

Chantier de forage

## Le CO<sub>2</sub> pris au piège

Dans le cadre de la lutte contre le réchauffement climatique, la technologie dite « CSC » (Captage et stockage géologique de CO<sub>2</sub>) est identifiée comme une solution nécessaire pour diminuer les émissions de CO<sub>2</sub> dues à l'activité humaine. Ces émissions atteignent aujourd'hui 30 milliards de tonnes par an, dont la moitié seulement est piégée naturellement dans les océans, les sols et les forêts. 22 % des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> proviennent du transport et 66 % des installations industrielles (centrales de production électrique à partir de combustibles fossiles, usines sidérurgiques, cimenteries, raffineries, etc.). Tous les scénarios, tels que ceux de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de l'Union européenne, s'appuient sur le CSC pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. La France s'est par exemple engagée à diviser par quatre ses émissions de CO<sub>2</sub> à l'horizon 2050 par rapport au niveau de 1990. Le CSC est pratiquement la seule solution permettant de réduire les émissions des installations industrielles.

## Le stockage du CO<sub>2</sub>

LE STOCKAGE CONSISTE A INJECTER LE CO<sub>2</sub> DANS DES FORMATIONS GÉOLOGIQUES PROFONDES

Ne pas rejeter de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère mais le séparer dans un procédé industriel grâce à l'utilisation de technologies innovantes : c'est le principe du captage. Le CO<sub>2</sub> est ensuite comprimé puis transporté par canalisation ou bateau pour être injecté dans des formations géologiques profondes qui présentent des caractéristiques adéquates, notamment en termes de garantie de confinement. Le groupe EDF fait figure de cas particulier dans le paysage des producteurs d'électricité avec moins de 100 gCO<sub>2</sub>/kWh

(contre 346 gCO<sub>2</sub>/kWh en moyenne en Europe) grâce à son parc nucléaire français et britannique. Néanmoins le Groupe a une démarche proactive de réduction continue de ses émissions : un programme sur le CSC, alliant production et ingénierie thermique, recherche & développement et



filiales, est en place depuis 2007. L'objectif est de se doter d'une vision intégrée des évolutions des filières technologiques concernées et des coûts afin de se préparer au mieux aux choix qui seront à faire.

### Un transport déjà éprouvé

Environ 6000 kilomètres de canalisations transportent chaque année plus de 50 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> aux États-Unis. La première canalisation a été mise en service en 1972. Ce CO<sub>2</sub>, pour majorité d'origine naturelle, est exploité par l'industrie pétrolière pour de la récupération assistée de pétrole. La communauté scientifique ne présente pas de verrou technique sur le maillon « transport » de la chaîne CSC.

CO<sub>2</sub> EN STOCK

# Emprisonner le CO<sub>2</sub> pour lutter contre le réchauffement climatique

Le CO<sub>2</sub> doit être injecté à plus de 800 mètres de profondeur pour rester en phase dense et ainsi maximiser la masse de CO<sub>2</sub> stocké dans un volume donné. Il peut être stocké dans certains niveaux géologiques présentant des caractéristiques adéquates :

- Les aquifères salins profonds, des formations géologiques poreuses dites « roche réservoir » contenant de la saumure impropre à la consommation.
- Les réservoirs d'hydrocarbures (pétrole ou gaz naturel) épuisés.
- Les veines de charbon profondes non exploitables.
- Certaines roches de chimie spécifique comme les basaltes.

## De nombreux réservoirs

Il existe dans le monde de nombreux réservoirs propices au stockage géologique du CO<sub>2</sub>. Le potentiel mondial pourrait atteindre 10000 milliards de tonnes. Les aquifères salins profonds fournissent la part la plus importante de la capacité de stockage et sont assez bien distribués géographiquement. Mais il reste à estimer plus précisément leur capacité et leurs caractéristiques (contrairement aux réservoirs d'hydrocarbures en exploitation). Ce travail long et coûteux devrait démarrer sur les cibles les plus prometteuses afin que la disponibilité des sites de stockage ne soit pas un frein au déploiement de la technologie. En France, nous disposons de grands bassins sédimentaires (Bassin parisien et Bassin aquitain) et de quelques réservoirs d'hydrocarbures en fin d'exploitation. Avec un gros effort de prospection, certaines de ces zones pourraient être propices au stockage géologique du CO<sub>2</sub>. Depuis janvier 2010, Total injecte du CO<sub>2</sub> à Lacq (Pyrénées Atlantiques) dans un réservoir de gaz naturel épuisé à 4500 mètres de

profondeur. Le groupe EDF développe des compétences sur le maillon « stockage » et participe à des projets avec les spécialistes du domaine.



*Machine de forage*

Considérons le stockage en aquifère salin profond : le CO<sub>2</sub> injecté, plus léger que la saumure présente dans le réservoir, migre vers le haut jusqu'à la roche couverture, imperméable, qui bloque son déplacement (piégeage structural et/ou stratigraphique). Une partie du CO<sub>2</sub> reste piégée dans les pores de la roche réservoir (piégeage résiduel). Une autre partie se dissout dans l'eau salée. Alourdie, celle-ci aura tendance à migrer vers le bas du réservoir et former des fronts de dissolution dans la saumure (piégeage par solubilisation). Après des milliers d'années, en réagissant avec la roche réservoir, le CO<sub>2</sub> dissous formera d'autres minéraux (piégeage minéral). L'importance relative de ces différents mécanismes varie selon la géologie des sites. La gestion de la pression d'injection (en fait, de la surpression par rapport à la pression initiale du réservoir) est l'élément clé pour assurer l'intégrité du système de stockage (réservoir et couverture) et le confinement du CO<sub>2</sub> à long terme.

## REPÈRES

Les démonstrateurs de stockage de CO<sub>2</sub>

### Sleipner

- Mer du Nord, Norvège
- Statoil, 1996
- Aquifère salin
- 1 Mt par an injectées
- Captage sur traitement de gaz naturel
- Stockage à 1000 m de profondeur.

### In-Salah

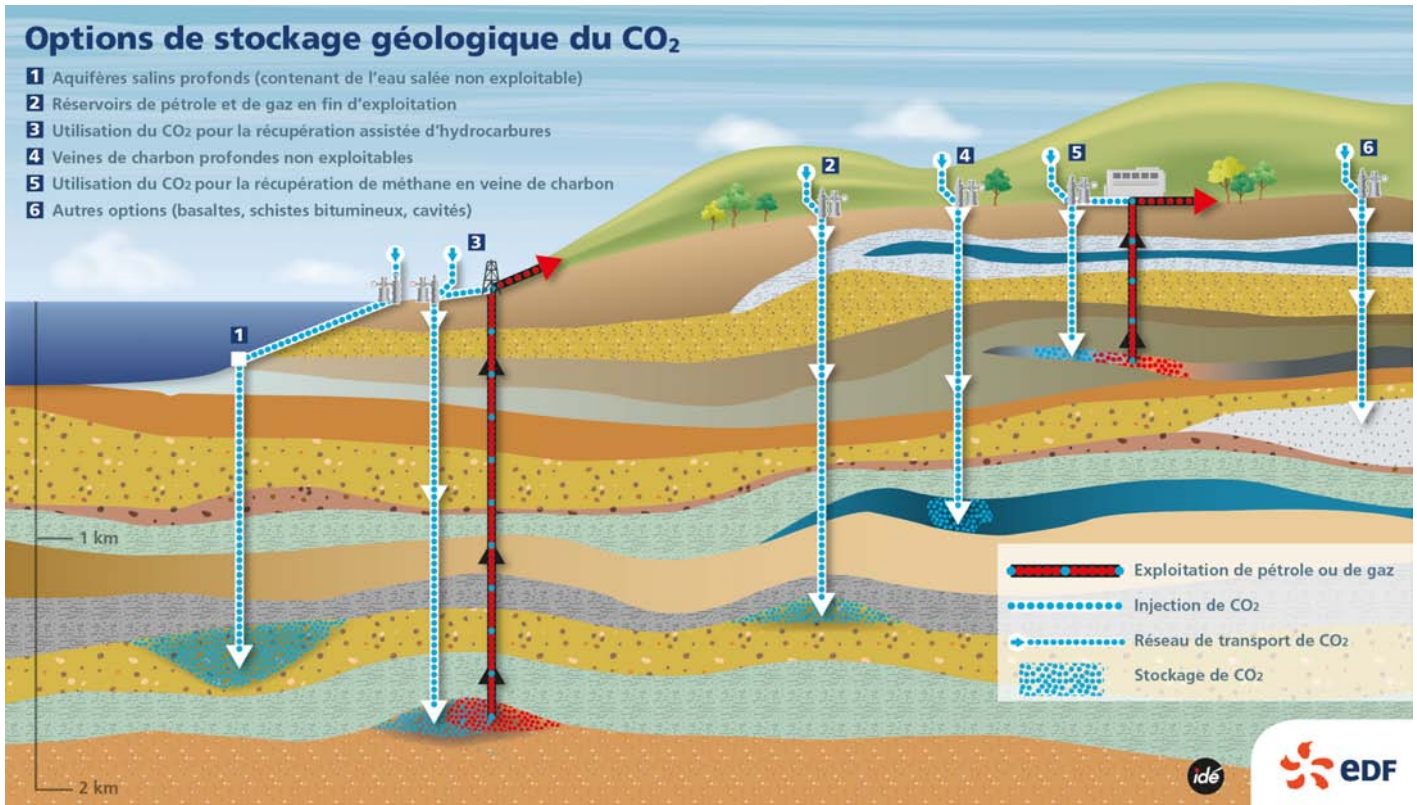
- Sahara, Algérie
- BP, Sonatrach et Statoil, 2004
- Aquifère salin
- 1 Mt par an injectées
- Captage sur traitement de gaz naturel
- Stockage à 1900 m de profondeur.

### Snøhvit

- Mer de Barents, Norvège
- Statoil, 2008
- Aquifère salin
- 0,7 Mt par an injectées
- Captage sur traitement de gaz naturel depuis 2008
- Stockage à 2400 m de profondeur.

### Weyburn

- Saskatchewan, Canada
- Cenovus, 2000
- EOR-CO<sub>2</sub>
- 3 Mt par an injectées
- Captage sur gaz de synthèse de gazéification du charbon (Dakota du Nord)
- Stockage à 1400 m de profondeur.



## LE SAVIEZ-VOUS ?

Des gisements naturels de CO<sub>2</sub> existent dans certains bassins sédimentaires depuis plusieurs millions d'années (Montmiral en France, plusieurs sites aux USA). Certains gisements contiennent plus d'un milliard de tonnes de CO<sub>2</sub>.

Ces véritables laboratoires naturels offrent ainsi les échelles temporelles, mais également spatiales idéales pour compléter, vérifier et valider les modèles géomécaniques et géochimiques prédictifs et comprendre les processus physico-chimiques se déroulant à long terme.

### Maîtriser les risques du CSC

La technologie de captage et stockage géologique du CO<sub>2</sub> répond à des exigences de sécurité tout au long du processus, à la fois en surface et en sous-sol, à court et long terme. Toute une batterie d'observations et de mesures permet de surveiller les sites afin de suivre l'évolution du stockage, comparer par rapport à l'évolution « attendue » (calculée a priori par simulation) et vérifier l'absence de fuites. Ces outils sont en place sur les quatre projets de stockage de taille industrielle dans le monde. C'est ce qui fait de Weyburn une opération de stockage de CO<sub>2</sub> à part entière quand d'autres sites de production d'hydrocarbures utilisant aussi le CO<sub>2</sub> pour l'EOR ne sont pas équipés en outils de monitoring spécifiques. La sécurité des opérations de captage et de transport est gérée par des dispositifs éprouvés selon le cadre législatif des installations industrielles. Le stockage géologique du CO<sub>2</sub>, plus nouveau, est encadré depuis 2009 par une directive européenne, transposée en droit français et exige un stockage permanent et sûr pour l'environnement,

prévenant et maîtrisant les remontées de CO<sub>2</sub> vers la surface, tout en limitant les perturbations du milieu souterrain. Pour cela, avant l'injection du CO<sub>2</sub>, le site de stockage envisagé est étudié en détail afin de s'assurer qu'il présente toutes les garanties de sécurité : une stabilité géologique (absence de faille active), une roche couverture étanche et l'absence de risque de contamination des eaux souterraines. Durant l'exploitation puis la fermeture du site, des mesures de prévention rigoureuses sont mises en place et le site est surveillé plusieurs dizaines d'années après fermeture par les outils déjà évoqués. Les remontées éventuelles sont détectées dans des couches intermédiaires, avant qu'elles n'arrivent en surface et des mesures correctives adaptées sont mises en place.

### Les dangers liés au CO<sub>2</sub>

Le CO<sub>2</sub> n'est ni explosif, ni inflammable. Il est inoffensif à basse concentration mais a des effets dangereux pour les organismes vivants ainsi que pour l'homme (perte de connaissance, asphyxie) quand la concentration dépasse 5 % (milieu confiné, relief en cuvette).

## Perspectives

Les feuilles de route tablent généralement sur une disponibilité commerciale de la technologie CSC à partir de 2020. L'étape de démonstration industrielle prenant du retard, les premières réalisations à échelle 1 sont plutôt attendues autour de 2025. Transport et stockage représentent un coût moindre par rapport au captage, et des risques techniques a priori maîtrisés. Le stockage est pour le moment envisagé en champs d'hydrocarbures en fin d'exploitation ou en aquifères salins. La marge pour aléas semble toutefois plus élevée pour le stockage en aquifères salins qui sont aujourd'hui peu caractérisés. Le principal défi lié au transport massif de CO<sub>2</sub> concerne l'infrastructure (réseau de canalisations) à mettre en place à l'échelle de territoires équivalents à de grands pays (Chine, Etats-Unis, etc.). L'acceptabilité du stockage géologique du CO<sub>2</sub>, notamment on-shore, par les populations locales pose problème : plusieurs pays se détournent de perspectives réelles de stockage on-shore au profit du stockage off-shore, plus complexe et coûteux. Le développement et le déploiement du CSC se heurtent à des limites. Pour le stockage, citons :

- Des mécanismes de financement insuffisants pour les démonstrateurs et stables dans le temps pour l'industrialisation.
- Une transcription différente de la directive européenne dans les différents Etats membres.
- Un niveau d'incertitude élevé de la capacité de stockage disponible.
- Un risque financier pour les premiers projets, surtout en aquifères salins.
- Les délais pour la caractérisation du stockage, la construction du réseau de transport et les autorisations administratives.
- Les contraintes du réseau de transport et du(des) site(s) de stockage sur la fourniture du CO<sub>2</sub> (que ce soit un réseau simple ou plus complexe alliant cluster de centrales connectées à de multiples stockages).
- La disponibilité de main-d'œuvre compétente pour déployer architecture de transport et mise en service des sites de stockage.
- La perception par le public et l'acceptabilité du stockage on-shore. La technologie CSC est encore méconnue. A peine un européen sur dix en a entendu parler.

**Nicolas VAISSIERE et Fabrice CHOPIN,**  
EDF R&D

## Lexique

**Aquifère salin :** formation géologique poreuse et perméable qui contient de l'eau salée impropre à la consommation humaine.

**CSC :** captage et stockage géologique de CO<sub>2</sub>, CCS en anglais (Carbon Capture and geological storage).

**Phase dense :** le CO<sub>2</sub> est comprimé au-delà du point critique, c'est-à-dire qu'il présente des caractéristiques intermédiaires entre les états liquide et gazeux, avec une forte densité et une faible viscosité, conditions idéales pour le transport et le stockage (peu de pertes de pression pendant transport et injection, et utilisation optimale du volume de stockage disponible).

**EOR/EGR :** Enhanced Oil/Gas Recovery. Récupération assistée de pétrole/gaz naturel.

**Roche couverture :** roche imperméable et non poreuse (argillites, évaporites) assurant le confinement des fluides contenus dans la roche réservoir.

**Roche réservoir :** roche poreuse et perméable contenant ou permettant de contenir un fluide injecté, en raison de propriétés pétrophysiques adéquates.

**Saumure :** solution aqueuse d'un sel, saturée ou de forte concentration.

### > pour en savoir plus

Club CO<sub>2</sub> : <http://www.captage-stockage-valorisation-co2.fr/>

In Salah Gas : <http://www.insalahco2.com/>

Statoil : <http://www.statoil.com/en/technologyinnovation/newenergy/co2management/pages/sleipnervest.aspx>

CO<sub>2</sub> Geonet (laboratoire de recherche européen) : <http://www.co2geonet.com>

ZEP (Zero Emission Platform) : <http://www.zeroemissionsplatform.eu/>

N'imprimez que si vous en avez l'utilité.

**EDF**  
22-30 avenue de Wagram 75382 Paris Cedex 08  
FRANCE

SA au capital de 924 433 331 euros - 552 081 317 R.C.S. Paris

[www.edf.fr](http://www.edf.fr)

**Publication EDF R&D** - 1 av Général de Gaulle 92141 Clamart Cedex  
Directeur de la publication : **Stéphane ANDRIEUX**  
Secrétaire de rédaction : **Florence METGE-LAYMAJOUX**  
Le contenu de cette publication n'engage que son auteur et en aucune manière la responsabilité d'EDF.

© 2013 EDF

Toute reproduction interdite sans l'autorisation de l'auteur.  
Crédits photos : EDF, Bruno CONTY.

Le groupe EDF est certifié ISO 14001

**Contact :**

[communication-rd@edf.fr](mailto:communication-rd@edf.fr)  
<http://innovation.edf.com>