiver.	Technologie éprouvée à Rangely (Klusman 2003a,b,c). Méthode efficace lorsqu'elle est utilisée en combinaison avec l'analyse d'autres gaz et une analyse d'isotope de carbone radiogénique et stable. Elle aide à identifier la source du CO ₂ collecté. Des gaz traceurs ajoutés au CO ₂ injecté peuvent aussi aider à ce niveau – la détection de traceurs très rapides peut fournir une opportunité d'intervention au niveau de la prévention des fuites en modifiant les paramètres de fonctionnement (c.-à-d. qu'on évite la réparation).	Les trous entre les points d'échantillonnages créent, en théorie, la possibilité de fuites non détectées. Dans les champs de pétrole et de gaz, il est possible que le CO ₂ soit du CH ₄ oxydé de manière microbienne plutôt qu'une fuite de CO ₂ d'un dépôt.	Utilisé par la communauté de la recherche.
Analyse du gaz d'eau des nappes phréatiques et de surface.	Échantillonne et mesure le contenu en gaz de l'eau des nappes phréatiques et des eaux de surface telles que les sources. Il est possible de : a) Placer un vide partiel au-dessus du liquide et extraire les gaz dissous. Analyse pour les gaz par la chromatographie du gaz, le spectromètre de masse, etc. b) Pour un échantillon récent, analyse du contenu en bicarbonate. C'est essentiellement ce qui fut fait à Weyburn dans le champ et à la tête de puits (Shevalier et al. 2004). Comme le CO ₂ dissous et les teneurs en bicarbonate sont liés, l'analyse de bicarbonate peut être directement liée à la teneur en CO ₂ dissous (en supposant des conditions d'équilibre).	Les niveaux de fond probablement au niveau bas de ppm. La limite de détection pour le bicarbonate est de l'ordre de $<2 \text{ ppm}$	A terre. Devrait être utilisé en combinaison avec les mesures de flux du sol à l'atmosphère puisqu'il fournit une voie alternative aux émissions de CO ₂ . Les techniques de mesure sont bien développées et relativement faciles à utiliser (par exemple, Evans et al., 2002) mais il faut faire attention au rapide dégazage du CO ₂ venant de l'eau (Gambardella et al., 2004).	Devrait tenir compte des flux d'eau variables.	Commercialisé

TABLEAU A 5.4
TECHNOLOGIES POUR LA DETECTION DES NIVEAUX SURELEVÉS DE CO₂ DANS L'AIR ET AU SOL (DETECTION DE FUITES)

Technique	Capacités	Limites de détection	Coûts (si applicable)	Limites	État actuel de la technologie
Analyse de gaz à l'aide d'un laser infrarouge à parcours long et ouvert	Mesure l'absorption par le CO ₂ dans l'air d'une partie spécifique du spectre infrarouge le long du parcours d'un signal laser et par conséquent les taux de CO ₂ dans l'air près du niveau du sol. Il est possible d'établir une carte tomographique à partir des mesures mais peu de résultats sont obtenus en convertissant cela en un flux à travers le terrain.	Nécessite des développements mais le potentiel estimé est de $\pm 3\%$ de l'air ambiant (c.11 ppm) ou mieux.	À terre. Dispose probablement du meilleur potentiel à court terme pour couvrir plusieurs km ² avec un seul dispositif et, par conséquent, des champs entiers avec quelques dispositifs. Les coûts sont estimés à 1 000 USD par unité, par conséquent il est possible de sonder des champs entiers à un coût relativement peu élevé. Lorsqu'une fuite est détectée, il est probablement nécessaire de demander un sondage détaillé (à l'aide d'un détecteur portable à IR de CO ₂ ou de gaz de sol) pour la localiser.	Technologie toujours en développement. Mesure les concentrations de CO ₂ sur de longs parcours, donc l'interprétation de la tomographie ou un sondage plus détaillé sont nécessaires pour localiser plus précisément les fuites. Difficile de calculer les flux ou de détecter les fuites de faible niveau par rapport à un fond naturel relativement élevé et changeant.	Au stade des essais et du développement
Analyse des gaz du sol	L'établissement des flux de fond au départ de la surface du sol et de ses variations est critique. La technique mesure les niveaux et flux de CO ₂ dans le sol en utilisant des sondes, habituellement martelées dans le sol à une profondeur de 50-100 cm mais peut également réaliser des échantillons des puits. L'échantillonnage généralement fait sur une grille. La partie inférieure de la sonde ou du tube inséré dans le puits est perforée et le gaz du sol est remonté pour une analyse sur site à l'aide d'un détecteur à laser IR portable ou placé dans des bidons à gaz pour une analyse en laboratoire.	Les détecteurs infrarouges portables utilisés dans les sondages de gaz de sol peuvent résoudre des changements de concentration en CO ₂ jusqu'à un minimum de $\pm 1-2$ ppm. Les valeurs absolues de CO ₂ dans le gaz du sol (0,2-4%) sont supérieures que dans l'air, mais les variations de flux de fond sont inférieures sous le sol qu'au-dessus donc les flux bas souterrains sont plus faciles à détecter. Une série de gaz peuvent être mesurés – les rapports d'autres gaz et isotopes peuvent fournir des indices sur l'origine du CO ₂ .	À terre. Technologie éprouvée aux champs de Weyburn et Rangely et dans des zones volcaniques et géothermiques. Utile pour des mesures détaillées, en particulier autour de points de fuites à flux faible détectées.	Chaque mesure peut prendre plusieurs minutes. Sonder de larges zones correctement est relativement coûteux et prend du temps. Dans les champs de pétrole et de gaz, il est possible que le CO ₂ soit du CH ₄ oxydé de manière microbienne plutôt qu'une fuite de CO ₂ d'un dépôt.	Utilisé par la communauté de la recherche.
Analyseurs de gaz portables à infrarouges, à main et orientés sécurité	Mesure les niveaux de CO ₂ dans l'air	La résolution de petits dispositifs à main pour la protection personnelle est généralement proche de 100 ppm.	Peut être utilisé à terre et sur des installations en mer comme des plateformes. Technologie éprouvée. Le coût des petits dispositifs à main pour la protection personnelle est généralement <1 000 USD par unité. Peut aussi être utile pour localiser les fuites à haute concentration détectées par des méthodes de recherche plus larges.	Pas suffisamment précis pour surveiller les fuites de CO ₂	Largement commercialisé
Analyse de gaz par laser infrarouge aérien	Les détecteurs de gaz à laser infrarouge à parcours ouvert ou fermé montés sur hélicoptère ou avion sont capables de prendre des mesures de CO ₂ dans l'air tous les 10 mètres environ.	Brantley et Koepnick (1995) citent une limite de détection ambiante de ± 1 ppm pour l'équipement utilisé dans la technique aérienne à voie fermée. Moins d'informations sont disponibles sur la technique à voie ouverte, bien qu'il soit probable que la limite soit de $\pm 1\%$ ou moins.	À terre. Technologie éprouvée pour la détection des fuites de méthane des pipelines et de CO ₂ de sources ponctuelles très larges. Application possible pour la détection des fuites de CO ₂ des pipelines et des infrastructures ou des fuites concentrées du sous-sol.	Les mesures sont faites à au moins une centaine de mètres au-dessus du sol et les concentrations au niveau du sol sont probablement bien supérieures au minimum détectable à ces niveaux. Le CO ₂ est plus lourd que l'air, donc se concentrera au sol et ne sera pas aussi aisément détectable que le méthane par des méthodes aériennes.	Commercialisé dans les applications de pipeline de gaz naturel, pas dans les applications de détection du CO ₂

Notes : Les données partielles de Schuler & Tang (2005) ont été incluses avec l'autorisation du projet de capture du CO₂ (CO₂ Capture Project).

TABLEAU A 5.5
MESURES INDIRECTES POUR DÉTECTER LES FUITES DES SITES DE STOCKAGE GÉOLOGIQUES DE CO₂

Technique	Capacités	Limites de détection	Coûts (si applicable)	Limites	État actuel de la technologie
Imagerie hyperspectrale aérienne ou par satellite	Détecte des changements anormaux dans la santé de la végétation qui pourraient être dus à une fuite de CO ₂ au niveau du sol. Peut également détecter des défauts subtils ou cachés qui peuvent être des voies pour des gaz remontant à la surface du sol. Utilise des parties du spectre visible et infrarouge.	Résolution spatiale d'images satellite et aérienne de 1-3 m. Non calibré en terme de flux ou de fraction de volume de CO ₂ dans les gaz aériens ou de sol, mais peut donner des indications des zones qui devraient être sondées en détail.	À terre	Recherche nécessaire pour déterminer les niveaux de CO ₂ au sol qui produiront des changements détectables dans la santé et la distribution de la végétation. Plusieurs sondages répétés nécessaires pour établir des réponses (saisonniers) aux variations du temps. Pas utile dans les zones arides.	Au stade de la recherche
Interférométrie par satellite	Des sondages par radar satellite répétés détectent des changements dans l'élévation de la surface du sol potentiellement causés par l'injection de CO ₂ , si une « absidence » (élévation verticale du sol) se produit.	Le radar interférométrique à synthèse d'ouverture (InSAR) peut détecter des changements millimétriques dans l'élévation.	À terre	Des changements d'élévation peuvent ne pas avoir lieu, ou peuvent se passer de manière saisonnière, par exemple en cas de gel/dégel. Des conditions locales atmosphériques et topographiques peuvent interférer	Au stade de recherche, pas encore utilisé pour le stockage de CO ₂

TABLEAU A 5.6
TECHNOLOGIES DE SURVEILLANCE DES NIVEAUX DE CO₂ DANS L'EAU DE MER, ET LEURS APPLICATIONS POSSIBLES

Technique	Capacités	Limites de détection	Coûts (si applicable)	Limites	État actuel de la technologie
Analyse du gaz de sédiment	Échantillonne et, en laboratoire, mesure la teneur en gaz des sédiments du lit marin.	Incertitude quant à la relation entre les teneurs en gaz mesurées et les teneurs en gaz in situ.	En mer Temps de transport par navire coûteux.	La correction de la pression des données sera nécessaire sauf si l'échantillon pressurisé est collecté. Des ROV ou des plongeurs peuvent être utilisés pour l'échantillonnage si nécessaire. Temps de transport par navire coûteux.	Utilisé par la communauté de recherche pour les analyses de gaz méthane en mer
Analyse des gaz d'eau de mer	Échantillonne et, en laboratoire, mesure la teneur en gaz de l'eau de mer. Des protocoles existent pour l'analyse des échantillons d'eau de mer.	Les limites de détection de l'équipement analytique sont probablement dans des limites basses de ppm ou mieux. La limite de détection pour le bicarbonate est de l'ordre de <2 ppm Capacité à détecter des fuites dans les champs non prouvée. Taille minimum de la fuite qui peut être détectée en pratique non prouvée.	En mer Temps de transport par navire coûteux.	Comme ci-dessus.	Utilisé pour les eaux proches de la surface par la communauté de recherche, pas très utilisé en profondeur.

Références

- Arts, R., Eiken, O., Chadwick, R.A., Zweigel, P., van der Meer, L.G.H. and Zinszner, B. (2003). 'Monitoring of CO₂ injected at Sleipner using time-lapse seismic data.' Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale & Y. Kaya (eds.), 1-4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v. 1, pp. 347-352.
- Bachu, S. and Gunter, W.D. (2005). 'Overview of acid-gas injection operations in Western Canada.' In: E.S. Rubin, D.W. Keith & C.F. Gilboy (Eds.), Greenhouse Gas Control Technologies, Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, 5-9 September 2004, Vancouver, Canada. Volume 1: Peer Reviewed Papers and Overviews, Elsevier, Oxford, pp.443-448.
- Benson, S.M., Gasperikova, E. and Hoversten, M. (2004). 'Overview of monitoring techniques and protocols for geologic storage projects.' IEA Greenhouse Gas R&D Programme Report, PH4/29. 99 pages.
- Brantley, S. L. and Koepenick, K. W. (1995). 'Measured carbon-dioxide emissions from Oldoinyo-Lengai and the skewed distribution of passive volcanic fluxes.' *Geology*, v. 23(10), pp. 933-936.
- Chadwick, R.A., Zweigel, P., Gregersen, U., Kirby, G.A., Holloway, S. and Johannesen, P.N. (2003). 'Geological characterization of CO₂ storage sites: Lessons from Sleipner, northern North Sea.' Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1-4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 321-326.
- Evans, W. C., Sorey, M.L., Cook, A.C., Kennedy, B.M., Shuster, D.L., Colvard, E.M., White, L.D., and Huebner, M.A., (2002). 'Tracing and quantifying magmatic carbon discharge in cold groundwaters: lessons learned from Mammoth Mountain, USA.' *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, v. 114(3-4), pp. 291-312.
- Gambardella, B., Cardellini, C., Chiodini, G., Frondini, F., Marini, L., Ottonello, G., Vetusch Zuccolini, M., (2004). 'Fluxes of deep CO₂ in the volcanic areas of central-southern Italy'. *J. Volcanol. Geotherm. Res.* v. 136 (1-2), pp. 31-52.
- IEA GHG, (2005). 'Permitting issues for CO₂ capture and storage: A review of regulatory requirements in Europe, USA and Australia.' IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Report IEA/CON/04/104, Cheltenham, UK.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), (2005). Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage [Metz, B., Davidson, O., Meyer, L and. de Coninck, H.C (eds.)] Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom, and New York, USA.
- Jones, D. G., Beaubien, S., Strutt, M. H., Baubron, J.-C., Cardellini, C., Quattrochi, F. and Penner, L. A. (2003). 'Additional soil gas monitoring at the Weyburn unit (2003).' Task 2.8 Report for PTRC. British Geological Survey Commissioned Report, CR/03/326.
- Klusman, R.W. (2003(a)). 'Rate measurements and detection of gas microseepage to the atmosphere from an enhanced oil recovery/sequestration operation, Rangely, Colorado, USA.' *Applied Geochemistry*, v. 18, pp. 1825-1838.
- Klusman, R.W. (2003(b)) 'Computer modelling of methanotrophic oxidation of hydrocarbons in the unsaturated zone from an enhanced oil recovery/sequestration project, Rangely, Colorado, USA.' *Applied Geochemistry*, v. 18, pp. 1839-1852.
- Klusman, R.W., (2003 (c)). 'A geochemical perspective and assessment of leakage potential for a mature carbon dioxide-enhanced oil recovery project and as a prototype for carbon dioxide sequestration; Rangely field, Colorado.' *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 87(9), pp. 1485-1507.
- Miles, N.L., Davis, K.J. and Wyngaard, J.C. (2005). 'Detecting leaks from belowground CO₂ reservoirs using eddy covariance, Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations.' Results from the CO₂ Capture Project, v. 2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification S.M. Benson (ed.), Elsevier Science, London, pp. 1031-1044.
- Oldenburg, C.M. and A.J. Unger, (2003). 'On leakage and seepage from geologic carbon sequestration sites: unsaturated zone attenuation. *Vadose Zone*'. *Journal*, 2, 287-296.
- Pruess, K., García, J., Kovscek, T., Oldenburg, C., Rutqvist, J., Steefel, C., and Xu, T. (2004). 'Code intercomparison builds confidence in numerical simulation models for geologic disposal of CO₂'. *Energy*, v. 29, pp. 1431-1444.
- Reeves, S.R., (2005). 'The Coal-Seq project: Key results from field, laboratory and modeling studies.' Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5-9, 2004, Vancouver, Canada, v.II, 1399-1406.

- Scherer, G.W., Celia, M.A., Prevost, J.-H., Bachu, S., Bruant, R., Duguid, A., Fuller, R., Gasda, S.E., Radonjic, M. and Vichit-Vadakan, W. (2005). 'Leakage of CO₂ through abandoned wells: role of corrosion of cement, carbon dioxide capture for storage in deep geologic formations' Results from the CO₂ Capture Project, v. 2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification, Benson, S.M. (Ed.), Elsevier Science, London, pp. 827–850.
- Schroot, B.M. and Schüttenhelm, R.T.E (2003). 'Expressions of shallow gas in the Netherlands North Sea.' *Netherlands Journal of Geosciences*, v. 82(1), pp. 91-105.
- Schroot, B.M. and Schüttenhelm, R.T.E (2003). 'Shallow gas and gas seepage: expressions on seismic and other acoustic data from the Netherlands North Sea.' *Journal of Geochemical Exploration*, v. 4061, pp. 1-5.
- Shevalier, M., Durocher, K., Perez, R., Hutcheon, I., Mayer, B., Perkins, E., and Gunter, W. (2004). 'Geochemical monitoring of gas-water-rock interaction at the IEA Weyburn CO₂ Monitoring and Storage Project.' Saskatchewan, Canada. GHGT7 Proceedings. At: http://www.ghgt7.ca/papers_posters.php?format=poster.
- Shuler, P. and Tang, Y (2005). 'Atmospheric CO₂ monitoring systems, carbon dioxide capture for storage in deep geologic formations.' Results from the CO₂ Capture Project, v. 2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification, S.M. Benson (ed.), Elsevier Science, London, pp. 1015–1030.
- Strutt, M.H, Beaubien, S.E., Beabron, J.C., Brach, M., Cardellini, C., Granieri, R., Jones, D.G., Lombardi, S., Penner, L., Quattrocchi F. and Voltatomi, N. (2003). 'Soil gas as a monitoring tool of deep geological sequestration of carbon dioxide: preliminary results from the EnCana EOR project in Weyburn, Saskatchewan (Canada).' Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, Amsterdam, v.I., 391–396.
- Wang, Z. (1997). 'Feasibility of time-lapse seismic reservoir monitoring; the physical basis.' *The Leading Edge*, v. 16, pp. 1327-1329.
- White, D.J., Burrowes, G., Davis, T., Hajnal, Z., Hirsche, I., Hutcheon, K., Majer, E., Rostron, B and Whittaker, S. (2004). 'Greenhouse gas sequestration in abandoned oil reservoirs.' The International Energy Agency Weyburn pilot project. *GSA Today*, 14, 4–10.
- Wilson, M., and Monea, M. (2005). IEA GHG Weyburn Monitoring and Storage Project, Summary Report, 2000–2004. Petroleum Technology Research Center, Regina SK, Canada. In: Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), Vol. III, September 5–9, Vancouver, Canada.
- Wright, G. and Majek, A. (1998). 'Chromatograph, RTU System monitors CO₂ injection'. *Oil and Gas Journal*, July 20, 1998.
- Yoshigahara, C, Itaoka, K. and Akai, M. (2005). 'Draft accounting rules for CO₂ capture and storage'. Proceedings of the GHGT-7 Conference.

Autres références

- Barrie, J., Brown, K., Hatcher, P.R. & Schellhase, H.U. (2005). 'Carbon dioxide pipelines: A preliminary review of design and risks.' In: E.S. Rubin, D.W. Keith & C.F. Gilboy (Eds.), *Greenhouse Gas Control Technologies, Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*, 5-9 September 2004, Vancouver, Canada. Volume 1: Peer Reviewed Papers and Overviews, Elsevier, Oxford, pp. 315-320.
- Haefeli, S., Bosi, M. and Philibert, C. (2004). 'Carbon dioxide capture and storage issues - accounting and baselines under the United Nations Framework Convention on Climate Change'. IEA Information Paper. IEA, Paris, 36 p.
- Holloway, S., Pearce, J.M., Ohsumi, T. and Hards, V.L. (2005). 'A review of natural CO₂ occurrences and their relevance to CO₂ storage.' IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham, UK.
- Oldenburg, Curtis M., Lewicki, Jennifer L., and Hepple, Robert P., (2003). 'Near-surface monitoring strategies for geologic carbon dioxide storage verification.' Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA LBNL-54089.
- Schremp, F.W. and Roberson, G.R. (1975). 'Effect of supercritical carbon dioxide (CO₂) on construction materials.' *Society of Petroleum Engineers Journal*, June 1975, 227–233.