

Séquestration du CO₂

Par Claude Acket

Résumé

Le gaz carbonique est le principal gaz associé à l'action humaine, ayant des conséquences sur l'effet de serre.

En faisant appel aux combustibles fossiles, l'homme en émet chaque année, environ 26 milliards de tonnes. Seule la moitié de ces rejets est absorbée par la nature (océans, biomasse) le reste (environ 13 milliards de tonnes de CO₂) vient, avec un temps de résidence au moins égal au siècle, renforcer l'effet de serre de l'atmosphère.

Pour ne pas renforcer l'effet de serre et ses conséquences climatiques, il faudrait que les rejets annuels se limitent à 13 milliards de tonnes de CO₂

Afin de réduire ces émissions de CO₂, deux premières voies d'action se dégagent : la maîtrise de la consommation d'énergie et le développement de technologies ne produisant pas, ou très peu, de gaz à effet de serre, comme par exemple les énergies renouvelables ou le nucléaire.

En complément, une option technologique pourrait être très prometteuse: le captage et le stockage géologique du CO₂.

L'ensemble des opérations, consiste à :

- capter le CO₂ produit par les installations industrielles dites stationnaires, parmi lesquelles essentiellement les centrales électriques brûlant du charbon,
- transporter le CO₂ ainsi capté vers un lieu de stockage,
- l'injecter dans des structures géologiques adéquates pour l'y stocker sur des périodes de temps longues, de quelques siècles, qui permettent au moins de dépasser l'ère d'utilisation massive des énergies fossiles. Par la suite, un relâchement progressif et contrôlé du CO₂ stocké pourrait se faire sans inconvénient

Pour être significatif et à l'échelle du défi qui se présente, ce sont comme ordre de grandeur plus de 10 Milliards de tonnes de CO₂ par an qu'il faudrait, au niveau mondial séquestrer.

Le captage-stockage de CO₂ est réalisable, de nombreuses installations tests le prouvent, de nombreux projets sont en voie d'aboutir.

Le captage-stockage de CO₂, restera, même si de nombreux progrès sont à entrevoir, une opération coûteuse sur les plans énergétique et financier et donc ne sera réalisé à grande échelle que si des taxes significatives sont imposées aux rejets de CO₂ à l'atmosphère.

Les questions de droit et d'acceptabilité par les populations se posent.
Seront-elles des obstacles insurmontables ?

Séquestration du CO₂ ¹

Capter Transporter et Stocker le CO₂

A) Pourquoi envisager la séquestration du CO₂

Le gaz carbonique est le principal gaz, associé à l'action humaine, qui intervient sur l'effet de serre. En faisant appel aux combustibles fossiles, l'homme en émet chaque année, environ 26 milliards de tonnes.

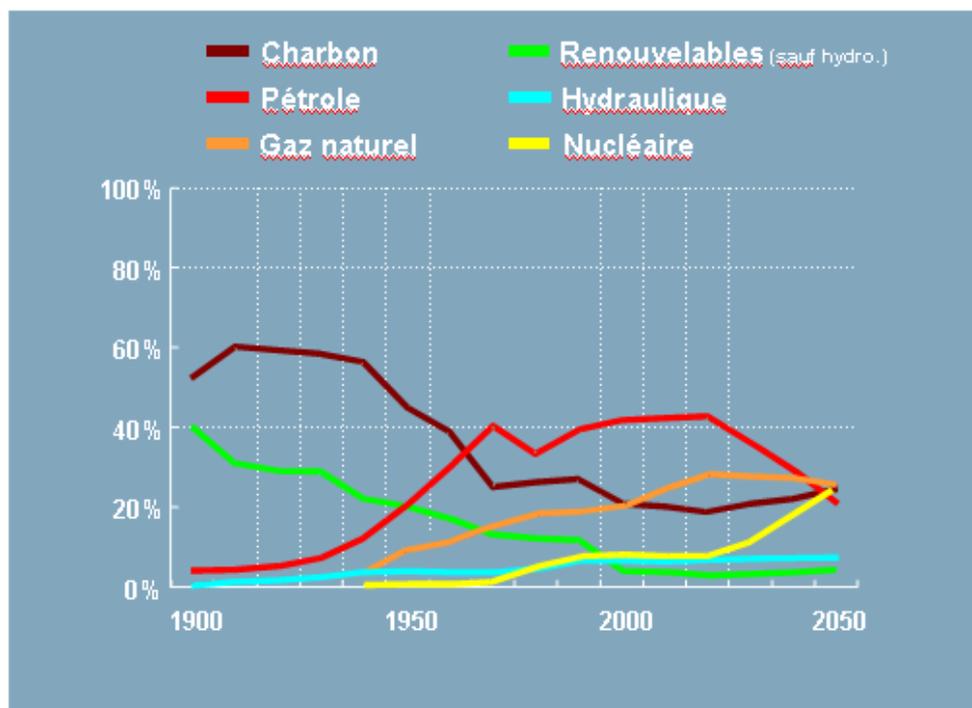
Seule la moitié de ces rejets est absorbée par la nature (océans, biomasse) le reste (environ 13 milliards de tonnes de CO₂) vient renforcer l'effet de serre de l'atmosphère et ceci pour plus de 100 ans.

Pour limiter efficacement l'effet de serre et ses conséquences climatiques, il faudrait que les rejets annuels en 2050, se limitent à 13 milliards de tonnes de CO₂ (objectif dit facteur 2 mondial)

Il faudrait donc, que les rejets issus des combustibles fossiles décroissent, or ces combustibles continueront probablement d'avoir une place prédominante pour répondre à nos besoins énergétiques, comme le montre le schéma ci-dessous.

¹ Références :

- Conférence de Paul Broutin (Chef de Projet IFP, Coordinateur du Projet Capture du CO₂ au sein du Projet Européen « CASTOR ») le 11/10/2007 à l'IFP Solaize
- Conférence de Jacques Bouchard : « Politique et défis énergétiques » 19/01/ 2005 SFEN Lyon



Source : TotalFinaElf

Schéma 1: de l'importance relative des combustibles fossiles comme sources d'énergie.

Va-t-on, dès 2030, rejeter près de 50 Milliards de tonnes de CO₂ ? Nous en prenons le chemin. Par exemple, l'Agence internationale de l'Énergie (AIE) comme l'agence américaine gouvernementale d'information sur l'Énergie (EIA) prédisent à l'horizon 2030 une croissance de la consommation mondiale d'énergie de 57%, croissance dopée par le développement de la Chine et l'Inde, croissance basée essentiellement sur ces combustibles fossiles.

Au-delà, de nombreux scénarios sont envisagés, nous n'en citerons que 2, avec comme date repère le milieu du siècle : l'année 2050.

- le scénario repéré A2

Dans la continuité « business as usual », ce scénario maintient la prédominance des combustibles fossiles pour 73 % du total avec la répartition : charbon 7,8 Mtep (devenu n° 1) gaz pour 4,8 Mtep et pétrole pour 4,3 Mtep. Ceci donnerait un total de 18,1 Mtep en combustibles fossiles (soit pratiquement le double de 2005² et l'émission correspondante serait proche de 60 milliards de tonnes de CO₂).

- le scénario repéré B

Ce scénario s'écarte de la continuité, avec un effort d'économie d'énergie de 20 %, un appel plus important aux sources d'énergie non émettrices de CO₂ (renouvelables et nucléaire). Ainsi les combustibles fossiles n'assurent plus que (mais encore) 63 % de l'énergie primaire à la production avec un total de 12,6 Mtep avec la répartition : gaz : 4,5 Mtep ; charbon : 4,1 Mtep et pétrole : 4 Mtep. L'émission correspondante est plus faible, mais à 43 milliards de tonnes de CO₂, elle reste encore très supérieure à l'objectif de 13 milliards.

² En 2005, les combustibles fossiles assuraient 82% du total de la fourniture d'énergie primaire avec la répartition : Pétrole 4 Mtep, Charbon 2,8 Mtep Gaz 2,3 Mtep.

Peut-on aller plus loin dans les économies d'énergie, dans l'appel à des sources non, ou très peu, émettrices de CO₂, comme les renouvelables et le nucléaire ?

Il faut le souhaiter, mais n'est ce pas utopique d'espérer par ces voies approcher le facteur 2 ?

En complément, une autre voie s'ouvre : le captage et le stockage géologique du CO₂, qui pourrait s'appliquer aux émetteurs principaux dits stationnaires, parmi lesquels essentiellement les producteurs d'électricité brûlant du charbon.

Le CO₂ produit par ces installations serait capté et réinjecté dans le sous sol.

Mais, pour être significatif et à l'échelle du défi qui se présente, ce sont comme ordre de grandeur plus de 10 milliards de tonnes de CO₂ par an qu'il faudrait séquestrer au niveau mondial

B) Quelles technologies pour capter le CO₂ ?

B 1) Les pistes

Le premier problème à résoudre, est la présence de 4/5 d'azote dans l'air qui va servir à la combustion. Il faut le séparer, car on ne va pas encombrer les sites de stockage par un gaz inoffensif.

Deux orientations sont possibles :

- Agir sur le mélange après combustion de l'air, le CO₂ sera extrait à partir des fumées chaudes sortant de la chaudière.

- Agir avant combustion. Parmi les différentes possibilités qui interviennent en amont, pour éviter de devoir séparer à la sortie « cheminée » l'azote du CO₂, on retiendra :

- la voie hydrogène avec production séparation de CO₂ avant combustion. Dans cette voie, ce qui est brûlé pour produire de l'énergie est l'hydrogène obtenu par reformage

- la voie oxygène pour laquelle il y a production de CO₂ pendant la combustion mais sans azote.

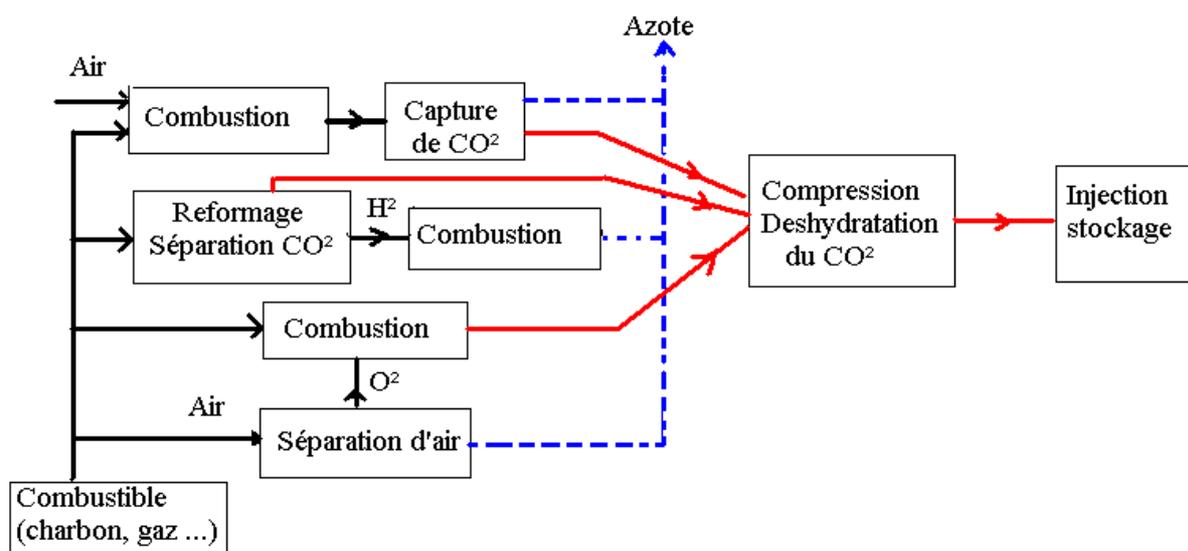


Schéma 2
différentes pistes : capture post combustion (B2)

séparation avant combustion et « combustion » hydrogène (B3)
séparation et combustion oxygène (B4)

B 2) Capture post combustion du CO₂

Le procédé de conversion énergétique n'est pas modifié et on capte le CO₂ dilué dans les fumées de combustion. Il peut s'intégrer aux installations existantes, sans trop de modifications.

De nombreux projets de centrales électriques dites « propres et sans émissions » capables de séquestrer le CO₂ via l'extraction des gaz d'échappement de la chaudière sont à l'étude.

Cette extraction peut utiliser une amine, qui va fixer préférentiellement le CO₂, avant que celui-ci soit extrait, par chauffage.

La pratique actuelle consiste après un premier lavage (refroidissement et élimination des poussières) à injecter le mélange gazeux dans une colonne (absorber) où il interagit avec la solution d'amine, qui va fixer le CO₂.

L'azote et l'oxygène sortent vers le haut de la colonne tandis que la solution d'amine contenant les produits de la réaction exothermique entre l'amine et le CO₂, en sort vers le bas. La solution enrichie en CO₂ doit être réchauffée pour libérer le CO₂ qui doit être, à son tour, purifié, par condensation, de l'eau et de l'amine résiduelle.

Pour ce, avant l'entrée dans la colonne de désorption, cette solution enrichie en CO₂ sera mélangée, avec un courant réchauffé d'amine de recyclage (pris au pied de cette colonne de désorption). Le tout sera réinjecté en haut de cette même colonne.

L'amine la plus utilisée est le mono éthanol amine (MEA, de formule NH₂-CH₂-CHOH) qui par réaction avec le CO₂ donne un acide aminé.

La re-séparation du CO₂ de l'amine, consomme de l'énergie.

Comme il faudra ensuite comprimer, globalement dans le cas d'une centrale au charbon, le rendement, initialement de 45 %, retombe à 35 % (ordre de grandeur) pour prendre en compte les énergies nécessaires à l'ensemble des opérations.

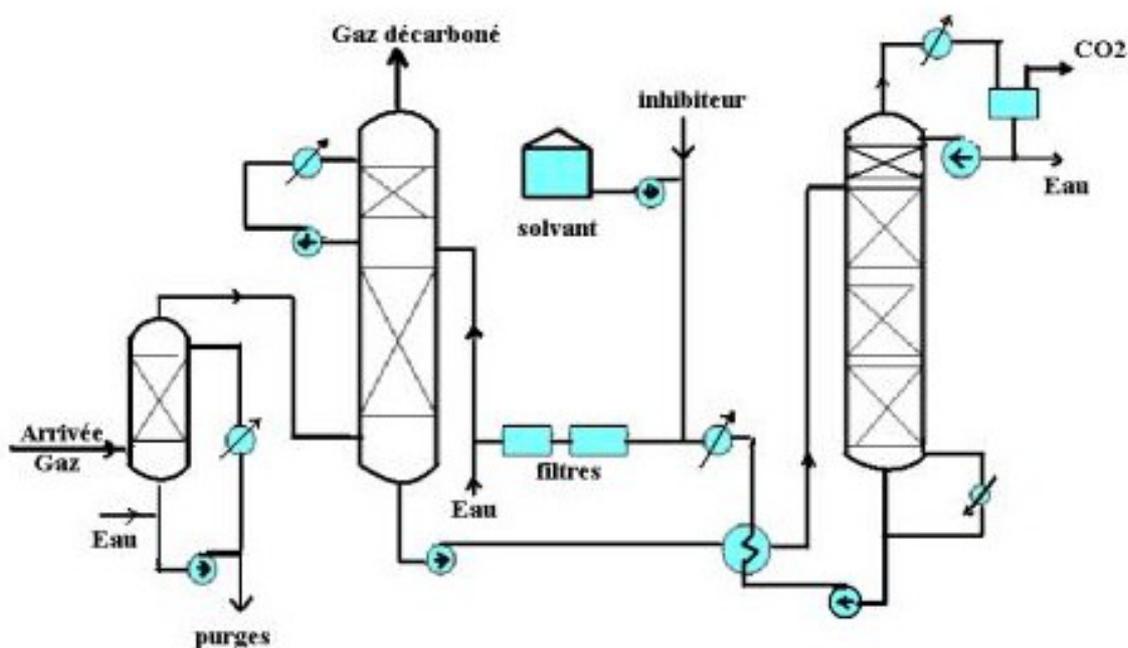
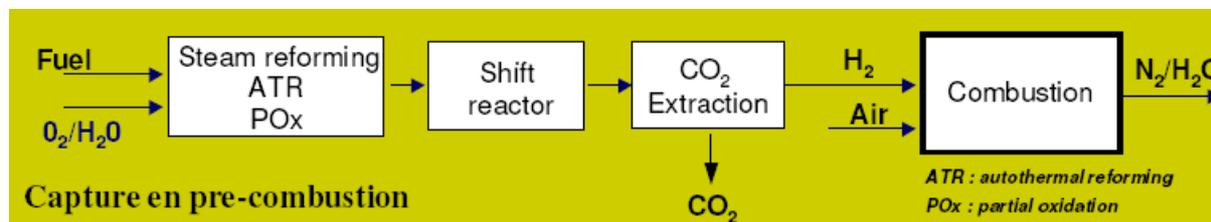


Schéma 3 : installation de capture de CO₂ (réf IFP)

B 3) Capture pré combustion du CO₂

La capture pré combustion vise à extraire le carbone à la source.

Elle peut passer par la voie hydrogène qui peut être fabriqué par reformage (idem fabrication gaz de synthèse)



La gazéification est réalisée à des températures élevées (1.000 à 1.500 °C) sous pression et en présence d'un réactif gazeux : air, vapeur d'eau (vaporeformage et oxydation partielle)

Les techniques sont essentiellement celles retenues pour la gazéification du charbon (par exemple réacteurs à flux entraîné) Parmi les autres procédés, on notera celui breveté par l'IFP et le CEA, du lit mixte, avec catalyseur entraîné.

Les réactions en jeu sont très endothermiques (environ la moitié de l'énergie potentielle) mais, les énergies nécessaires sont en général fournies (autothermie) par une combustion partielle des masses carbonées avec injection d'air (ou d'oxygène) Ceci donnera en plus des gaz recherchés : CO et H₂, du CO₂ et H₂O qu'il faudra séparer.

Le CO peut alors fournir de l'hydrogène complémentaire et du CO₂ par réaction avec de la vapeur d'eau. $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$.

C'est à ce niveau, dit de pré-combustion, que le CO₂ peut être récupéré.

L'hydrogène et le dioxyde de carbone se séparent aisément et l'hydrogène peut alors alimenter une centrale électrique, être distribué en réseau comme le gaz naturel, pour divers usages dont la chaleur, la production d'électricité dans des piles à combustible.

Nota :

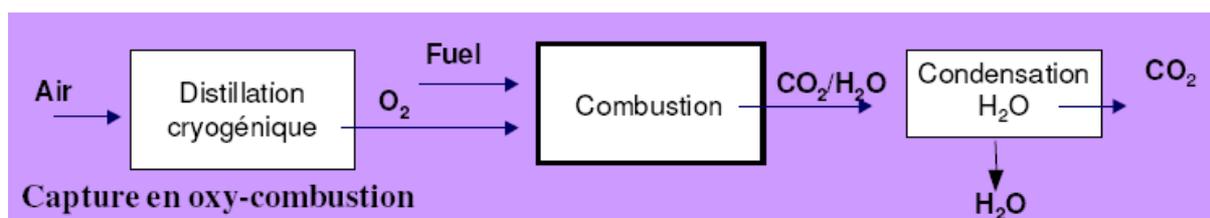
C'est à partir du gaz de synthèse, que des carburants liquides peuvent être obtenus (réaction de Fischer Tropsch, utilisant des catalyseurs en Cobalt ou Fer). Cette technique a été développée en Allemagne dans les années 1920 et fut très utilisée ces dernières décennies en Afrique du Sud, pour produire un carburant du type gazole à partir du charbon. Son application s'étend pour produire du carburant liquide à partir du gaz naturel. Selon les conditions de fonctionnement, le catalyseur, des hydrocarbures de type C_n H_{2n} (alcènes) ou C_n H_{2n+2} (alcanes) sont obtenus et de l'eau.

Il faut noter que, si cette voie permet de faire face à une pénurie de pétrole, en s'appuyant sur le charbon, elle n'apporte pas de solution à la limitation des rejets de CO₂ en bout de cycle, à partir de chaque moyen de transport.

B4) Oxycombustion.

Dans la voie oxygène, ce dernier sert directement de comburant et il n'y aura plus d'azote à la « cheminée ». La combustion se fait en une seule étape, dans une atmosphère contenant uniquement de l'oxygène et non de l'air (oxygène + azote) comme dans les procédés classiques. La fumée produite est alors très concentrée en CO₂, ce qui facilite sa récupération.

De nombreuses techniques pour la séparation préalable de l'azote et de l'oxygène de l'air existent, dont la cryogénie.



La cryogénie étant consommatrice d'énergie, l'ensemble ne sera globalement bénéfique vis-à-vis des rejets de CO₂ que si cette énergie est elle-même produite sans rejet de CO₂, éventuellement avec séquestration

Il faut noter que de nombreux procédés industriels sont basés sur la combustion à l'oxygène pur, qui présente aussi l'avantages de réduire d'autres rejets nocifs (il n'y a alors plus de production d'oxydes d'azote).

C) Conditionnement et Transport du CO₂

Le transport du gaz carbonique vers le site de stockage peut se faire soit sous forme liquide dans des wagons, des camions, ou des bateaux citernes (par exemple les mêmes qui amènent le méthane liquéfié) soit par pipe line.

L'objectif est d'amener le gaz carbonique sous pression en moyenne vers 110 bars en tête de puits d'injection (min 80, max 200).

Les spécifications en impuretés sont sévères notamment pour l'équilibre physico chimique de la phase super critique en stockage profond.

L'eau est à enlever (risques de corrosion, hydrates) comme l'oxygène pour arriver à des teneurs inférieures à quelques dizaines de ppm

Les autres gaz : argon, azote, hydrogène ne doivent pas dépasser quelques pour cent en volume.

D) Le stockage géologique

Durée de ce stockage

Après sa capture, le CO₂ doit être stocké pour des durées importantes, couvrant au minimum la période pendant laquelle le problème des émissions de CO₂ risque de demeurer critique.

Il faut se baser sur les rythmes naturels. Le cycle du carbone est régi par les échanges entre l'atmosphère et l'océan d'une part, la biosphère et l'atmosphère d'autre part.

Si les échanges avec la biosphère se font sur des échelles décennales, le cycle de l'océan s'étend sur plusieurs siècles.

Une stabilisation des teneurs en CO₂ dans l'atmosphère impose donc de le conserver, dans le sous-sol sur des durées compatibles avec le cycle océanique. Par mesure de précaution, on envisage des solutions qui permettront d'effectuer ce stockage sur des périodes pouvant atteindre des milliers d'années et au moins dépasser l'ère d'utilisation massive des énergies fossiles, c'est-à-dire au moins quelques siècles.

Les sous sols possibles.

Trois types de stockage géologique sont regardés :

- L'injection dans les aquifères salins profonds, sites dans lesquels on n'ira pas ensuite chercher l'eau puisque fortement salée, elle ne sera jamais utilisable pour les besoins humains.
- L'injection dans les réservoirs d'hydrocarbures : pétrole ou gaz déplétés, avec la possibilité de faire de la récupération assistée de pétrole par injection de CO₂, ce que pratiquent déjà des pétroliers en utilisant du CO₂ provenant surtout de gisements naturels.

- L'injection dans les veines de charbon en profitant du fait que le charbon a une affinité encore plus grande pour le gaz carbonique que pour le méthane (il peut en adsorber deux fois plus que de méthane). D'où l'idée de stocker du CO₂ dans les anciennes mines de charbon tout en récupérant le méthane qui peut se trouver ainsi libéré. A cause de la faible porosité du charbon, on ne peut obtenir des débits élevés.

-

Nota :

Il avait été envisagé de stocker le CO₂ dans les grands fonds océaniques, solution étudiée et poussée par certains pays comme le Japon (pays fortement côtier). En effet, le CO₂ est sous forme liquide en dessous de 500 mètres. Cette solution a été, pour l'instant, abandonnée à cause des risques d'acidification des eaux marines et des risques de remontée de bulles de CO₂.

Gisements gaz et pétrole ?

Les gisements de gaz naturel et de pétrole sont les candidats les plus cités pour y séquestrer du CO₂. L'injection de CO₂ dans des gisements pétroliers est déjà pratiquée, depuis des décennies (surtout au Texas) à des fins de récupération assistée. Néanmoins, la grande majorité des projets de récupération assistée à base de CO₂ (CO₂-EOR, pour enhanced oil recovery) jusqu'à présent utilisent du CO₂ issu de sources naturelles. Cependant, les gisements de pétrole sont souvent éloignés des grandes sources de CO₂ et les anciens champs pétrolifères sont peu utilisables (on y a déjà injecté de l'eau de mer, ou du gaz et le substrat a pu se colmater). C'est une option attrayante pour les pétroliers qui espèrent pouvoir compenser les coûts économiques et énergétiques du stockage par la vente de pétrole supplémentaire.

Dans des veines de charbon ?

Le méthane des veines de charbon non exploitées pourrait être extrait et remplacé par du CO₂, la vente du méthane finançant le stockage du CO₂. Réinjecter du gaz dans les pores du charbon est théoriquement possible si les couches ne se sont pas tassées après extraction. Des pilotes expérimentaux testent cette solution, qui pourrait éventuellement être associée à la gazéification du charbon, si des méthodes probantes et sécurisées étaient développées. Des affaissements miniers qui ont suivi l'exploitation (Bassin du Nord de la France ou lorrain par exemple) peuvent rendre cette utilisation quasi impossible. Des problèmes liés à l'acidification de l'eau des nappes remontantes se poseraient aussi.

Les aquifères salins Ils sont géologiquement pour partie comparables aux gisements d'hydrocarbures, mais avec une capacité bien plus grande. Plusieurs mécanismes de piégeage semblent pouvoir y immobiliser le CO₂, avec moins de risques de fuites que dans les bassins houillers ou certains champs pétrolifères criblés de puits et parfois victimes d'affaissements. Leur répartition homogène dans le monde diminuerait les besoins de transport du CO₂, mais ils sont mal connus et leurs saumures ne semblent pas pouvoir être vendues pour rentabiliser l'opération comme on peut le faire dans les champs gaziers et pétrolifères avec le gaz ou le pétrole poussés par le CO₂ injecté.

Le gaz carbonique doit être injecté à une profondeur suffisante dans le sous-sol afin d'atteindre les conditions de pression et de température qui déterminent son passage à l'état supercritique (plus de 31°C à 74 bars de pression). Dans cet état, le CO₂ est plus dense et occupe moins de volume. La profondeur nécessaire pour atteindre l'état supercritique dépend du gradient géothermique local, elle se situe entre 700 et 900 mètres

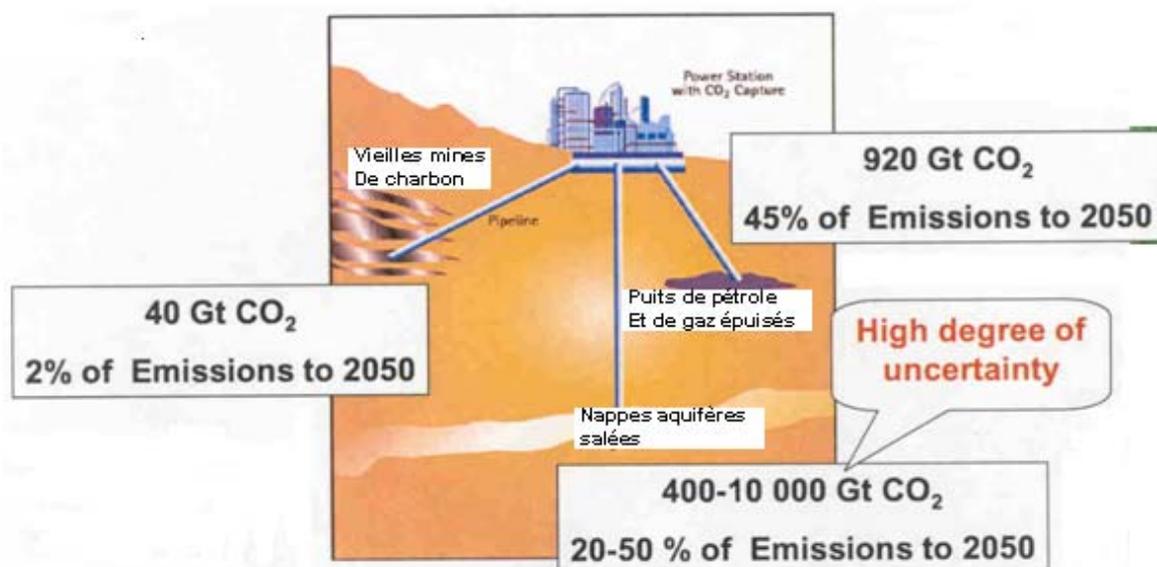


Schéma 4 : les capacités de stockage

Source: J. Gale/IEA Greenhouse Gas R&D Programme, IPCC workshop, Canada, 2002)

Les mines de charbon auraient une capacité de stockage de 40 Gt de CO₂, c'est très peu.

Les puits de pétrole et de gaz épuisés auraient une capacité de 920 Gt de CO₂.

La capacité des nappes aquifères fait l'objet de grandes incertitudes, entre 400 et 10.000 Gt de CO₂, elles pourraient occuper la première place.

Si on rappelle que les rejets annuels sont proches de 30 milliards de tonnes et que ce chiffre va augmenter dans les dizaines d'années à venir, on voit l'importance que peut prendre ce dernier type de site de stockage, particulièrement étendu en France.

Comportement dans le temps ?

La question majeure qui se pose est le comportement du gaz dans les roches, sa migration et surtout sa remontée potentielle. Il faut garantir que ce piégeage durera au moins 1 000 ans.

Outre les études des sols, le cumul des connaissances acquises par l'exploration et extraction pétrolière et gazière de dizaines d'années, des suivis spécifiques sont en cours, sur les premières installations.

Parmi celles-ci l'installation de Sleipner (Norvège) fait l'objet d'un suivi spécifique (voir § G) Un million de tonnes de CO₂ par an sont injectés depuis 1996 dans un aquifère salin.

Par analyse sismique, il est possible de suivre l'étalement du gaz dans les roches, qui répond exactement aux prévisions. Les géophysiciens n'ont pas observé de remontée du gaz. Il s'agit là d'un point crucial qui devra être vérifié dans des expériences menées à beaucoup plus grande échelle.

CO₂ capturé, CO₂ évité ?

Le captage du CO₂ représente une dépense supplémentaire d'énergie et donc a priori de combustibles fossiles à la source.

Les opérations de séparation ne sont pas à efficacité 100%, les opérations de transport et d'injection de CO₂ ne sont pas à l'abri de fuites, comme celles observées dans l'industrie du gaz naturel (0.5%, 1% ?).

Un bilan global, des émissions de gaz carbonique évitées s'impose. On ne peut probablement gagner qu'un facteur 3 ou 4, pour les raisons suivantes :

- le transport du charbon de la mine à la centrale consomme en moyenne 10 % de l'énergie, sans captage possible
- le rendement propre du captage espéré devrait être de 90 % environ
- Ces pertes doivent être majorées de 25 %, compte tenu de la dépense d'énergie pour capter le CO₂

Au total, on arrive à 25 à 30 % de pertes

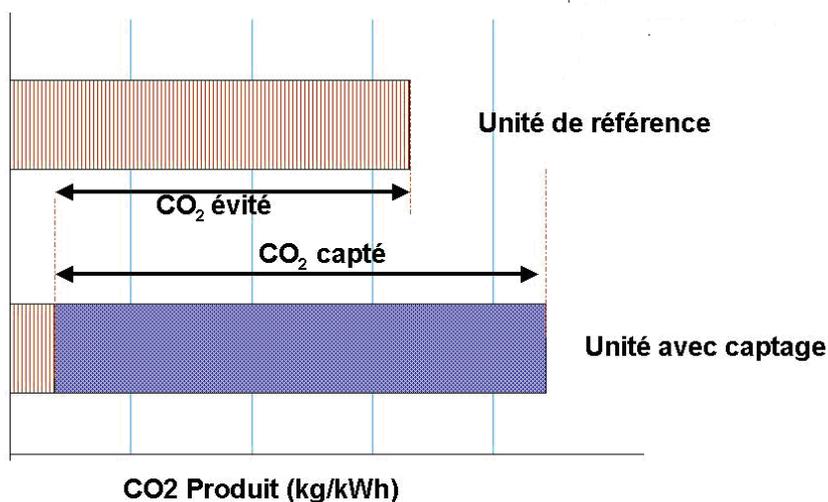


Schéma 5: Un vrai bilan CO₂ évité s'impose
Gagne-t-on un facteur 8 ? Peut-on gagner 20 ?

E) Aspects économiques

a) Les coûts de la séquestration.

Les estimations à ce jour sont pour les différents postes :

- séparation de 50 à 60 \$ /tonne de CO₂
- compression de 8 à 10 \$/tonne
- transport de 0.7 à 4 \$/tonne pour 100 km
- injection de 2 à 8 \$/tonne

On est aujourd'hui, globalement, à environ 70 €/t de CO₂ évité,

La séparation est de loin le principal poste et celui qui peut le plus être baissé par des avancées technologiques (amines...) On peut penser que ce coût pourrait être divisé à l'extrême par 2.

Avec une division par 2, on approche des coûts du marché du CO₂ (voir ci-dessous)

Une étude particulière globale, d'un programme basé en cycle post combustion sur une centrale au charbon donne les résultats suivants :

Coût de la tonne de CO₂ fixée et stockée 43.9 €/tonne

Le rendement global de l'installation de production d'électricité a baissé à 34.6 % (- 23 % relatif) et le coût du MWh est monté à 65.9 € / MWh soit + 73 %.

b) Peut-on donner un coût au gaz carbonique non rejeté ?

Les chiffres ci-dessus donnent un premier ordre de grandeur du surcoût associé à la séquestration de CO₂. Va-t-on accepter, sans incitation nouvelle, par exemple, un accroissement de plus de 70 % sur le coût de l'électricité à la production ?

L'intérêt financier de la mise en place à grande échelle de la séquestration du gaz carbonique se jugera par rapport au coût affecté au rejet dans l'atmosphère de ce gaz, en prenant en compte les coûts dits indirects.

Le prix marchand d'une énergie ne reflète pas complètement son coût pour la société.

Nos coûts habituels dits directs, n'intègrent pas les coûts que la société prend en charge (impact sur l'environnement, exemple les pluies acides sur la forêt, impact sur la santé: maladies, décès prématurés ou non...) sans les imputer à l'origine (« pollueur non payeur »)

Ces coûts indirects ou externes ont fait l'objet d'études dont celles demandées par la Commission Européenne et désignée « Extern E », pour chiffrer et ceci a fourni un premier ordre de grandeur des conséquences financières dues notamment, au rejet de CO₂.

Ceci s'est retrouvé dans la directive européenne instituant un système de quotas d'émission et de marché du carbone, affectant un coût enveloppe à celui-ci.

Cette directive, avec une première période d'application (2005-2007). couvre pratiquement la moitié du tissu industriel, avec 1100 installations concernées dont celles qui ont une puissance de plus de 20 MW. La limitation porte sur les rejets de CO₂ qui sont plafonnés. Les plafonds globaux définis au niveau de l'Europe pour chaque pays, ont été répartis au sein de chacun, entre les différents secteurs industriels.

Si ces limites n'étaient pas respectées une pénalité de 40 €/ tonne de CO₂ serait appliquée.

Ce sera le point de départ d'une première évaluation du coût du CO₂.

Mais ce sera le marché qui en définitive le fixera.

Normalement après une ouverture sur un prix très bas, le prix marché du CO₂ s'est approché des 30 €/t (à 30 % près le prix des pénalités de 40 €/t).

Mais en avril 2006 de nombreux industriels ont laissé entendre qu'ils devraient normalement remplir largement leurs obligations, ne pas risquer d'être pénalisés et donc ne pas faire appel au marché. Le marché en a justement déduit que les demandes d'achat de « permis CO₂ » ne seraient pas importantes par rapport aux offres nombreuses et le marché s'est effondré à 9 €/t, puis est remonté vers 16 €/t, pour disparaître complètement naturellement à l'échéance 2007.

De cette première expérience, il résulte que les quotas ont été trop largement accordés, trop faciles à atteindre et qu'il faudrait les resserrer à l'avenir, mais il fallait bien démarrer sur une première évaluation.

Ce resserrement est prévu pour le PNAQ 2 pour la période 2008-2012. avec une forte baisse des quotas prévus et une pénalité qui passe à 100 €/tonne de CO₂, soit bien au dessus du surcoût de la séquestration.

Pour les nouveaux engagements le marché dépasse à nouveau les 20 €/tonne, mais ceci n'est pour l'instant pas suffisant pour financièrement justifier les dépenses associées à la séquestration.

Nota : Les norvégiens précurseurs, ont taxé la tonne de CO₂ émis à hauteur de 40 €/t.

Pour certains champs pétroliers, il est donc à peu près équivalent de payer la plate-forme de réinjection ou de payer la taxe, surtout si la réinjection améliore la production du champ, ceci pour un CO₂ séparé du pétrole ou du gaz naturel.

F) Acceptabilité du stockage souterrain ?

En plus d'être un gaz à effet de serre, le CO₂ est un gaz toxique à partir de concentrations de l'ordre de 10 %, acide, asphyxiant et plus lourd que l'air. Un relargage massif et brutal de grande quantité de CO₂, dans une vallée ou une zone urbanisée aurait des conséquences humaines et écologiques graves. Des inconnues subsistent quant à ce risque, notamment en cas de tremblement de terre, d'attentat, de guerre, ou via des failles nouvelles ou non repérées, ou via des puits dégradés après fermeture du stockage, ou en cas d'accident lors de l'injection. Des inconnues subsistent aussi quant au comportement et aux effets chimiques et géologique à long

terme de ce gaz acide et solvant en phase supercritique, dans des couches où la température naturelle du sous-sol peut être élevée.

Des exemples naturels laissent penser que la séquestration longue durée est possible, certains gisements de gaz naturel contiennent une proportion importante de CO₂, conservé sous pression depuis des millions d'années.

Il existe aussi des gisements de CO₂ tels qu'à Montmirail (Drôme, France).

Néanmoins, des fuites naturelles existent, parfois mortellement brutales comme dans le lac Nyos où l'émission brutale d'une énorme "bulle" de CO₂ a en 1986 tué 1700 personnes et des millions d'animaux.

Aspects réglementaires, Acceptation,

Le stockage souterrain de gaz existe déjà et est géré par le code minier.

Par exemple la France stocke environ 4 mois de consommation gaz méthane soit 13 milliards de m³. (9.8 millions de tonnes) dans environ 14 sites de stockage. Le plus grand stockage, celui de Chémery, en nappe aquifère, est prévu pour 7 milliards de m³ de méthane (soit 5 millions de tonnes).

En supposant que la production électrique française nucléaire, actuelle (450 TWh), passe au charbon, ce serait environ 500 millions de tonnes de CO₂ qu'il faudrait stocker annuellement.

L'échelle est totalement différente de l'existant : facteur 100 sur une seule année et donc 10 000 en cumul d'injection sur une période de 100 ans.

Il faudra que toute la réglementation : code minier, code de l'environnement (installation classé, loi « Risques ») ainsi que les directives européennes soient adaptées.

Sans rentrer dans le détail, mais simplement pour entrevoir la complexité à venir, la première question ; le CO₂ est-il un déchet ?

C'est bien typiquement ce que l'on appelle un déchet, au sens juridique du terme : « quelque chose qui est produit à l'occasion d'un processus industriel, dont on ne veut pas ». A ce jour, on s'en débarrasse en l'envoyant dans l'atmosphère, sans aucune règle. Il ne faut pas d'autorisation pour l'envoyer dans l'atmosphère puisque, petite particularité, la directive européenne sur les déchets définit les déchets et dit qu'elle n'est pas applicable aux effluents gazeux émis dans l'atmosphère.

A côté, il existe un corps de règles par lequel on interdit la mise en décharge de déchets liquides. Le CO₂ que l'on injecterait serait-il liquide ou pas liquide ?

Le principal problème est sans doute plus l'aspect psychologique de la qualification de déchet. Il n'y a donc pas besoin d'autorisation, au titre des règles applicables aux déchets, pour le relâcher dans l'atmosphère. En revanche, implicitement mais nécessairement, il faudrait une autorisation pour l'injecter dans le sous-sol.

En particulier, il n'y a rien qui règle le problème de la propriété du sol. Le code de l'environnement, traditionnellement, s'intéresse à l'exploitant de l'installation, pas à la propriété du sol.

Si on regarde le code minier, on constate que l'on y trouve des dispositions en ce qui concerne le stockage souterrain de certaines substances. Aujourd'hui, donc, l'utilisation du sous-sol profond est réglée largement par le code minier, soit pour l'exploitation de substances proprement dites, soit pour le stockage souterrain. On a les dispositions pour les produits chimiques de base et le CO₂ est un produit chimique. Simplement, il est supposé être à destination industrielle. Si c'est du CO₂ qui est stocké en vue de fabriquer de la neige carbonique dans les trois mois, dans les dix ans, dans les cinquante ans, c'est prévu, on peut

stocker le CO₂ dans le sous-sol. Mais pour ce qui concerne le stockage de très longue durée, il faudra probablement une modification des lois.

Il y a encore beaucoup de problèmes techniques à résoudre, les coûts doivent encore être réduits, mais le challenge principal sera l'acceptation par le public du stockage souterrain de plusieurs dizaines de milliards de tonnes de CO₂ à l'échelle de la seule France.

G) Des exemples et projets

Il faut noter que les projets concernent essentiellement la production d'électricité, à partir du charbon et l'on parle ainsi de « centrale sans émission »

Il faut noter que dans la terminologie courante, le terme centrale « charbon propre » est source de confusion. Il ne vise que celles sans émissions de SO₂, poussières ... et non le CO₂. Il faut compléter ici par sans ou peu d'émissions de CO₂.

Un exemple de captage pré-combustion

Une unité de gazéification dans le Dakota du Nord, produit depuis 2000, du gaz naturel de synthèse à partir de charbon, avec captage du CO₂ produit dans le procédé. 1,5 millions à 2 millions de tonnes de CO₂ par an, sont envoyés par pipeline pour injection dans le champ pétrolier de Weyburn à 330 km (Saskatchewan Canada) pour faire de la récupération assistée. Ainsi, sur ce projet, on fait les 3 opérations de captage, transport, stockage.

Un exemple de stockage en aquifère salin profond : le champ de Sleipner

La Compagnie Statoil (Total est partenaire) extrait le CO₂ d'un gisement de gaz naturel (qui ne doit pas contenir à la vente plus de 9 % de CO₂) avec des solvants aminés et réinjecte depuis 1996 environ un million de tonnes de CO₂ par an dans une formation saline après transport en tête du puits, où elles sont recomprimées. Cette opération a vu le jour en 1996. Il s'agit de la première opération industrielle de stockage géologique de CO₂ à des fins environnementales, pour lutter contre l'effet de serre. Les frais, d'injection sont compensés par l'existence en Norvège d'une taxe sur les émissions de CO₂ offshore.

Dans cet aquifère salin profond au milieu de la Mer du Nord, il y a de la place. Il fait entre 100 et 300 m. d'épaisseur, il a une porosité de 35 à 40 %, il a un volume de 600 Gm³, il pourrait contenir jusqu'à 500 Gt de CO₂. Sachant que l'Europe émet 5 Gt par an, il y a de la place pour toutes les émissions européennes pendant 100 ans

A 1 Mt par an, il faudrait 500 installations du type de Sleipner en France pour produire l'électricité à partir du charbon et séquestrer le CO₂ associé

- Installation pilote Castor (pour captage/stockage du CO₂).

Une installation pilote est en opération depuis mars 2006, sur la centrale électrique au charbon de la société Elsam Esbjerg (Danemark) de 420 MW qui rejette 5 000 Nm³ / heure de fumées (Nm³ : volumes ramenés à la pression atmosphérique et à 0° C)

Une dérivation a été faite pour diriger 0,5 % de la fumée cheminée vers une petite "usine à gaz". et extraire 1 tonne de CO₂/heure.

Ce prototype fait partie du projet européen Castor piloté par l'Institut français du pétrole (IFP) et qui rassemble une trentaine de partenaires, industriels et organismes de recherche, de onze pays. Castor vise à valider des technologies destinées aux grosses unités industrielles : usine électrique, aciérie, cimenterie, etc.

- Le projet Lacq

Le premier projet Français, pilote, annoncé par Total en 2005, est un projet visant la démonstration de toute la chaîne, depuis la production d'oxygène à l'injection et stockage de CO₂ dans un gisement de gaz naturel épuisé.

Une chaudière existante sur le site de Lacq sera convertie à l'oxygène utilisant une technologie d'oxycombustion (Air Liquide). Les fumées d'oxycombustion, sont composées majoritairement de CO₂ et d'eau. Après condensation de l'eau, elles seront comprimées, séchées, injectées

- **Le projet BP Miller DF 1** (decarbonized fuel) en mer du Nord prévu pour 2009

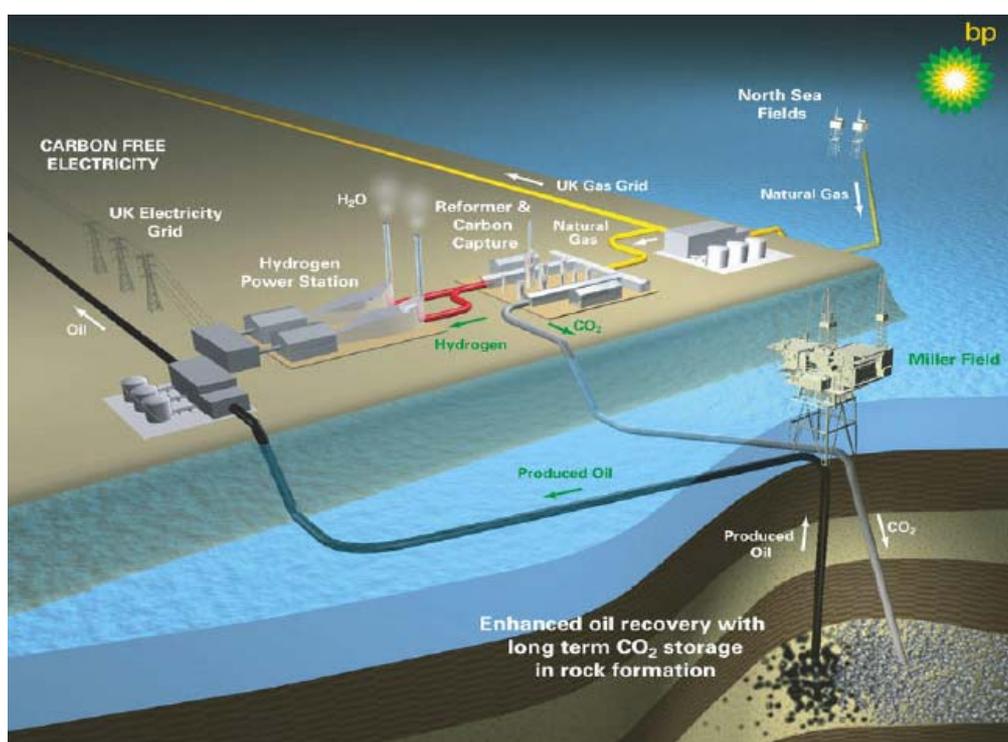


Schéma 6: Projet Miller BP. Fait il rêver ?

Le gaz naturel tiré de la mer du Nord serait converti en hydrogène et gaz carbonique. Ce dernier serait renvoyé dans les mêmes roches qui contenaient du pétrole et du gaz à - 3 500 mètres.

Conclusion

La séquestration (captage-stockage) de CO₂ est une opération, réalisable, mais coûteuse sur le plan énergétique et financier (on estime qu'elle double le coût d'investissement et augmente d'au moins de 30 % les coûts de production pour l'énergie issue du charbon au prix 2008).

Elle ne devrait se réaliser à grande échelle que si des taxes significatives sont imposées aux rejets de CO₂ à l'atmosphère, comme c'est le cas dans l'exemple norvégien (champ de Sleipner).

Les potentiels de stockage sont importants en faisant appel aux nappes aquifères.

Les questions de droit et d'acceptabilité par les populations sont encore incertaines, mais ne représentent pas, a priori, des obstacles insurmontables, si on pense notamment aux aquifères sous les mers.

Cette possibilité de réduction des rejets anthropiques de CO₂ à l'atmosphère pourrait être mise en concurrence, ou en complément à d'autres sources d'énergie, non émettrices de CO₂ comme le nucléaire, pour la production d'électricité.