

Que signifie vraiment le stockage géologique du CO₂ ?

Une utilisation
responsable
des énergies fossiles

L'élimination
de la principale source
de gaz à effet de serre

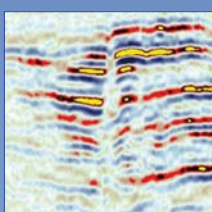
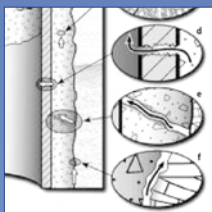
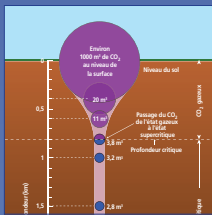
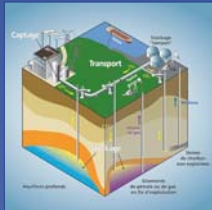
Le renvoi du carbone
dans le sous-sol

Un répit pour développer
des sources d'énergie
sans impact sur le climat



Réseau d'excellence européen CO₂GeoNet

Sommaire



Le changement climatique et le recours nécessaire au stockage géologique du CO₂ 4

1. Où peut-on stocker le CO₂ et en quelle quantité ? 6

2. Comment transporter et injecter de grandes quantités de CO₂ ? 8

3. Que devient le CO₂ une fois injecté dans le réservoir de stockage? 10

4. Le CO₂ peut-il s'échapper du réservoir ? Quelles en seraient les conséquences ? 12

5. Comment s'exerce la surveillance du site de stockage, en profondeur et à la surface ? 14

6. Quels sont les critères de sécurité à imposer et à respecter ? 16

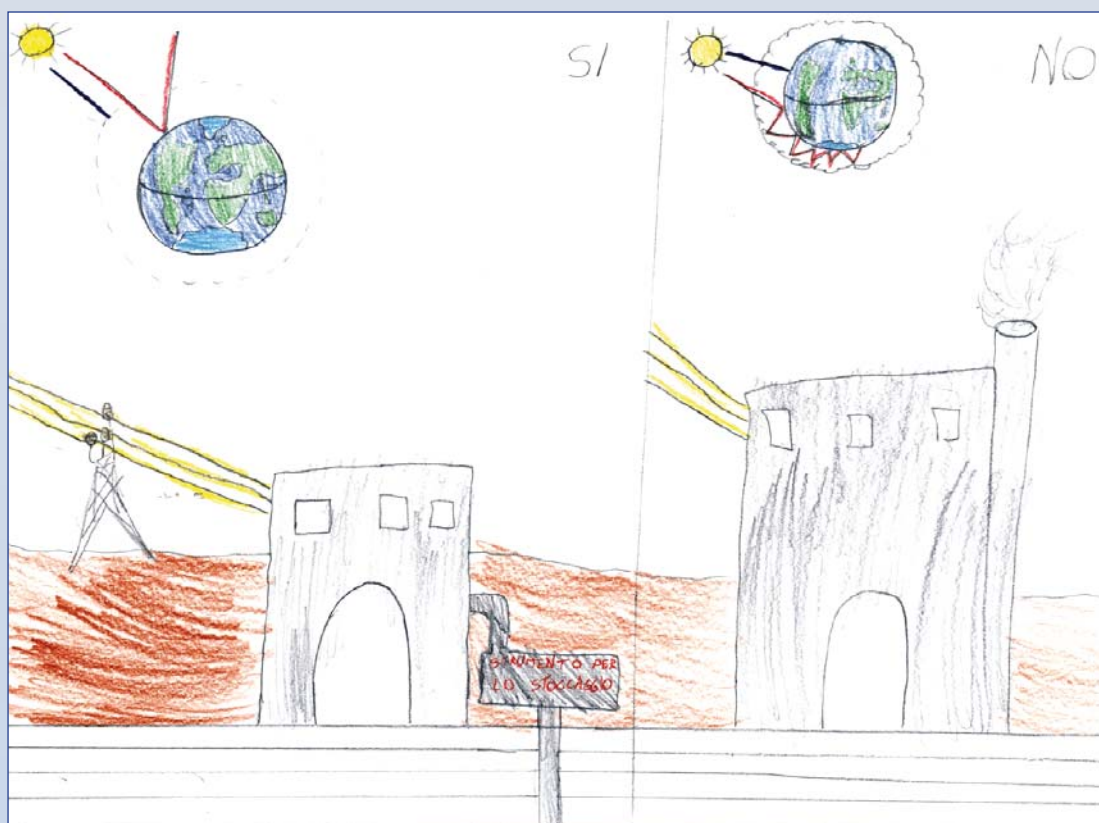
Glossaire 18

Ce que CO₂GeoNet peut vous apporter 19

Cette brochure a été produite avec les contributions de :
 Rob Arts, Stanley Beaubien, Tjirk Benedictus, Isabelle Czernichowski-Lauriol, Hubert Fabriol, Marie Gastine, Ozgur Gundogan, Gary Kirby, Salvatore Lombardi, Franz May, Jonathan Pearce, Sergio Persoglia, Gijs Remmelts, Nick Riley, Mehran Sohrabi, Rowena Stead, Samuela Vercelli, Olga Vizika-Kavvadias.

Une vision de l'avenir

Plus jamais de cheminées qui fument
Une canalisation transporte le CO₂
pour le mettre sous terre
C'est bon pour notre planète



© Sapienza URS

Massimo, 10 ans, Rome - Italie

Pour nos enfants, le stockage géologique
du CO₂ est une bonne chose

Le changement climatique et le recours nécessaire au stockage géologique du CO₂

Figure 1
Les émissions mondiales de CO₂ liées aux activités humaines atteignent 30 Gigatonnes (Gt) par an, ce qui correspond à 8,1 Gt de carbone : 6,5 Gt provenant de la combustion d'énergies fossiles et 1,6 Gt de la déforestation et des pratiques agricoles.

L'homme rejette trop de CO₂ dans l'atmosphère

Tout le monde s'accorde dorénavant pour dire que les activités humaines perturbent le cycle du carbone de notre planète. Pendant 10 000 ans et jusqu'à la révolution industrielle, ce cycle parfaitement réglé, qui consiste en un échange naturel de carbone entre la géosphère, la biosphère, les océans et l'atmosphère, a maintenu à une valeur modérée la concentration de CO₂ dans l'atmosphère (autour de 280 ppm, soit 0,028 %). Au cours

des 250 dernières années, l'utilisation intensive des combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz) pour la production d'électricité, le chauffage, l'industrie et le transport a fait régulièrement grimper la quantité de CO₂ émise dans l'atmosphère (Fig. 1). Environ la moitié de cet excédent a été réabsorbée par la végétation ou dissoute dans les océans, ce qui a entraîné leur acidification au détriment de la faune et de la flore marines. La seconde moitié des émissions s'est accumulée dans l'atmosphère, conduisant au changement climatique, car le CO₂ est un gaz à effet de serre qui absorbe une partie de la chaleur du soleil et provoque le réchauffement de la surface de la terre. Une action radicale immédiate est indispensable pour éviter que la concentration atmosphérique en CO₂ (actuellement de 387 ppm, soit 38 % d'augmentation par rapport aux niveaux préindustriels) ne dépasse le niveau critique de 450 ppm dans les décennies à venir. Les experts du monde entier s'accordent pour dire qu'au-delà de ce niveau, il ne sera plus possible d'éviter les conséquences les plus dramatiques du réchauffement climatique.

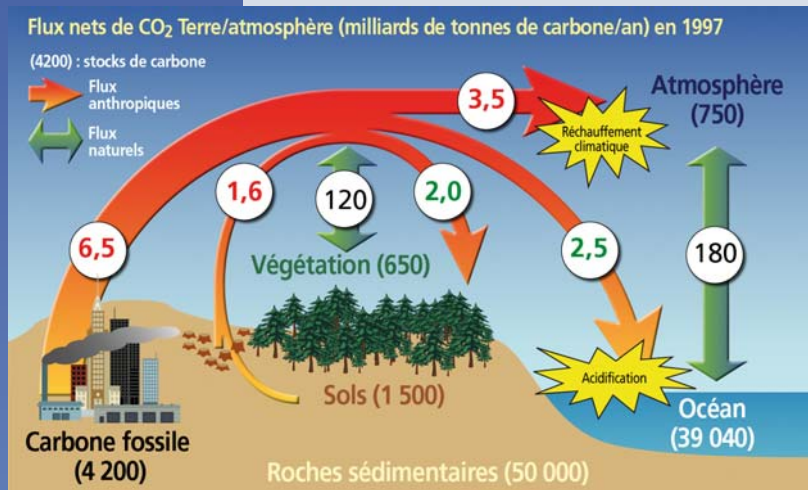
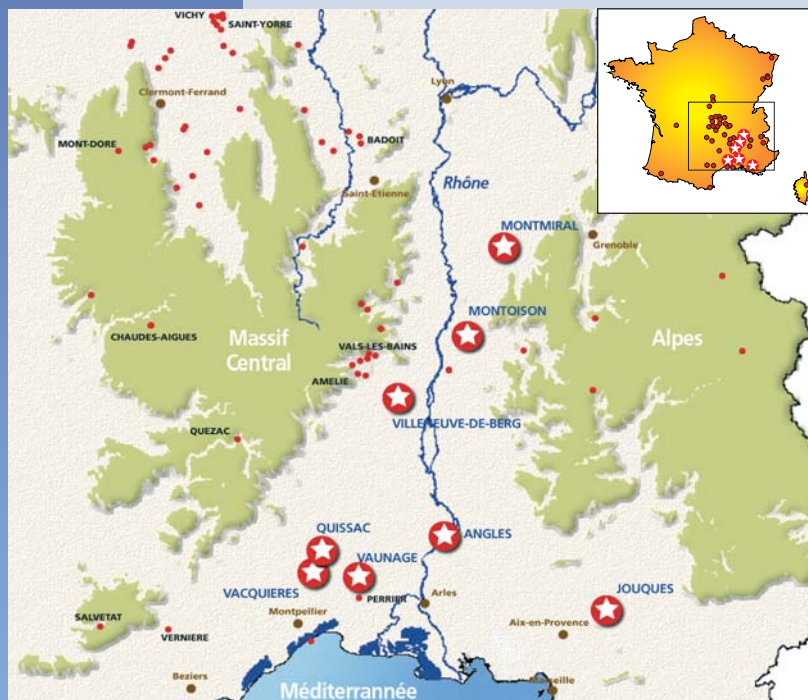


Figure 2
Province carbogazeuse française.



Remettre le carbone dans le sous-sol

Depuis les années 1750 et le début de l'ère industrielle, notre société dépend fortement des énergies fossiles, et la transition vers des sources d'énergie qui ne perturbent pas le climat prendra du temps et de l'argent. Nous avons donc besoin d'une solution à court terme qui nous permette une utilisation non polluante des combustibles fossiles, tout en nous donnant le temps de mettre au point les technologies et les infrastructures requises par les énergies renouvelables. Cette solution consiste à créer un système de production d'énergie en boucle fermée, qui réinjecte dans le sous-sol, sous forme de CO₂, le carbone extrait sous forme de gaz naturel, pétrole ou charbon. Il faut savoir que le stockage souterrain du CO₂ n'est pas une invention humaine mais un phénomène naturel largement répandu : il existe sous terre des réservoirs* de CO₂ vieux de dizaines de millions d'années. Dans le sud-est de la France, par exemple, huit réservoirs naturels de CO₂ ont été découverts par des forages pour l'exploration pétrolière menée dans les années 1960 (Fig. 2). Comme pour de nombreux autres sites naturels du monde entier, leur existence prouve que les formations géologiques sont capables de stocker le CO₂ de manière efficace et en toute sécurité sur de très longues périodes.

Le captage et stockage du CO₂ : un recours prometteur

Susceptible de contribuer à hauteur de 33 % aux objectifs de réduction du CO₂ d'ici à 2050, le captage et le

© BRGM im@gé

© BRGM im@gé

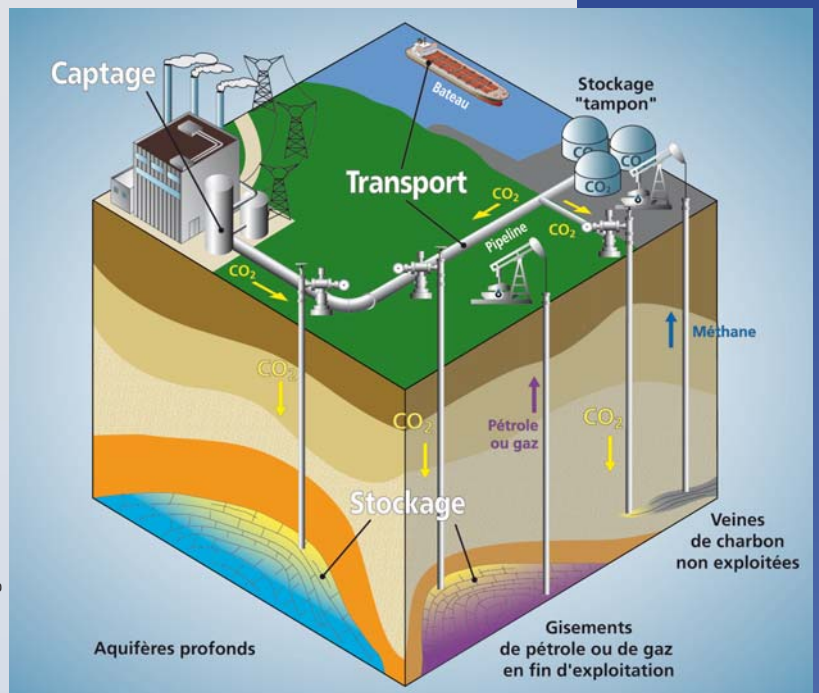
stockage du CO₂ (CSC*) est une des principales mesures qui doivent être mises en place de toute urgence pour atténuer le changement climatique et l'acidification des océans. Le CSC consiste à capter le CO₂ produit par les centrales électriques au charbon ou au gaz et par les industries (aciéries, cimenteries, raffineries, etc.), à le transporter par canalisation ou par bateau jusqu'à un lieu de stockage et à l'injecter dans une formation géologique par l'intermédiaire d'un forage* en vue d'un stockage à long terme (Fig. 3). Étant donné la croissance de la population mondiale, l'augmentation de la demande énergétique dans les pays en développement et le manque actuel d'alternatives "propres" pour la production à grande échelle d'énergie, l'utilisation des combustibles fossiles reste inévitable à court terme. Le CSC offre la possibilité de progrès tout en ouvrant la voie à un monde basé sur les énergies renouvelables.

Le développement mondial du CSC est en pleine expansion

Des programmes de recherche majeurs sur le CSC ont été menés en Europe, aux États-Unis, au Canada, en Australie et au Japon depuis les années 1990. Les chercheurs ont déjà acquis une grande quantité de connaissances des premiers projets de démonstration d'injection du CO₂ dans le sous-sol profond menés pendant déjà plusieurs années sur les sites suivants : Sleipner en Norvège (environ 1 Mt/an depuis 1996) (Fig. 4), Weyburn au Canada (environ 1,8 Mt/an depuis 2000), et In Salah en Algérie (environ 1 Mt/an depuis 2004). La collaboration internationale, facilitée par l'IEA-GHG* et le CSLF*, a été cruciale pour approfondir les connaissances et pour créer une communauté scientifique mondiale dédiée à ce problème. Le rapport spécial du GIEC* sur le captage et le stockage du CO₂ (2005), qui décrit l'état actuel des connaissances et les obstacles à surmonter pour permettre le développement à grande échelle de cette technologie, en est un parfait exemple. Une solide expertise technique existe déjà et le monde évolue avec confiance vers la phase de démonstration. Outre ces avancées techniques, les cadres législatifs, réglementaires, économiques et politiques sont en cours d'élaboration, et la perception du public et son soutien sont évalués. En Europe, l'objectif est de lancer 12 projets de démonstration à grande échelle d'ici à 2015 pour permettre un déploiement commercial avant 2020. C'est dans ce but que la Commission européenne a lancé, en janvier 2008, le "Paquet énergie-climat", qui propose une directive sur le stockage géologique du CO₂ et une série de mesures pour promouvoir le développement et l'utilisation du CSC.

Questions clés sur le stockage géologique du CO₂

Créé sous l'égide de la Commission européenne, le réseau d'excellence CO₂GeoNet regroupe plusieurs organismes de recherche et a pour but de maintenir

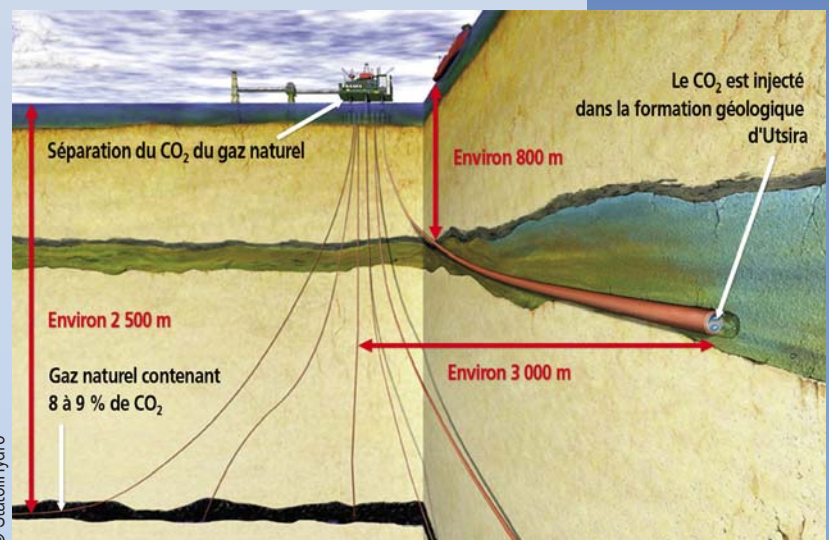


© BRGM im@gé

l'Europe à la pointe de la recherche internationale. Un de ses objectifs est de fournir des informations scientifiques claires sur les aspects techniques du stockage géologique du CO₂. Les chercheurs de CO₂GeoNet ont préparé des réponses aux questions les plus fréquemment posées de manière à favoriser le dialogue sur les aspects essentiels de cette technologie importante. Vous trouverez, dans les pages suivantes, des explications sur la réalisation pratique du stockage géologique du CO₂, sur les conditions préalables requises et sur les critères pour une mise en œuvre sûre et efficace.

Figure 3
Le CO₂ émis par les centrales thermiques est séparé des autres gaz, puis comprimé et transporté par canalisation ou par bateau vers un site de stockage géologique : aquifère salin profond, gisement de pétrole ou de gaz en voie d'épuisement, ou bien veine de charbon non exploitée.

Figure 4
Coupe verticale du site de Sleipner (Norvège). Extrait à une profondeur de 2 500 mètres, le gaz naturel contient un faible pourcentage de CO₂ qu'il faut retirer pour satisfaire aux normes commerciales. Au lieu d'être rejeté dans l'atmosphère, le CO₂ capté est injecté à environ 1 000 mètres de profondeur dans l'aquifère* sableux d'Utsira.



© StatoilHydro

Où peut-on stocker le CO₂ et en quelle quantité ?

Le CO₂ ne peut pas être injecté n'importe où dans le sous-sol. Il faut d'abord identifier des formations rocheuses adaptées. Dans le monde entier il existe un grand nombre de réservoirs potentiels pour le stockage de CO₂. Leur capacité permettrait de contribuer significativement aux efforts de lutte contre le changement climatique provoqué par l'homme.

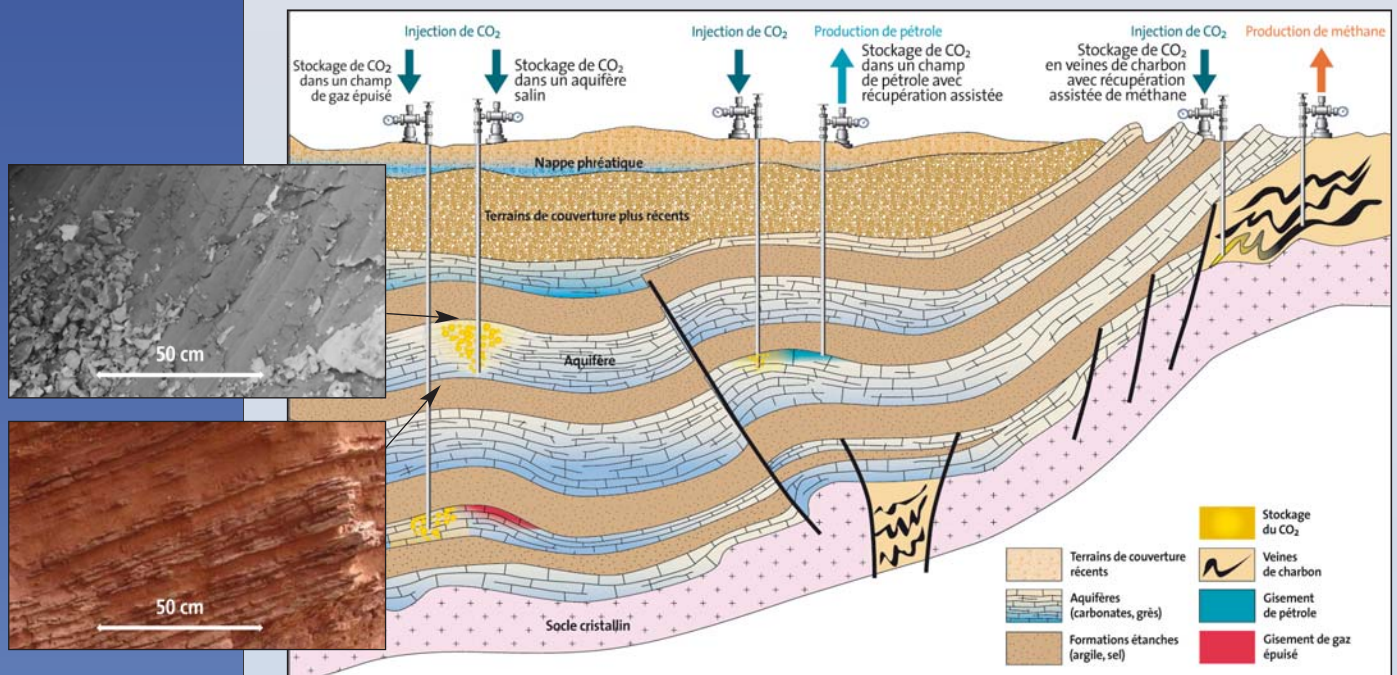


Figure 1
Le CO₂ est injecté dans des couches géologiques profondes constituées de roches poreuses (par ex. grès - en bas), surmontées de roches imperméables (par ex. argile - en haut) qui empêchent le CO₂ de remonter à la surface. Les principales options de stockage sont :

1. Réservoirs de pétrole ou de gaz épuisés avec, si possible, récupération assistée ;
2. Aquifères d'eau salée impropre à la consommation humaine ;
3. Veines de charbon profondes non exploitées avec, si possible, récupération assistée du méthane.

Les options de stockage du CO₂ sont au nombre de trois (Fig. 1):

1. Les gisements de pétrole et de gaz naturel épuisés – bien connus grâce à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures, ils offrent des possibilités immédiates de stockage du CO₂ ;
2. Les aquifères* salins – ils offrent un potentiel de stockage plus important, mais ne sont généralement pas aussi bien connus ;
3. Les veines de charbon non exploitées – une option d'avenir, une fois que le problème de l'injection de larges volumes de gaz malgré la faible perméabilité* du charbon aura été résolu.

Les réservoirs

Injecté dans une roche-réservoir adaptée, le CO₂ vient se loger dans les interstices entre les grains (pores) et dans les fractures, déplaçant et remplaçant le fluide déjà présent (gaz, eau ou pétrole). Il faut donc que la roche destinée au stockage géologique du CO₂ ait une porosité* élevée et une perméabilité suffisante. Ces formations rocheuses, résultat d'un dépôt de sédiments dans le passé géologique, sont généralement situées dans ce qui est appelé couramment des "bassins sédimentaires".

À certains endroits, ces formations perméables alternent avec des roches imperméables, qui peuvent alors servir de couverture étanche. Les bassins sédimentaires abritent souvent des réservoirs d'hydrocarbures et des gisements naturels de CO₂, ce qui prouve leur capacité à retenir les fluides sur de longues périodes, puisqu'ils ont naturellement conservé du pétrole, du gaz et même du CO₂ à l'état pur pendant des millions d'années.

Dans les schémas qui illustrent les différentes options de stockage du CO₂, le sous-sol est souvent décrit de manière un peu trop simplifiée comme une succession de couches homogènes et régulières. En réalité, le sous-sol est composé de formations rocheuses réparties de manière inégale et parfois parcourues de failles, ce qui en fait des structures complexes et hétérogènes. Une connaissance approfondie des sites et une solide expérience géoscientifique sont donc nécessaires pour évaluer si les structures pressenties se prêtent au stockage à long terme du CO₂.

Les réservoirs potentiels de stockage du CO₂ doivent répondre à de nombreux critères, notamment :

- une porosité, perméabilité et capacité de stockage suffisantes ;
- la présence d'une couche écran imperméable, appelée "couverture*" (argiles, sel, etc.), empêchant le CO₂ de

remonter ;

- la présence de "structures pièges", comme par exemple une couverture en forme de dôme, contrôlant la migration latérale du CO₂ dans la formation de stockage ;
- une profondeur de plus de 800 mètres, où la pression et la température sont suffisamment élevées pour permettre le stockage du CO₂ sous forme de fluide dense, et donc de maximiser la quantité stockée ;
- l'absence d'eau potable : le CO₂ ne doit pas être injecté dans des eaux propres à la consommation et aux activités humaines.

Les sites de stockage en Europe

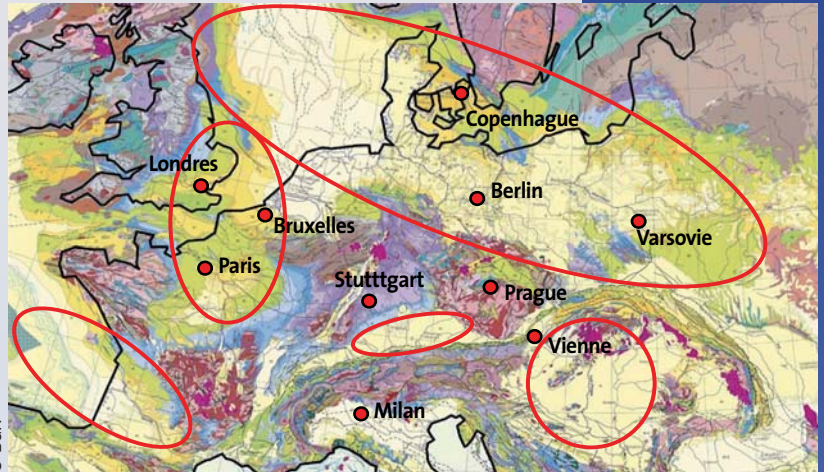
Les bassins sédimentaires sont courants en Europe, par exemple en mer du Nord ou à proximité de la chaîne des Alpes (Fig. 2). De nombreuses formations présentes dans les bassins européens répondent aux critères du stockage géologique. Les chercheurs étudient actuellement leur répartition géographique et leur structure géologique. D'autres régions d'Europe, notamment une grande partie de la Scandinavie, sont composées de croûte ancienne non propice au stockage du CO₂.

Une des zones potentiellement aptes au stockage est le Bassin Permien Sud qui va de l'Angleterre à la Pologne (grande ellipse de la figure 2). Les sédiments ont été soumis à des processus de formation de roche qui ont laissé des espaces interstitiels remplis d'eau saline, de pétrole ou de gaz naturel. Les couches d'argile présentes entre les roches gréseuses poreuses ont été compactées en strates à faible perméabilité qui empêchent les fluides de remonter. La plupart des formations gréseuses* sont situées à des profondeurs de 1 à 4 km, où la pression est suffisante pour stocker le CO₂ en phase dense. À ces profondeurs, la teneur en sel des eaux de la formation augmente pour atteindre 100 g/l à 400 g/l, soit une concentration beaucoup plus importante que celle de l'eau de mer (35 g/l). Les mouvements tectoniques dans le bassin ont provoqué une déformation plastique, créant des centaines de dômes de sel qui ont ensuite piégé du gaz naturel. Ce sont ces pièges qui font l'objet d'études en vue d'en faire des sites de stockage du CO₂.

La capacité de stockage

Les décideurs politiques, les organismes de réglementation et les exploitants des sites de stockage ont besoin d'être informés sur les capacités de stockage en CO₂. Les estimations de capacité de stockage sont généralement très approximatives et dépendent de l'échelle considérée. La capacité peut être évaluée à différents niveaux. Au niveau national, les estimations sont plutôt grossières, tandis qu'à l'échelle des bassins ou même des réservoirs, les calculs sont plus précis et tiennent compte de l'hétérogénéité et de la complexité de la structure géologique.

Capacité volumétrique : les capacités de stockage nationales publiées sont généralement basées sur le volume poreux des formations. En théorie, la capacité de stockage d'une formation peut être calculée en multipliant sa surface par son épaisseur, sa porosité moyenne et la densité



© BGR

moyenne du CO₂ à la profondeur du réservoir. Mais comme les pores sont déjà occupés par de l'eau, seule une petite partie d'entre elles peut être utilisée pour le stockage du CO₂, généralement entre 1 et 3 %. Ce coefficient de capacité de stockage est ensuite appliqué pour obtenir la capacité volumétrique.

Capacité réaliste : Il est possible d'obtenir des estimations de capacité plus réalistes sur les différents sites de stockage grâce à des investigations plus détaillées. L'épaisseur des formations n'est pas constante et les propriétés des réservoirs peuvent varier sur de courtes distances. En connaissant la taille, la forme et les propriétés géologiques des structures, il est possible de réduire les incertitudes lors du calcul du volume. Sur la base de ces informations, sont effectuées des simulations informatiques pour prévoir l'injection du CO₂ et son déplacement à l'intérieur du réservoir afin d'obtenir une estimation réaliste de la capacité de stockage.

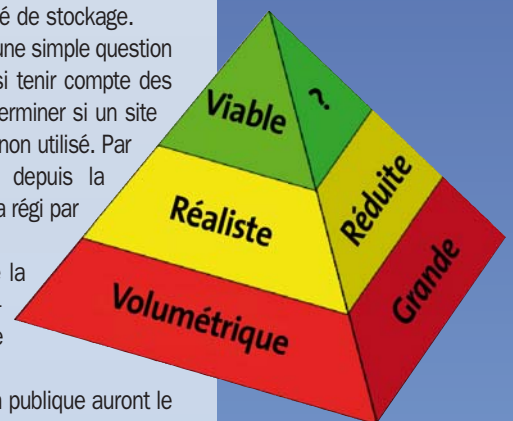
Capacité viable : la capacité n'est pas une simple question de physique des roches. Il faut aussi tenir compte des facteurs socio-économiques pour déterminer si un site propice au stockage du CO₂ sera ou non utilisé. Par exemple, l'acheminement du CO₂ depuis la source jusqu'au site de stockage sera régi par les coûts de transport.

La capacité dépendra également de la pureté du CO₂, car la présence d'autres gaz réduit le volume disponible pour le CO₂.

Enfin, les choix politiques et l'opinion publique auront le dernier mot pour décider ou non de l'exploitation des capacités disponibles.

Pour conclure, nous savons que la capacité européenne de stockage de CO₂ est importante, même s'il existe des incertitudes dues à la complexité, l'hétérogénéité des réservoirs et les facteurs socio-économiques. Le projet européen GESTCO* a estimé à 37 Gt la capacité de stockage de CO₂ des gisements d'hydrocarbures de la mer du Nord et des environs, ce qui permettrait aux grandes installations de cette région d'injecter du CO₂ pendant plusieurs dizaines d'années. La mise à jour et la cartographie des capacités de stockage en Europe est en cours aussi bien au niveau de chaque pays qu'à l'échelle européenne par le projet EU Geocapacity*.

Figure 2
Carte géologique de l'Europe et ses principaux bassins sédimentaires (ellipses rouges) susceptibles d'abriter des réservoirs propices au stockage du CO₂ (basée sur la carte géologique de l'Europe au 1/5 000 000).



Comment transporter et injecter de grandes quantités de CO₂?

Après son captage dans une installation industrielle, le CO₂ est comprimé, transporté, puis injecté dans le réservoir par l'intermédiaire d'un ou de plusieurs puits. L'ensemble de la chaîne doit être optimisé de manière à permettre le stockage de plusieurs millions de tonnes de CO₂ par an.

Compression

Une fois séparé du gaz de combustion dans une centrale ou une industrie, le CO₂ très concentré est déshydraté et comprimé afin d'améliorer l'efficacité du transport et du stockage (**Fig. 1**). La déshydratation est nécessaire pour éviter la corrosion de l'équipement et des infrastructures et, à haute pression, la formation d'hydrates (cristaux solides semblables à de la glace qui pourraient boucher les équipements et les canalisations).

Le CO₂ est comprimé sous forme d'un fluide dense qui occupe nettement moins d'espace que sous forme de gaz. La compression a lieu en même temps que la déshydratation lors d'un processus à plusieurs étapes : cycles répétés de compression, refroidissement et séparation de l'eau. La pression, la température et la teneur en eau doivent être adaptées au mode de transport et aux conditions de pression requises par le site de stockage. Les principaux facteurs à prendre en compte lors de la conception de l'installation de compression sont le débit de gaz, les pressions d'aspiration et de refoulement, la capacité calorifique du gaz et l'efficacité du compresseur. La technologie de compression existe déjà et est largement utilisée dans de nombreux domaines industriels.

Transport

Le CO₂ peut être transporté par navire ou par canalisation. Actuellement, le transport du CO₂ par navire n'est utilisé qu'à très petite échelle (10 000 à 15 000 m³) à des fins industrielles, mais il pourrait devenir une solution intéres-

sante pour les projets de CSC où la source et le réservoir sont éloignés l'un de l'autre mais proches des côtes. Les navires utilisés pour le transport du gaz de pétrole liquéfié (GPL) peuvent parfaitement transporter du CO₂. Les systèmes semi-réfrigérés, qui sont à la fois pressurisés et refroidis, sont particulièrement intéressants car ils permettent de transporter le CO₂ en phase liquide. Les navires de transport de GPL les plus récents atteignent des volumes de 200 000 m³ et sont capables de transporter 230 000 tonnes de CO₂. Toutefois, le transport par navire ne permet pas un flux continu entre source et réservoir et nécessite des installations de stockage intermédiaires au niveau du port pour le rechargement du CO₂.

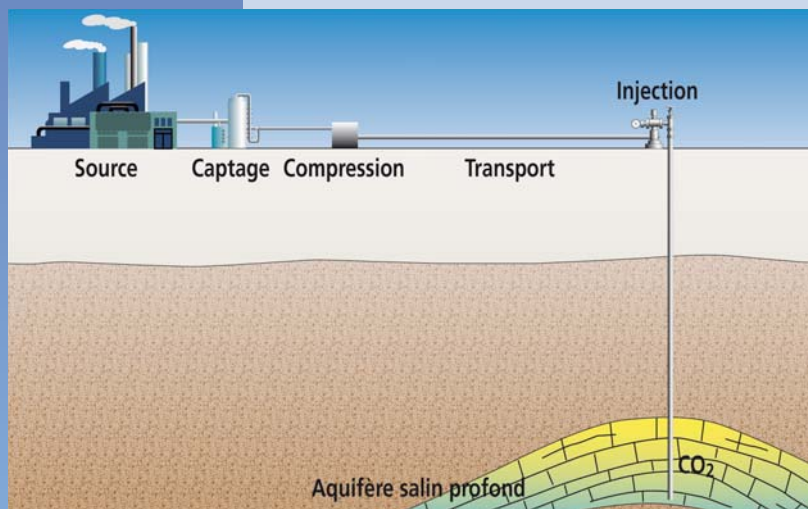
Le transport par canalisation est actuellement utilisé pour tout le CO₂ nécessaire aux compagnies pétrolières dans le cadre de la récupération assistée de pétrole* (environ 3 000 km de canalisations de CO₂ dans le monde, essentiellement aux États-Unis). Ce mode de transport est plus rentable que le transport par navire et permet un flux continu entre l'installation de captage et le site de stockage. Les canalisations de CO₂ existantes fonctionnent toutes à haute pression, dans des conditions supercritiques* dans lesquelles le CO₂ se comporte comme un gaz tout en ayant la densité d'un liquide. Trois facteurs clés déterminent le débit d'une canalisation : son diamètre, la pression le long du parcours et, par conséquent, l'épaisseur de ses parois.

Injection

Quand le CO₂ arrive sur le site de stockage, il y est injecté sous pression (**Fig. 2**).

La pression d'injection doit être sensiblement plus élevée que celle du réservoir pour pouvoir repousser le fluide déjà présent dans celui-ci. Le nombre de puits d'injection dépend de la quantité de CO₂ à stocker, du débit d'injection (volume de CO₂ injecté par heure), de la perméabilité et de l'épaisseur du réservoir, de la pression d'injection maximale et du type de puits. Le principal objectif étant le stockage à long terme de CO₂, il faut être absolument certain de l'intégrité hydraulique de la formation. Des débits d'injection trop élevés peuvent entraîner une augmentation de la pression au point d'injection, particulièrement dans les formations à faible perméabilité. Normalement, la pression d'injection ne doit pas excéder la pression de fracturation de la roche, sans quoi le réservoir ou la couverture étanche pourrait être endommagé. Des études et modèles géomécaniques

Figure 1
Étapes du stockage géologique du CO₂.
Le transfert du CO₂ entre son point d'émission et son lieu de stockage nécessite toute une série d'opérations qui comprend le captage, la compression, le transport et l'injection.



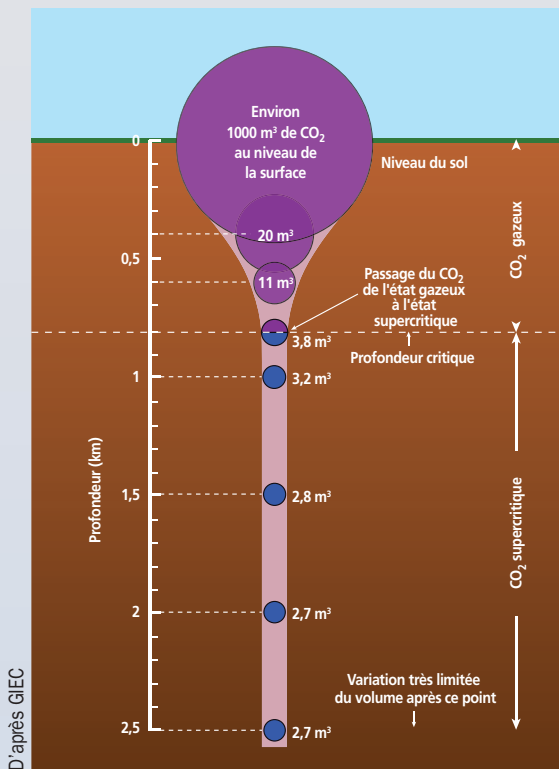


Figure 2
Injecté sous terre à environ 0,8 km de profondeur, le CO₂ devient un fluide supercritique dense. Son volume diminue drastiquement, passant de 1 000 m³ à la surface à 2,7 m³ à 2 km de profondeur. C'est un des facteurs qui rend si intéressant le stockage géologique de grandes quantités de CO₂.

sont utilisés pour identifier la pression d'injection maximale à ne pas dépasser pour éviter de fracturer la formation.

Il arrive aussi que le débit d'injection de CO₂ dans la formation soit affecté par des processus chimiques. En fonction du type de roche réservoir, de la composition chimique des fluides et des conditions du réservoir (température, pression, volume, salinité, etc.), des réactions de dissolution ou de précipitation des minéraux se produisent à proximité du puits. Ces réactions peuvent entraîner une augmentation ou une diminution des débits d'injection. Après l'injection, une partie du CO₂ se dissout dans l'eau salée du réservoir ce qui entraîne une légère baisse du pH* limitée par la dissolution des minéraux carbonatés présents dans la roche. Les carbonates sont les premiers minéraux à se dissoudre car leur vitesse de réaction est très élevée et leur dissolution commence dès le début de l'injection. Ce processus peut augmenter la porosité de la roche et l'injectivité* de la formation. Toutefois les minéraux carbonatés peuvent également re-précipiter et cimenter la formation autour du puits. Il est possible d'utiliser des débits élevés pour limiter la réduction de la perméabilité à proximité du puits, en éloignant la zone d'équilibre géochimique de précipitation.

L'assèchement est un autre phénomène provoqué par l'injection. Après la phase d'acidification, l'eau qui est restée coincée autour du puits d'injection s'évapore dans le gaz sec injecté, ce qui augmente la concentration des

espèces chimiques dans l'eau. Des minéraux (tels que des sels) peuvent alors précipiter quand l'eau salée est suffisamment concentrée, ce qui réduit la perméabilité autour du puits.

Ces problèmes d'injectivité dépendent donc de processus d'interaction complexes qui se produisent à proximité du puits d'injection, mais qui sont aussi largement dépendants du temps et de la distance au puits. Des simulations numériques sont utilisées pour évaluer ces impacts. Les débits d'injection doivent être soigneusement gérés afin d'éviter les phénomènes susceptibles de réduire les quantités de CO₂ injectables.

Composition du flux de CO₂

La composition et la pureté du flux de CO₂ issu du processus de captage ont une influence significative sur tous les aspects ultérieurs du projet de stockage de CO₂. La présence d'un faible pourcentage d'autres substances, telles que l'eau, le sulfure d'hydrogène (H₂S), l'oxyde de soufre ou l'azote (SO_x, NO_x), l'azote (N₂) et l'oxygène (O₂), a un impact sur les propriétés physiques et chimiques du CO₂ et donc sur son comportement et sur ses effets. La présence de telles substances doit donc être prise en compte lors de la conception des phases de compression, de transport et d'injection, mais aussi au moment de l'ajustement des équipements et des conditions d'exploitation.

En conclusion, le transport et l'injection de grandes quantités de CO₂ sont déjà réalisables. Mais le développement à grande échelle du stockage géologique du CO₂ requiert une adaptation particulière de toutes les étapes du processus, à chacun des projets de stockage. Les paramètres clés dont il faut tenir compte sont les propriétés thermodynamiques du flux de CO₂ (Fig. 3), les débits, les conditions en amont et dans le réservoir.

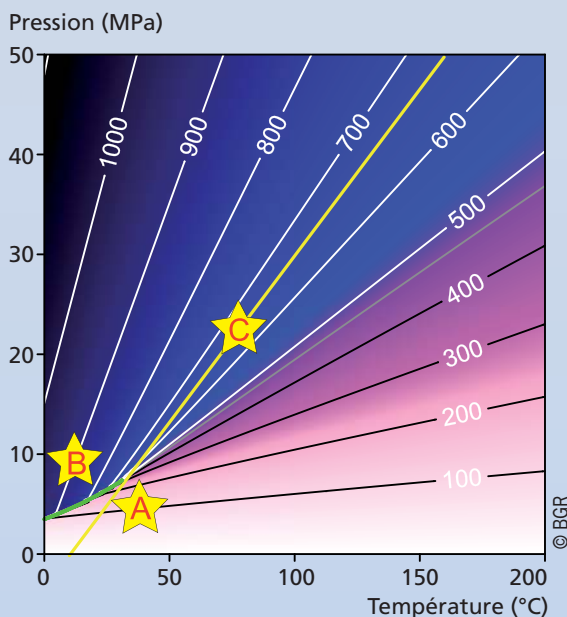


Figure 3
Densité du CO₂ pur (en kg/m³) en fonction de la température et de la pression. La ligne jaune correspond à un gradient de température et de pression type dans un bassin sédimentaire. À des profondeurs supérieures à 800 mètres (~8 MPa), les conditions de réservoir facilitent les densités élevées (zone bleutée). La courbe verte est la limite entre les phases gazeuse et liquide du CO₂. Les conditions type de pression et de température pour le captage, le transport et le stockage sont indiquées, respectivement, par les lettres A, B et C.

Que devient le CO₂ une fois injecté dans le réservoir de stockage?

Une fois injecté dans le réservoir, le CO₂ remonte progressivement jusqu'à la base de la couverture, remplissant les pores de la roche réservoir. Au fil du temps, une partie du CO₂ se dissout et finit par se transformer en minéraux. Ces réactions ont lieu à différentes échelles temporelles et contribuent à piéger le gaz de manière permanente.

Les mécanismes de piégeage

Lorsqu'il est injecté dans un réservoir, le CO₂ remplit les pores de la roche, qui, dans la plupart des cas, sont déjà remplis d'eau salée.

Au fur et à mesure de l'injection de CO₂, les mécanismes suivants commencent à entrer en action. Le premier est considéré comme le plus important car il empêche le CO₂ de remonter à la surface. Les trois autres tendent à améliorer l'efficacité et la sécurité du stockage au fil du temps.

1. Accumulation sous la roche couverture (piégeage structurel)

Comme le CO₂ dense est "plus léger" que l'eau, il commence à monter. Ce mouvement s'arrête quand le CO₂ rencontre la couche de roche imperméable, appelée "couverture". Généralement composée d'argile ou de sel, cette couverture agit comme un piège, bloquant la remontée du CO₂ qui s'accumule alors en-dessous de celle-ci. La **Figure 1** illustre le mouvement ascendant du CO₂ à travers les pores de la roche (en bleu) jusqu'à ce qu'il atteigne la couverture.

2. Immobilisation dans les pores (piégeage résiduel)

Le piégeage résiduel se produit quand les pores de la roche du réservoir sont si étroits que le CO₂ ne peut plus monter, malgré la différence de densité avec l'eau environnante. Ce mécanisme se produit principalement pendant la migration du CO₂ et conduit généralement à l'immobilisation d'un faible pourcentage du CO₂ injecté, en fonction des propriétés de la roche du réservoir.

3. Dissolution (piégeage par solubilité)

Une petite partie du CO₂ injecté se dissout dans l'eau salée déjà présente dans les pores du réservoir. Suite à cela, l'eau contenant du CO₂ dissous est plus lourde que celle qui n'en contient pas et a tendance à descendre vers le bas du réservoir. La vitesse de dissolution du CO₂ dépend de la surface de contact avec l'eau salée. De plus, la quantité qui peut se dissoudre est limitée : elle ne peut pas dépasser la concentration à saturation du CO₂ dans l'eau. Toutefois, suite au mouvement ascendant du CO₂ injecté et au mouvement descendant de l'eau contenant du CO₂ dissous, le contact entre l'eau salée et le CO₂ est continuellement renouvelé ce qui augmente la quantité de CO₂ qui peut être dissoute. Ces mécanismes sont relativement lents car ils ont lieu dans l'étréitesse des pores. Des estimations réalisées sur le projet Sleipner indiquent qu'environ 15 % du CO₂ injecté est dissous au bout de 10 années d'injection.

4. Minéralisation (piégeage minéral)

Le CO₂, particulièrement quand il est dissous dans l'eau salée du réservoir, peut réagir avec les minéraux qui composent la roche. Certains minéraux se dissolvent tandis que d'autres précipitent, en fonction du pH

Vue au microscope.

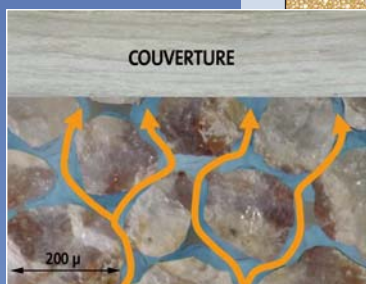
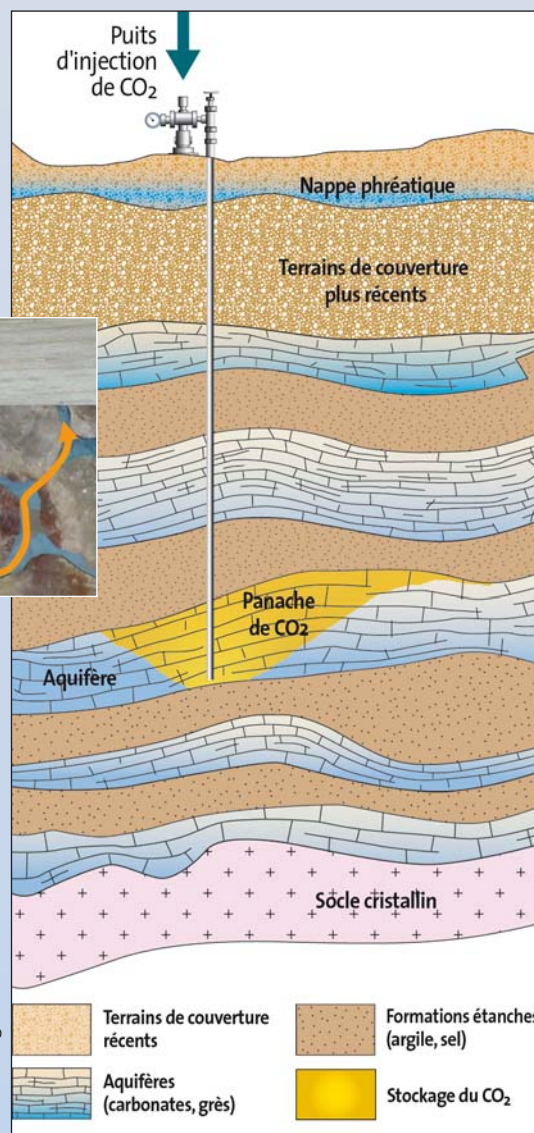


Figure 1
Plus léger que l'eau, le CO₂ injecté a tendance à remonter avant d'être arrêté par la couche imperméable au dessus.



© BRGM im@gé



Figure 2
CO₂ dense remontant (bulles bleu clair), se dissolvant et réagissant avec les grains de la roche, ce qui entraîne la précipitation de minéraux carbonatés à la surface des grains (blanc).

et des minéraux qui constituent la roche du réservoir (Fig. 2). Des estimations réalisées sur le projet Sleipner indiquent que seule une petite fraction du CO₂ est immobilisée par minéralisation sur une longue période. Au bout de 10 000 ans, seul 5 % du CO₂ injecté devrait être minéralisé tandis que 95 % sera dissout et qu'il ne restera plus de CO₂ en phase dense.

L'importance relative de ces différents mécanismes de piégeage dépend des caractéristiques individuelles de chaque site. Par exemple, dans les réservoirs en forme de dôme, le CO₂ devrait rester principalement en phase dense même sur de très longues périodes, tandis que dans les réservoirs plats comme celui de Sleipner, la majorité du CO₂ injecté sera dissout ou minéralisé. L'évolution de la proportion de CO₂ correspondant aux différents mécanismes de piégeage dans le cas du projet Sleipner est illustrée par la Figure 3.

Comment savons-nous tout cela ?

La connaissance de ces processus provient de quatre grandes sources d'information :

- **Les mesures en laboratoire** : des expériences de minéralisation, d'écoulement et de dissolution peuvent être réalisées sur des échantillons de roche, ce qui permet d'en savoir plus sur les processus à court terme et à petite échelle.
- **Les simulations numériques** : des codes informatiques permettant de prévoir le comportement du CO₂ sur des périodes beaucoup plus longues sont utilisés (Fig. 4). Les expériences en laboratoire sont utilisées pour calibrer les simulations numériques.
- **L'étude de réservoirs naturels de CO₂**, dans lesquels le CO₂ (généralement d'origine volcanique) est piégé depuis très longtemps, souvent depuis des millions d'années. Ces sites sont appelés des "analogues naturels"*. Ils nous fournissent des informations sur le comportement du CO₂ et sur les conséquences à très long terme de la présence de CO₂ dans le sous-sol.
- **Le suivi de projets de démonstration sur le stockage géologique du CO₂**, comme Sleipner (au large de la

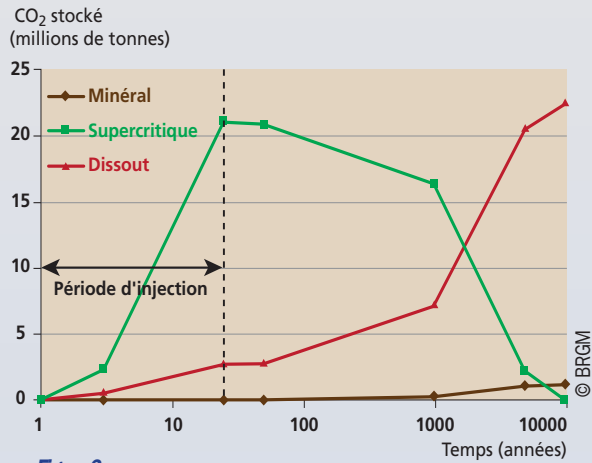
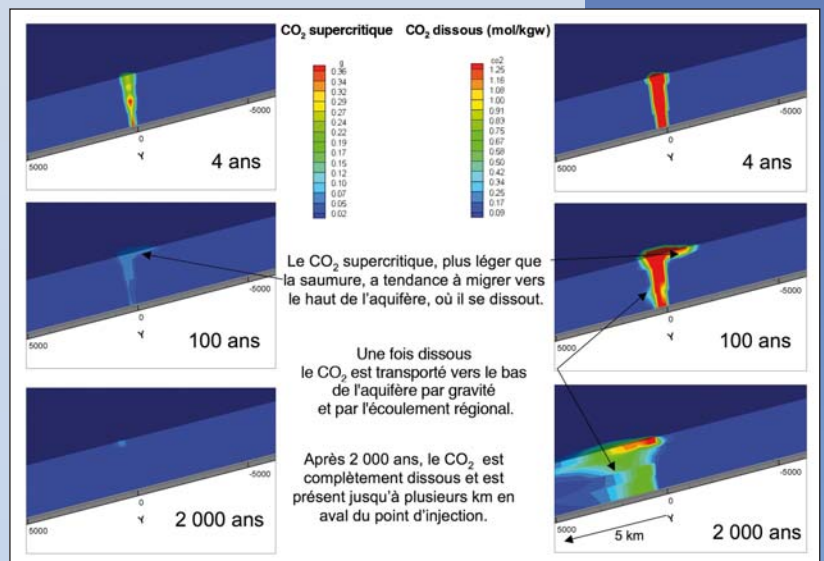


Figure 3
Évolution du CO₂ sous ses différentes formes dans le réservoir de Sleipner, d'après les simulations d'écoulement. Le CO₂ est piégé sous forme supercritique par les mécanismes 1 et 2, sous forme dissoute par le mécanisme 3 et sous forme minérale par le mécanisme 4.

Norvège), Weyburn (Canada), In Salah (Algérie) et K12-B (au large des Pays-Bas). La comparaison des résultats des simulations à court terme avec les données obtenues sur le terrain permet d'affiner les modèles. Ce n'est qu'en croisant et en comparant constamment les informations tirées de ces quatre sources qu'il est possible d'acquies des connaissances fiables sur les processus qui se produisent à quelque 1 000 mètres sous nos pieds.

En conclusion, nous savons que la sécurité d'un site de stockage de CO₂ tend à augmenter avec le temps. Le plus difficile est de trouver un réservoir disposant d'une roche couverture capable de retenir le CO₂ (piégeage structural). Les processus de dissolution, de minéralisation et de piégeage résiduel ne font que renforcer l'immobilisation du CO₂.

Figure 4
Simulation en 3D de la migration du CO₂ dans un aquifère, après injection de 150 000 tonnes en quatre ans dans l'aquifère du Dogger en France. La concentration du CO₂ supercritique (à gauche) et du CO₂ dissout dans l'eau salée du réservoir (à droite) sont représentés 4 ans, 100 ans et 2 000 ans après le début de l'injection. La simulation est basée sur des expérimentations et sur les données obtenues sur site.



Le CO₂ peut-il s'échapper du réservoir ? Quelles en seraient les conséquences ?

L'étude des systèmes naturels a permis d'établir que, choisis avec soin, les sites de stockage ne devraient pas présenter de fuites significatives. Les réservoirs naturels de gaz nous permettent de mieux comprendre dans quelles conditions le gaz est piégé ou bien libéré. En outre, les sites qui fuient vers la surface nous permettent de mieux comprendre quels pourraient être les impacts d'éventuelles fuites de CO₂.

Les voies de fuite

En général, les voies de fuites potentielles sont le résultat de l'action de l'homme (forages profonds) ou de causes naturelles (fractures et failles).

Qu'ils soient actifs ou abandonnés, les forages peuvent constituer des voies de migration, d'une part parce qu'ils forment une connexion directe entre la surface et le réservoir et d'autre part parce qu'ils sont composés de matériaux fabriqués par l'homme et susceptibles de se corroder au fil du temps (**Fig. 1**). Complication supplémentaire, tous les puits ne sont pas créés avec les mêmes techniques, et les plus récents sont généralement plus sûrs que les anciens. Dans tous les cas, les risques de fuites liés aux forages restent faibles, d'une part parce qu'il existe des méthodes géochimiques et géophysiques efficaces pour surveiller les forages (qu'ils soient anciens ou nouveaux) et, d'autre part, parce que l'industrie pétrolière dispose déjà de technologies permettant de remédier à d'éventuels problèmes dans ce domaine.

L'écoulement qui pourrait se produire à travers les failles et les fractures naturelles présentes dans la couverture ou les couches sus-jacentes est un problème plus complexe car il s'agit de structures irrégulières et à perméabilité variable. Une bonne compréhension scientifique et technique des systèmes naturels étanches et non étan-

ches doit cependant permettre de concevoir des projets de stockage de CO₂ ayant les mêmes caractéristiques que les réservoirs naturels qui ont piégé du CO₂ et du méthane pendant des millions d'années.

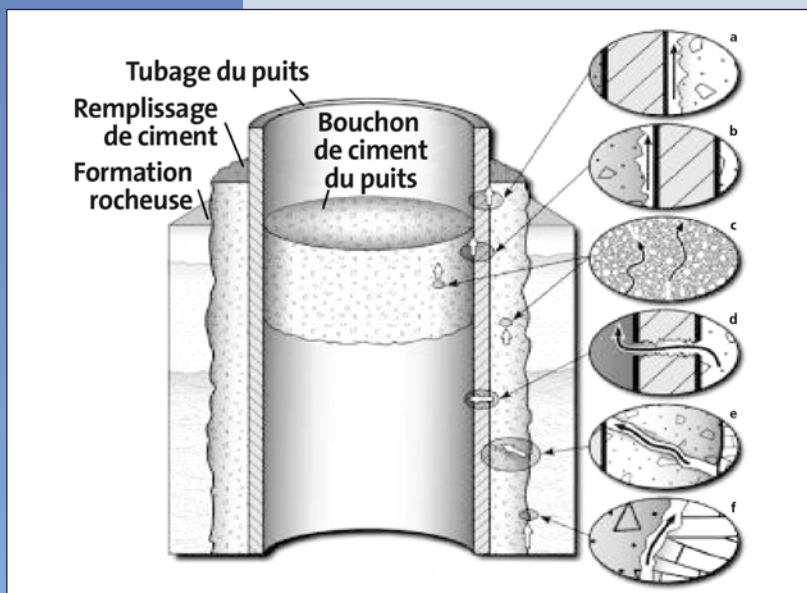
Les enseignements des analogues naturels

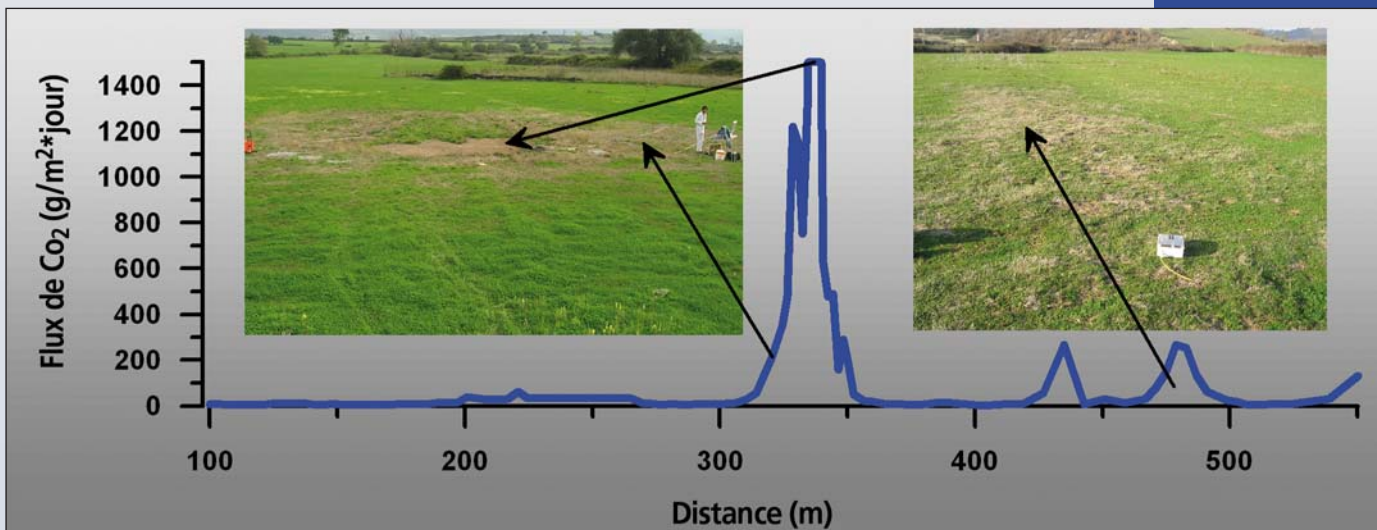
Les systèmes naturels (appelés "analogues") sont des sources d'information inestimables pour améliorer notre compréhension de la migration des gaz en profondeur et des échanges naturels de gaz entre la terre et l'atmosphère. L'étude de nombreux réservoirs naturels de gaz, étanches et non étanches, a conduit aux conclusions suivantes :

- avec des conditions géologiques favorables, le gaz produit naturellement peut être piégé pendant des millions d'années ;
- des poches et des réservoirs de gaz isolés existent même sur les sites géologiques les moins favorables (zones volcaniques) ;
- la migration d'une quantité significative de gaz ne peut se faire que par advection (due à une différence de pression) car la seule diffusion est très lente ;
- pour que l'advection se produise, la pression des fluides dans le réservoir doit être proche de la pression lithostatique* afin que les failles et les fractures restent ouvertes ou que de nouvelles voies soient créées mécaniquement ;
- les zones où le gaz, naturellement produit, s'échappe vers la surface se trouvent presque exclusivement dans les régions sismiques ou volcaniques fortement fracturées, les fuites de gaz étant situées le long de failles actives ou récemment activées ;
- les fuites de gaz significatives sont rares et sont généralement limitées à des zones géothermiques ou volcaniques présentant de nombreuses failles et où le CO₂ est continuellement produit par des processus naturels ;
- les fortes concentrations de gaz en surface restent localisées et ont un impact spatial limité sur l'environnement peu profond.

Les fuites sont donc toujours le résultat de la combinaison d'un certain nombre de facteurs bien spécifiques. C'est pourquoi il est peu probable qu'un site de stockage géologique de CO₂, soigneusement choisi et conçu, puisse fuir. Mais, même si cette probabilité est minime, il est indispen-

Figure 1
Voies potentielles de migration du CO₂ dans un puits.
Fuite au travers de matériaux endommagés (c, d, e) ou le long d'interfaces entre matériaux (a, b, f).





sable de bien comprendre les processus et les impacts potentiels associés aux fuites, afin de sélectionner et mettre en opération des sites de stockage avec toutes les garanties de sécurité.

Impact sur les êtres humains

Nous respirons en permanence du CO₂. Ce gaz n'est dangereux pour la santé humaine qu'à de très fortes concentrations. Jusqu'à 50 000 ppm (5 %), il peut provoquer des maux de tête, des vertiges et des nausées. Au-delà, il peut entraîner la mort en cas d'exposition prolongée, notamment par asphyxie quand la concentration d'oxygène dans l'air descend en dessous des 16 % nécessaires à la vie humaine. Cependant si le CO₂ s'échappe dans une zone ouverte ou plane, il se disperse rapidement dans l'air, même en l'absence de vent. Les risques potentiels pour les populations se limitent donc aux fuites dans des environnements clos ou dans des dépressions topographiques où les concentrations sont susceptibles d'augmenter car le CO₂ est plus dense que l'air et a tendance à s'accumuler à proximité du sol. Pour mieux gérer et prévenir les risques, il est donc utile de connaître les caractéristiques des zones où des fuites de gaz se produisent. De nombreuses personnes vivent dans des régions caractérisées par des émanations quotidiennes de CO₂. À Ciampino, près de Rome, par exemple, certaines maisons sont situées à seulement 30 mètres de zones de fuites de gaz. La concentration de CO₂ dans le sol atteint 90 %, et 7 tonnes de CO₂ sont quotidiennement rejetées dans l'atmosphère. Les habitants évitent tout problème en respectant quelques précautions simples, comme ne pas dormir au sous-sol et bien aérer les maisons.

Impact sur l'environnement

L'impact potentiel sur les écosystèmes varie largement selon que le site de stockage est situé en mer ou à terre. Dans les écosystèmes marins, le principal impact des fuites de CO₂ est la baisse locale du pH qui concerne surtout les animaux vivant sur le fond marin et ne pouvant pas se déplacer. Les conséquences sont cependant limitées spa-

tialement et, une fois la fuite résorbée, l'écosystème montre rapidement des signes de rétablissement.

Dans les écosystèmes terrestres, les impacts se résument ainsi :

- **végétation** – bien que des concentrations de 20 à 30 % de CO₂ dans le sol puissent favoriser la fertilisation et augmenter le rythme de croissance de certaines espèces, au-delà de ce seuil, la présence de CO₂ peut être létale pour certaines plantes. Cet impact est cependant extrêmement localisé autour de la fuite de gaz et, quelques mètres plus loin, la végétation reste robuste et en bonne santé (**Fig. 2**).
- **qualité des eaux potables** – la composition chimique des eaux souterraines peut changer avec l'addition de CO₂. L'eau devient plus acide et certains éléments risquent de se dissocier des roches et des minéraux de l'aquifère. Même si du CO₂ se déversait dans un aquifère d'eau potable, l'effet resterait localisé. La quantification de cet impact est en cours d'étude. Il est intéressant de noter que de nombreux aquifères européens sont enrichis en CO₂ naturel et que cette eau est même mise en bouteille et vendue sous forme d'"eau minérale pétillante".
- **intégrité de la roche** – l'acidification des eaux souterraines peut entraîner une dissolution de la roche, une diminution de l'intégrité structurelle et la formation de cuvettes (dolines). Toutefois, ce type d'impact ne se produit que dans des conditions géologiques et hydrogéologiques très spécifiques (aquifère à débit élevé dans un cadre tectoniquement actif, minéralogie riche en carbonate) qui ont peu de chances d'exister au-dessus d'un site de stockage géologique fait par l'homme.

En conclusion, étant donné que l'impact d'une fuite potentielle de CO₂ dépend des caractéristiques de chaque site, une connaissance approfondie des composantes géologiques et structurelles des sites devrait permettre d'identifier les chemins potentiels de migration du gaz, de choisir les sites offrant la plus faible probabilité de fuite de CO₂, de prédire le comportement du gaz et donc d'évaluer et de prévenir d'éventuels impacts sur les êtres humains et sur les écosystèmes.

Figure 2
Impact d'une fuite de CO₂ sur la végétation en cas d'afflux fort (à gauche) ou réduit (à droite).
L'impact est limité à la zone précise d'où le CO₂ s'échappe.

Comment s'exerce la surveillance du site de stockage, en profondeur et à la surface ?

Tous les sites de stockage de CO₂ doivent faire l'objet d'une surveillance, et ce pour des raisons opérationnelles, environnementales, sociétales, économiques et de sécurité. Une stratégie doit être élaborée pour définir exactement ce qui doit être surveillé et comment.

Pourquoi le monitoring est-il nécessaire ?

Il est crucial de suivre les performances du site afin de vérifier que le principal objectif du stockage géologique du CO₂ est atteint, c'est-à-dire le confinement à long terme du CO₂ anthropique. Les raisons qui motivent la surveillance (ou monitoring) des sites de stockage sont nombreuses. En voici quelques-unes :

- **Opérationnelles** : contrôler et optimiser le processus d'injection.
- **Sécuritaires et environnementales** : minimiser ou éviter tout impact sur les êtres humains, la faune et les écosystèmes situés à proximité d'un site de stockage, et s'assurer de contribuer aux efforts contre le changement climatique.
- **Sociétales** : fournir au public les informations nécessaires pour comprendre comment est assurée la sécurité du stockage et ainsi obtenir son soutien.
- **Financières** : obtenir la confiance des marchés au sujet de la technologie CSC et vérifier les volumes de CO₂ effectivement stockés afin de pouvoir les comptabiliser comme des "émissions évitées" dans les futures phases du système d'échange de quotas d'émissions (ETS) de l'Union européenne.

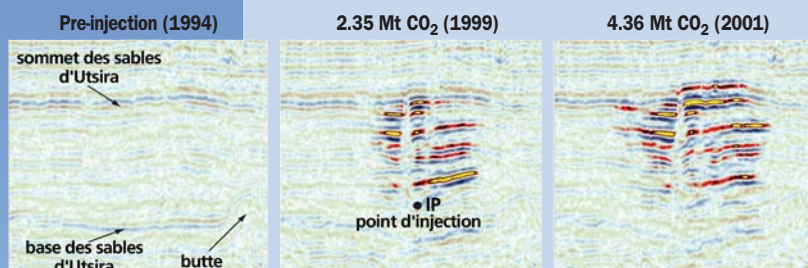
La surveillance de l'état initial de l'environnement (appelé "état de référence") et des performances ultérieures du site est une des principales exigences de la directive CE sur le CSC, publiée sous forme de projet le 23 janvier 2008. Les exploitants doivent être capables de démontrer que les performances du stockage sont conformes aux réglementations et qu'elles le resteront sur le long terme. Le monitoring est une composante importante qui réduira peu à peu les incertitudes sur les performances des sites. Elle doit donc être étroitement liée à la gestion de la sécurité.

Quels sont les objectifs du monitoring ?

Le monitoring peut être axé sur divers objectifs et processus dans différentes parties du site, notamment :

- Imagerie du panache* de CO₂ – suivi du CO₂ dans sa migration à partir du point d'injection. Cette surveillance fournit des données essentielles pour calibrer les modèles qui permettent de prédire la future répartition du CO₂ sur le site. De nombreuses techniques éprouvées sont disponibles, notamment les campagnes de sismiques répétées qui ont été utilisées avec succès sur plusieurs projets pilotes et de démonstration (**Fig. 1**).
- Intégrité de la roche couverture – nécessaire pour évaluer si le CO₂ est confiné au sein du réservoir de stockage et pour permettre de donner l'alerte rapidement en cas de migration ascendante imprévue du CO₂. Ceci est particulièrement important pendant la phase d'injection, quand la pression dans le réservoir est fortement, mais temporairement, accrue.
- Intégrité des puits. Il s'agit d'un problème important, car les puits profonds constituent une liaison potentielle directe avec la surface. Les puits d'injection de CO₂, ainsi que les éventuels puits d'observation et puits abandonnés préexistants, doivent être soigneusement surveillés pendant la phase d'injection et par la suite afin d'éviter une fuite soudaine de CO₂. Le monitoring sert également à vérifier que tous les puits ont été correctement scellés après utilisation. Il est possible d'installer des systèmes de surveillance géophysique et géochimique (régulièrement utilisés dans l'industrie pétrolière) dans ou au-dessus des puits pour permettre de donner l'alerte rapidement en cas de problème et pour garantir la sécurité des environs.
- Migration dans les couches sus-jacentes. Pour les sites de stockage au-dessus desquels se trouvent d'autres formations rocheuses aux propriétés similaires à celles de la couverture, celles-ci peuvent constituer des barrières supplémentaires réduisant le risque de fuite de CO₂ vers la mer ou l'atmosphère. Si le monitoring dans le réservoir ou à proximité indique une migration imprévue à travers la couverture, il faudra mettre en place une surveillance des couches supérieures. La plupart des techniques utilisées dans l'imagerie du panache ou pour surveiller l'intégrité de la couverture peuvent être utilisées pour les autres couches.
- Détection et mesure des fuites en surface et dans l'atmosphère. Pour vérifier que le CO₂ injecté n'a pas migré vers la surface, il est possible d'utiliser diverses techniques de géochimie, de biochimie et de télédétection. Elles permettent de localiser les fuites, d'évaluer et de surveiller la répartition du CO₂ dans le sol et sa dispersion dans l'atmosphère ou dans l'environ-

Figure 1
Imagerie sismique pour surveiller le panache de CO₂ sur le site de Sleipner, avant l'injection (commencée en 1996) et pendant l'injection (respectivement, 3 et 5 ans plus tard).



nement marin (Fig. 2).

- Quantité de CO₂ stockée à des fins réglementaires et fiscales. Alors que la quantité de CO₂ injecté est facilement mesurable au niveau de la tête du puits, sa quantification dans le réservoir est techniquement très difficile. Si une fuite se produit à proximité de la surface, les quantités libérées devront être quantifiées pour pouvoir être comptabilisées dans les inventaires nationaux des émissions de gaz à effet de serre et dans les futurs systèmes ETS.
- Mouvements du sol et microsismicité*. L'augmentation de la pression du réservoir suite à l'injection de CO₂ peut, dans certains cas, accroître l'occurrence de microsismicité induite et de mouvements du sol à petite échelle. Des techniques de surveillance microsismique et des méthodes de surveillance à distance (par avion ou par satellite) existent et sont capables de mesurer de très petites déformations du sol.

Comment se fait le monitoring ?

De nombreuses techniques de surveillance ont déjà été utilisées sur les projets de démonstration et de recherche existants. Certaines méthodes surveillent directement le CO₂ tandis que d'autres mesurent indirectement son impact sur les roches, les fluides et l'environnement. Les mesures directes comprennent par exemple l'analyse des fluides provenant de puits profonds ou la mesure de la concentration en gaz du sol ou de l'atmosphère. Les méthodes indirectes comprennent les relevés géophysiques et le suivi des changements de pression dans les puits ou des changements de pH dans les eaux souterraines.

Tous les sites de stockage devront être surveillés, qu'ils soient situés en mer ou sur terre. Le choix des techniques de surveillance dépendra des caractéristiques techniques et géologiques du site et des objectifs visés. De nombreuses techniques de surveillance sont déjà disponibles (Fig. 3), dont plusieurs sont régulièrement utilisées dans l'industrie pétrolière. Ces techniques sont en cours

d'adaptation pour le stockage de CO₂. Des recherches visant à optimiser les méthodes existantes ou à en développer de nouvelles sont également en cours, afin d'améliorer leur résolution et leur fiabilité, de réduire les coûts, d'automatiser l'exploitation des données et de démontrer leur efficacité.

Stratégie de monitoring

L'élaboration d'une stratégie de monitoring dépend en grande partie des conditions géologiques et techniques particulières à chacun des sites, et notamment de la géométrie et de la profondeur du réservoir, de la taille du panache de CO₂, des chemins de fuite potentiels, de la géologie des couches sus-jacentes, du débit et de la durée d'injection, et des caractéristiques de surface (topographie, densité de population, infrastructures, écosystèmes, etc.). Une fois que les emplacements et les techniques de mesures les mieux appropriés ont été choisis, des campagnes de mesures doivent être réalisées avant le début des opérations d'injection. Elles serviront de référence pour les futurs relevés. Enfin, les programmes de surveillance doivent être suffisamment flexibles pour pouvoir évoluer parallèlement au projet de stockage lui-même. Une stratégie de surveillance capable d'intégrer toutes ces composantes, tout en améliorant la rentabilité du projet, formera une composante essentielle de l'analyse des risques et du contrôle de la sécurité et de l'efficacité du site.

En conclusion, nous savons que le monitoring d'un site de stockage de CO₂ est réalisable grâce aux nombreuses techniques disponibles sur le marché ou en cours de développement. Des recherches sont en cours, non seulement pour mettre au point de nouveaux outils (particulièrement pour les fonds marins), mais aussi pour optimiser les performances de la surveillance et en réduire le coût.



© CO₂-GeoNet

Figure 2
Bouée de monitoring avec panneaux solaires, flotteurs et dispositif destiné à prélever des échantillons de gaz sur le fond marin.

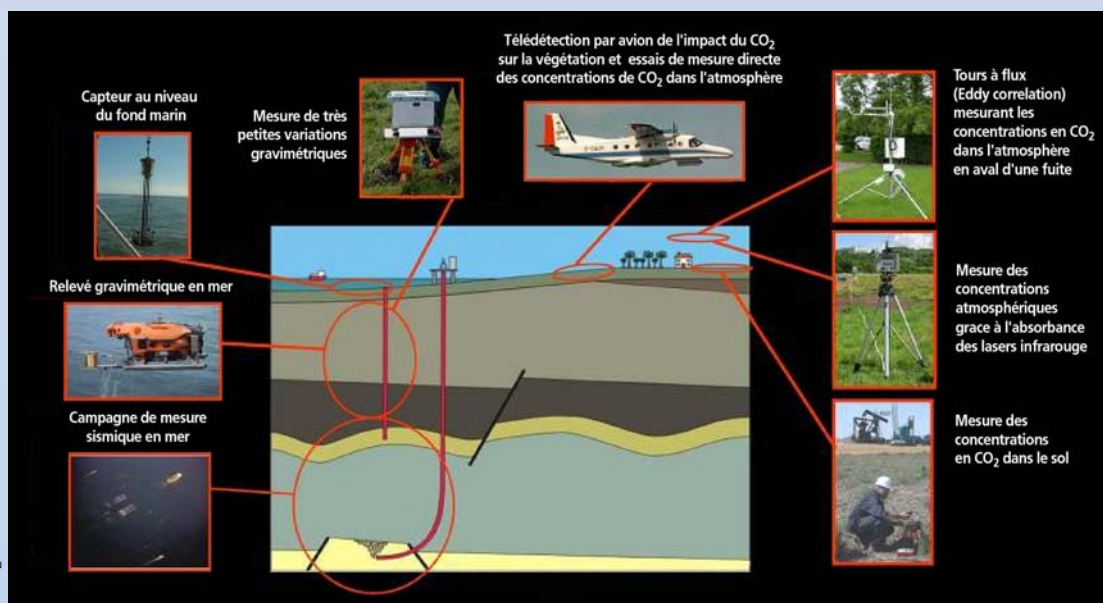


Figure 3
Exemples de techniques disponibles pour surveiller les différentes parties d'un système de stockage de CO₂.

© CO₂-GeoNet

Quels sont les critères de sécurité à imposer et à respecter ?

Pour garantir la sécurité et l'efficacité du stockage, les administrations doivent imposer des règles de conception et d'exploitation qui devront être respectées par les exploitants.

Bien que le stockage géologique du CO₂ soit maintenant largement accepté comme une option crédible pour atténuer le changement climatique, les critères de sécurité liés à la santé humaine et à l'environnement local restent à établir avant toute exploitation industrielle à grande échelle. Ces critères peuvent être définis comme les exigences imposées aux exploitants par les administrations afin de garantir que les impacts locaux sur la santé, la sécurité et l'environnement (y compris les ressources en eaux souterraines), sont négligeables à court, moyen et long terme.

L'un des points clés du stockage géologique du CO₂ est sa durée dans le temps, ce qui signifie que les sites de stockage doivent être exempts de fuites. Ce phénomène ne pouvant être totalement exclu, il est indispensable d'évaluer les risques et d'exiger des exploitants qu'ils respectent les mesures de sécurité visant à éviter toute fuite ou comportement anormal des sites. D'après le GIEC, le CO₂ injecté devra rester sous terre pendant au moins mille ans pour permettre aux concentrations atmosphériques en CO₂ de se stabiliser ou de décliner par le biais de l'échange naturel avec l'eau des océans et donc de minimiser l'effet du réchauffement climatique. Cela ne dispense pas d'évaluer les impacts locaux d'un tel projet sur une échelle de temps allant de quelques jours à plusieurs milliers d'années.

Plusieurs grandes étapes ponctuent la durée de vie d'un projet de stockage de CO₂ (**Fig. 1**). La sécurité sera garantie par :

- une sélection et une caractérisation soigneuses du site ;
- l'évaluation des risques ;
- une exploitation dans les règles de l'art ;
- un plan de surveillance approprié ;

sence d'impuretés non éliminées pendant le procédé de captage. Ceci est important pour éviter une interaction nuisible avec le puits, le réservoir, la couverture et, en cas de fuite, avec les eaux souterraines situées au dessus du réservoir.

Critères de sécurité liés à la conception du projet

La sécurité doit pouvoir être démontrée avant le début de l'exploitation.

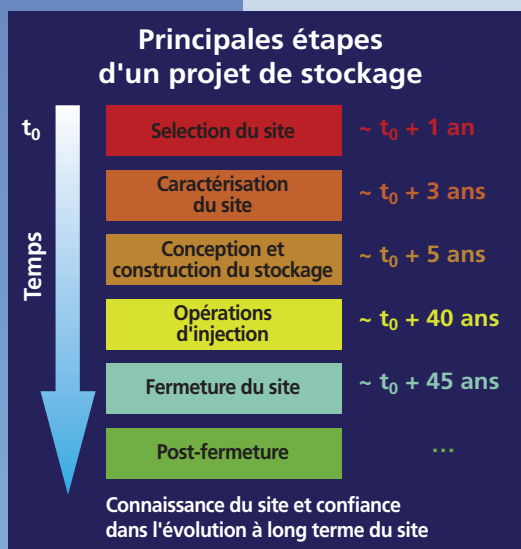
En ce qui concerne la sélection du site, les principaux éléments à étudier sont les suivants :

- le réservoir et la couverture ;
- les couches sus-jacentes et particulièrement celles imperméables qui pourraient servir de barrières secondaires ;
- la présence de puits ou de failles perméables susceptibles de servir de chemins préférentiels vers la surface ;
- les aquifères d'eau potable ;
- les contraintes en termes de population et d'environnement à la surface.

Les techniques d'exploration pour le pétrole et le gaz sont utilisées pour analyser la géologie et la géométrie du site de stockage. Les modélisations chimiques, géomécaniques et de l'écoulement du CO₂ dans le réservoir permettent de prédire le comportement du CO₂ et son devenir à long terme ainsi que de définir des paramètres d'injection optimaux. En conséquence, une caractérisation soignée du site doit permettre d'établir un scénario de comportement "normal" du stockage, qui servira de base pour sélectionner avec confiance un site garantissant un piégeage efficace du CO₂.

L'évaluation des risques doit ensuite envisager les scénarios les moins plausibles quant à l'état futur du stockage, y compris des événements imprévus. Il est notamment important d'envisager d'éventuelles fuites, une exposition possible des cibles et ses conséquences (**Fig. 2**). Chaque scénario de fuite doit être analysé par des experts et faire, dans la mesure du possible, l'objet d'une modélisation numérique pour évaluer sa probabilité d'occurrence et sa gravité potentielle. Par exemple, l'évolution de l'étendue du panache du CO₂ doit être soigneusement cartographiée afin de détecter une éventuelle connexion avec une zone contenant des failles. Les incertitudes et la sensibilité des modèles à des variations des paramètres d'entrée doivent être évaluées correctement dans l'analyse des risques. Les impacts potentiels du CO₂ sur les êtres humains et sur l'environnement doivent être évalués au moyen d'une étude d'impact, procédure courante pour l'agrément d'ins-

Figure 1
Les différentes étapes d'un projet de stockage.



- un plan d'intervention en cas d'urgence adéquat.

Les objectifs associés sont les suivants :

- vérifier que le CO₂ reste dans le réservoir ;
- maintenir l'étanchéité des puits ;
- préserver les propriétés physiques du réservoir (porosité, perméabilité, injectivité, etc.) et la nature imperméable de la couverture ;
- tenir compte de la composition du flux de CO₂, notamment de la pré-

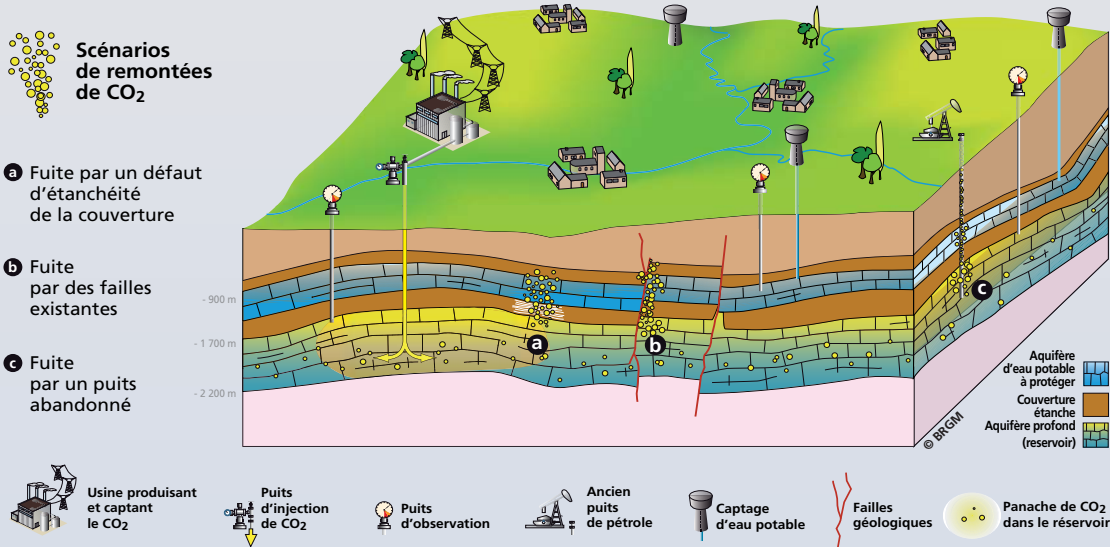


Figure 2
Exemple de scénarios potentiels de fuite.

tallations industrielles de surface. Les scénarios de comportements "normal" et de fuite seront analysés dans l'étude d'impact afin d'évaluer les risques potentiels.

Le programme de monitoring, à court et à long terme, doit être élaboré suite à l'analyse de risques et doit permettre de suivre les paramètres critiques définis dans les différents scénarios. Ses principaux objectifs consistent à imaginer la migration du panache du CO₂, à vérifier l'intégrité des puits et de la roche couverture, à détecter d'éventuelles fuites de CO₂, à évaluer la qualité des eaux souterraines et à s'assurer qu'aucune quantité de CO₂ n'a atteint la surface. Le plan de réduction du risque constitue la dernière partie de l'analyse de sécurité et a pour but de détailler la liste des actions correctives à mettre en œuvre en cas de fuite ou de comportement anormal. Il prend en compte l'éventuelle défaillance de puits et de la couverture pendant l'injection et après, et envisage des mesures correctives extrêmes telles que la réversibilité du stockage. Le savoir-faire existant provient des techniques standards utilisées dans l'industrie pétrolière, telles que la réparation des puits, la réduction de la pression d'injection, le retrait total ou partiel du gaz, l'extraction d'eau pour réduire la pression, l'extraction du gaz peu profond, etc.

Critères de sécurité pendant l'exploitation et après la fermeture

Le principal souci de sécurité concerne la phase d'exploitation : une fois l'injection terminée, la réduction graduelle de la pression dans le réservoir rend le site plus sûr.

De part l'expérience des opérateurs industriels, on sait injecter et stocker du CO₂ en toute sécurité. Le CO₂ est un produit relativement courant, dont la manipulation ne soulève aucun problème particulier. La conception et le contrôle des opérations seront basés principalement sur l'expérience de l'industrie pétrolière, en particulier du stockage saisonnier du gaz naturel et de la récupération assistée du pétrole. Les principaux paramètres à surveiller sont les suivants :

- la pression et le débit d'injection – la pression doit être maintenue à une valeur inférieure à la pression de fracturation, c'est-à-dire à la pression au-dessus de laquelle

la couverture peut se fracturer ;

- le volume injecté, afin de satisfaire aux prévisions définies par la modélisation ;
- la composition du flux de CO₂ injecté ;
- l'intégrité du ou des puits d'injection et des éventuels puits situés à l'intérieur ou à proximité du panache du CO₂ ;
- l'extension du panache du CO₂ et la détection d'éventuelles fuites ;
- la stabilité du terrain.

Pendant l'injection, le comportement du CO₂ injecté doit être régulièrement comparé aux prévisions. Cela permet d'améliorer continuellement la connaissance du site. En cas de détection d'un comportement anormal, le programme de surveillance doit être mis à jour et des actions correctives mises en œuvre, si nécessaire. En cas de suspicion de fuite, les outils de surveillance appropriés pourront être concentrés sur une zone spécifique du site de stockage, située entre le réservoir et la surface. Cela permettra de détecter l'ascension du CO₂ ainsi que les éventuels impacts sur les aquifères d'eau potable, l'environnement et les êtres humains.

Une fois l'injection terminée, la phase de fermeture débute. Les puits doivent être fermés et abandonnés correctement, le programme de modélisation et de surveillance mis à jour et, si nécessaire, des actions correctives mises en œuvre pour limiter les risques. Une fois que le niveau de risque est considéré comme suffisamment bas, la responsabilité du stockage est transférée aux autorités nationales et le plan de surveillance peut être stoppé ou réduit au minimum.

La proposition de directive européenne définit un cadre légal afin que le captage et le stockage du CO₂ puissent être considérés comme une option à part entière pour lutter contre l'effet de serre, et que celle-ci soit mise en œuvre en toute sécurité et de manière responsable.

En conclusion, les critères de sécurité sont essentiels à la réussite du déploiement industriel du stockage du CO₂. Ils doivent être adaptés individuellement à chaque site de stockage. Ces critères seront précisés dans la procédure d'agrément pour laquelle les organismes de réglementation devront décider du niveau de détail à exiger pour garantir la sécurité. Cela est également essentiel pour obtenir l'adhésion de l'opinion publique.

Analogue naturel : réservoir naturel de CO₂. Il existe des sites étanches et des sites non étanches. Leur étude améliore notre compréhension de l'évolution à long terme du CO₂ dans les systèmes géologiques profonds.

Aquifère : Formation rocheuse perméable contenant de l'eau. Les aquifères les plus superficiels contiennent de l'eau douce utilisée pour notre consommation. Ceux plus profonds sont remplis d'eau salée impropre aux activités humaines. Ils sont appelés aquifères salins.

Couverture : couche de roche imperméable qui empêche le mouvement des liquides et des gaz et qui constitue un piège quand elle surplombe un réservoir.

CSC : Captage et Stockage du CO₂.

CSLF : Carbon Sequestration Leadership Forum. Initiative internationale sur le changement climatique axée sur le développement de technologies rentables pour la séparation et le captage, transport et stockage à long terme du dioxyde de carbone.

EU GeoCapacity : projet de recherche européen en cours qui évalue la capacité totale de stockage géologique de CO₂ anthropique en Europe.

Forage : puits de petit diamètre destiné à l'exploitation d'une nappe d'eau souterraine, ou d'un gisement de pétrole ou de gaz.

GESTCO : projet de recherche européen terminé qui a permis d'évaluer les possibilités de stockage géologique du CO₂ dans 8 pays (Norvège, Danemark, Royaume-Uni, Belgique, Pays-Bas, Allemagne, France et Grèce).

GIEC : Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat. Cette organisation a été créée en 1988 par l'OMM (Organisation Météorologique Mondiale) et par le PNUE (Programme des Nations Unies pour l'Environnement) pour évaluer les informations scientifiques, techniques et socio-économiques permettant de mieux comprendre le changement climatique, ses impacts potentiels et les différentes options d'adaptation et de mitigation. Le GIEC et Al Gore ont reçu le prix Nobel de la paix en 2007.

Grès : roche sédimentaire formée de grains de sable agrégés et fortement unis entre eux par un ciment naturel.

IEA-GHG : programme de R&D sur les gaz à effet de serre de l'Agence Internationale de l'Energie. Collaboration internationale qui a pour but d'évaluer les technologies de

réduction des émissions de gaz à effet de serre, de diffuser les résultats de ces études, d'identifier des objectifs de recherche, de développement et de démonstration, et de promouvoir les travaux appropriés.

Injectivité : caractérise la facilité avec laquelle un fluide (comme le CO₂) peut être injecté dans une formation géologique. Elle se définit comme le rapport entre le débit d'injection et la différence de pression entre le point d'injection à la base du puits et au niveau de la formation.

Microsismicité : léger tremblement ou vibration de l'écorce terrestre qui peut être provoqué par diverses causes naturelles et artificielles.

Panache de CO₂ : répartition spatiale du CO₂ supercritique au sein de la roche.

Perméabilité : propriété ou capacité d'une roche poreuse à transmettre un fluide ; elle est mesurée par la facilité relative d'écoulement d'un fluide soumis à un gradient de pression donné.

pH : mesure de l'acidité d'une solution, sachant qu'un pH de 7 est neutre.

Porosité : pourcentage du volume brut d'une roche qui n'est pas occupé par des minéraux. Ces espaces sont appelés pores et peuvent être remplis par différents fluides. Dans les roches profondes, ce fluide est généralement de l'eau salée, mais il peut aussi s'agir de pétrole ou de gaz comme du méthane ou bien du CO₂ naturel.

Pression lithostatique : force exercée sur une roche souterraine par les roches sus-jacentes. La pression lithostatique augmente avec la profondeur.

Récupération assistée du pétrole (EOR – Enhanced Oil Recovery) : technique qui améliore la production de pétrole grâce à l'injection de fluides (tels que de la vapeur ou du CO₂) pour mobiliser le pétrole présent dans le réservoir.

Réservoir : masse de roche ou de sédiments suffisamment poreuse et perméable pour abriter et stocker du CO₂. Les grès et les calcaires sont les roches les plus communes pour les réservoirs.

Supercritique : état d'un fluide à des pressions et à des températures supérieures aux valeurs critiques (31,03 °C et 7,38 MPa pour le CO₂). Les propriétés de ces fluides varient de manière continue, entre celles d'un état similaire à un gaz à faible pression et à un liquide à haute pression.

Pour plus d'informations :

Rapport spécial du GIEC sur le CSC :

http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf

Site de la Commission européenne sur le CSC :

<http://ec.europa.eu/environment/climat/ccs/>

Directive européenne sur le stockage de CO₂ :

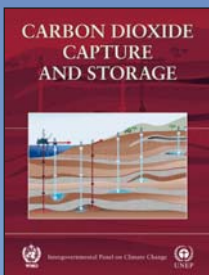
http://ec.europa.eu/environment/climat/ccs/eccp1_en.htm

Système d'échange de quota d'émissions (ETS) :

<http://ec.europa.eu/environment/climat/emission.htm>

Site de l'IEA GHG sur les outils de surveillance :

http://www.co2captureandstorage.info/co2tool_v2.1beta/introduction.html



Ce que CO₂GeoNet peut vous apporter



CO₂GeoNet est un réseau d'excellence européen qui s'est engagé à fournir des informations impartiales et scientifiquement prouvées sur la sécurité et l'efficacité du stockage géologique du CO₂. Le partenariat est composé de plus de 150 scientifiques travaillant dans 13 organismes publics de recherche. Chacun des partenaires est connu au niveau international pour ses travaux de recherche sur différents aspects du stockage géologique du CO₂. Le réseau est parrainé par la Commission européenne sous le 6^e Programme-cadre de recherche et de développement.

Les organismes de recherche membres du réseau sont les suivants :

BGR , BGS , BRGM , GEUS , Heriot Watt University , IFP , Imperial College , NIVA , OGS , IRIS , SINTEF , TNO , Sapienza University of Rome .



Activités du réseau

Les chercheurs du réseau travaillent ensemble à l'amélioration des connaissances sur le stockage géologique du CO₂ et sur les outils nécessaires à son déploiement. Ils participent à plusieurs projets de recherche prioritaires axés sur différents aspects : le réservoir, la couverture, les voies potentielles de migration du CO₂ vers la surface, les impacts potentiels sur les êtres humains et les écosystèmes locaux en cas de fuite, et la communication et l'information du public.

La force de CO₂GeoNet tient dans sa capacité à rassembler des équipes multidisciplinaires composées de spécialistes expérimentés, ce qui lui permet de mieux comprendre tous les différents aspects et leurs interactions, et donc d'avoir une vision d'ensemble du stockage géologique.

Outre ses activités de recherche, CO₂GeoNet :

- propose des formations aux scientifiques et aux ingénieurs qui s'occuperont de la mise en œuvre du stockage du CO₂ ;
- offre des conseils scientifiques et des audits des propositions de projet (qualité géotechnique, protection environnementale, gestion des risques, planification, problèmes réglementaires, etc.) ;
- diffuse des informations indépendantes et impartiales basées sur les résultats de ses recherches ;
- dialogue avec les parties intéressées et répond à leurs questionnements et à leurs besoins.

Pour montrer au public que le stockage géologique du CO₂ est une option viable de lutte contre le changement climatique, CO₂GeoNet a décidé de répondre à la question de base : « Que signifie vraiment le stockage géologique du CO₂ ? ». Un panel d'éminents scientifiques de CO₂GeoNet a préparé des réponses étayées à six questions pertinentes, basées sur plus de dix ans de recherche européenne et sur l'expérience des projets pilotes menés dans le monde entier. L'objectif de cette opération est de fournir des informations scientifiques claires et impartiales à un large public, et d'encourager le dialogue sur des questions essentielles relatives aux aspects techniques du stockage géologique du CO₂.

Résumés dans cette brochure, ces travaux ont été présentés à l'occasion du premier Atelier de formation et de dialogue du réseau, organisé à Paris le 3 octobre 2007. L'atelier rassemblait des industriels, des ingénieurs, des scientifiques, des décideurs, des journalistes, des ONG, des sociologues, des enseignants et des étudiants. Au total, 170 personnes provenant de 21 pays ont participé à cet atelier, qui leur a permis de partager leurs points de vue et d'obtenir une vision plus complète du stockage géologique du CO₂.

Pour de plus amples informations sur le stockage géologique du CO₂ ou sur la possibilité d'organiser une formation similaire, contactez le secrétariat de CO₂GeoNet (info@co2geonet.com) ou consultez notre site Internet : www.co2geonet.eu.

CO₂GeoNet

Le Réseau d'Excellence européen sur le stockage géologique de CO₂



www.co2geonet.eu

Secrétariat: info@co2geonet.com

BGS Natural Environment Research Council-British Geological Survey, **BGR** Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, **BRGM** Bureau de Recherches Géologiques et Minières, **GEUS** Geological Survey of Denmark and Greenland, **HWU** Heriot-Watt University, **IFP**, **IMPERIAL** Imperial College of Science, Technology and Medicine, **NIVA** Norwegian Institute for Water Research, **OGS** Istituto Nazionale di Oceanografia e di Geofisica Sperimentale, **IRIS** International Research Institute of Stavanger, **SPR SINTEF** Petroleumsforskning AS, **TNO** Netherlands Organisation for Applied Scientific Research, **URS** Sapienza University of Rome Dip. Scienze della Terra.

ISBN : 978-2-7159-2456-7