

Les rendez-vous de l'innovation

N°10 - Novembre 2009

Numéro spécial
L'IFP et le CSC

Chaque jour notre planète accueille quelque 200 000 habitants supplémentaires,

provoquant une augmentation des besoins en énergie à l'échelle du globe. De fait, ceux-ci sont aujourd'hui comblés en faisant largement appel aux énergies fossiles. Le charbon fournit, par exemple, 40 % de l'électricité produite dans le monde.

Et la tendance n'est pas près de s'inverser : en 2007, la Chine a construit l'équivalent de près d'une centrale au charbon de 600 MW tous les trois jours. D'une durée de vie de 50 ans, ces réacteurs seront encore opérationnels au-delà de la moitié de ce siècle. Que faire ? Attendre que les solutions de remplacement voient le jour sachant que le changement de système énergétique prendra des décennies ? Ce serait irresponsable.

Dès à présent, il faut en effet réduire l'impact des émissions de CO₂ sur le changement climatique. Et ce, tout en accélérant le développement de solutions décarbonées. Dans ce contexte, la filière captage/stockage du CO₂ (CSC), qui démarrera à l'échelle industrielle dès 2020, apparaît comme l'une des mesures clés à privilégier.

Les générations futures nous remercieront d'avoir fait ce choix suffisamment tôt.

*François Kalaydjian
Directeur des Technologies
de Développement durable*

■ En bref

Gros succès pour Geogreen

Excellent départ pour Geogreen ! Créée en août 2007 par l'IFP, Géostock et le BRGM, Geogreen est une société de conseil et stratégie en carbone management et en ingénierie de transport et de stockage du CO₂. Outre qu'elle figure parmi les partenaires du projet Veolia de site pilote de captage/stockage en Seine-et-Marne, Geogreen a multiplié en 2008 les études de faisabilité pour le compte de clients français et étrangers : compagnies d'électricité, compagnies pétrolières et sites "multi-émetteurs" de gaz à effet de serre, comme le port du Havre par exemple. ■

Vers des centrales avec CSC en Chine ?

L'IFP a piloté pendant trois ans le projet européen Coach, qui vient de fournir des recommandations techniques pour la conception d'une centrale électrique au charbon équipée en technologies de CSC en Chine, et notamment en technologie de captage en précombustion avec production associée de méthanol. Le rassemblement au sein du projet de huit partenaires chinois et de 12 partenaires européens issus de l'industrie (Air Liquide, Alstom, BP, Schlumberger, Shell, StatoilHydro, etc.), de la recherche et des pouvoirs publics a permis un partage important de connaissances et de savoir-faire dans le domaine. ■

■ Zoom

Simuler le stockage

Mis au point par l'IFP, le logiciel *Coores* est destiné à évaluer les effets sur le long terme du stockage du CO₂ dans un site géologique. Pour mener à bien son développement, il est indispensable de faire appel largement à des expériences en laboratoire. Les laboratoires de l'IFP ont ainsi été mis à forte contribution pour construire les modèles de données géochimiques nécessaires à la modélisation des écoulements réactifs, pour étudier les effets du CO₂ sur la résistance mécanique des roches et pour valider *Coores* sur des expériences à partir d'échantillons de roche.

Après plusieurs années de développement, *Coores* est devenu un outil de référence utilisé dans plusieurs projets. Parmi eux, le programme européen Dynamis (2006-2009), dont l'objectif est de mener une étude de faisabilité d'une centrale thermique couplée avec un système de captage et de stockage du CO₂. Les scientifiques de l'IFP ont fait appel à *Coores* pour simuler l'injection du CO₂, sur une période de trente ans, et dans trois structures géologiques différentes : deux aquifères et un ancien gisement pétrolier, situés au large des côtes anglaises et danoises. Grâce au logiciel, le comportement du CO₂ injecté dans ces sites a pu être reproduit afin d'assurer et d'optimiser son piégeage sur une période de 1 000 ans, en toute sécurité. ■

L'IFP est un organisme public de recherche et de formation, à l'expertise internationalement reconnue, dont la mission est de développer les technologies et matériaux du futur dans les domaines de l'énergie, du transport et de l'environnement.

Les procédés de captage en postcombustion : d'une génération à l'autre

Étape clé du CSC, le captage consiste à récupérer, puis à mettre sous pression le CO₂ produit par les industries émettrices. Parmi les différentes solutions en développement, la postcombustion vise à extraire le CO₂ dilué dans les fumées de combustion. Cette technique fait aujourd'hui l'objet d'intenses recherches à l'IFP.

Testé sur pilote au Danemark et amélioré entre 2004 et 2008 dans le cadre du projet européen Castor coordonné par l'IFP, le captage par MEA (monoéthanolamine) est aujourd'hui l'une des seules méthodes déjà disponibles sur le marché en postcombustion. Sur la base des résultats obtenus par Castor, l'IFP a mis au point le procédé *HiCapt*, commercialisé par Prosernat. *HiCapt* consiste à introduire les fumées en pied d'une colonne d'absorption pour les laver avec une solution d'eau et d'amine. Ce solvant, qui fixe le CO₂, est ensuite chauffé dans une tour de régénération, où il relâche le CO₂ qui peut alors être comprimé pour être transporté, puis stocké. L'IFP a conduit des travaux pour améliorer ce procédé : *HiCapt+* permet de réduire la taille des installations et de limiter la quantité d'énergie utilisée. Il sera testé sur le pilote industriel de Brindisi (Italie) dans le cadre d'un partenariat entre l'IFP et ENEL. Ce pilote captera 2 à 2,5 tonnes de CO₂ par heure sur une centrale à charbon de l'électricien italien.



L'IFP étudie, sur une unité pilote, l'hydrodynamique des contacteurs gaz/liquide pour optimiser le captage du CO₂ par des solvants. © Alexis Chézière

D'autres voies de captage en postcombustion sont par ailleurs à l'étude à l'IFP, avec pour principal objectif la réduction du coût du CO₂ capté. Les scientifiques s'intéressent ainsi aux amines démixtantes, des molécules ayant la propriété de se séparer en deux phases liquides, dont l'une contient l'amine qui a réagi et donc est excessivement concentrée en CO₂. Seule cette dernière phase est régénérée, ce qui permet une moindre dépense d'énergie. Cette technologie a fait l'objet de nombreuses études de laboratoire et le test sur pilote industriel est actuellement en cours d'instruction. En outre, tout en gardant une technologie à base de solvant, les chercheurs étudient la possibilité de mettre en œuvre des réactions chimiques très originales qui seraient moins énergivores.

Autre technologie étudiée : la séparation par adsorption. En faisant circuler les fumées à travers un lit de

particules solides ayant une forte affinité avec le CO₂, les chercheurs espèrent réduire la taille des installations nécessaires au captage.

Enfin, les spécialistes de l'IFP travaillent sur les hydrates* formés par le CO₂ dans une solution d'eau ou un mélange eau-huile dans des conditions particulières de pression et de température. Ils étudient le moyen de traiter les fumées pour obtenir des hydrates et produire un *slurry***.

Le CO₂ est ensuite séparé par simple chauffage à très faible température. Une partie importante de ces recherches est réalisée dans le cadre de projets nationaux ou européens associant l'IFP, des industriels et des laboratoires universitaires. ■

* Les hydrates de gaz sont des composés solides s'apparentant à de la glace, dans lesquels les molécules de gaz occupent des cages formées par les molécules d'eau.

** Liquide comportant du solide dispersé et formant une sorte de coulis.

HYGENSYS™ : produire de l'hydrogène et de l'électricité sans émettre de CO₂

Le captage en précombustion ne vise pas à récupérer le CO₂ dans les fumées des cheminées d'usine, mais à traiter le problème à la source ; il s'agit d'éviter de brûler les hydrocarbures en les transformant préalablement en gaz de synthèse, mélange de monoxyde de carbone (CO), d'hydrogène et d'eau. Puis lors d'une étape de conversion, le CO réagit avec l'eau pour former du CO₂ et de l'hydrogène complémentaire, qui sont ensuite séparés. Le CO₂ est

comprimé et stocké, et l'hydrogène peut être alors brûlé dans une combustion à l'air, sans émission de CO₂, pour produire de l'électricité. L'IFP étudie cette voie intéressante qui nécessite encore quelques progrès technologiques.

Au sein du programme européen Cachet (2006-2009) consacré à la génération d'électricité à partir de gaz naturel sans émission de CO₂, l'IFP a coordonné les travaux sur l'une de ces technologies de captage en précombustion. Baptisée HyGenSys™ et ayant fait l'objet dès 2003 d'un brevet IFP, celle-ci est une amélioration du procédé industriel de production d'hydrogène par vaporeformage du gaz

naturel. Consistant à chauffer des tubes remplis de catalyseur et alimentés en gaz naturel et vapeur d'eau, la méthode traditionnelle nécessite l'utilisation de fours de grande taille, fortement consommateurs d'énergie, et donc émetteurs en CO₂. D'où l'idée des chercheurs de l'IFP de remplacer ces fours par un système plus propre et plus compact chauffé grâce aux fumées issues d'une turbine à gaz alimentée par de l'hydrogène. Une technologie testée aujourd'hui par les scientifiques de l'IFP dans une version simplifiée, en attendant la construction d'un pilote industriel, pour une commercialisation prévue vers 2012-2015. ■

CLC : capter plus facilement pour dépenser moins d'énergie

La CLC (*Chemical Looping Combustion* / combustion en boucle chimique) est une technologie prometteuse permettant le captage du CO₂, qui ne sera au mieux industrialisée qu'à l'horizon 2015-2020. Destinée notamment à équiper des centrales thermiques, la CLC devrait permettre de récupérer le CO₂ avec une moindre pénalité énergétique.

Dans les procédés de combustion classiques, la chaleur est produite par combustion avec l'oxygène de l'air. Le CO₂ contenu dans les fumées est donc dilué dans l'azote de l'air. Les dispositifs d'oxycombustion effectuent la même opération mais en remplaçant l'air par de l'oxygène pur. Intérêt de cette solution : elle permet de générer des fumées non diluées et donc très riches en CO₂, ce qui facilite son captage. Mais la séparation préalable de l'oxygène pur de l'air nécessite des équipements importants et génère une surconsommation énergétique conséquente.

D'où l'idée d'utiliser une alternative à l'oxycombustion, la CLC, plus économe en énergie. Le principe ? On utilise des matériaux, les oxydes métalliques,

qui ont la capacité de fournir *in situ* l'oxygène. Ils sont exposés dans différents réacteurs fonctionnant à très haute température (800 à 1000 °C) à des réactions successives de réduction et d'oxydation. Au contact avec les combustibles, le matériau est réduit et fournit l'oxygène nécessaire à la combustion. Au contact de l'air, le matériau est oxydé et reconverti en oxyde métallique pour le cycle suivant. L'IFP a commencé à travailler sur cette technologie il y a quelques années, d'abord en interne puis dans le cadre de collaborations. Il vient de se doter d'un nouveau pilote de 10 KWth sur son site de Lyon.

Pour parvenir à l'industrialisation du procédé, il faut encore relever de nombreux défis. Premier axe de travail : l'identification des meilleurs oxydes métalliques. Des études sur ces matériaux ont notamment été conduites dans le cadre du programme européen Encap, dans lequel l'IFP a coordonné les actions liées à la CLC, et au sein d'un projet de l'Agence nationale de la recherche (ANR), CLC-Mat, piloté par l'IFP. En 2008, l'IFP a lancé avec Total des études de développement de procédés. Un accord de collaboration de plusieurs années a ainsi été conclu, visant à développer la CLC avec la mise au point d'un pilote de validation.



Réacteur en lit fluidisé développé à l'IFP pour les études en batch du procédé CLC.

Preuve que le sujet intéresse la communauté scientifique et les industriels : une première conférence internationale sur la CLC aura lieu en mars 2010 dans le cadre des "Rencontres scientifiques de l'IFP" à IFP-Lyon. ■

Bahia, un site test sur le stockage de CO₂ pour l'IFP

Situé dans l'État de Bahia, à 1 000 km au Nord de Rio, le bassin du Recôncavo compte parmi les régions productrices d'hydrocarbures les plus importantes du Brésil : c'est là, en 1939, que du pétrole fut découvert pour la première fois dans le pays. Après cinquante ans d'exploitation, certains des gisements commencent à arriver en fin de vie. Aussi la compagnie nationale Petrobras est-elle amenée à recourir à des méthodes permettant de maintenir sa production. Tel est notamment le cas du champ de Buracica où, en 1991, la société a décidé d'utiliser une technique de récupération assistée par injection de CO₂. Consistant à injecter quelque 200 tonnes de CO₂ par jour par sept puits, le procédé provoque un gonflement des hydrocarbures et une diminution de leur viscosité, ce qui en prolonge et augmente la production.

Bien que sa raison d'être soit purement économique, ce cas pratique d'application intéresse la recherche du domaine du CSC. Les scientifiques y voient en effet une sorte de laboratoire pour comprendre le comportement du CO₂ stocké dans le sous-sol.

Dans ce cadre, un projet de deux ans, initié en 2007, associe l'IFP à Petrobras. "Centré autour de campagnes de terrain, de simulations numériques et d'analyses en laboratoire, ce projet baptisé Bahia vise à mieux comprendre quel effet a eu, sur le site, l'injection durant 18 ans de 600 000 tonnes de CO₂", explique Yannick Peysson, chef du projet à l'IFP. L'IFP évalue, sur la base d'échantillons provenant de différents forages, l'évolution dans le temps de l'état des roches souterraines. Ses chercheurs effectuent également des missions sur place afin de recueillir à la surface des échantillons de gaz contenant du CO₂ et des gaz rares* pour observer

les conséquences en surface d'une injection sous pression du CO₂. Avec un objectif : déterminer si ces gaz proviennent de l'air extérieur ou de roches profondes.

Autres volets de cette coopération : les études sismiques et l'analyse numérique. Grâce à la somme d'informations fournies par Petrobras et couvrant des décennies d'injection de CO₂, les scientifiques de l'IFP sont maintenant en mesure d'identifier, dans les données géophysiques, la répartition du CO₂ dans le gisement. À l'aide du logiciel *Coores* (voir page 1), ils peuvent réaliser des simulations indiquant la manière précise dont ce gaz y a évolué au cours du temps. De quoi donner de précieuses indications sur les conditions qui garantissent la sécurité et la pérennité du stockage du CO₂ dans le sous-sol. ■

* Les gaz rares (hélium, néon, argon, etc.) renseignent sur l'origine du CO₂ et peuvent donc indiquer sa migration.

Modéliser le stockage du CO₂ dans le sous-sol

Établir des recommandations pour prédire l'évolution d'un site de stockage de CO₂, telle est l'ambition de CO₂ReMoVe dont l'IFP dirige le sous-programme *Performance Assessment and Mitigation* et auquel il collabore au travers du sous-programme Monitoring. Coordonné par le néerlandais TNO, ce programme européen démarré en 2006 pour cinq ans réunit 27 partenaires privés et institutionnels.

Les équipes impliquées, dont celles de l'IFP, travaillent sur des données issues de plusieurs sites pilotes — Sleipner en Mer du Nord, Snøhvit en mer de Barents et In Salah en Algérie — afin de mettre au point des scénarios de stockage et de confronter leurs prévisions à la réalité du terrain.

Réinjecter du CO₂ dans un champ de gaz naturel : le pilote d'In Salah

Les champs de gaz de la région d'In Salah contenant naturellement des teneurs en CO₂ importantes (jusqu'à 10 %), BP, Sonatrach et StatoilHydro, opérateurs du champ de Krechba, ont choisi de réinjecter le CO₂ produit en périphérie du réservoir de gaz. Le CO₂ est injecté (environ 17 millions de tonnes à terme) dans un aquifère salin à 1 800 mètres de profondeur, ce qui contribue à maintenir la pression dans le réservoir tout en séquestrant le CO₂ dans le sous-sol. Ce pilote (trois puits injecteurs) constitue un remarquable laboratoire souterrain où sont déployés de nombreux outils de mesures destinés à suivre l'évolution du

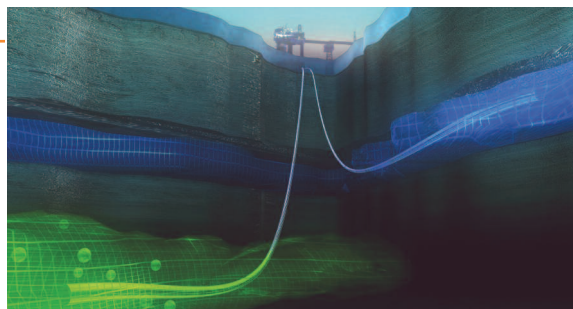
Depuis 1996, StatoilHydro a injecté 11 Mt de CO₂ issu d'un gisement de gaz naturel de Sleipner.

© Alligator film / BUG / StatoilHydro

réservoir pendant et après l'injection. Les chercheurs exploitent ces mesures pour contraindre leurs modèles numériques, afin de prédire la manière dont le CO₂ se met en place dans le sous-sol, lors de la phase d'injection, puis à plus long terme, lors de son stockage.

Stocker le CO₂ dans un aquifère salin : le pilote de Sleipner en mer du Nord

Localisé en mer du Nord, dans les eaux territoriales norvégiennes, le pilote de Sleipner est "la" référence en matière de stockage géologique de CO₂. StatoilHydro a déjà injecté, depuis 1996, 11 millions de tonnes de CO₂ issu d'un gisement de gaz naturel, dans un aquifère salin situé à plus de 800 mètres sous le fond de la mer. Les chercheurs de l'IFP et leurs partenaires européens y réalisent des études permettant de vérifier que le CO₂ reste confiné dans la structure de stockage, sous la couverture principale. En comparant deux campagnes sismiques menées par StatoilHydro en 1994 et en 2006 (respectivement avant et après l'injection), la répartition du CO₂ au sein de l'aquifère a pu être visualisée en trois dimensions. Cette visualisation et la quantification du volume de CO₂ stocké ont permis de mieux appréhender l'étanchéité du réservoir. Une étape majeure avant l'élaboration d'un modèle prédisant l'évolution du CO₂ dans un milieu géologique hétérogène. ■



Déploiement et valorisation économique de la filière captage/stockage du CO₂

L'IFP est impliqué dans plusieurs travaux en cours sur le déploiement et la valorisation économique de la filière CSC. Ainsi, au sein du projet ANR SOCECO₂, l'IFP a étudié différents scénarios de déploiement de la chaîne CSC en France sur la période 2020-2050. L'évaluation technico-économique et environnementale menée vise à tester l'adéquation entre le potentiel de captage des grands émetteurs nationaux de CO₂ et les capacités des sites de stockage connus et disponibles à ce jour.

Les scénarios envisagés prennent en compte les prévisions d'émissions des régions industrielles, les distances de transport, la capacité de stockage des sites et l'acceptabilité par les populations. Seul le scénario prévoyant le stockage des émissions des régions Lorraine, Ile-de-France, Nord-Pas-de-Calais et Haute-Normandie dans l'aquifère du Bassin Parisien (ou dans un aquifère en mer du Nord), ainsi que le stockage des émissions de la région PACA dans un aquifère en mer Méditerranée permettrait de satisfaire l'objectif du Facteur 4 (division par quatre des émissions de gaz à effet de serre) en France à l'horizon 2050.

Par ailleurs, dans le cadre du projet européen ECCO (*European value chain for CO₂*) inscrit au 7^e PCRD, l'IFP travaille à la réalisation d'un outil d'évaluation économique de la filière CSC avec récupération du pétrole et du gaz dans les gisements. L'objectif est d'éclairer les industriels et les pouvoirs publics sur la faisabilité technico-économique d'un déploiement du CSC. ■

Document imprimé sur papier certifié 100 % FSC partiellement recyclé, dans une imprimerie labellisée Imprim'Vert.

Transporter le CO₂ par bateau

Transporter par bateau du CO₂ d'un port à un autre ou jusqu'à un site d'injection est techniquement réalisable et économiquement concurrentiel. C'est ce qu'affirment les experts du projet ANR TransCO₂, coordonné par l'IFP et impliquant Air Liquide, GDF Suez, Saipem et STX Europe. Ce projet, qui visait à étudier la faisabilité technico-économique du transport du CO₂ par

voie maritime, vient de rendre ses conclusions après trois ans de travaux : non seulement la conception d'un navire capable d'embarquer et de décharger rapidement 30 000 m³ de CO₂, porté à une pression de 15 bars et à une température de - 30 °C, est possible ; mais cette solution devrait être en outre plus rentable qu'une conduite offshore pour des trajets dépassant les 500 km et qu'une conduite onshore pour des distances supérieures à 1 000 km. ■

Les rendez-vous de l'innovation est une publication de l'IFP.
Direction de la communication - 1 et 4 avenue de Bois-Préau - 92852 Rueil-Malmaison Cedex - France
Directeur de la publication : Marco De Michellis
Abonnement gratuit sur http://www.ifp.fr/newsletter/register_subscription - N° ISSN 1779-2622
Pour toute information : Anne-Laure de Maignan - Tél. : 01 47 52 62 07 - a-laure.de-maignan@ifp.fr