

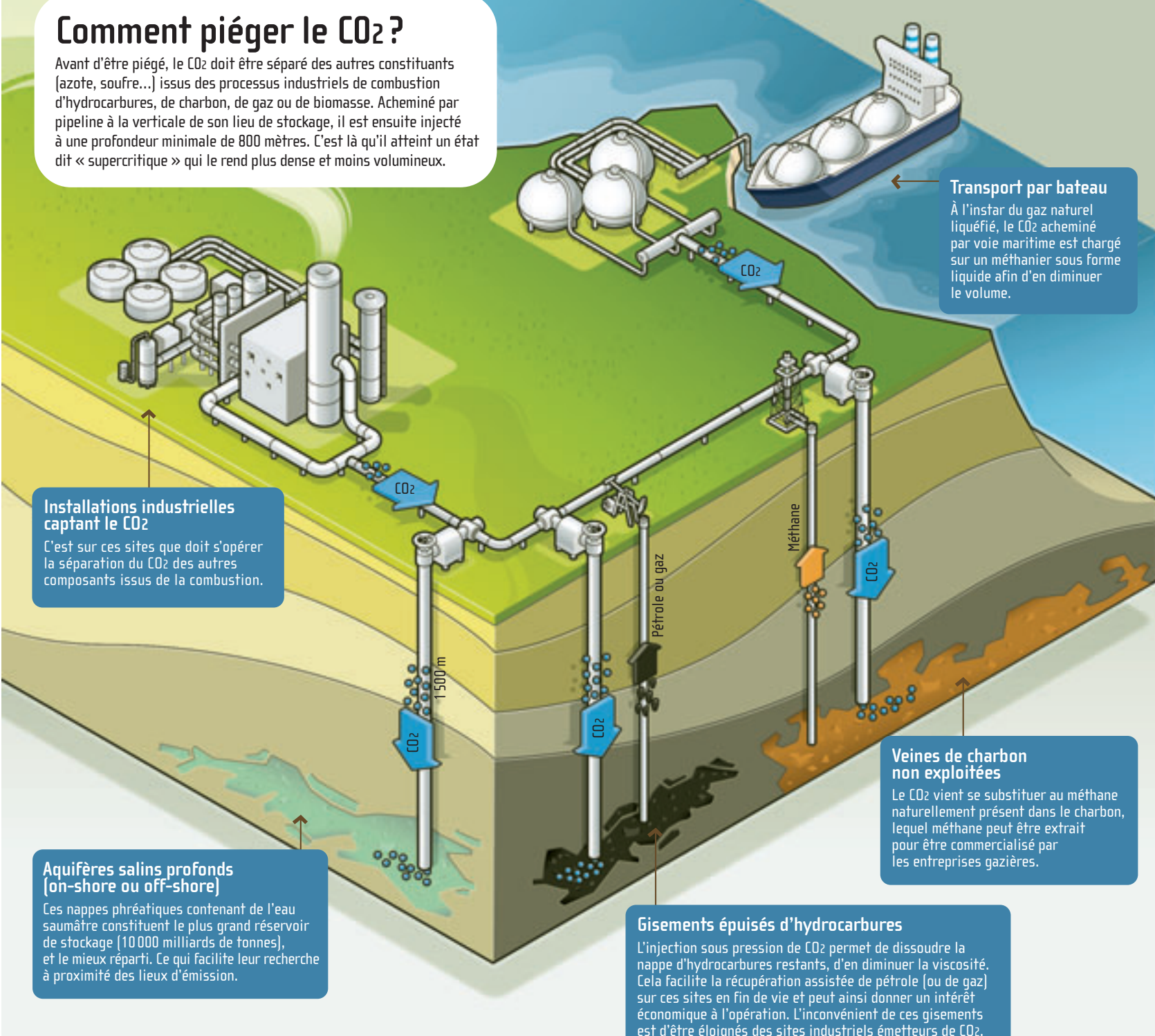


CAPTER ET STOCKER LE CO₂

C'est une voie prometteuse pour combattre le réchauffement climatique: récupérer le gaz carbonique produit par l'industrie et l'enfouir en profondeur. Des processus complexes sur le plan technique... et encore coûteux. Revue de détail.

Comment piéger le CO₂ ?

Avant d'être piégé, le CO₂ doit être séparé des autres constituants (azote, soufre...) issus des processus industriels de combustion d'hydrocarbures, de charbon, de gaz ou de biomasse. Acheminé par pipeline à la verticale de son lieu de stockage, il est ensuite injecté à une profondeur minimale de 800 mètres. C'est là qu'il atteint un état dit « supercritique » qui le rend plus dense et moins volumineux.



Transport par bateau

À l'instar du gaz naturel liquéfié, le CO₂ acheminé par voie maritime est chargé sur un méthanier sous forme liquide afin d'en diminuer le volume.

Installations industrielles captant le CO₂

C'est sur ces sites que doit s'opérer la séparation du CO₂ des autres composants issus de la combustion.

Aquifères salins profonds (on-shore ou off-shore)

Ces nappes phréatiques contenant de l'eau saumâtre constituent le plus grand réservoir de stockage (10 000 milliards de tonnes), et le mieux réparti. Ce qui facilite leur recherche à proximité des lieux d'émission.

Veines de charbon non exploitées

Le CO₂ vient se substituer au méthane naturellement présent dans le charbon, lequel méthane peut être extrait pour être commercialisé par les entreprises gazières.

Gisements épuisés d'hydrocarbures

L'injection sous pression de CO₂ permet de dissoudre la nappe d'hydrocarbures restants, d'en diminuer la viscosité. Cela facilite la récupération assistée de pétrole (ou de gaz) sur ces sites en fin de vie et peut ainsi donner un intérêt économique à l'opération. L'inconvénient de ces gisements est d'être éloignés des sites industriels émetteurs de CO₂.

Pour lutter contre son accumulation dans l'atmosphère, le captage et le stockage géologique du CO₂ offrent une possible alternative en attendant la généralisation d'énergies non émettrices. Sont concernées en priorité les sources fixes et massives (voir schéma ci-dessous), qui font l'objet d'expérimentations en vraie grandeur pour piéger le CO₂ avec des technologies disponibles et à des coûts acceptables.

Les technologies de récupération sont encore très coûteuses

Piéger le CO₂ à sa source nécessite de le séparer des autres constituants (vapeur d'eau, azote, soufre) issus des processus de combustion industriels d'hydrocarbures, de charbon, de gaz naturel ou de biomasse. Trois technologies paraissent, à l'heure actuelle, les plus propices pour y parvenir. Elles sont développées principalement dans les régions où se déroulent également les expérimentations de stockage géologique: États-Unis, Japon et Europe.

- **Le captage postcombustion** par lavage des fumées en sortie, le plus couramment au moyen de solvants aminés. Cette technologie s'adapte facilement aux installations existantes, mais elle s'applique à des volumes de fumées importants à basse pression et à faible concentration de CO₂. C'est aujourd'hui la solution la plus mature, mais elle génère un surcoût de 50 à 70 % du kilowattheure électrique.

- **L'oxycombustion**, qui consiste à remplacer l'air par de l'oxygène pur. La concentration du CO₂ dans les fumées peut alors atteindre 90 %, facilitant ainsi son

captage par un système cryogénique en sortie. Cette voie est également coûteuse, et surtout gourmande en énergie... Elle convient en priorité aux installations nouvelles.

- **Le captage en « précombustion »**, où l'on transforme avant usage le combustible fossile en un gaz de synthèse, mélange de monoxyde de carbone (CO) et d'hydrogène. En réagissant avec de l'eau (étape dite « de shift-conversion »), le CO se transforme en CO₂ et il y a production d'hydrogène. L'hydrogène seul est ainsi utilisé comme combustible « propre » (n'émettant pas de CO₂) pour produire de l'électricité ou de la chaleur.

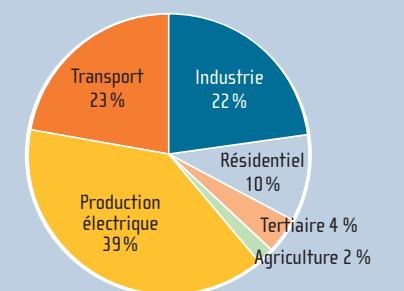
Une fois capté, le CO₂ peut alors être transporté vers les sites de stockage, par gazoduc sous haute pression pour la voie terrestre ou par méthanier pour la voie maritime, comme le GNL, c'est-à-dire à pression modérée et en phase liquide pour en réduire le volume. Les États-Unis disposent du plus grand réseau de canalisations terrestres pour le transport de quelque 50 millions de tonnes de CO₂ par an, issues de la récupération assistée du pétrole ou d'émissions d'origine industrielle. Mais la dimension totale du réseau mondial affecté à cette tâche, inférieur à 3 000 km, témoigne de l'insuffisance des infrastructures.

Trois types de réservoirs souterrains sont aujourd'hui testés

Pour le stockage géologique profond du CO₂, trois options prédominent. Dans tous les cas, le CO₂ est injecté au-delà de 800 mètres de profondeur, dans un état « supercritique » (plus de 31 °C et 74 bars de pression), où il se densifie et diminue de volume.

- **Les aquifères salins profonds** – Le stockage dans ces nappes phréatiques contenant de l'eau saumâtre offre le plus grand potentiel en volume (jusqu'à 10 000 milliards de tonnes, l'équivalent de plusieurs siècles d'émissions mondiales de CO₂), ainsi que la meilleure répartition sur le globe. Ce potentiel et cette répartition facilitent leur recherche à proximité des sites d'émission. Ainsi, en mer du Nord, sur le site de production de gaz naturel de Sleipner, le CO₂ extrait du méthane (où il est présent en proportion de 4 à 10 %) est directement réinjecté sous le plancher sous-marin, à plus de 1 000 m de profondeur. Chaque année, un million de tonnes est ainsi enfoui dans le sous-sol des eaux norvégiennes, au lieu d'être dissipé dans l'atmosphère. Il faut en revanche mieux caractériser et étudier le comportement de ces aquifères à long terme avant de les qualifier de manière sûre. >>>

Tous les secteurs produisent du CO₂



Répartition par types d'activités des sources d'émission de CO₂ dans le monde

61 % des émissions de CO₂ dues à l'utilisation de combustibles fossiles proviennent de sources fixes et massives (production d'énergie et industrie), là où il est le plus aisé de les piéger. Source: AIE, 2003.



► • **Les gisements épuisés ou en déclin d'hydrocarbures (gaz, pétrole)** – Outre un milieu géologique bien connu, ces réservoirs naturels, *on-shore* et *off-shore*, bénéficient d'une étanchéité prouvée, sous réserve que l'on s'assure de l'intégrité des nombreux puits qui les traversent. Mais leur répartition géographique n'est pas idéale, car ils sont, par définition, éloignés des installations industrielles émettrices de CO₂. Leur utilisation nécessite donc des moyens ou des infrastructures onéreux pour y conduire le CO₂ (canalisations terrestres ou immergées, méthanières...). De plus, les volumes disponibles (environ 930 milliards de tonnes estimées) ne sont pas à la hauteur des besoins.

L'injection sous pression de CO₂, pour la récupération assistée de pétrole (ou de gaz), offre en revanche d'intéressantes possibilités. Les Canadiens l'expérimentent actuellement sur le site pétrolier de Weyburn, dans la Saskatchewan. Du CO₂, provenant d'une usine américaine voisine de gazéification du charbon – est injecté sous pression. Il se dissout dans la nappe d'hydrocarbure et en diminue la viscosité, ce qui facilite sa récupération. Le CO₂ mélangé au pétrole est ensuite séparé après traitement et réinjecté dans le gisement souterrain.

• **Les veines de charbon non exploitées** – Celles-ci permettent de profiter de « l'affinité » du charbon pour le CO₂ – ce dernier prenant la place du méthane naturellement présent dans le charbon. Le méthane – du gaz naturel par définition – peut alors être extrait et valorisé par les entreprises gazières qui l'injectent dans leurs réseaux de gazoducs vers des utilisateurs industriels et domestiques. Le projet européen RECOPOL, en Pologne, expérimente, depuis 2001, la faisabilité de l'injection de CO₂ dans des veines du bassin houiller de Silésie.

ZOOM

L'Europe au cœur des programmes internationaux

De nombreux projets d'étude de la filière captage et stockage du CO₂ sont entrés dans une phase active. Citons notamment CASTOR (CO₂ from Capture to Storage), projet européen qui intègre toute la chaîne capture-transport-stockage du CO₂ et qui s'intéresse par extension au stockage de l'hydrogène, puis CO₂GeoNet, réseau d'excellence sur le stockage du CO₂, qui regroupe les principaux organismes géologiques européens (www.co2geonet.com).



Le site précurseur de Sleipner en mer du Nord

Le projet de Sleipner constitue le premier exemple commercial de stockage de CO₂ dans un aquifère salin profond. Le champ de Sleipner est situé en mer du Nord, au large de la Norvège, et est exploité par StatoilHydro, la plus grande compagnie pétrolière du pays.



Cependant, la faible perméabilité de ces veines nécessite de vérifier la possibilité d'injecter d'importantes quantités de CO₂ sans multiplier les puits d'injection, ce qui risquerait d'augmenter d'autant les risques de fuites. Les capacités mondiales de stockage estimées (40 milliards de tonnes) sont par ailleurs largement insuffisantes.

Mentionnons enfin deux pistes supplémentaires, même si la première a été écartée en raison des incertitudes de son impact sur l'écosystème marin et sur la durée de rétention du CO₂. Il s'agit d'abord du stockage océanique profond, sous forme de « lacs » de CO₂, au-delà de 1500 m minimum. Plus intéressante serait enfin la séquestration minéralogique par réaction avec le calcium et le magnésium présents dans le sous-sol. Autrement dit, la transformation du CO₂ en un minéral, une roche carbonatée, comme la roche calcaire qui est insoluble et donc parfaitement stable à long terme.

Le captage représente 70 % du coût de l'ensemble du processus

Le processus de la filière – captage, compression, transport, stockage – peut actuellement se chiffrer jusqu'à 42€ (environ 63 \$) la tonne de CO₂. Un coût supérieur au prix plancher des 30€ (environ 45 \$), auquel se négocie actuellement la tonne de CO₂ sur le marché des quotas d'émission. Ce sont les technologies du captage qui nécessitent le plus d'optimisation de ce point de vue. En cours d'expérimentation dans le cadre de projets nationaux et européens (voir « Zoom »), elles constituent en effet un enjeu économique

considérable, car elles représentent 70 % du processus complet de captage-transport-stockage du CO₂.

La sécurisation du stockage géologique à long terme est un critère décisif au regard de la densité et des volumes enfouis. L'existence de nombreux gisements naturels de CO₂ et le retour d'expérience sur des sites de stockage pionniers permettent de préciser les règles à respecter pour stocker sur plus de mille ans en toute sécurité. Un projet de directive européenne a été publié en janvier 2008 par la Commission européenne et va être débattu dans les prochains mois au Conseil et au Parlement européens. Il fixe les conditions d'attribution de permis de stockage de CO₂, sur la base de bonnes caractérisation et évaluation du site et d'un plan de surveillance adapté faisant appel à des techniques géophysiques, géochimiques et biologiques. Se posera enfin, sans nul doute, l'acceptabilité par les opinions publiques de la présence de ces réservoirs souterrains appelés à durer et sur lesquels certains commencent à s'interroger... ■

À LIRE

- **La capture et le stockage géologique du CO₂.** Réduire les émissions de gaz à effet de serre – Les enjeux des géosciences (2005) – Éditions du BRGM.
- **Capter et stocker le CO₂ dans le sous-sol.** Une filière technologique pour lutter contre le changement climatique. Les enjeux des géosciences (2007) – Éditions du BRGM.
- **Limiter les émissions de CO₂ pour lutter contre le réchauffement climatique.** Enjeux, prévention à la source et séquestration – Éditions BRGM – document public (278 pages).