



**HAL**  
open science

## Éditorial

A. Rojey, T. A. Torp

► **To cite this version:**

A. Rojey, T. A. Torp. Éditorial. Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies nouvelles, 2005, 60 (3), pp.441-448. 10.2516/ogst:2005026 . hal-02017214

**HAL Id: hal-02017214**

**<https://hal-ifp.archives-ouvertes.fr/hal-02017214>**

Submitted on 13 Feb 2019

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

# Éditorial

## LA CAPTURE ET LE STOCKAGE GÉOLOGIQUE DU CO<sub>2</sub> : PERSPECTIVES

A. Rojey<sup>1</sup> et T.A. Torp<sup>2</sup>

*1 Institut français du pétrole, 1 et 4, avenue de Bois-Préau, 92852 Rueil-Malmaison Cedex - France*

*2 Statoil Research Centre, NO-7005 Trondheim - Norway*

*e-mail: alexandre.rojey@ifp.fr - tat@statoil.com*

### ENJEUX

Les risques associés au changement climatique suscitent un vif débat depuis quelques années. La plupart des experts sont aujourd'hui convaincus que ces risques sont bien réels et directement liés aux émissions de gaz à effet de serre, notamment de CO<sub>2</sub>. Les émissions de CO<sub>2</sub> ont fortement augmenté lors des dernières décennies, accroissant ainsi la teneur en CO<sub>2</sub> de l'atmosphère. Cette hausse serait responsable de la tendance au réchauffement global déjà constatée par les scientifiques et pourrait avoir des conséquences encore plus graves si aucune mesure n'est prise. Il devient donc urgent d'adopter des mesures décisives.

La ratification du **protocole de Kyoto**, en janvier 2005, est un premier pas dans cette direction. Pour se conformer à ce protocole, l'Union européenne a élaboré une **Directive établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre**, adoptée le 22 juillet 2003. Cette directive définit les engagements que devront prendre certains industriels et leurs gouvernements respectifs pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre sur la période 2005-2012, ainsi que les pénalités applicables en cas de dépassement des limites fixées.

Le Conseil de l'Europe a déjà défini une stratégie pour la période postérieure à 2012, en se fondant sur une augmentation admissible de la température de la planète n'excédant pas 2 °C. Cette hypothèse implique une stabilisation de la teneur en CO<sub>2</sub> de l'atmosphère à un niveau à peine supérieur au niveau actuel. Pour y parvenir, il faudra réduire les émissions de CO<sub>2</sub> de 30 à 60 % par rapport au niveau de 1990 d'ici 2050. Une telle évolution nécessite la mise en œuvre de solutions innovantes.

### SOLUTIONS ENVISAGEABLES

La production d'électricité (39 % des émissions totales), les transports (23 %) et l'industrie (22 %) sont les secteurs qui contribuent le plus fortement aux émissions de CO<sub>2</sub>. Trois modes d'action sont envisageables :

- Première solution, réduire la consommation d'énergie, que l'on peut maîtriser en modifiant les habitudes des consommateurs et en négociant des engagements avec chaque secteur de l'économie. Prenons l'exemple de l'industrie automobile. Les constructeurs automobiles européens ont pris des engagements qui devraient se traduire par une baisse sensible des émissions de CO<sub>2</sub> au kilomètre parcouru : de 190 g/km en 1997 à 160 g/km en 2003 puis 140 g/km d'ici 2008, avec un objectif de 120 g/km d'ici 2012.

- Deuxième mode d'action, mettre au point des carburants et combustibles dégageant moins de CO<sub>2</sub> par unité d'énergie produite. Ainsi, le remplacement du charbon par le gaz naturel dans une centrale thermique réduit de façon significative les émissions de CO<sub>2</sub>. Autre possibilité, renforcer le recours à l'énergie nucléaire et aux énergies renouvelables, même si chacune de ces options possède ses propres limites. L'usage de carburants et de biocarburants issus de la biomasse peut également contribuer à l'amélioration du bilan CO<sub>2</sub>, car la production de biomasse s'effectue avec capture de CO<sub>2</sub> atmosphérique.
- Troisième voie, que nous examinerons plus en détail ci-après, capturer le CO<sub>2</sub> et le stocker dans des formations géologiques souterraines. Cette solution convient aux installations fixes, dans lesquelles la production d'énergie est concentrée. On peut aussi l'appliquer à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles, cet hydrogène étant ensuite utilisable dans des applications décentralisées pour produire de l'énergie sans émission de CO<sub>2</sub>.

Parmi les solutions visant à réduire ou même éliminer les émissions anthropiques de CO<sub>2</sub>, la voie de la capture-stockage présente des avantages majeurs :

- fournir le délai nécessaire au développement des énergies renouvelables, afin de réduire les coûts et réaliser les progrès technologiques indispensables ;
- pouvoir continuer à utiliser les sources de carbone fossile pendant la période de transition en réduisant fortement la pollution.

Ces dernières années, plusieurs études, comprenant parfois des opérations à l'échelle industrielle, se sont intéressées au stockage géologique du CO<sub>2</sub>, essentiellement en Europe, au Canada et récemment, à une échelle plus réduite, aux États-Unis et au Japon. Le principe de base consiste à capturer le CO<sub>2</sub> émis par une source importante (par exemple des gaz de combustion industriels ou un gaz naturel brut riche en CO<sub>2</sub> lors de son extraction), à le concentrer puis à le transporter vers un site de stockage géologique adapté.

## CAPTURE ET STOCKAGE GÉOLOGIQUE DU CO<sub>2</sub>

### Le défi

L'approche fondée sur la capture et le stockage du CO<sub>2</sub> semble prometteuse dans le cas des émissions concentrées produites par les centrales électriques ou installations industrielles alimentées par des combustibles fossiles mais un défi demeure : il faut encore réduire les coûts et démontrer la sécurité et l'intégrité à long terme de cette solution.

### Des procédés de capture innovants

L'étape de capture représente généralement la majeure partie des coûts globaux liés à la réduction du CO<sub>2</sub>. Il est donc essentiel de mettre au point des procédés de capture innovants exigeant moins d'investissements et d'énergie.

À l'heure actuelle, on sait récupérer le CO<sub>2</sub> des gaz de combustion à l'aide d'installations de lavage des gaz utilisant des solvants tels que la MEA (monoéthanolamine), bien connues dans le secteur du traitement de gaz naturel.

De telles installations nécessitent beaucoup d'espace, d'investissements et d'énergie. Il faut donc envisager des solutions innovantes fondées sur de nouveaux solvants ou adsorbants et de nouveaux procédés. Plusieurs projets sont en cours dans ce domaine.

D'autres options sont envisageables pour les nouvelles installations. En cas de capture en pré-combustion, le combustible est transformé en gaz de synthèse puis en hydrogène et en CO<sub>2</sub>. Séparé du CO<sub>2</sub> dans de bonnes conditions, cet hydrogène est utilisable pour produire de l'énergie sans émission de CO<sub>2</sub>.

Il est aussi possible d'obtenir un flux de CO<sub>2</sub> concentré en effectuant la combustion en présence d'oxygène pur ou concentré. Le CO<sub>2</sub> est alors facile à séparer de la vapeur avec laquelle il est mélangé. Des solutions innovantes permettant de transférer directement l'oxygène de l'air, au

travers de membranes céramiques ou par circulation d'une phase solide soumise à un cycle redox (boucle chimique), sont à l'étude.

## Transport

L'industrie transporte déjà le CO<sub>2</sub> liquéfié à grande échelle, dans des gazoducs, des navires-citernes ou des wagons-citernes. La solution de capture et stockage du CO<sub>2</sub> exigerait d'appliquer cette technologie à grande échelle, dans un cadre réglementaire adapté.

## Stockage géologique

Une fois capturé, le CO<sub>2</sub> doit être stocké sur de longues périodes, au moins mille ans et si possible plusieurs milliers d'années. Il est donc indispensable d'évaluer la sécurité et l'intégrité du stockage sur de telles périodes.

Pour des raisons de capacité, le CO<sub>2</sub> doit être comprimé sous haute pression et, pour maintenir une densité proche de celle de l'eau, être stocké dans le sous-sol, à des profondeurs supérieures à 800 mètres. Immédiatement après l'injection, une partie du CO<sub>2</sub> injecté est piégée de façon permanente dans les micropores. La fraction restante remonte vers la roche couverture, qui forme une barrière étanche, car le CO<sub>2</sub> est plus léger que l'eau de formation et flotte légèrement. Le CO<sub>2</sub> se dissout lentement dans l'eau de formation. L'eau contenant ce CO<sub>2</sub>, qui est plus lourde que l'eau sans CO<sub>2</sub>, tend à migrer vers le fond. Sur une très longue période, l'ensemble du CO<sub>2</sub> présent devrait ainsi se dissoudre dans l'eau de formation. Sur une durée encore plus longue, une partie du CO<sub>2</sub> dissous va réagir avec les minéraux et solides précipités de l'eau de formation pour aboutir à son mode de stockage définitif. Tous ces phénomènes physiques contribuent à réduire les risques de fuite de CO<sub>2</sub> dans le temps. Le principal risque est probablement lié à la présence des puits forés par l'homme.

### *Stockage dans les gisements de pétrole et de gaz épuisés*

Il s'agit d'une solution particulièrement intéressante. Si le CO<sub>2</sub> est injecté au stade de la production, on peut exploiter cette injection pour faciliter la récupération du pétrole. Naturellement, le CO<sub>2</sub> qui s'échappe avec les fluides de production doit être récupéré et renvoyé vers le réservoir. On bénéficie ainsi du confinement naturel assuré par ce type de structures, qui ont piégé du pétrole ou du gaz pendant plusieurs millions d'années. Le potentiel mondial de cette forme de stockage, qui s'élève à quelque 920 Gt de CO<sub>2</sub>, permettrait de prendre en charge près de la moitié des émissions totales d'ici 2050.

### *Stockage dans les veines de charbon non exploitées*

Le charbon adsorbe le CO<sub>2</sub> de préférence au méthane initialement présent. Ce mécanisme de piégeage permet aussi de récupérer le méthane, ce qui constitue un atout économique potentiellement intéressant. Le paramètre déterminant est la perméabilité de ce type de formations, qui est généralement très inférieure à celle des roches contenant des réservoirs d'hydrocarbures et du type d'aquifères adaptés au stockage du CO<sub>2</sub>. Un grand nombre de puits d'injection peut donc être nécessaire pour injecter des quantités de CO<sub>2</sub> importantes. Le potentiel de stockage est limité à quelque 40 Gt de CO<sub>2</sub> mais il pourra se révéler parfaitement adapté dans des cas tels que la récupération du CO<sub>2</sub> produit par les centrales au charbon.

### *Stockage dans les aquifères salins profonds*

Cette solution est celle qui possède le plus fort potentiel en termes de capacité de stockage (jusqu'à 10 000 Gt de CO<sub>2</sub>) mais les évaluations actuelles laissent planer de larges incertitudes. En raison de leur profondeur et de leur forte salinité, ces aquifères ne sont pas utilisables comme sources d'eau de boisson ou d'irrigation.

Ils peuvent être ouverts ou fermés. La configuration des aquifères fermés<sup>1</sup> est identique à celle des réservoirs de pétrole et de gaz et garantit ainsi un confinement efficace, tant verticalement que latéralement. C'est dans ce type d'aquifères que l'on stocke le gaz naturel. Les aquifères ouverts

(1) Type d'aquifère utilisé pour le stockage du gaz naturel, notamment en France.

se situent le long d'un plan horizontal ou légèrement incliné. L'absence de confinement latéral permet au CO<sub>2</sub> de migrer. Cependant, grâce à la lenteur de l'écoulement et à la grande taille du réservoir, le confinement peut être assuré si la qualité de la couverture est suffisante. Dans ce cas, le principal mécanisme de piégeage est la dissolution du gaz dans l'eau. L'inconvénient essentiel de cette solution est le manque de connaissances relatives au réservoir. En effet, ces formations ne contiennent aucune ressource intéressante et n'ont quasiment jamais été étudiées. Un important travail de caractérisation est donc nécessaire si l'on souhaite qualifier ce type d'aquifères pour le stockage géologique, à terre en particulier.

Pour mieux évaluer le potentiel de stockage, notamment dans le cas des aquifères profonds, il faudra encore mener d'importants travaux de R&D afin de prévoir le comportement à long terme de ce mode de stockage et de mettre au point des techniques de surveillance fiables. Pour cela, il est indispensable de se forger une expérience à partir de différentes formations géologiques.

## SITUATION ACTUELLE ET PERSPECTIVES FUTURES

La capture et le stockage géologique du CO<sub>2</sub> pourraient contribuer de façon significative à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Différents sites de stockage du CO<sub>2</sub> ont été créés ou sont en cours de mise en place, notamment sur le gisement de Sleipner, en mer du Nord, où la compagnie pétrolière Statoil récupère chaque année un million de tonnes de CO<sub>2</sub> issues du gaz naturel pour les réinjecter dans un aquifère salin situé 1 000 mètres sous le fond de la mer. Parmi les autres sites de démonstration à grande échelle figurent le projet de récupération assistée (EOR) de Weyburn, au Canada, et le projet In-Salah, en Algérie.

La technique de capture et de stockage du CO<sub>2</sub> est donc déjà une réalité industrielle mais son déploiement à grande échelle implique de remplir certaines conditions :

- Coûts : Ils doivent être réduits, et si possible divisés par deux, notamment au niveau de la capture. Ceci peut être obtenu par la mise en œuvre de procédés de séparation du CO<sub>2</sub> innovants.
- Sécurité du stockage : Le CO<sub>2</sub> doit être stocké dans de bonnes conditions de sécurité, avec un impact minimum sur l'environnement local.
- Acceptation sociale du concept.

Pour aboutir à des réponses adaptées, l'industrie, les centres de recherche et les organismes publics devront collaborer activement. D'importants travaux de R&D ont été réalisés ces dix dernières années et plusieurs projets nouveaux sont en cours à différents niveaux. Au niveau européen, de nouveaux projets de R&D sont en préparation dans le cadre du 6<sup>e</sup> PCRD et la plateforme technologique européenne sur les centrales à combustibles fossiles n'émettant pas de gaz à effet de serre (*Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants*) aidera à fédérer les actions entreprises. Au niveau international, le programme concernant la réduction des émissions de gaz à effet de serre de l'Agence internationale de l'énergie (IEA GHG) encourage les initiatives depuis dix ans et le récent projet du CSLF (*Carbon Sequestration Leadership Forum*) a fait remonter le débat jusqu'au niveau ministériel.

Ce numéro spécial d'*Oil & Gas Science & technology*, la revue de l'IFP, consacré à la capture et au stockage géologique du CO<sub>2</sub>, contient des articles rédigés par des spécialistes internationaux reconnus, membres du réseau thématique européen CO2NET. Il devrait donc contribuer à améliorer la connaissance et la prise en compte de cette solution.

# Editorial

## CAPTURE AND GEOLOGICAL STORAGE OF CO<sub>2</sub>: AN OVERVIEW

A. Rojey<sup>1</sup> and T.A. Torp<sup>2</sup>

*1 Institut français du pétrole, 1 et 4, avenue de Bois-Préau, 92852 Rueil-Malmaison Cedex - France*

*2 Statoil Research Centre, NO-7005 Trondheim - Norway*

*e-mail: alexandre.rojey@ifp.fr - tat@statoil.com*

### WHAT IS AT STAKE

The risks associated with climate change have been the subject of much debate in recent years. Today, most experts think that these risks are real and directly linked to the emission of greenhouse gases, especially CO<sub>2</sub>. Recent decades have witnessed a large rise in CO<sub>2</sub> emissions, thereby increasing the concentration of CO<sub>2</sub> in the atmosphere. The latter increase is thought to be responsible for the global warming trend already observed, and could have even more severe consequences unless measures are taken. It becomes urgent to undertake decisive actions.

The ratification of the **Kyoto Protocol** in January 2005 represents a first step. In order to comply with this protocol, the European Union issued a **Directive on emissions quota trading** that was approved on July 22, 2003. It stipulates commitments by specific manufacturers and their respective governments, relative to their greenhouse gas emissions for the period 2005-2012, as well as penalties if these commitments are exceeded.

Already now, the European Council has agreed a strategy beyond 2012, based on assuming a maximum allowable global temperature raise to be 2 degrees C. This implies stabilization of the CO<sub>2</sub> level in the atmosphere not much higher than today and to be achievable, the CO<sub>2</sub> emissions must come down between 30-60% compared to level of 1990 by the year 2050. Such an evolution requires the implementation of innovative options.

### WHAT SOLUTIONS ARE POSSIBLE?

Electricity generation (for 39% of total emissions), transport (23%) and industry (22%) are the sectors which contribute most to CO<sub>2</sub> emissions. Three modes of action can be considered:

- The first is to reduce energy consumption, which can be controlled by modifying consumer habits and negotiating commitments per economic sector. The automotive industry is one example. European automobile manufactures undertook commitments which, in the future, should translate into a perceptible decrease in CO<sub>2</sub> emissions per kilometer traveled: from 190 g/km in 1997, it should drop to 160 g/km in 2003, and to 140 g/km by 2008, with a target of 120 g/km by 2012.
- The second is to introduce fuels and motor fuels that give off less CO<sub>2</sub> per unit of energy produced. For instance, replacing coal with natural gas in a thermal power plant will significantly reduce CO<sub>2</sub> emissions. Another way is to boost reliance on nuclear power and renewable energies, although each of these pathways has limitations of its own. Using biomass

for fuel and biofuels can also help improve the CO<sub>2</sub> balance insofar as the production of biomass enables the capture of atmospheric CO<sub>2</sub>.

– The third mode of action, which we will examine subsequently, consists of capturing and storing CO<sub>2</sub> in underground geological formations. This option can be applied to fixed installations at which energy production is concentrated. It can also be applied to the production of hydrogen from fossil fuels; the hydrogen can subsequently be used for decentralized applications to produce energy without CO<sub>2</sub> emissions.

Among these major options aimed at reducing, or even eliminating anthropogenic CO<sub>2</sub> emissions, the capture-storage pathway presents a number of advantages:

- For the renewable energies, it provides the time needed to bring costs down and make the necessary technology advances.
- It enables continued use of fossil carbon sources during the transition period in a much cleaner way.

In the last few years, various studies, including even industrial scale injections, have been carried out on the geological storage of CO<sub>2</sub>, primarily in Europe, Canada and also recently at a smaller scale in USA and Japan. The basic concept is to capture the CO<sub>2</sub> emitted by a major source (such as industrial flue gases or a raw CO<sub>2</sub>-rich natural gas at extraction), to concentrate it and transport it to a suitable geological storage site.

## CO<sub>2</sub> CAPTURE AND GEOLOGICAL STORAGE

### The Challenge

CO<sub>2</sub> capture and storage (CCS) appears as a promising approach for concentrated emissions from fossil fuel power plants or industrial installations, but represents still a challenge: it remains necessary to reduce the costs and to demonstrate the safety and long term integrity of the option.

### Innovative Capture Processes

The capture step represents generally the major share of the overall cost of avoided CO<sub>2</sub>. It is therefore essential to develop innovative capture processes, which require less investment and less energy.

Presently, CO<sub>2</sub> can be recovered from flue gases by using gas scrubbing installations with solvents, like MEA (monoethanolamine), well known from natural gas treatment.

Such installations are space-, cost- and energy-intensive. Innovative options involving new solvents or adsorbants and new processes have to be considered: various initiatives are under way. In the case of new installations other options can be considered. In the case of precombustion capture, the fuel is converted into synthesis gas and then into hydrogen and CO<sub>2</sub>. Thus, hydrogen is separated from CO<sub>2</sub> under good conditions and can be used for producing energy without emitting CO<sub>2</sub>.

It is possible also to obtain a concentrated CO<sub>2</sub> stream, by operating the combustion in presence of pure or concentrated oxygen. CO<sub>2</sub> is then easily separated from the steam vapor with which it is mixed. Innovative options are considered for transferring directly oxygen from air, either through ceramic membranes or by circulating a solid phase which undergoes a redox cycle (chemical looping).

### Transport

Large scale transport of liquefied CO<sub>2</sub> has been in industrial use, both in pipelines, tanker ships and tanker cars. CCS would demand some upscaling of the technology and adaptation of the legislation.

## Geological Storage

Once the CO<sub>2</sub> is captured, it should be stored for long periods, at least for a thousand years and possibly several thousand years. It is therefore essential to assess the safety and integrity of the storage over such a period.

For capacity reasons, CO<sub>2</sub> has to be compressed at a high pressure and, in order to maintain the density close to water, has to be stored deeper than 800 meter below the surface. Immediately after injection a part of the injected CO<sub>2</sub> is permanently trapped in micropores. The remaining part raises towards the cap rock, which forms a top sealing, as CO<sub>2</sub> is lighter than the formation water and slightly buoyant. CO<sub>2</sub> is slowly dissolved by the formation water. Water containing CO<sub>2</sub>, being heavier than water without, tends to sink to the bottom. Eventually, over a very long time, all the CO<sub>2</sub> present should dissolve in the formation water. Over an even longer time period, some of the dissolved CO<sub>2</sub> will react with the formation minerals and precipitate solids, which constitutes long lasting storage mode. All these physical phenomena contribute to reduce the risks of CO<sub>2</sub> leakage over time. The biggest risk is probably linked to the presence of manmade holes, the wells.

### *Storage in Depleted Oil and Gas Fields*

This option is particularly interesting. In fact, when CO<sub>2</sub> is injected at the production stage, one can take advantage of injection to effect enhanced oil recovery. Obviously, any CO<sub>2</sub> escaping with the production fluids must be recovered and recycled to the reservoir. The most attractive storage aspect is the natural confinement offered by such structures, which have served as oil or gas traps for several millions of years. The world wide storage potential, around 920 Gt CO<sub>2</sub> would cover about half of aggregate emissions by 2050.

### *Storage in Unexploited Coal Seams*

Coal adsorbs CO<sub>2</sub> preferentially instead of the methane initially present. This trapping mechanism also enables the recovery of methane, bringing a potentially attractive economic benefit. The key parameter is the permeability of this type of formation. In general, it is very low compared to the rock holding hydrocarbon reservoirs and the kind of aquifers suitable for CO<sub>2</sub> storage. Therefore a large number of injecting wells may be required in order to inject large quantities of CO<sub>2</sub>. The storage potential is limited to around 40 Gt CO<sub>2</sub>, but can be well adapted to some situations, for instance, CO<sub>2</sub> recovery from coal fired power plants.

### *Storage in Deep Saline Aquifers*

This option represents the greatest potential in terms of storage capacity, up to 10,000 Gt CO<sub>2</sub>, but large uncertainties remain around present assessments. Due to the depth of these formations and their high salt content, they cannot be used as sources of drinking or irrigation water.

These aquifers can be open or closed. The configuration of closed aquifers<sup>1</sup> is identical to that of oil and gas reservoirs, which ensures effective confinement both vertically and laterally. This is the type of aquifer used to store natural gas. Open aquifers lie along a horizontal or slightly inclined plane. The absence of lateral confinement enables CO<sub>2</sub> to migrate. Nevertheless, due to the slow flowrate and large size of the reservoir, confinement can be ensured if overburden is of sufficiently good quality. In this case, the main trapping mechanism is the dissolution of gas in water. The main drawback of this option is the lack of knowledge about the reservoir. As such formations do not contain resources of interest, they have virtually never been studied. A major characterization effort is therefore required, in order to qualify this type of aquifer for geological storage, especially onshore.

In order to assess better the storage potential, especially in the case of deep aquifers, large R&D efforts are still needed, for predicting the long term behavior of the storage and developing reliable monitoring techniques. The acquisition of experience from different geological settings is essential.

(1) This is the type of aquifer used for natural gas storage, notably in France.



## CURRENT SITUATION AND FUTURE OUTLOOK

The capture and geological storage of CO<sub>2</sub> represents a new option that could make a significant contribution to the reduction of greenhouse gas emissions in the future.

Different CO<sub>2</sub> storage operations have been carried out or are under way. One is the Sleipner Field operation in the 1,000 meters beneath the seabed. Other large scale demonstration operations are the: Weyburn EOR project in Canada and the In-Salah project in Algeria.

Thus, CCS is already an industrial reality, but its large scale deployment will require further conditions:

- costs, mainly for capture must be lowered, preferably by a factor 2. This can be achieved by innovative processes for CO<sub>2</sub> separation;
- security of storage. CO<sub>2</sub> must be stored in a safe way with a minimum local impact on environment;
- social acceptance of the concept.

Providing appropriate answers will require a large cooperation between industry, research centers and public bodies. Over the last ten years much R&D has been done, but various new initiatives are under way at different levels. At the European level more FP6 R&D projects are under preparation and the Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants should help to concentrate the forces. At the international level, the IEA GHG program has successfully been fostering initiatives for ten years, and recently the CSLF initiative lifted the topic to the ministerial level.

The present special issue of *Oil & Gas Science & technology - Revue de l'IFP*, is dedicated to CO<sub>2</sub> capture and geological storage and contains papers written by international experts of the subject, members of the CO<sub>2</sub>NET European Thematic Network. It should therefore contribute to a better perception and knowledge of this option.