



## **Compte-rendu du débat INERIS – ONG**

**Retour d'expérience des incidents et accidents sur des sites  
d'exploitation ou de stockage en milieu souterrain – Application au  
stockage géologique du CO<sub>2</sub>**

**Mardi 14 mai 2013**

## Sommaire

Liste des participants .....	3
Introduction : état des lieux .....	4
Les travaux .....	4
Questions des participants relatives aux travaux conduits.....	10
Remarques et recommandations des participants .....	12
Documents distribués à l'issue de la séance .....	13
INERIS en bref .....	13
Contacts INERIS .....	14

## Liste des participants

### ONG/Associations

Prénom	Nom	Organisme
Francis	Glémet	CNMSE
Daniel	Delestre	FNE
Mireille	Lopez	ADENCA

### INERIS

Prénom	Nom	Organisme
Céline	Boudet	Responsable ouverture et dialogue avec la société
Régis	Farret	Chef de projet CSC
Mehdi	Ghoreychi	Directeur des risques sols et sous-sols
Ginette	Vastel	Directrice de la Communication

### Personnes excusées

Prénom	Nom	Organisme
Alain	Buferne	ADENCA
Daniel	Salomon	Nature et Environnement 77

## Introduction : état des lieux

Filière émergente destinée à contribuer à la réduction des gaz à effet de serre, le captage et stockage du CO<sub>2</sub> (CSC) bénéficie à ce jour d'un retour d'expérience limité, le plus ancien site de stockage géologique datant de 1996. La connaissance de certains mécanismes qui seront mis en jeu à moyen ou long terme est encore imparfaite. En conséquence, dans un premier rapport de synthèse sur la maîtrise des risques, l'INERIS proposait en 2010 la mise en place d'un retour d'expérience (REX). L'analyse du REX constitue un outil pertinent de prévention, et à ce titre il doit concerner non seulement les techniques de stockage de CO<sub>2</sub> mais aussi l'ensemble des activités mettant en œuvre des techniques ou des configurations géologiques similaires. C'est dans cette logique que l'Institut a réalisé en 2012 une recherche documentaire ciblée et propose en 2013 une première analyse quantitative des données de REX portant sur les incidents de la partie « stockage » de la filière CSC et d'autres stockages souterrains.

## Les travaux

**Référence du travail exposé :** INERIS, Rapport d'étude DRS-12-126009-13886 du 9/04/2013. Retour d'expérience des incidents et accidents sur des sites d'exploitation ou de stockage en milieu souterrain – Application au stockage géologique du CO<sub>2</sub>.

Ce rapport sera disponible sur le site de l'INERIS ([www.ineris.fr](http://www.ineris.fr)) début juin 2013.

### Résumé des travaux :

Le travail sur le REX a consisté à construire une base de données d'incidents ou d'accidents, à partir d'une recherche documentaire ciblée sur le CSC et le stockage de gaz naturel ; cette recherche s'est appuyée sur l'analyse de bases de données publiques contenant des événements sur les stockages souterrains et les exploitations d'hydrocarbures, ainsi que l'analyse d'analogues naturels impliquant du CO<sub>2</sub>. L'INERIS a recensé à travers le monde et décrit 80 cas d'incidents et d'accidents de causes et de conséquences très différentes, jugés pertinents du point de vue de leur analogie au CSC, afin de constituer la base du REX qui a fait l'objet d'une première analyse quantitative. Les cas les plus représentés sont les stockages de gaz en aquifère, en gisement d'hydrocarbures déplété (c'est-à-dire en fin d'exploitation) et en cavité saline. Plusieurs événements relatifs à trois sites pilotes de CSC sont également intégrés.

Les puits et la géologie du site sont concernés quasiment à part égale dans les accidents/incidents. Lorsque la cause est identifiée, il s'agit le plus souvent d'une erreur de conception, liée à la géologie dans deux cas sur trois : la caractérisation initiale du milieu est insuffisante, ou bien le système géologique ne se comporte pas comme prévu. L'autre cause qui domine est la défaillance en exploitation, portant généralement sur les puits. A cela s'ajoutent les fuites liées à l'intervention humaine et des causes exogènes : événement sismique, glissement de terrain. La plupart des incidents/accidents observés sont des fuites, avec des conséquences conjointes, telle la contamination d'un aquifère sus-jacent. Dans presque un cas sur deux, il s'agit de fuites massives, impliquant le plus souvent un puits. Les cas de fuite diffuse et moins bien localisée concernent le plus

souvent le milieu souterrain uniquement, mais peuvent aussi atteindre la surface du sol. Ces évènements sont en particulier constatés pour les stockages de gaz naturel en aquifère ou en gisement déplété, qui sont les plus représentatifs par rapport au stockage de CO<sub>2</sub>. Dans le cas des stockages en cavité saline, l'éruption incontrôlée (« blowout ») est plus fréquente, car le gaz est plus facilement mobilisable dans une cavité que dans un milieu poreux (aquifère, gisement exploité). S'agissant des incidents/accidents liés à des effets mécaniques, ils peuvent résulter d'une surrection des terrains ou d'un effondrement. Les 80 incidents et accidents recensés ont eu des causes et des conséquences très différentes. Pour certains sans gravité et ne menaçant pas la sécurité publique et l'intégrité des installations, dans d'autres cas, spécifiques au stockage de gaz naturels, des conséquences mortelles ont pu être déplorées et les populations ont dû être évacuées (exploitations pétrolières, stockages en aquifère, stockage de gaz naturel en cavités salines).

Sur trois sites pilotes de CSC opérationnels, cinq évènements sont signalés : un est une fuite avérée, deux sont des suspicions et deux sont sans gravité (surrection, biais de modélisation). Malgré des pratiques aujourd'hui plus sécuritaires concernant les puits d'injection, la durée de vie d'un stockage de CO<sub>2</sub> est très longue au regard du contexte pétrolier et gazier conventionnel. Il est donc particulièrement pertinent d'encourager la collecte des incidents et signaux faibles, même s'ils sont sans conséquences pour l'environnement, dans l'objectif d'améliorer les pratiques et de contribuer à renforcer la sécurité dans les projets futurs. A cet égard, on peut noter que le REX recueilli à ce jour repose sur les seuls événements qui sont rapportés dans les documents relevant du domaine public. Leur existence et leur contenu dépend évidemment du cadre réglementaire en vigueur et de la pratique des exploitants concernés.

**Financement** : Ministère en charge de l'écologie.

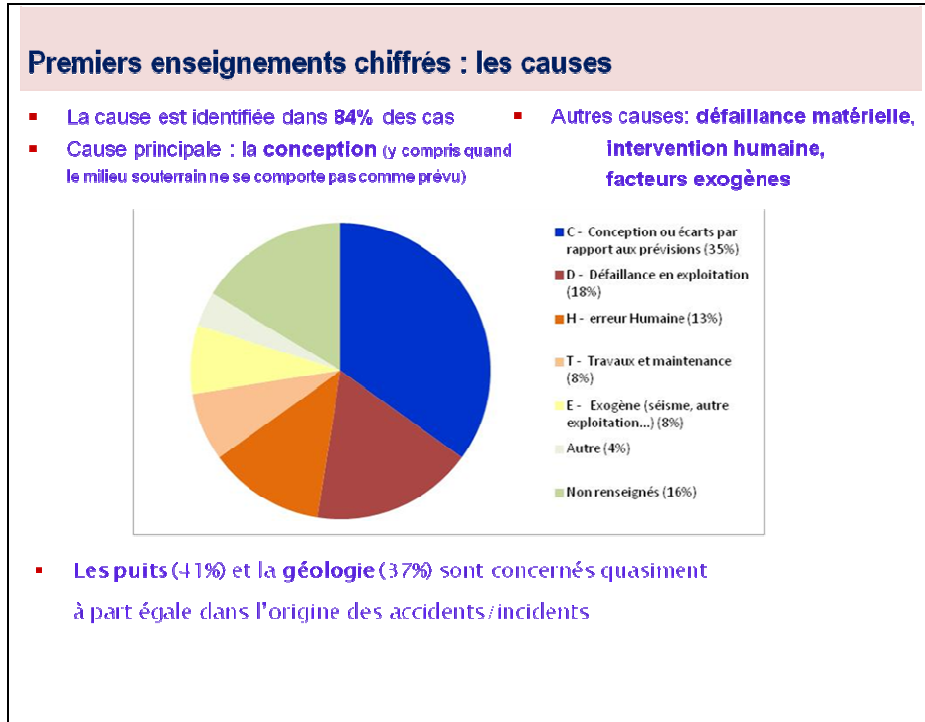
**Points clés soulignés par Régis Farret :**

- Les 80 cas d'incidents/accidents répertoriés se répartissent de la façon suivante<sup>1</sup> :
  - 3 sites de pilotes de CSC (*5 événements en tout*)
  - 17 stockages de gaz naturel en aquifère
  - 12 stockages de gaz naturel en gisement d'hydrocarbure déplété
  - 15 stockages souterrains (*principalement du gaz naturel*) en cavité saline (12) ou en cavité minée (3)
  - 24 cas sur des exploitations pétrolières (9) ou gazières (15)
  - 7 analogues naturels (zones volcaniques)

---

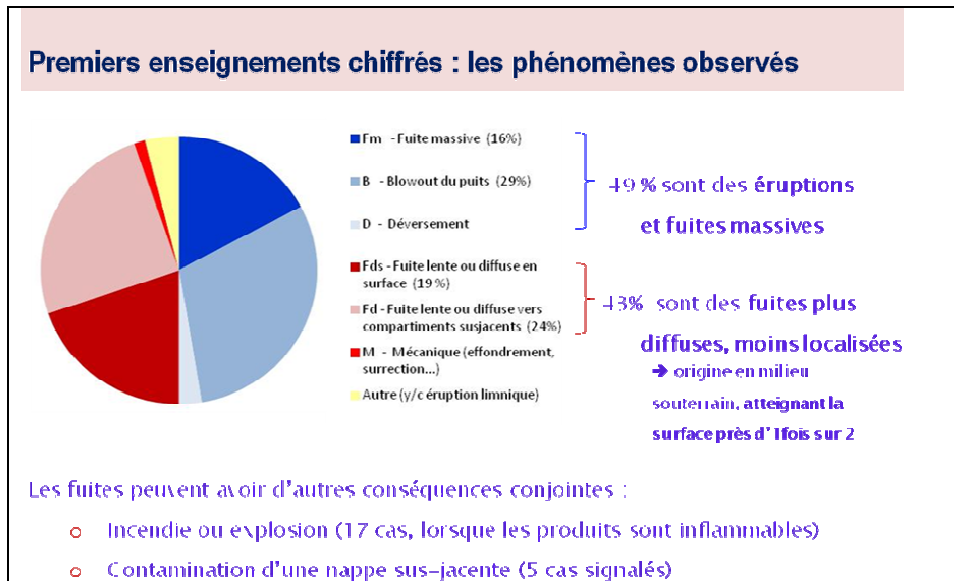
<sup>1</sup> 78 sites, 80 cas d'incidents/accidents : répartition ré-ajustée selon la dernière version du rapport mis en ligne.

- Enseignements sur les causes (Figure 1, source : INERIS) :



Les cas « non renseignés » sont des causes non identifiées.

- Enseignements sur les conséquences (Figure 2, source : INERIS) :



- Quelques exemples illustratifs développés en séance :

- **Leroy (Wyoming)**

Source: Nelson et al. [2005]<sup>2</sup>

<sup>2</sup>Nelson et al. Factors affecting the potential for CO2 leakage from geological sinks. PCOR Partnership, Practical, Environmentally Sound CO2 Sequestration. University of North Dakota, October 2005.

*Rappel des faits* : Ce stockage de gaz en aquifère, situé à une profondeur d'environ 900 m, a connu des problèmes récurrents de fuite au cours de son exploitation. En 1973, une fuite au niveau du cuvelage d'un ancien puits d'exploration a été détectée à une profondeur de 415 mètres. En 1978, une campagne de prospection en surface a mis en évidence un bullage de gaz dans un ruisseau à la verticale du site de stockage. Sur une durée de 10 années, le volume total de gaz perdu est estimé à 17 millions de m<sup>3</sup>.

*Hypothèses sur l'origine de la fuite et le cheminement du gaz* : il a été rapporté que les fuites de 1973 étaient liées à la corrosion du cuvelage d'un ancien puits d'exploration. Par conséquent, ce puits a été bouché et abandonné. Une autre fuite est apparue en surface. Des gaz traceur ont été utilisés pour la détection, il a été constaté qu'ils réapparaissent en surface quelques semaines après leur injection dans le réservoir. Ceci a permis de confirmer l'existence d'une connexion entre le réservoir et la surface (Figure 3), vraisemblablement après passage par une « zone de collecte » intermédiaire qui n'est pas capable de piéger le gaz. Comme cette fuite perdure malgré des travaux sur les puits, il est évoqué l'existence de failles et le défaut de la couverture argileuse. L'examen de l'historique des pressions d'exploitation suggère que le stockage ait été exploité à une pression trop importante de 12,6 MPa alors que la contrainte initiale dans le réservoir était de 10,3 MPa, induisant une fracturation de la roche couverture. Par la suite, le débit de la fuite a été directement corrélé à la pression maximale d'exploitation.

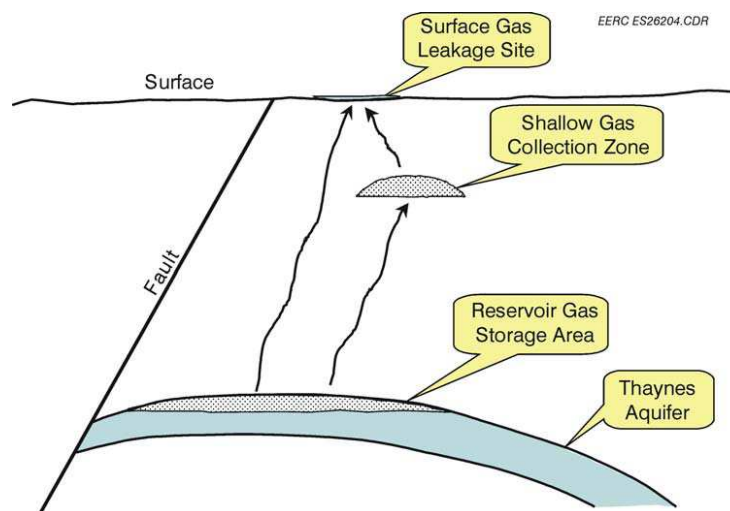


Figure 3 : Vue en coupe du réservoir de gaz au sein de l'aquifère et des chemins d'écoulement du gaz (d'après Nelson et al. [2005])

#### o Vector Magnetics – Sud Californie

Source : Evans, 2008<sup>3</sup>

*Contexte* : Ce rapport de synthèse, réalisé au Royaume Uni pour le compte du Health and Safety Executive (HSE), cite différents incidents survenus dans le monde, ce qui a permis à l'INERIS d'avoir accès à des informations publiques mais difficilement accessibles. Ainsi, dans l'exemple présent, une

<sup>3</sup>Evans, 2008: An appraisal of underground gas storage technologies and incidents, for the development of risk assessment methodology. Rapport préparé par le BGS (British Geological Survey) pour le compte de HSE (Health and Safety Executive).

entreprise spécialiste des opérations de forage de puits, Vector Magnetics, a recensé des cas de dommages sur les puits de stockage de gaz dans le sud de la Californie nécessitant une remédiation de ces derniers par une technique de dérivation dont elle est spécialiste (<http://www.vectormagnetics.com>).

*Rappel des faits* : Le premier cas implique un puits de forage dans lequel le tubage et le cuvelage ont cédé, au niveau de l'intersection entre deux couches géologiques vers 2135 m de profondeur, suite à un tremblement de terre (Figure 4 b). Une cimentation a été réalisée après un forage dévié, qui rejoignait le bas du puits en-dessous de la zone effondrée, ce qui a permis un abandon en sécurité. Un second cas de dommage et de réparation est celui d'un puits relié à un stockage de gaz à environ 2470 m. Il a été endommagé à la profondeur de 1250 m lors d'une opération d'entretien – le défaut initial étant dû à une corrosion du métal (Figure 4 d). Les premières tentatives de réparation et de forage d'un puits dévié ont aggravé les dommages et ont entraîné la perte d'un outil de forage. Le puits a enfin été court-circuité par un forage dévié qui le rejoint à environ 1335 m (soit 85 m plus bas), après quoi le puits a été bouché et abandonné.

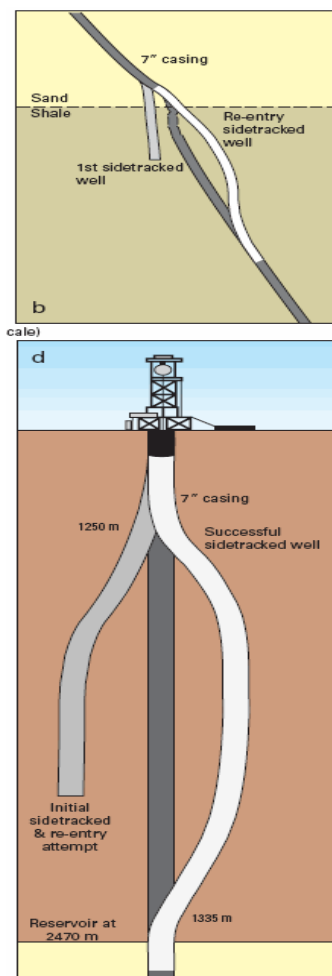


Figure 4 : Croquis montrant les problèmes occasionnés et les réparations réalisées sur des puits de stockage de gaz en Californie (d'après *Vector Magnetics*). b) endommagement induit par un tremblement de terre, d) dérivation d'un puits suite à une corrosion du cuvelage.



- **Sleipner (Mer du Nord, Norvège)**

Sources<sup>4</sup> : Torp, 2007; Chadwick et al, 2008.

Contexte : Depuis 1966, l'opérateur pétrolier Statoil injecte du CO<sub>2</sub> dans un aquifère (formation d'Utsira) situé entre 800 et 1000 m de profondeur. Il s'agit de CO<sub>2</sub> issu du traitement du gaz naturel qui est extrait d'une formation sous-jacente, à environ 2500 m de profondeur (Figure 5). En effet, ce gaz contient une forte proportion de CO<sub>2</sub>, qu'il est nécessaire de séparer. Du fait de l'initiative norvégienne de taxer la tonne de CO<sub>2</sub> émise, Statoil a décidé de réinjecter le CO<sub>2</sub> ainsi récupéré. Il s'agit du premier site au monde d'injection de CO<sub>2</sub> en vue d'un stockage à long terme.

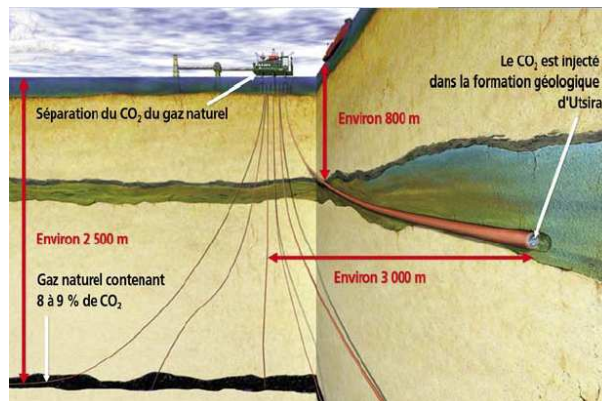


Figure 5 : Configuration générale du site de Sleipner : extraction de gaz naturel, puis séparation de CO<sub>2</sub> et injection en aquifère (source CO<sub>2</sub>GeoNet)

Environ 1 Mt sont injectées chaque année. Des activités de surveillance (notamment des campagnes sismiques) sont entreprises sur le site, en collaboration avec des organismes internationaux.

Description de l'évolution du panache de CO<sub>2</sub> : l'ensemble des études de surveillance montre que le CO<sub>2</sub> demeure au sein de la formation et remonte peu à peu vers le toit de l'aquifère. Elles montrent également que la migration latérale est sensiblement différente des prévisions initiales, comme l'illustrent les deux images les plus à gauche de la Figure 6.

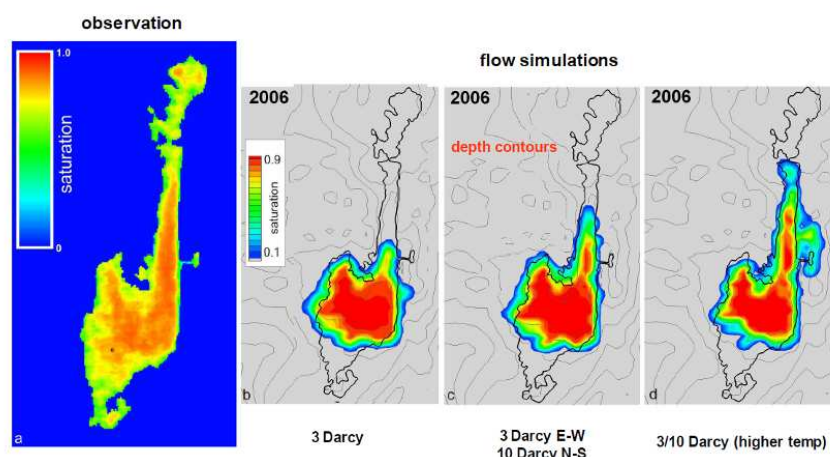


Figure 6 : Evolution du panache de CO<sub>2</sub> (à gauche) et simulations numériques (Source : Torp, 2007)

<sup>4</sup>Chadwick et al. Best practice for the storage of CO<sub>2</sub> in saline aquifers. Observations and guidelines from the SACS and CO<sub>2</sub>STORE projects. Report CO<sub>2</sub>STORE\_BPM\_final, 275 p., 2008; Torp TA. Sleipner – 10 years of CO<sub>2</sub> storage – Why is it safe? – 2<sup>nd</sup> international symposium on captage and geological storage, 26 p., October 4 2007, Paris.

Au lieu d'un « disque » d'environ 1,5 km de diamètre, le panache de CO<sub>2</sub> est très allongé et atteint plus de 4 km de long dans le sens Nord-Sud. Cet écart entre la prédiction et la réalité résulte à la fois de la très faible pente au toit de l'aquifère et de la difficulté à caractériser le milieu – ici la non prise en compte d'anisotropies, point qui a cependant été amélioré par la suite dans les modèles comme le montre l'image la plus à droite de la Figure 6 – et illustre l'intérêt de réaliser une surveillance précise pour la confronter régulièrement aux modélisations. Nous sommes ici en présence d'un « aquifère ouvert », c'est-à-dire qu'il n'y a ni anticlinal prononcé ni d'autre structure géologique susceptible de contenir le CO<sub>2</sub> dans sa migration latérale : les incertitudes quant à l'étendue du panache sont plus fortes dans ce contexte.

*Rappel des faits pour l'incident constaté à Tordis* : un incident a par ailleurs été rapporté sur le champ pétrolier de Tordis, à environ 300 km au Nord, qui concerne la même formation géologique d'Utsira : un fluide (a priori mélange d'hydrocarbure et de saumure) s'est échappé de la formation, vers le plancher de la mer du Nord, occasionnant une baisse de pression dans la formation et une légère pollution à la surface de la mer. Les éléments publiés par Statoil semblent exclure toute relation entre l'injection à Sleipner et l'incident à Tordis, mettant en cause l'injection d'eau à Tordis sous haute pression dans le but de récupérer davantage d'hydrocarbure. Par ailleurs, la formation qui sert de couverture à Tordis est la même qu'à Sleipner mais elle est sensiblement moins épaisse à cet endroit.

## Questions des participants relatives aux travaux conduits

M. Glémet demande s'il existe une base de données (BDD) spécifique des accidents en stockage souterrain. Régis Farret indique qu'il n'existe pas de BDD spécifique mais des BDD génériques sur les accidents industriels. En France, il s'agit de la BDD Aria du BARPI (Bureau d'analyse des risques et pollutions industriels).

M. Glémet s'interroge sur la suffisance du recul dont nous disposons aujourd'hui pour affirmer que la fuite est le phénomène prépondérant parmi les incidents/accidents recueillis. Quid des glissements de terrain et de l'acidification ? Mehdi Ghoreychi indique que malgré des échelles temporelles très différentes entre le stockage de gaz naturel et le CSC, on ne peut aujourd'hui que procéder par analogie pour établir un premier retour d'expérience sur le CO<sub>2</sub> (pour ce dernier, on ne dispose que d'une dizaine d'années de recul, sur un nombre de sites au monde très limité alors que plusieurs centaines de stockages de gaz naturels existent par ailleurs). Régis Farret précise qu'en ce qui concerne les stockages en aquifère ou en gisement déplété, les données publiées portent principalement sur les fuites. Des phénomènes de type mécanique (instabilités, mouvement de terrain, activité sismique) ont été rencontrés, par exemple, pour des stockages en cavité mais n'ont pas été retenus comme pertinents pour le CO<sub>2</sub> dans le cadre de l'étude présentée.

M<sup>me</sup> Lopez s'interroge sur la possibilité de répertorier des incidents en milieu souterrain si aucune modalité de surveillance n'est prévue en surface. Quelle est la faisabilité de cette surveillance ? Régis Farret confirme que des protocoles de surveillance existent.

M. Delestre demande pourquoi, parmi les 80 cas recensés, il y a des sites de stockage/exploitation de liquide (exploitations pétrolières), et pas uniquement de gaz. Quel est le degré de représentativité de l'exercice au regard du CSC ? Régis Farret indique que la majorité des cas retenus sont bien des stockages souterrains de gaz. Sur les 80 cas, 24 portent en effet sur des puits pétroliers, les causes

des incidents étant jugés pertinentes (à dire d'experts) au regard de la problématique CO<sub>2</sub> (phénomènes physiques potentiellement transposables). Ces derniers cas sont issus d'une étude conduite en parallèle par l'INERIS sur le milieu pétrolier. Par ailleurs, Mehdi Ghoreychi indique qu'en France seuls 28 sites de stockage souterrains existent avec 3 cas de stockage abandonnés ou en cours d'abandon. C'est pourquoi il était important d'élargir le REX au niveau international, d'autant plus que seules les données disponibles publiquement peuvent être référencées. Un REX basé sur 80 cas n'est donc pas négligeable et travailler sur davantage de cas représenterait un travail supplémentaire significatif pour peu de valeur ajoutée (les principales typologies de causes et conséquences étant déjà bien retranscrites dans les 80 cas).

M. Delestre demande pourquoi les microséismes ne sont pas identifiés parmi les causes ou les conséquences. Régis Farret indique qu'ils ne sont pas considérés comme des événements par les exploitants: ils ne sont donc pas retrouvés dans les BDD des incidents/accidents. Mehdi Ghoreychi ajoute qu'il est important de distinguer la sismicité induite (qui apparaît en général lors d'injection avec une amplitude variable selon le site et l'exploitation) et la sismicité « naturelle » d'origine tectonique. L'exploitation des ouvrages situés dans des zones sismiques a parfois donné lieu à d'importantes activités sismiques.

M. Glémet demande dans quel cadre entre le cas du site pilote de Lacq. Régis Farret confirme qu'une activité micro-sismique a été détectée, de très faible amplitude d'après les données rendues publiques par Total. M<sup>me</sup> Lopez indique que des séismes ont été décrits historiquement sur ce site. Mehdi Ghoreychi confirme que la zone des Pyrénées se trouve parmi les plus sismiques en France et que l'exploitation de Lacq dans le passé a donné lieu à une sismicité induite.

S'agissant du cas de Sleipner, M. Delestre pose des questions sur l'étendue latérale du panache avec le temps. Régis Farret et Mehdi Ghoreychi précisent que l'étendue latérale est limitée à la fois par la cinétique de la migration et par la compétition avec la dissolution progressive du CO<sub>2</sub> dans l'eau de l'aquifère.

M. Glémet demande si la quantité de CO<sub>2</sub> injectée peut être suffisamment forte pour faire exploser par surpression le toit d'un réservoir. Régis Farret confirme qu'une fracturation induite par une mise en pression importante et rapide serait possible dans l'absolu mais que tout est fait pour l'éviter, en particulier avec le choix des aquifères d'eau salée présentant une perméabilité suffisante pour permettre la dissipation de la pression du CO<sub>2</sub> injecté. Dans le cas de Sleipner, un des critères de choix a été la proximité de l'aquifère.

M<sup>me</sup> Lopez s'interroge sur l'acidification des fonds marins due au CO<sub>2</sub> autour de Sleipner, quelques publications existent sur le sujet. Aucune réponse claire ne peut être apportée à ce stade par l'INERIS.

A la demande de plusieurs participants, Régis Farret évoque l'exemple de Weyburn. Dans ce cas, le CO<sub>2</sub> est injecté avant tout pour récupérer le pétrole. Des phénomènes ont été observés dans une ferme dans un rayon de 2 km autour du site. Régis Farret indique que l'origine biogénique est privilégiée, l'injection de CO<sub>2</sub> ne serait donc pas la cause. M. Delestre dispose d'autres sources décrivant ce cas qui concluent à un lien de cause à effet. Il est indispensable de citer précisément les sources utilisées pour documenter les cas, en particulier ceux qui sont controversés, car différents

rapports se contredisent. Régis Farret précise que toutes les sources sont précisément listées dans le rapport<sup>5</sup>.

## Remarques et recommandations des participants

M<sup>me</sup> Lopez revient sur les modalités de contrôle d'un site industriel de manière générale : pour elle ce dernier étant assuré par les industriels, il est biaisé. Mehdi Ghoreychi précise qu'il est de la responsabilité de l'exploitant d'assurer la surveillance de son site pendant l'exploitation, et qu'il peut ensuite y avoir une vérification de l'Etat. M<sup>me</sup> Lopez ajoute que les moyens sont insuffisants : s'il y a peu de contrôles, il y a peu de problèmes. Régis Farret ajoute qu'il faut distinguer la surveillance et le contrôle. Mehdi Ghoreychi confirme que l'INERIS encourage les initiatives pour rassembler les données et les rendre publiques pour des retours d'expériences.

M Glémet évoque des publications récentes qui documentent le développement de bactéries anaérobies dans le contexte de l'injection de CO<sub>2</sub> : s'il induit une modification de la porosité de la roche, cela pourrait jouer sur le stockage à long terme. Régis Farret indique que l'INERIS n'est pas compétent en la matière, l'Institut de Physique du Globe de Paris (entre autres) travaillant sur cette question, et qu'à sa connaissance ce sujet a notamment été évoqué par rapport au site pilote de Ketzin (Allemagne).

M<sup>me</sup> Lopez s'inquiète d'une éventuelle proximité entre 2 sites d'injection de CO<sub>2</sub> : qui serait responsable en cas de problème ? Mehdi Ghoreychi précise qu'en ce qui concerne le stockage souterrain de gaz naturel et d'hydrocarbures, au stade du permis, l'exploitant indique le contour du stockage. Le stockage fait l'objet d'une surveillance à l'intérieur de ce périmètre avec une marge de sécurité. La communication entre les aquifères fait partie des paramètres surveillés.

M Glémet évoque le risque climatique. R Farret précise que le CSC est censé représenter au maximum 20% de la réduction des gaz à effet de serre : ce n'est donc pas la solution universelle. Il faut de toute façon améliorer les rendements et réduire les émissions.

M Delestre est déçu voire surpris que le cas de Lacq ne soit pas cité, alors que c'est le seul pilote ayant vu le jour en France. Mehdi Ghoreychi indique que l'INERIS n'a jamais été impliqué directement dans ce projet de démonstration. L'Institut participe par ailleurs à de nombreux projets recherche et a réalisé des mesures du flux de gaz en surface autour du site pilote de Lacq, en amont et en aval de l'injection : une variation saisonnière a été observée, mais aucune différence n'est constatée entre avant et après l'injection. M<sup>me</sup> Lopez insiste sur le manque de transparence autour de ce pilote vis-à-vis des riverains, y compris aujourd'hui alors que le projet est terminé. Régis Farret précise que des données techniques sont disponibles sur le site de la CLIS et que Total a communiqué dans des colloques sur ce pilote, en indiquant qu'aucun problème n'a été constaté au niveau du stockage pilote. Cependant, M. Delestre fait remarquer qu'il y a eu des soucis au niveau des sondes. Il regrette l'opacité et le manque d'organisation autour du CSC en France, en particulier en matière de remontée d'information, contrairement à d'autres sujets. De son point de vue, les marchés

---

<sup>5</sup> Pour Weyburn, les références suivantes ont été utilisées: IEA-GHG Weyburn monitoring and storage project, 2005 ; PetroFind Geochem-Geochemical soil gas survey: A Site Investigation of SW30-5-13-W2M, Weyburn Field, Saskatchewan, 2010 ; IEA-GHG PTRC release (Petroleum Technology Research Centre) : Findings on the Report Claiming Leaks of CO<sub>2</sub> from the Weyburn EOR Field, Jan 2011 ; IPAC-CO<sub>2</sub>, The Kerr Investigation, IPAC CO<sub>2</sub> report, Jan 2012.

potentiels du CSC se situant essentiellement à l'exportation, les industriels français verrouillent l'information, afin de protéger leurs avancées technologiques. Régis Farret confirme que certains opérateurs français s'intéressent à la filière CSC à l'étranger alors qu'aucun projet n'existe actuellement en France. Mehdi Ghoreychi précise qu'à l'INERIS le stockage souterrain (gaz naturels, hydrocarbures, CO<sub>2</sub>) fait l'objet d'un programme de recherche et d'un programme d'appui aux pouvoirs publics, dont le contenu est présenté à la Commission d'Orientation de la Recherche et de l'Expertise (CORE). Les études sont publiées, à l'instar du rapport présenté ce jour. M<sup>me</sup> Lopez indique qu'il existe bon nombre d'études financées par l'argent public qui ne sont pas divulguées à la population malgré la convention d'Aarhus.

M Delestre revient sur une remarque relative à l'évolution du code minier en France. Mehdi Ghoreychi précise, qu'à ce stade, la partie législative du nouveau code est en voie d'achèvement. Elle insiste sur le besoin de transparence et de communication et sur le rapprochement nécessaire avec le code de l'environnement. L'INERIS contribue au volet réglementaire qui constitue la partie technique. Régis Farret ajoute que l'Union Européenne, puis la France, ont avancé sur la question du stockage de CO<sub>2</sub>: il n'est pas considéré comme un déchet, on doit garantir qu'un stockage est « sûr et pérenne », et il doit faire l'objet d'une surveillance ; en France, depuis l'ordonnance 2010/1232 du 21 octobre 2010, tout projet de stockage sera soumis à la fois à autorisation au titre du code minier et autorisation au titre du code de l'environnement (ICPE), et en 2012 une rubrique spécifique a été créée dans la nomenclature ICPE. Enfin, un GT du MEDDE auquel l'INERIS a participé fixe les lignes de conduites pour la sécurité à long terme du CSC : <http://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-60369-FR.pdf> .

## Documents distribués à l'issue de la séance

- Présentation Powerpoint de Régis Farret : Retour d'expérience des incidents et accidents sur des stockages souterrains. Quelques extraits sont intégrés au présent CR.
- Fiche ONG transmise par e-mail avant la réunion : Retour d'expérience des incidents et accidents sur des sites d'exploitation ou de stockage en milieu souterrain, - Application au stockage géologique du CO<sub>2</sub>, disponible sur l'espace ONG du site internet de l'INERIS ([www.ineris.fr](http://www.ineris.fr)).

## INERIS en bref

### RISQUES CHRONIQUES

Évaluation de la toxicité et de l'écotoxicité des substances chimiques. Modélisation et surveillance des atteintes à l'homme et à l'environnement générées par les pollutions, les champs électromagnétiques et dues aux installations et aux activités humaines. Réduction de la pollution des milieux ambiants et sols pollués.

### RISQUES ACCIDENTELS

Évaluation des risques (incendie, explosion, rejets toxiques, foudre...) liés aux installations industrielles, aux procédés, aux produits, ainsi qu'aux infrastructures et systèmes de transports (tunnels, ports...). Maîtrise des risques par les dispositions technologiques et organisationnelles. Appui technique dans la mise en œuvre des Plans de Prévention des Risques Technologiques (PPRT).

### RISQUES DU SOL ET DU SOUS-SOL

Évaluation et prévention des risques de mouvement de terrain liés aux anciennes exploitations (mines ou carrières), aux stockages souterrains ou à certains sites naturels (versants rocheux, talus, falaises...). Surveillance et auscultation des massifs rocheux ou des ouvrages. Évaluation des risques liés aux eaux souterraines et aux émanations gazeuses du sol.

### SÉCURITÉ DES ÉQUIPEMENTS ET DES PRODUITS

Connaissance et classification des produits énergétiques et autres produits dangereux. Fiabilité des dispositifs technologiques de sécurité. Évaluation de la conformité réglementaire et normative des systèmes, matériels et produits dont les produits explosifs et pyrotechniques.

### CONSEIL EN MANAGEMENT DES RISQUES

Conseil et accompagnement dans la mise en place de systèmes de management Hygiène, Santé, Sécurité, Environnement (HSSE). Aide à l'intégration des systèmes de management QHSE. Développement d'outils de diagnostic et analyse des causes humaines et organisationnelles après un accident. Suivi et diagnostic réglementaires.

**Portail INERIS** [[www.ineris.fr](http://www.ineris.fr)]

## **Contacts INERIS**

Ginette Vastel, Directrice de la communication

[ginette.vastel@ineris.fr](mailto:ginette.vastel@ineris.fr) / 03 44 55 66 08

Céline Boudet, Responsable ouverture et dialogue avec la société

[celine.boudet@ineris.fr](mailto:celine.boudet@ineris.fr) / 03 44 55 65 95