



# C hristian FOUILLAC

Géochimiste français né en 1948, Christian Fouillac est actuellement Directeur de la Recherche du BRGM.

Titulaire d'un doctorat d'Etat en géochimie, il a débuté sa carrière professionnelle à l'Université de Paris 7, puis au CNRS avant de rejoindre le BRGM en 1983. De 1983 à 1994, il est successivement Directeur du département de recherche géothermique puis Directeur du département de géochimie, 2 structures de recherche du BRGM. En 1995, Il rejoint la Direction de la Recherche tout d'abord en tant que Directeur Adjoint et devient Directeur à partir de 1999.

Christian Fouillac est auteur ou co-auteur de 120 publications dont 86 dans des revues internationales. Ses travaux sur la thermodynamique des solutions naturelles et la cinétique des interactions eaux/roches ont porté

sur l'évaluation des températures des réservoirs hydrothermaux et sur leur évolution en cours d'exploitation. Ces méthodologies donnent lieu à d'importants développements dans le domaine de la séquestration géologique du CO<sub>2</sub>, domaine désormais en plein essor ; Christian Fouillac ayant participé en 1993 à l'élaboration du premier projet européen en la matière. Une autre part importante de son activité a porté sur la modélisation des mécanismes de corrosion/dépôt dans les forages et les installations géothermiques.

Christian Fouillac est membre de la délégation française au comité technique du C.S.L.F. (Carbon Sequestration Leadership Forum) et du comité exécutif du programme de recherche de l'Agence Internationale de l'Energie, sur la limitation des émissions de gaz à effet de serre. Il préside le comité d'évaluation des programmes CO<sub>2</sub> de l'ANR.

# **Piéger industriellement le CO<sub>2</sub>**



## CAPTURER LE CO<sub>2</sub> (DIOXYDE DE CARBONE), UNE NOUVEAUTÉ RÉCENTE

Où en sont les idées sur la capture et le piégeage du CO<sub>2</sub> ayant pour but de limiter les émissions de gaz à effet de serre ? Au BRGM, j'ai participé à la naissance de projets européens dans ce domaine en 1993, après avoir rencontré des fonctionnaires européens à la Commission de Bruxelles. Ceux-ci m'ont dit : « *Nous allons avoir des problèmes massifs à la fois en termes d'approvisionnement énergétique de l'Europe mais également en termes de modifications de l'atmosphère terrestre* ». A cette époque, ils ont ajouté : « *Il n'y a qu'une solution, c'est le charbon* ». Malheureusement, le charbon émet des quantités de CO<sub>2</sub> telles qu'on ne peut pas considérer son emploi sans une réflexion approfondie. Ils ont ajouté : « *Si vous êtes capables de proposer des projets de recherche pour régler ce problème, nous finançons ces projets de recherche* ».

En 1993, c'était un peu le désert. Lorsque je suis revenu en France, entre les gens qui ont éclaté de rire et les gens qui ont dit : « *Ce n'est pas intéressant pour la France* »,

je n'ai pas eu beaucoup de succès. Mais j'avais de bons collègues un peu partout en Norvège, en Grande-Bretagne, en Allemagne. Donc, nous avons conçu des projets dans un contexte de partenariat européen. Et à partir de 2000, d'autres instituts publics comme l'IFP ont développé une action sur ce sujet et nous avons trouvé des relais par des financements publics français. Il y a eu ainsi une petite dizaine d'années de couveuse européenne et c'était ma foi extraordinairement fructueux.

Le GIEC a publié à l'automne 2005 un volume du GIEC<sup>1</sup> extrêmement important pour la prise en compte des stratégies CSC (pour captage et stockage du CO<sub>2</sub>). Ce rapport spécial, comme tous les rapports du GIEC, est basé en fait sur la relecture, l'examen critique, l'évaluation d'une quantité absolument considérable de travaux scientifiques et il considère officiellement que cette option mérite d'être considérée dans la stratégie de limitation des gaz à effet de serre. Cet ouvrage, auquel un certain nombre d'entre nous a contribué, a été présenté en septembre à Montréal et a été officiellement diffusé à partir de décembre dernier.

<sup>1</sup> GIEC, groupe intergouvernemental d'études du climat, créé en 1988 par l'organisation météorologique mondiale (OMM) et le Programme des Nations unies pour l'environnement (PNUE).

En l'espace de 10 ans, on assiste à un changement total, depuis la confidentialité qui faisait naître un certain nombre de sourires, jusqu'à une certaine prise en compte par les plus hautes autorités scientifiques internationales des projets de capture de CO<sub>2</sub>.

**CAPTURER LE CO<sub>2</sub>, UN ENJEU**

Piéger le CO<sub>2</sub>

Il faut d'abord reconnaître qu'on observe une augmentation de la consommation d'énergie lors des 30 dernières années, 1970/2000, surtout dans les pays de l'OCDE, c'est-à-dire les pays développés. Ce que tout le monde s'accorde à penser maintenant, c'est que dans les 30 années à venir, la croissance va continuer à être très importante mais sera surtout le fait de grands pays émergents du Sud. Cela est une nouveauté absolument considérable. Il est bien évident que nous pourrions, nous, les Européens, les Etats-Unis et un certain nombre de pays (Canada, Australie, Russie) faire des efforts pour réduire nos consommations. Quant aux pays du Sud, il n'en est absolument pas question puisqu'ils n'accèdent pas encore à l'énergie au même niveau que les pays développés. Donc l'augmentation, quels que soient les efforts vertueux que l'on fera dans les pays développés, aura lieu.

La deuxième grande notion qu'il faut ab-

solument avoir présente à l'esprit est que le parc actuel de centrales thermiques mondiales, comme toute installation industrielle, a une certaine durée de vie. Ce que vous voyez sur le graphe ci-dessous, c'est les capacités installées en gigawatts, et l'âge des installations. On voit très bien qu'il n'y a quasiment pas d'installation qui dépasse 50 ans. De toute façon, ce n'est pas raisonnable de les prolonger au-delà car c'est alors extrêmement coûteux à entretenir. Ce n'est pas performant et en termes environnementaux, les bilans sont extrêmement médiocres. Donc parmi toutes ces centrales, qui sont assez jeunes, aucune d'entre elles n'existera en 2050. On va les remplacer. Certaines seront substituées par du nucléaire, certaines seront substituées par le recours aux énergies renouvelables et c'est bien. Mais de toute façon, même si on ne les remplace pas toutes par des centrales thermiques, il y aura de nouvelles centrales thermiques. On estime que d'ici 2030, il y aura 600 centrales thermiques nouvelles, dont la majorité dans les pays du Sud. C'est absolument considérable.

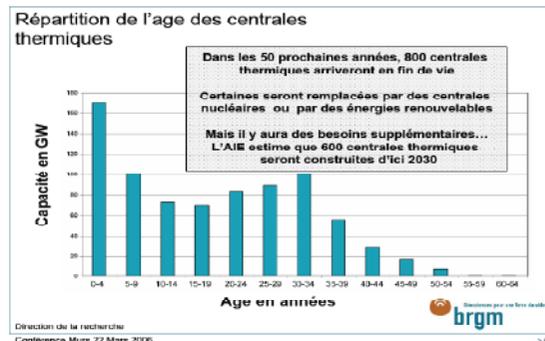


Figure 1

Cela veut dire que comme on veut atteindre ce fameux facteur quatre<sup>2</sup> que la France vise à l'horizon 2050, ceci demande déjà un effort absolument considérable. Par ailleurs, personne n'est capable de dire quelles conséquences pourraient avoir un accroissement supérieur de 2°C. Pour atteindre ce simple objectif : « *On va tout faire pour que l'accroissement soit 2°C* », il faudra bien évidemment :

- travailler sur les économies d'énergie, c'est l'attitude la plus intelligente. C'est essayer de dépenser moins, essayer pour la même production d'énergie d'avoir moins d'émissions.
- Travailler sur les énergies renouvelables. Je suis un farouche supporter des énergies renouvelables, mais arriver à les mettre en œuvre, à une échelle importante, va demander beaucoup de temps.
- Avoir recours au nucléaire, c'est évidemment très utile mais ce n'est pas à l'échelle du problème ; même si on quadruplait ou quintuplait la production nucléaire - cela resterait très peu.
- Il faut faire des substitutions, travailler pour certains usages plutôt avec du gaz qui émet moins qu'avec du charbon.

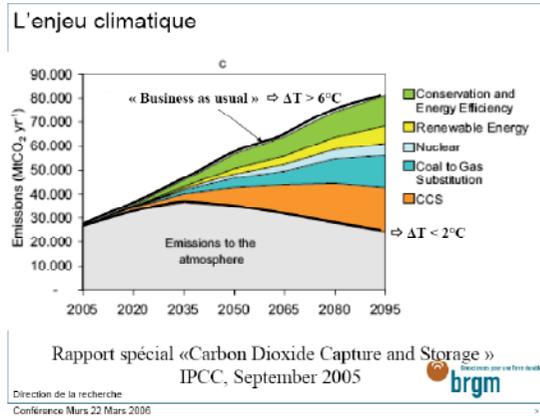


Figure 2

- Et la stratégie « *captage et stockage du CO<sub>2</sub>* » pourrait elle aussi apporter sa contribution et surtout, pourrait l'apporter très rapidement.

Un autre point a beaucoup frappé les esprits : on parle de la transition vers l'économie de l'hydrogène (qui ne résout pas tous les problèmes). Mais si l'on admet que la solution hydrogène pour les transports présente un intérêt, la meilleure façon de fabriquer de l'hydrogène, c'est de partir de combustibles fossiles. Le faire à partir d'électricité, nucléaire ou renouvelable, qui passerait par l'électrolyse de l'eau, est peu efficace en termes énergétiques et extrêmement coûteux. La bonne façon de fabriquer l'hydrogène, c'est de travailler à partir de combustibles fossiles. Bien évidemment, si on le fait soit par vaporeformage de gaz naturel, soit par gazéification de charbon, on va produire

<sup>2</sup> Objectif de réduction des émissions par 4 en 2050, dit « facteur 4 ».

aussi du CO<sub>2</sub>. Si on est capable d'ajouter la capture et le stockage du CO<sub>2</sub>, on fabrique l'hydrogène sans émission. On a alors une nouvelle vision, un scénario, un schéma industriel complètement différents : les combustibles fossiles y seraient convertis en électricité et en hydrogène ou en carburant liquide (car on peut très bien faire du diesel avec du gaz de synthèse produit par la transformation du charbon, ce qui se fait depuis une cinquantaine d'années). Et si on peut ajouter la capture du CO<sub>2</sub>, le procédé concernerait deux tiers des émissions.

*des énergies* ». J'étais en Inde récemment et j'y retourne prochainement. On ne peut pas tenir cette position vis-à-vis de ces pays. Je pense qu'il est impossible d'interdire aux gens de se développer. De toute façon, le développement dans les pays du Sud se fera. Et si on ne fait rien - certes je ne suis pas du tout spécialiste du climat -, comme il est impossible de prédire les conséquences environnementales, écologiques, sanitaires, économiques réelles d'un effet de serre accru, nous rencontrerons de grandes difficultés, et je pense sincèrement qu'il faut agir.

Un certain nombre de pays ont fait ce raisonnement, en voici une certaine liste. Parmi ceux-ci (pays ou groupes de pays), l'Union européenne est extrêmement ac-

## QUESTIONS DE FAISABILITÉ

Cela va-t-il se produire ? Dans une quinzaine d'années, la réponse sera connue. Il faut savoir que le charbon existe en abondance et les huiles non conventionnelles aussi. Alors on pourrait dire : « *Non, on va bannir tout cela* », ce qui déjà été tenté en Angleterre au XV<sup>e</sup> siècle mais n'a pas marché. En fait, l'interdiction du charbon n'a pas été suivie d'effets. D'autre part, je pense sincèrement qu'il est immoral de dire aux pays du Sud qui n'ont pas accès à l'énergie : « *On vous interdit d'utiliser*

### Une Vision

- > **Un nouveau scénario global**
  - les combustibles fossiles seraient convertis en électricité, en hydrogène ou autres carburants pour les transports. Le « CSC » concernerait alors plus de 2/3 des émissions.
- > **Cela va-t-il vraiment se produire?**
  - le charbon et les huiles non conventionnelles sont abondants. On peut tenter d'en interdire l'usage – Le roi Édouard 1<sup>er</sup> d'Angleterre a interdit l'usage du charbon en 1306 !!
  - Il est immoral et impossible d'interdire l'accès à l'énergie aux pays en développement
- > **Qu'arrivera-t-il si nous n'agissons pas**
  - Augmentation des températures, Impacts environnementaux, écologiques, économiques, sanitaires
- > **Des pays en nombre croissant, considèrent que le « CSC » doit, ou peut s'insérer dans la panoplie des méthodes à mettre en œuvre**
  - Allemagne, **Australie**, Canada, Danemark, **États-Unis**, Grande Bretagne, Norvège, Pays Bas, Union Européenne, France
  - Afrique du sud, Chine, Colombie, Inde, Italie, Russie, Arabie Saoudite, Grèce, Corée du Sud, Japon, Belgique, Suède

Direction de la recherche  
Conférence Murs 22 Mars 2006



> 9

tive ; on en compte deux (l'Australie et les Etats-Unis) qui sont extrêmement actifs et qui ne sont pas signataires du protocole de Kyoto. Cela ne les empêche pas d'investir énormément dans ces technologies. On ne sait pas trop ce qui se passera après 2012, au moment où le protocole deviendra caduc, mais ces technologies se préparent en Australie et aux Etats-Unis. On note aussi que les grands pays charbonniers sont tous présents et que les grands pays producteurs de pétrole qui, au départ, étaient assez hostiles sont maintenant devenus extrêmement attentifs. Nous aurons un congrès important à Dharan en mai, en Arabie, organisé par Aramco. Maintenant, on ne compte plus vraiment ceux qui restent indifférents.

Pour que cela puisse marcher sur le plan économique, il faut que le CO<sub>2</sub> ait un coût parce que, si le CO<sub>2</sub> ne vaut rien, quand bien même les technologies évolueraient, elles ne pourront être mises en œuvre. C'est en train de se faire, cela existe déjà. La bourse de Londres fonctionne depuis un certain nombre d'années, ainsi que celles de Chicago, Paris, Bruxelles, Tokyo aussi. On parle d'une bourse mondiale en 2008. Il y a les directives européennes qui font que maintenant, émettre ou non du CO<sub>2</sub>, cela vaut quelque chose. Donc, si vous voulez éviter d'émettre, vous pouvez mettre en place ces technologies et si vous le faites, vous pouvez céder vos permis d'émissions à des personnes qui ne peuvent pas mettre en œuvre ces technologies. Le marché augmente très régulièrement.

La grande question que posent les pays du Sud est : « est-ce que cette technologie-là sera éligible aux CDM », les *cleans development mechanisms*, les instruments financiers qui sont associés au protocole de Kyoto ? La majorité des pays du Sud nous disent : « *Ecoutez, si c'est éligible, alors on se mettra volontiers aux technologies CSC* ». Il y a actuellement deux dossiers japonais sur des centrales au Vietnam et en Indonésie, en cours d'évaluation et le verdict sur leur éligibilité aux CDM jouera un rôle extrêmement important pour préparer le fait, qu'au niveau mondial, tout le monde puisse ensuite se mettre d'accord. On vivra alors dans un monde qui posera des contraintes sur les émissions de carbone. C'est extrêmement important. S'il n'y a pas de contrainte, on peut tout craindre.

## APPROCHE INDUSTRIELLE

La séquestration industrielle du CO<sub>2</sub>, qu'est-ce que c'est ? C'est l'enchaînement de trois éléments :

- La capture au niveau des émissions ponctuelles relativement massives,
- Le transport pour l'emmener sur les lieux de stockage soit par gazoduc soit par bateaux spécialisés,
- Le stockage dans les formations géologiques profondes.

Cela pose un certain nombre de questions importantes :

- Capturer le  $\text{CO}_2$  à partir des points d'émissions, cela a un coût énergétique et économique. Est-ce que ces coûts seront acceptables ? Il y a une pénalité énergétique et il y a une dépense.

- Où peut-on stocker le  $\text{CO}_2$  en quantités suffisantes ? Parce qu'il s'agit de stocker des quantités importantes qui auront un véritable impact sur les émissions dans l'atmosphère.

- Et bien évidemment, est-ce que ce stockage présente toutes les garanties de sécurité ? Est-ce que ces garanties de sécurité peuvent être maintenues pendant les durées adéquates ?

## PROCÉDÉS DE COMBUSTION ET PROCÉDÉS DE CAPTURE

La capture est compliquée. Il y a différentes options.

On a des combustibles, gaz naturel, charbon, qui sont issus de la transformation de la biomasse. On peut aussi brûler la biomasse, c'est plus simple. C'est ce que l'on a fait depuis des milliers d'années. Tous les combustibles sont brûlés dans l'air et il sort du  $\text{CO}_2$  mélangé avec de l'azote et quelques impuretés mineures. Dans les combustions simples, le  $\text{CO}_2$ , c'est 14 ou 15 % du mélange. Extraire le  $\text{CO}_2$  dans un mélange gazeux où il est en faible teneur, c'est très coûteux énergiquement. Mais la combustion dans l'air est extrêmement simple, donc on

a encore beaucoup de centrales thermiques classiques.

On peut faire ce que l'on appelle la capture précombustion. Cela veut dire que l'on prend le combustible et on le transforme en produits gazeux ( $\text{CO}_2$  et  $\text{H}_2$ ) soit par vaporeformage, soit, si c'est du charbon, par oxydation partielle. Avant de le brûler, on le modifie en extrayant pas mal de  $\text{CO}_2$ , on brûle l'hydrogène dans l'air et ce faisant, on produit essentiellement de la vapeur d'eau. Comme on a créé du  $\text{CO}_2$  quasiment pur, le capturer devient très

72  
Piéger  
le  $\text{CO}_2$

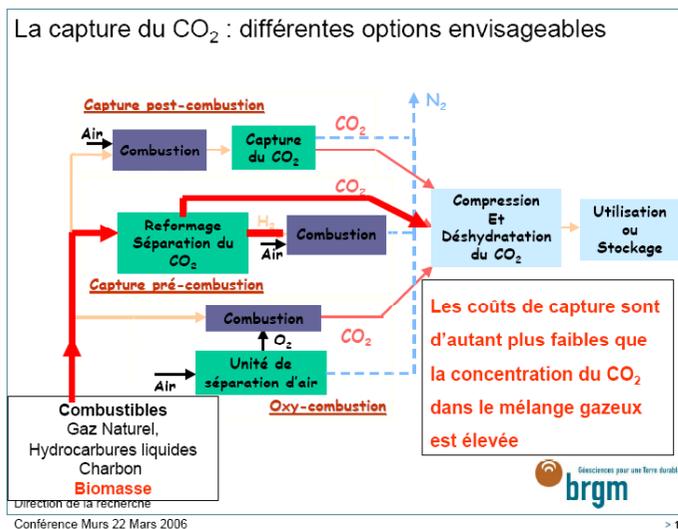


Figure 3

simple. Par contre la préparation en amont, est coûteuse. Il faut faire un bilan.

Troisième grande technique, au lieu de brûler dans l'air, on sépare l'oxygène de l'air et donc on brûle le combustible dans de l'oxygène pur. Donc on fait du CO<sub>2</sub> pur et de la vapeur d'eau. La vapeur d'eau, on peut la condenser et bien évidemment, on a un CO<sub>2</sub> pur, donc la capture est vraiment simple. Ce qui est coûteux, c'est de faire de l'oxygène à partir de l'air.

Ce qu'on peut retenir, c'est que les coûts de capture seront d'autant plus faibles que la concentration du CO<sub>2</sub> dans les effluents gazeux sera élevée. Simple-ment, ce qu'il faut payer en amont, c'est soit une production d'oxygène, soit en fait une gazéification du combustible. Mais cela vous dit déjà qu'il y a trois grandes filières.

On peut ainsi classer la capture par procédé de combustion, mais le faire aussi par procédé de capture. Va-t-on faire la capture par des membranes sélectives ? Est-ce que l'on va avoir des bains avec des amines ? Cette dernière option fonctionne depuis une cinquantaine d'années. Est-ce que l'on va faire de la séparation cryogénique ? Est-ce que l'on va utiliser des micro-organismes ? On a aussi toute une série de procédés de capture.

Quand vous croisez les procédés de combustion avec les procédés de séparation, vous avez une série de schémas assez nombreux. Les coûts et l'efficacité vont dépendre des combinaisons que vous allez utiliser. Cela veut dire qu'on débouche sur une notion importante : la notion de coût de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée. En fait, si vous ne faites rien, c'est l'unité de référence (bloc rouge en haut). Si vous faites quelque chose, il faut dans le bilan ajouter l'énergie consommée par l'unité de capture, prendre en compte le CO<sub>2</sub> ainsi produit et ramener l'ensemble du CO<sub>2</sub> capturé à l'énergie produite. En fait, c'est la différence entre les deux schémas, référence sans capture et bilan complet qui nous donne le coût de la tonne évitée.

Ce que l'on constate, c'est que la capture peut être accomplie avec les technologies disponibles aujourd'hui. Dans certains

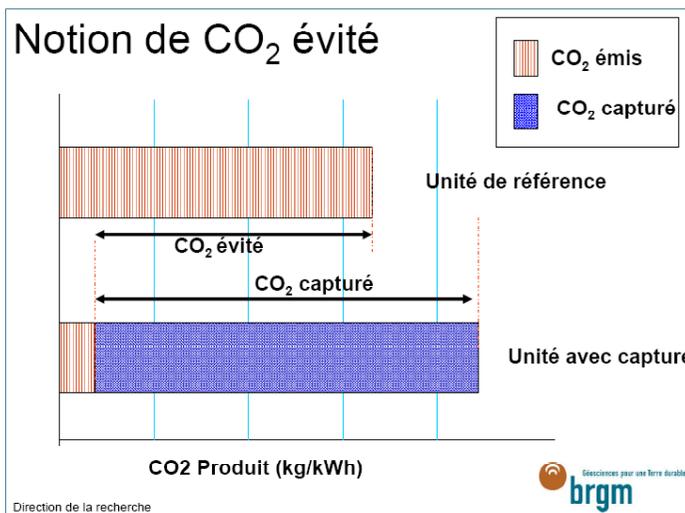


Figure 4

cas de figure, on fait de la capture depuis des décennies, cela ne pose pas de problèmes techniques, sauf que cela augmente les coûts de production et augmente la consommation de combustibles. Et en fait, quand on fait ainsi la capture, ce n'est en général pas aux échelles qu'il faudra être capable de mettre en œuvre pour les grosses centrales thermiques. Il y a un certain nombre de projets pilotes. Actuellement, on sait capturer mais des flux qui sont un tiers, un quart de ce qu'il faudrait atteindre.

Donc la seule question est comment réduire les surconsommations énergétiques ? Et comment réduire les coûts de capture ? C'est un continuum parce qu'il n'y a pas de solution miracle. Donc on fait de la recher-

che et développement. Il y a des démonstrateurs qui se mettent en place et ils peuvent, eux aussi, générer des sujets de recherche et de développement. On passe ensuite au déploiement mais tout cela est en fait assez interactif. On sait simplement que le processus va varier en fonction du temps et que les coûts vont diminuer. On a déjà vu depuis une dizaine d'années des diminutions de coûts considérables. Ce qu'il faut bien avoir à l'esprit, c'est qu'on travaille maintenant sur les centrales thermiques qu'on pourrait vendre de façon assez courante vers 2020 et qui n'émettraient pratiquement pas de CO<sub>2</sub> (notion de *zero emission power plant*). En fait, on travaille pour être capable de mettre cela sur le marché avec des solutions qui ont déjà été testées à une plus petite échelle.

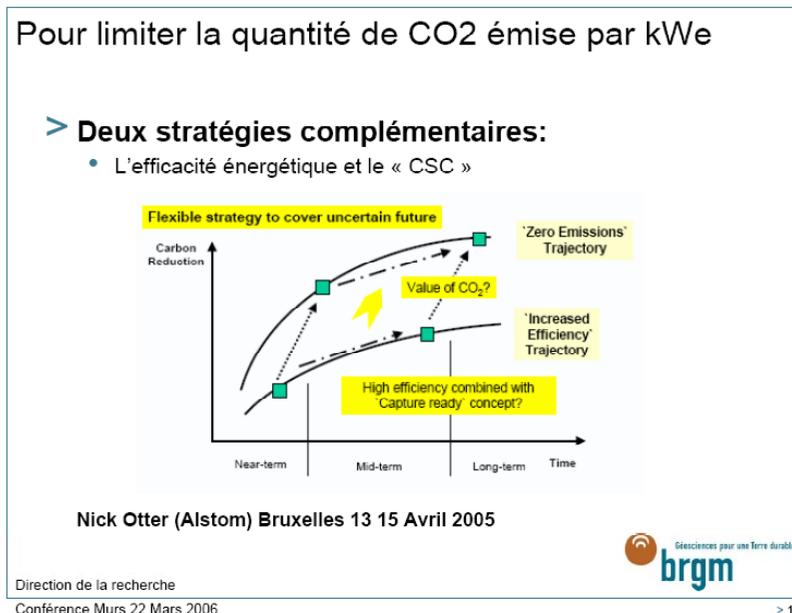


Figure 5

Les ruptures technologiques qui se présentent dans les laboratoires pourraient changer radicalement le problème. On sait que le temps qu'elles se mettent en place, nous conduira plutôt vers les années 2030 et au-delà. Mais encore une fois, on en aura besoin et de travailler là-dessus, pendant de très nombreuses années.

C'est pourquoi les gens ont en tête deux éléments, les gains d'efficacité énergétique et la capture et le stockage du CO<sub>2</sub>. Les pays du Sud sont très sensibles en premier lieu à l'efficacité énergétique.

Alstom, parmi d'autres, présente fréquemment cette dualité d'approche. Une grande organisation européenne va se développer dans le septième programme-cadre de recherche et développement technologique de l'Union européenne, pour porter la recherche grâce à une plate-forme technologique. Nous avons vers le haut, une branche qui est plutôt de capturer alors que celle du bas, c'est simplement de gagner en efficacité énergétique. Il y a quelques années, le rendement des centrales thermiques était de 30 %. Maintenant Vatenfall, RWE, EDF... et tous les grands électriciens européens et américains construisent des centrales avec des rendements de 48 %, basées sur des technologies commercialisées par Général Electric, Siemens, Alstom. Les progrès sur les rendements se font, et se feront continûment de telle sorte que pour un nombre de kilowatts produits, on émettra moins de CO<sub>2</sub>. Et donc les deux branches vont se réprendre

l'une à l'autre. On aura plusieurs voies de progrès. Les gains en efficacité énergétique et instauration de la capture sont des approches complémentaires. Les technologies de capture vont-elles s'imposer ? Là, on entre dans les problèmes de réglementation internationale.

## LES LIEUX DE STOCKAGE

75

Christian FOULLIAC

Si on sait capturer de façon efficace et pas trop coûteuse, où peut-on stocker ? On a trois options classiques, il y en a d'autres un peu moins conventionnelles.

- soit on stocke dans les réservoirs de pétrole et de gaz épuisés ou en voie d'épuisement. Ce qui permet parfois de faire en outre de la récupération assistée de pétrole,
- soit on stocke dans des aquifères salins profonds. Ce sont des nappes d'eau profonde qu'on ne pourra absolument pas utiliser pour l'alimentation en eau potable parce que beaucoup trop salée. Le dessalement consomme de l'énergie mais il ne viendrait à l'idée de personne de stocker dans des nappes d'eau douce car l'eau est encore plus précieuse que l'énergie. Donc on stocke dans des aquifères très salés.
- soit on stocke dans des veines de char-

bon profond, inexploitable (on n'enverra jamais un mineur à ces profondeurs-là). Ce charbon est là, il est connu, mais on n'y touchera jamais, on peut y stocker du CO<sub>2</sub>.

Le problème suivant, c'est qu'il faut aussi mettre en regard ces bons lieux de stockage avec les lieux de production.

Voici une carte mondiale qui donne une idée des lieux de stockage possibles. En gris foncé, ce sont les endroits où les capacités de

stockage sont vraiment excellentes et surtout où elles sont très bien connues. En fait, en gris foncé, c'est vraiment les endroits où on s'est attaché à chercher du gaz et du pétrole. En gris un peu plus clair, ce sont les endroits où il y a vraisemblablement des capacités de stockage bonnes mais elles sont beaucoup moins bien connues. Et puis, plus c'est clair moins les capacités de stockage sont bonnes. En fait, elles sont surtout très connues dans les endroits où il y a eu d'intenses productions et prospections pétrolières et gazières. Le gris clair ne veut pas nécessaire-

76  
|  
Piéger  
le CO<sub>2</sub>

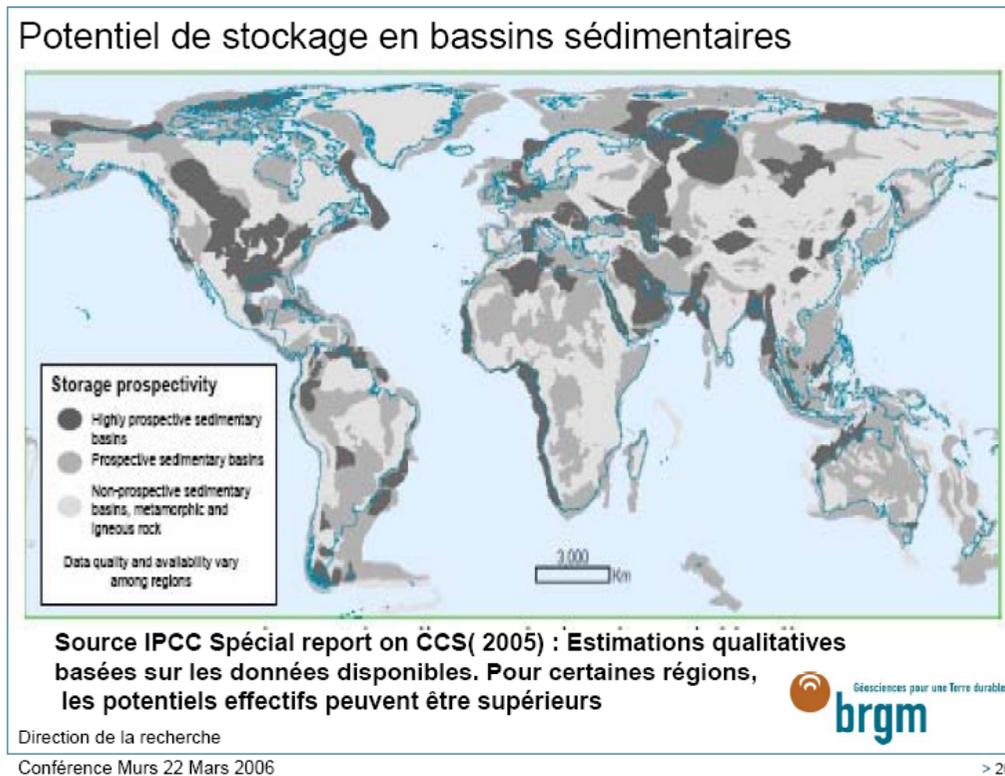


Figure 6

ment dire que les capacités sont moindres, elles sont simplement moins bien connues.

On peut stocker dans énormément d'endroits, encore faut-il que les lieux de stockage coïncident bien avec les lieux de production, sinon il faudra transporter le CO<sub>2</sub>.

Voici l'exemple de la France qui présente les résultats obtenus dans un projet réalisé pour le compte de l'Union européenne. Les courbes de niveau représentent les endroits où il y a des possibilités de stockage importantes et les points rouges sont les points d'émissions, leur taille dépendant des quantités émises annuellement. En fait, les distances entre point d'émission et lieu de stockage sont extrêmement courtes.

La France, en termes de superficie, est un petit pays, donc les transports éventuels seraient vraiment faibles. On transporte déjà du CO<sub>2</sub> : il y a déjà 3000 kilomètres de pipeline de CO<sub>2</sub> opérationnels, le plus long fait 650 kilomètres et bien sûr, on pourrait penser à construire des réseaux comme pour le transport du gaz naturel. D'autre part, on peut transporter par bateaux, si vraiment les distances sont très longues, vers des réservoirs *offshore*. Il y a déjà des flottes de bateaux qui se construisent pour cela. C'est nettement moins coûteux que de transporter du gaz naturel parce qu'on n'a pas du tout besoin de liquéfier, de refroidir à des températures aussi basses. Il y aura vraisemblablement des bateaux transporteurs de CO<sub>2</sub>.

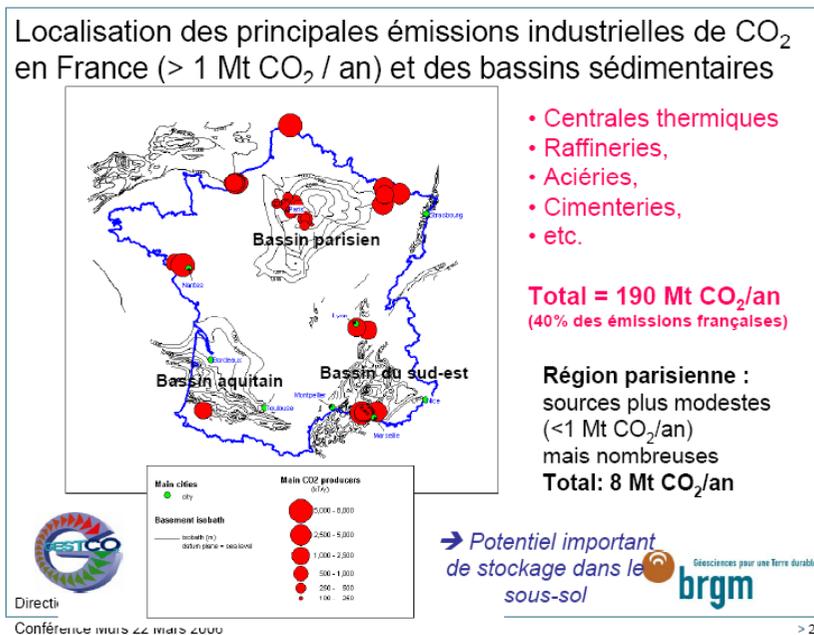


Figure 7

78  
|  
Piéger  
le CO<sub>2</sub>

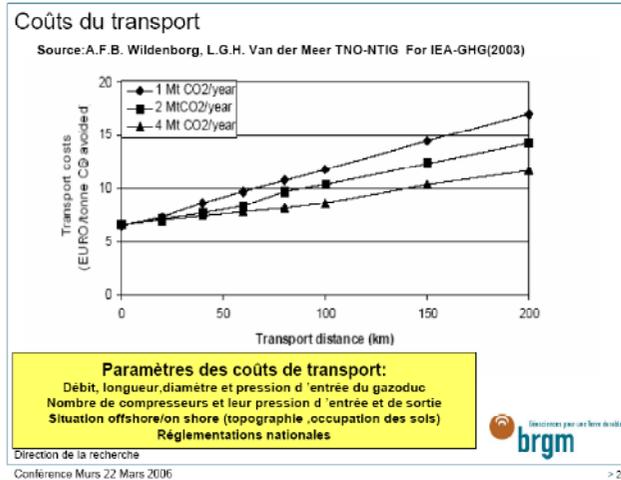


Figure 8

Les coûts de transport ne sont franchement pas élevés et surtout ils sont bien connus et maîtrisables alors que les coûts de capture sont encore mal connus. Ils vont varier en fonction de la distance, du diamètre des tuyaux, etc.

En abscisse, c'est la distance en kilomètres et en ordonnée, c'est le coût par tonne transportée. On voit que c'est de l'ordre de quelques euros par tonne par dizaine de kilomètre. Cela fait penser à la construction de plateformes de distribution (hub).

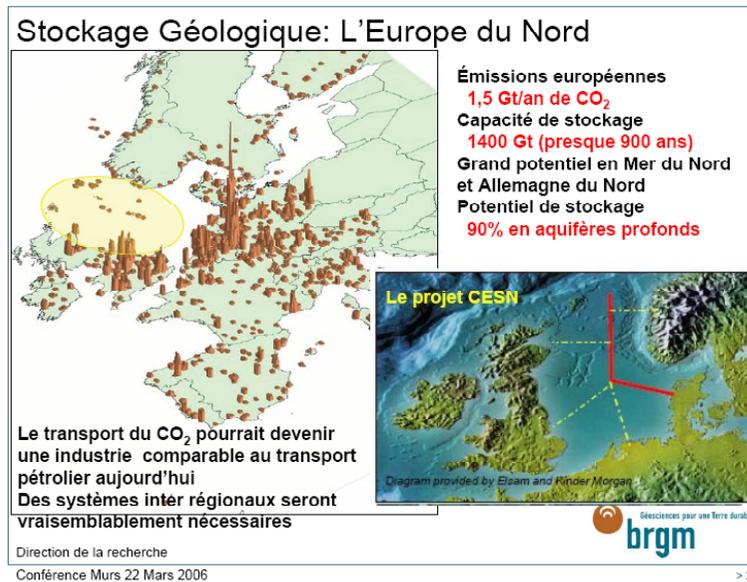


Figure 9

Ici, c'est une carte de l'Europe. En ocre, ce sont les émissions de CO<sub>2</sub>. Plus la colonne est haute, plus les émissions sont élevées. On a conçu l'idée d'un système inter-régional, et les gouvernements britanniques et norvégiens ont signé le 30 novembre 2005, un accord pour étudier la faisabilité d'un stockage régional en mer du Nord. A terre, c'est-à-dire sur le continent, il y a aussi des capacités de stockage assez conséquen-

tes. En fait, en Europe du nord, les zones d'émissions auront, je pense, le choix. C'est tout de même toujours plus cher de stoc-

ker en *offshore* parce que toute technologie *offshore* est plus chère.

Revenons maintenant aux potentiels de stockage : y a-t-il vraiment de la place ? Vous voyez que dans les réservoirs d'hydrocarbures qui sont très bien connus, on pourrait stocker, - c'est une évaluation médiane, quelque chose proche de 900 Gtc - soit 45 % des émissions jusqu'en 2050, si on ne fait aucun effort pour les réduire ; mais on va faire des efforts pour les réduire. Dans les charbons inaccessibles, c'est beaucoup plus variable, 2 % des émissions estimées. Les aquifères profonds ont un potentiel absolument considérable sauf que là, l'estimation varie considérablement. Cela veut simplement dire que les réservoirs d'hydrocarbures sont très bien connus parce qu'on les a étudiés, on connaît en fait leurs volumes et les capacités de stockage. Au contraire

les aquifères profonds salins n'ont jamais intéressé personne. Donc en fait, leur capacité est encore entachée d'une incertitude importante. Donc, il y a vraiment de la place dans le sous-sol, c'est « plein de vide ».

Que va-t-on stocker véritablement ? On stocke déjà le CO<sub>2</sub> sous forme super critique. Comme tous les corps, au-dessus du point critique, le corps en question n'est ni tout à fait un liquide, ni tout à fait un gaz. Il est dans l'état super critique. Pour le CO<sub>2</sub>, cela arrive assez vite : pour une température supérieure à 31°C et une pression de 74 bars. Si on considère un gradient géothermique moyen, c'est-à-dire l'élévation de température constatée au fur et à mesure que l'on s'enfonce dans le sous-sol, on sera dans l'état super critique du CO<sub>2</sub> pour peu que l'on soit à une profondeur d'au moins 800 mètres.

### Potentiels comparés des options de stockage géologique

Réservoirs d'hydrocarbures (pétrole, gaz en cours d'épuisement)  
675-900 Gt CO<sub>2</sub> soit 45 % des émissions jusqu'en 2050 (BAU)

Charbons inaccessibles ou inexploitable  
15-200 Gt CO<sub>2</sub> soit ~2 % des émissions jusqu'en 2050 (BAU)

Aquifères profonds  
100-10 000 Gt CO<sub>2</sub> soit 20 à 500%  
des émissions jusqu'en 2050 (BAU)

Rappel : émissions mondiales annuelles de 23 Gt CO<sub>2</sub> (secteur de l'énergie), dont environ la moitié provient de sources fixes industrielles

Donc les forages ne sont pas très profonds, ce n'est pas très coûteux. Ce qui est vraiment intéressant, c'est que le CO<sub>2</sub> à l'état super critique occupe beaucoup moins de place.

Voilà le volume qui est occupé par une tonne de CO<sub>2</sub> dans les conditions atmosphériques de température et de pression puis à l'état super critique, c'est un tout petit volume. De plus, il est beaucoup moins mobile, il a beaucoup moins tendance à s'échapper. Donc on a plusieurs avantages à stocker sous forme super critique : une augmentation de la capacité de stockage en tonnes de CO<sub>2</sub> pour un volume donné et aussi une plus grande sécurité du stockage.

Tout cela nous amène à calculer des coûts de stockage.

Voici une étude parmi d'autres. Vous voyez que visiblement, on a deux familles en fonction de la profondeur du gisement, 500 mètres, 1000 mètres, 1500 mètres. En rouge, c'est en *offshore*.

80  
|  
Piéger  
le CO<sub>2</sub>

### Le CO<sub>2</sub> supercritique

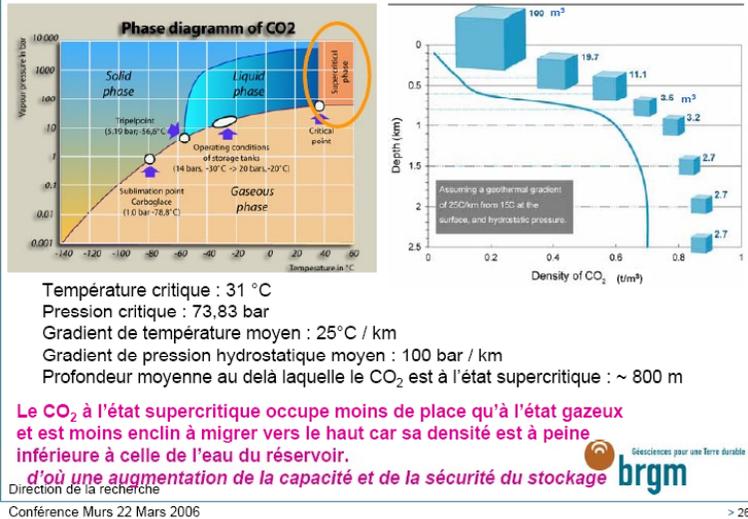


Figure 10

### Coûts du stockage Géologique

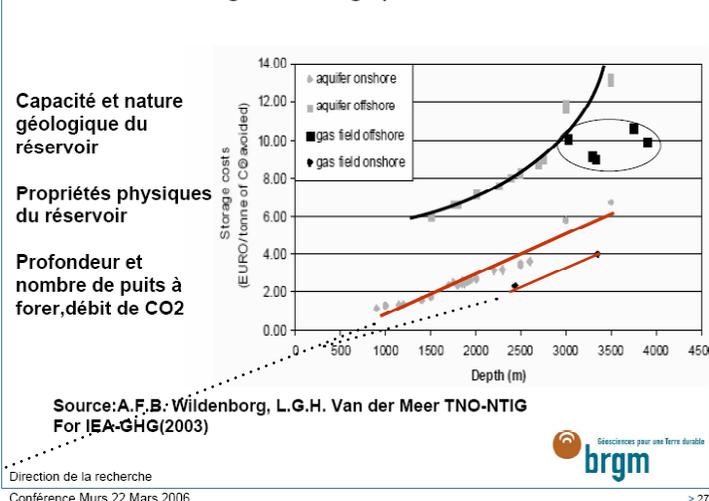


Figure 11

continental. En noir, ce sont les gisements *offshores*, plus chers. On voit qu'il y a aussi des différences entre les réservoirs de gaz et les réservoirs pétroliers parce que les réservoirs gaziers sont fréquemment plus profonds. Mais les coûts de stockage sont maintenant relativement bien maîtrisés. Finalement, tout cela semble relativement peu coûteux.

### EFFICACITÉ, SÉCURITÉ, FIABILITÉ ET CONFIANCE

Maintenant il faut se poser la question de l'efficacité et de la sécurité sur plusieurs siècles. Pourquoi plusieurs siècles ? Parce que dans plusieurs siècles, il n'y aura plus de combustibles fossiles et puis, plus le temps passe, plus les risques que le CO<sub>2</sub> s'échappe diminuent en raison des mécanismes physiques, thermodynamiques dans les réservoirs. On pense que si cela tient pendant plusieurs siècles, *a fortiori*, cela ne bougera plus jamais.

Pour arriver à ce résultat, il faut vraiment bien comprendre tous les phénomènes qui vont se passer quand on injecte du CO<sub>2</sub> dans un réservoir. C'est l'objet de la recherche scientifique. On a besoin de science, de connaissances, de compréhension des phénomènes. Cela nous permettra de sélectionner les sites, de faire des modèles de comportement du CO<sub>2</sub> dans ces si-

tes et de mettre en oeuvre des techniques de surveillance pour s'assurer que tout se passe bien comme prévu. Les aspects financiers sont importants parce qu'on va vous rétribuer pour le CO<sub>2</sub> que vous stockez. Pour savoir combien vous serez payé, encore faut-il démontrer que tout ce que vous avez stocké reste dans le réservoir. Donc, le bilan-matière concernera aussi les aspects financiers des marchés du stockage. Bien évidemment, il faut faire des évaluations de risques sérieuses et être capable de mettre en oeuvre des technologies de remédiation, de réparation aux cas où on s'écarterait du scénario de sécurité. Il faut aussi édicter des normes internationales, industrielles qui fassent loi. Si tout cela est fait, on rendra possible le confinement pendant des durées adéquates.

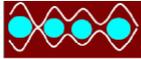
Que se passe-t-il quand on injecte du CO<sub>2</sub> sous forme super critique dans un réservoir ? Il y a plusieurs formes de piégeage. D'abord, il y a un piégeage structural, dans un réservoir qui a des couvertures étanches, formées par des structures géologiques. C'est un lieu d'où physiquement il est très difficile que s'échappe quelque fluide que ce soit. C'est cela qui a donné lieu dans l'histoire de la terre à l'existence des champs d'hydrocarbures. Un premier piège structural est confiné par une couverture imperméable. Ensuite, un réservoir n'est pas un espace vide : on sait qu'il y a des ports, de petits chenaux, de petits canaux (les pores). Quand on y pousse un fluide et qu'on arrête de pousser, ce n'est absolument pas réver-

82  
|  
Piéger  
le CO<sub>2</sub>

Mécanismes de piégeage dans les aquifères et les réservoirs d'hydrocarbures

> **Piégeage physique**

- sous forme supercritique (> 31°C et 73 bars) au-delà de 800 m de profondeur, confiné par une couverture imperméable (argiles, sels) au toit du réservoir
- dans les pores des roches réservoirs



- sous forme dissoute (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>(aq), HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, CaHCO<sub>3</sub><sup>+</sup>...)



- sous forme minérale (CaCO<sub>3</sub> – calcite – autres carbonates)

Importance croissante avec le temps

Direction de la recherche  
Conférence Murs 22 Mars 2006

brgm  
Géosciences pour une Terre durable

> 29

Figure 12

sible ; il y a une hystérésis qui fait qu'il ne va pas ressortir naturellement. Si on veut le faire ressortir, il faut pomper fortement. C'est ce qu'on appelle le piégeage hydrodynamique. D'autre part, le destin thermodynamique du CO<sub>2</sub> super critique, sur ses frontières, est de se dissoudre dans l'eau de gisement, de passer en solution. S'il passe en solution, il produit des espèces dissoutes : H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, CO<sub>3</sub><sup>--</sup>. etc. Dans l'eau, si elle ne bouge pas, les ions dissous ne bougent pas non plus. Donc, le piégeage par dissolution est extrêmement efficace.

Des simulations de l'évolution du front de dissolution du CO<sub>2</sub> super critique en fonction du temps dans les réservoirs de Weyburn au Canada ont été réalisées au BRGM.

Plus le temps passe, plus cela se dissout. C'est assez efficace : quand vous dissolvez, vous changez très légèrement la densité de cette saumure, et lorsque la densité change, les mécanismes de convection vont promouvoir la dissolution. Le phénomène s'auto-alimente et d'autres modélisations montrent que lorsque le temps passe, la majorité du CO<sub>2</sub> se dissout. On ne parle pas de bulles, dans certains réservoirs, le volume du CO<sub>2</sub> super critique a pour destin de disparaître au cours du temps. D'autant plus qu'à partir du moment où on fabrique des

ions, ces espèces réagissent avec les roches encaissantes et on y voit se former du calcaire ou d'autres minéraux carbonatés. Une fois ceux-ci formés, le piège est perpétuel. La vitesse de carbonatation est dictée par la cinétique des phénomènes qui est beaucoup moins aisée à prévoir quantitativement, mais plus le temps passe, plus la sécurité du stockage augmente.

Je voudrais évoquer aussi le stockage dans les charbons parce que le mécanisme y est différent. Les Etats-Unis et le Canada sont pionniers dans ce domaine et la Hollande est assez avancée. La Chine commence à s'y mettre beaucoup, de même que la Pologne. Ce qu'il faut comprendre, c'est que les charbons très profonds, son baignés par

du méthane. Il y en a plus ou moins, mais il y en a toujours. On peut échanger du CO<sub>2</sub> contre ce méthane, et comme on échange deux molécules de CO<sub>2</sub> pour une molécule de méthane, le bilan en termes de stockage est intéressant. On stocke plus de gaz qu'on en extrait. Bien évidemment le gaz que l'on extrait est intéressant parce qu'il a un contenu énergétique. Donc on échange du CO<sub>2</sub> contre du méthane et le CO<sub>2</sub> va se stocker de façon vraiment très forte. On n'est plus dans la dissolution, mais dans l'adsorption physique sur les feuillets du charbon. Et pour le ressortir, il faut décompresser très fortement, ce qui est extrêmement difficile. Cette idée est moins répandue : il y a une installation industrielle aux Etats-Unis, une installation pilote assez importante à deux endroits du Canada, une autre en Pologne et il commence à se faire des projets en Chine. Bien que beaucoup moins répandue, cette technique pourrait conduire à quelque chose d'économiquement intéressant.

Dans tous les cas, il faut mener une analyse de risques extrêmement rigoureuse parce que l'important est de gagner la confiance des pouvoirs publics, des scientifiques, des associations ONG, avec qui on discute beaucoup, et des citoyens. Pour cela, il faut identifier les risques très rigoureusement, construire des scénarios d'évolution et essayer de quantifier ces risques, puis mettre en place des procédures pour les limiter ou les éliminer et bien sûr, des stratégies de surveillance et d'intervention au cas où les risques résiduels pourraient porter un certain danger.

Pour la capture et le transport, ce sont les risques de fuite. Il existe de bonnes pratiques industrielles. Dans le gaz naturel et l'industrie chimique, ces pratiques de sécurité sont bien maîtrisées. Il y a un corpus industriel de savoir-faire sur les risques de fuite de gaz dont on peut bénéficier.

Pour le stockage, c'est plus complexe parce qu'on ne s'était jamais mis en tête d'avoir un jour à stocker du CO<sub>2</sub> dans le sous-sol. Il existe des gisements naturels de CO<sub>2</sub> que l'on étudie avec force détails car on sait que le CO<sub>2</sub> est resté là pendant des millions d'années. On en étudie un en particulier dans la Drôme mais également en Grèce, en Hongrie, en Allemagne, aux Etats-Unis, en Australie, cela nous donne une idée de ce qu'est un bon piège, quels sont les risques de fuite. Munis de tout cela, on sera capable de sélectionner des sites qui ont les propriétés les plus intéressantes. La suite passera par des études géologiques très rigoureuses.

En fait, il faudra avoir un ou plusieurs pièges structuraux et des aquifères tampons extrêmement efficaces pour piéger le CO<sub>2</sub>. Bien sûr, on évitera les formations faillées et les zones de sismicité importante.

Le risque le plus important réside dans les puits eux-mêmes. Il y a là de l'acier et du ciment et on invente actuellement des formulations de ciment différentes du ciment Portland. On travaille aussi sur des aciers particuliers. On a même des ciments auto cicatrisants vis-à-vis du CO<sub>2</sub>. Il faut aussi se

souvenir que l'on va certainement stocker à des endroits où il y a eu beaucoup de forages pétroliers anciens. L'analyse de ce risque ne pourra être négligée. Imaginons que les réservoirs puissent connaître une petite migration de CO<sub>2</sub> par écoulement, et que le gaz se retrouve à des endroits qui, au préalable, il y a très longtemps, avaient donné lieu à des forages pétroliers. On pourrait alors voir arriver un risque de fuite plus sérieux. Donc, on bâtit et on étudie tous ces scénarios de risque et on essaie de proposer, de façon rigoureuse et convaincante, des critères de sécurité absolument irréfutables.

Il y a aussi les retours d'expérience. On injecte du CO<sub>2</sub> en Norvège depuis plus de dix ans et on fait des modélisations, des suivis. On injecte du CO<sub>2</sub> au Canada depuis bientôt neuf ans. Je cite ces deux exemples parce qu'ils sont associés à des instrumentations scientifiques extrêmement détaillées. En fait, on injecte du CO<sub>2</sub> depuis beaucoup plus longtemps que cela à de nombreux endroits, aux Etats-Unis, en Hongrie, en Croatie, pour la récupération assistée de pétrole, mais c'était une activité industrielle, peu instrumentée scientifiquement. Il y a eu aussi une étude très spécifique en mer du Nord sur un champ *offshore* et en fait, la migration du CO<sub>2</sub>, est toujours constatée comme négligeable.

En bref, la sécurité sera maximale si les sites de stockage possèdent les qualités géologiques requises, si on est capable d'avoir des modélisations à long terme importan-

tes, si on a des puits dont les ciments et les aciers sont parfaitement adaptés et si on connaît le positionnement et l'état de tous les anciens forages dans la zone de migration potentielle. En France, on a des choses remarquables : une banque des données du sous-sol, un code minier, et donc la localisation des puits est assez bien connue. Il y a des pays où cela est moins évident.

On est aussi en train d'apprendre à maîtriser les méthodes de surveillance, c'est-à-dire de les mettre au point, en augmenter les capacités, en baisser les coûts. Ce qui s'est passé en Norvège et au Canada est extrêmement important. Un projet considérable commence en Algérie, il va être instrumenté de façon considérable et les techniques de monitoring se mettent bien en place. On a tous en tête une durée de stockage adéquate de 500 à 1000 ans, ce qui n'est pas du tout le même contexte que le stockage des déchets nucléaires. Ce qu'il faudrait arriver à montrer, c'est que pendant ces durées là, le taux de fuite moyen global sur l'ensemble du stockage sera inférieur à 0,1 % des quantités stockées. Il est vraisemblable qu'il sera beaucoup plus faible parce que certains sites ne fuiront pas du tout. On aurait là une véritable efficacité environnementale au regard de la teneur en CO<sub>2</sub> de l'atmosphère. A aucun endroit, on n'a atteint les phases de fermeture du stockage puisque les installations les plus anciennes (Sleipner en Norvège) ont une dizaine d'années. Il y a une forte expérience industrielle : pour le gaz naturel, le taux de fuite est infinitésimal et encore se

produit-il sur certains champs seulement. Un chiffre de 0,1% représenterait un taux de fuite moyen, et il résulte simplement du fait qu'en certains très rares endroits, il y a eu des fuites mesurables. De plus, on fait énormément de réinjection de gaz naturel dans les réservoirs pétroliers parce que le gaz naturel, jusqu'à un passé récent, ne valait pas grand-chose. Ces pratiques permettent également un retour d'expérience précieux.

Le problème est de gagner la confiance. On essaie de travailler de façon extrêmement ouverte, il y a toujours des ONG dans les délégations officielles des pays participants à des conférences internationales et les gouvernements se rencontrent pour parler des problèmes de sécurités.

Ensuite, il faudra créer les législations appropriées parce que jamais on n'avait imaginé de stocker du CO<sub>2</sub> industriellement. Elles n'existent pas encore mais sont annoncées en France et dans de nombreux pays d'Europe pour l'année 2006.

Moyennant quoi, entre la certification des capacités de stockage, les projets de démonstrations qui permettent de certifier la sécurité des stockages et le contrôle les risques, on se dirigera vers une véritable filière industrielle.

Les coûts : la capture représente 70 à 90 % du coût total, les transports 5 à 25 % du coût et le stockage 1 à 15 %. Quand on analyse les projets globaux (capture, transport, stockage), on atteint une somme de 20 à 60 euros la tonne de CO<sub>2</sub> capturée et stockée. Or actuellement, le CO<sub>2</sub> se négocie à 23 euros<sup>3</sup> et malgré quelques fluctuations, on pense qu'à moyen terme, on se situera dans une zone au-dessus des 20 euros. Si on est capable de diviser par au moins deux ou trois les coûts de capture, qui représentent 70 à 90 % du coût total, ce qui est l'ambition des projets de recherche, on aura des performances acceptables.

Il faut voir que si vous faites la capture et si vous la combinez à la récupération assistée de pétrole, vous pouvez même gagner de l'argent, du moins ne pas en perdre trop. Les premiers projets en cours de lancement industriel associent souvent la capture du CO<sub>2</sub> à la récupération assistée de pétrole.

---

<sup>3</sup> le prix s'est depuis effondré à 5 euros la tonne, est remonté à 10 euros et fluctue maintenant entre 10 et 15

**PETITE HISTOIRE DES PROJETS**

Historiquement, les deux premières opérations industrielles, c'est Sleipner en mer du Nord (un million de tonnes stockées par an depuis octobre 1996). Le stockage se trouve non pas dans la mer mais dans un aquifère profond qui est 800 mètres sous le plancher de la mer du Nord. Le projet Weyburn (Canada) est très intéressant, c'est un stockage dans un réservoir pétrolier. Le CO<sub>2</sub> est produit dans le nord du Dakota, dans une usine de gazéification de charbon, puis transporté sur 350 kilomètres par pipeline. Il est injecté dans le champ pétrolier de Weyburn et permet la récupération assistée de pétrole. Cela va prolonger la durée de vie du champ de Weyburn d'une quinzaine d'années. Voilà pour les projets historiques.

drogène. L'hydrogène est brûlé pour produire de l'électricité et le CO<sub>2</sub> est réinjecté dans un autre champ pétrolier pour faire de la récupération assistée. Chez BP, les directeurs financiers disent que c'est un *business model* tout à fait nouveau, donc ils s'envisagent dorénavant comme producteurs d'électricité.

Un autre champ (c'est encore BP avec une filiale d'Edison) en Californie : il y a quelques semaines, un projet à mon avis encore plus intéressant a été annoncé. On va travailler sur des cokes de pétrole qui sont tous les résidus des raffineries.

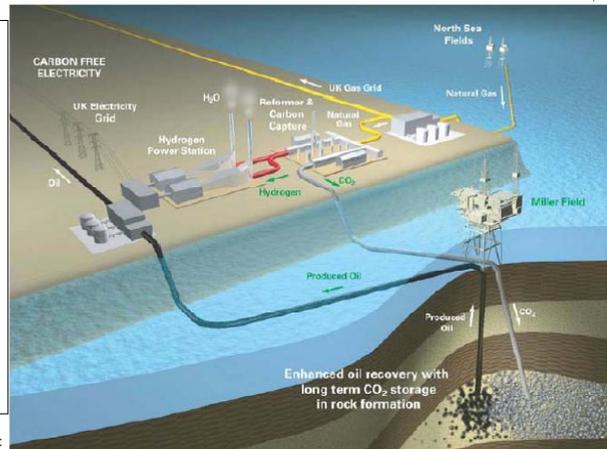
Par exemple, la raffinerie de Carson en Californie en produit 3 000 à 4 000 tonnes par jour. Il n'a pas grande valeur marchande donc on va le gazéifier. On va donc faire de

Ce qui déjà est en train de se faire maintenant, c'est la production d'électricité.

Voici le projet imaginé par BP en mer du Nord. On récupère du gaz naturel dans un champ gazier. On le transporte jusqu'à terre où là, une partie de ce gaz est délivrée sur le réseau British Gas mais une autre partie donne lieu à du vapourformage. Le CO<sub>2</sub> est séparé et on fait de l'hy-

**Projet DF-1 (Miller Field, Scotland)  
BP, Shell ConocoPhillips, Scottish & Southern Energy:**

**Démonstration Industrielle de production d'hydrogène et d'électricité (350 MW) Avec séparation et stockage géologique de CO<sub>2</sub> (1,3Mt /an séparé et stocké )**



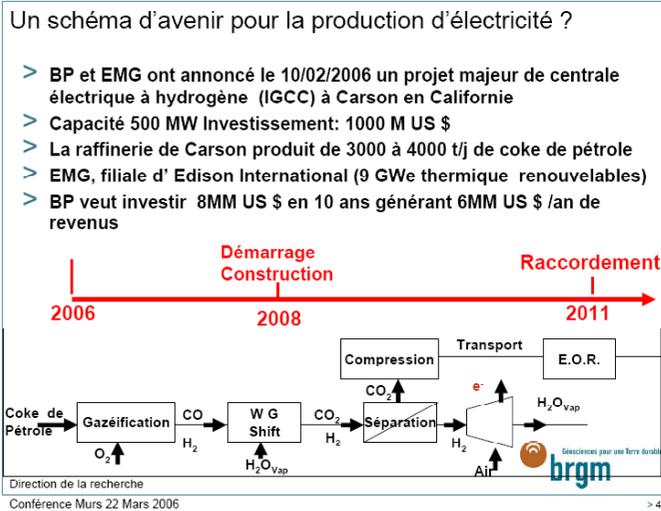
Direction de la recherche  
Conférence Murs 22 Mars 2006

> 40

Figure 13

86

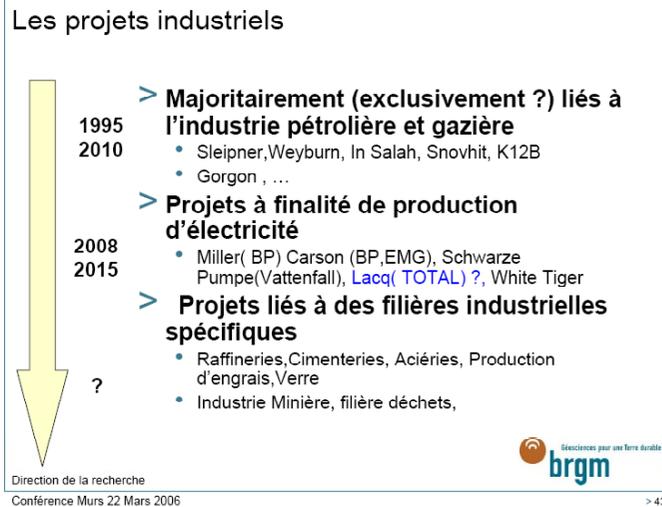
Piéger le CO<sub>2</sub>



en Allemagne. Il s'agirait là d'oxy-combustion, schéma extrêmement intéressant : en fait, on brûlerait de la lignite dans un mélange  $O_2CO_2$  recyclé et on produirait de l'électricité sans émission de  $CO_2$ .

Qu'est-ce qu'on constate ? Industriellement, on a eu au début, des projets qui étaient exclusivement liés à l'industrie pétrolière et gazière. Soit on voulait faire la récupération assistée, soit on produisait du gaz naturel qui comprenait trop de  $CO_2$ . Donc, il était invendable, et on était bien obligé de séparer. Une fois fait le plus difficile, on a commencé à faire de la réinjection. Ce sont les projets de Sleipner, In-Salah en Algérie, Snohvit en Norvège, K12B aux Pays-Bas, (opéré par une filiale de Gaz de France), Gorgon, en

l'hydrogène et du  $CO_2$ . On a un mélange  $CO_2$   $H_2$  que l'on peut séparer. Avec l'hydrogène, on a une production d'électricité qui n'a que de l'eau comme résidu. Et le  $CO_2$  comprimé permet, là aussi, la récupération assistée de pétrole. Je ne suis pas devin mais BP prédit que ce schéma va avoir un très grand succès dans les quinze ans qui viennent. C'est exactement le projet *Futuregen* que le département américain de l'énergie voulait lancer, BP s'apprête à le faire. Et il y a un projet européen similaire qui s'appelle Hypogen et qui est aussi en très bonne voie. On entre dans des procédés assez sérieux de production de l'électricité. Vous voyez encore le projet de Schwarze Pumpe en Allemagne, au sud de Berlin. Le maître d'œuvre Vattenfall est un électricien implanté en Suède et



87 — Christian FOULLAC

Figure 14

Australie, un projet énorme. Tous ces projets, soit existent déjà, soit sont en cours de démarrage. Ce qui est nouveau ce sont les projets à finalité de production électrique, (Miller, Carson, Schwarze Pumpe). On ne sait pas trop ce que Total va faire sur le site de Lacq, mais il y aura une plate-forme de démonstration importante. White Tigger est un projet japonais au large du Vietnam. Voilà donc beaucoup de projets extrêmement importants. Les premiers ont commencé dans les années 90, et aujourd'hui on entend parler de projets qui se déploieraient en 2008/2015. Et puis, il y a les projets liés à des filières industrielles spécifiques, par exemple les aciéristes européens, mais on ne sait pas vraiment quand ils arriveront.

les émissions par la capture et du stockage de CO<sub>2</sub>, on obtient des émissions négatives. C'est-à-dire que l'on commence à dépolluer l'atmosphère. On y songe beaucoup.

Voici une étude menée aux Etats-Unis et les diagrammes de CO<sub>2</sub> équivalent par kilowattheure. Le premier, c'est une centrale à charbon, toute simple. Le deuxième, c'est une centrale à charbon avec capture de CO<sub>2</sub>. Ensuite, c'est un cycle combiné sur le gaz naturel avec capture. Quant on mélange le charbon et la biomasse, même sans capture, on a un bilan déjà meilleur qu'avec une combustion de charbon. Ensuite, quand on mélange charbon, biomasse et que l'on fait de la capture et stockage de CO<sub>2</sub>, c'est en-

Une autre possibilité très intéressante est de développer ce procédé en utilisant comme combustible la biomasse ou en utilisant de la biomasse pour faire des biocarburants. Actuellement, que fait-on ? On prend du pétrole brut, on le passe dans une raffinerie. Cela donne des carburants et le CO<sub>2</sub> va dans l'atmosphère. C'est nécessaire pour développer des systèmes de transport. Si on fait des biocarburants avec la biomasse, on a un cycle à peu près neutre parce qu'on recycle simplement le CO<sub>2</sub> que les plantes ont capté par photosynthèse dans l'atmosphère. Si on interrompt

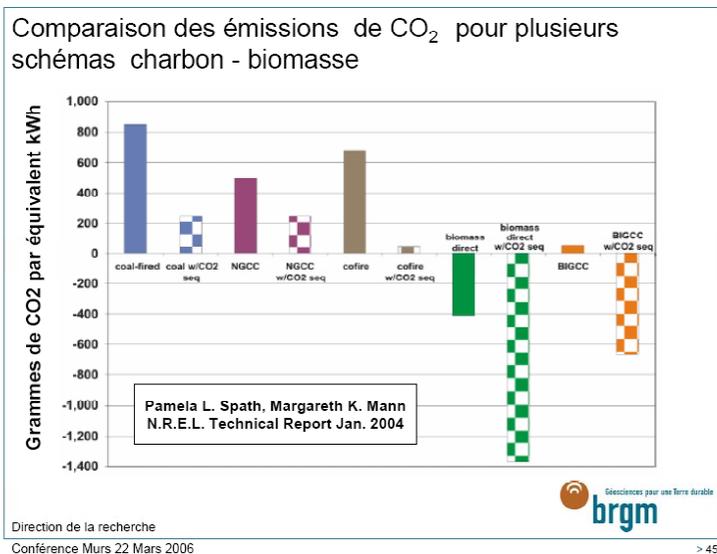


Figure 15

core mieux. Si on brûle la biomasse en direct, il y a déjà une partie de carbone qui est minéralisée. Quand on brûle la biomasse avec capture et stockage de CO<sub>2</sub>, vous voyez cela devient véritablement extrêmement intéressant. Il y a des projets de cette nature en cours de conception.

## RÉTROSPECTIVE ET FUTUR

J'ai eu la chance de voir la naissance de cette affaire. Cela a été extraordinairement vite. Au début des années 90, un certain nombre de personnes ont commencé à en parler. En 2006, on a un grand nombre de projets. D'ici 2020, on aura un nombre de projets conséquent. Certaines personnes parlent de 3500 équivalents au projet Weyburn d'ici 2050. Il y en aura moins parce que les stockages seront vraisemblablement beaucoup plus gros. Par exemple Gorgon est dix fois plus gros que Weyburn donc, il n'y en aura pas 3500, mais 3500 équivalents-Weyburn. De toute façon, cela aura une grande ampleur.

On va commencer par la récupération

assistée de pétrole. Mais en fait, c'est dans les aquifères salins que se trouve vraiment la place pour stocker.

De plus, il y a un lien extrêmement fort avec la production d'hydrogène et si on veut aller vers l'économie de l'hydrogène, capture et stockage de CO<sub>2</sub> sont absolument inévitables. Par contre, cette transition est à un horizon que je ne suis pas capable de fixer.

Pour revenir au « facteur quatre » cité en introduction, je pense qu'il faut être très pragmatique. Il faut imaginer toutes les solutions possibles, bien sûr l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables, mais également la capture et le stockage de CO<sub>2</sub>. Et si on fait tout cela, on peut avoir un début de déploiement de cette filière en 2010/2015.

Les chercheurs ne s'arrêtent jamais, c'est magnifique ! Ils travaillent aussi sur des technologies de rupture complète qui sont assez différentes de ce que j'ai présenté. Certaines vont peut-être arriver à des solutions plus élégantes, plus efficaces, plus tard. Mais vous savez qu'en 2050, il y aura encore besoin de faire des efforts pour diminuer l'effet de serre.

**Christian Fouillac**

*Directeur de la Recherche au BRGM*