

## A. Intervention de Bernard DURAND

**Tout d'abord, un cadrage quantitatif:** selon J-M Jancovici, en 2008 la production de CO<sub>2</sub> anthropique a été de l'ordre de 39 Gt. 82 % provenaient des combustibles fossiles, soit 32 Gt.

Les quantités totales d'émissions anthropiques de gaz carbonique que représentent les scénarios du GIEC d'ici la fin du siècle vont, à peu près, de 9000 Gt de CO<sub>2</sub> émises au total pour le plus élevé, à 2500 Gt pour le plus faible .

L'agence Internationale de l'Énergie (AIE) a présenté sous la forme du scénario BLUE MAP (figure 1) les actions qu'elle pensait nécessaire d'entreprendre pour empêcher la température moyenne de la surface terrestre de dépasser de 2 °C ce qu'elle était en 1860 : ce scénario fait appel à 19 % de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> d'ici 2050 grâce au captage et stockage du gaz carbonique ( CSC ), ce qui représente un total de 130 Gt de gaz carbonique à stocker entre 2020 et 2050 .

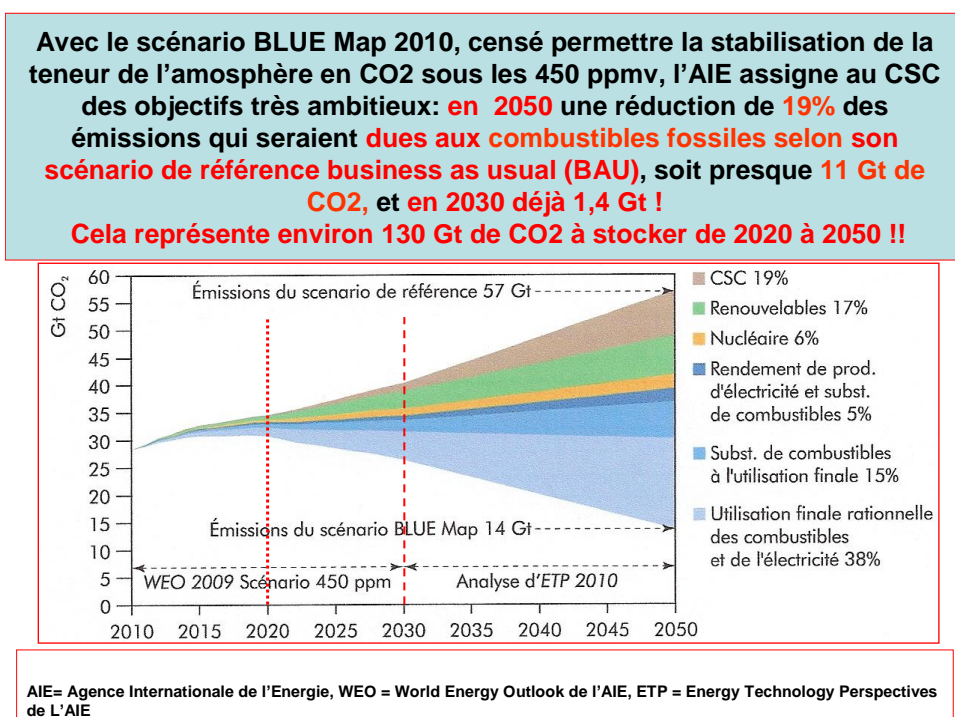


Figure 1

On ne peut raisonnablement capter en vue de son stockage le CO<sub>2</sub> émis par des sources mobiles, ni même par des sources fixes émettant moins de 0,1 Mt de gaz carbonique par an. Pour les sources fixes émettant plus de 0,1 Mt par an, le total des émissions annuelles mondiales était d'un peu plus de 16 Gt de CO<sub>2</sub> en 2007 : 65 % d'entre elles étaient le fait des centrales électriques à combustibles fossiles, essentiellement des centrales à charbon. Au second rang avec 18 % venait un poste qui n'a été que peu pris en compte par le GIEC, c'est le traitement du pétrole et du gaz.

Vous voyez donc que si on arrivait à capter le CO<sub>2</sub> des centrales électriques et le CO<sub>2</sub> rejeté dans l'atmosphère lors du traitement sur champ du pétrole et surtout du gaz naturel (le gaz naturel contient souvent de fortes proportions de gaz carbonique), on atteindrait sans trop de difficulté les objectifs fixés par le scénario BLUE MAP.

En France la production d'électricité vient également en tête pour les sources fixes émettant plus de 0,1 Mt de CO<sub>2</sub> par an, mais il ne s'agit plus ici, grâce au nucléaire, que de 25 % ; le 2ème poste, c'est la sidérurgie / métallurgie avec 21 %. Le secteur pétrole représente à peu près 15 %. La France

n'ayant que très peu de champs de pétrole et de gaz, il s'agit donc ici essentiellement du raffinage. Vient ensuite l'industrie minérale, en particulier le ciment.

**La chaîne des opérations pour le CSC est la suivante:** on part généralement de la conversion des combustibles carbonés en énergie qui produit du CO<sub>2</sub> ; il faut capter celui-ci, le compresser, le transporter et le stocker. Cette chaîne est un peu différente pour le traitement sur champ du pétrole et du gaz qui contiennent naturellement du CO<sub>2</sub> que ce traitement rejette actuellement dans l'atmosphère. Le GIEC l'a pris insuffisamment en compte en 2005 et son importance va apparaître avec le temps.

Je vais commencer par le stockage parce que je pense que c'est l'étape la plus limitante.

Différents moyens de stockage sont proposés :

**Le stockage par photosynthèse**, c'est-à-dire la création de biomasse. Je ne suis pas spécialiste de ces questions mais je suis assez dubitatif quant aux volumes que l'on peut stocker durablement de cette façon. L'arrêt de la déforestation serait déjà une bonne chose.

Ensuite, on propose des rêves de géo-ingénieur : le stockage par carbonatation des silicates, le stockage dans les océans à l'état dissous ou liquide, le stockage sous forme d'hydrates de CO<sub>2</sub>, le stockage dans les veines de charbon et, ce qui me paraît le plus réaliste, le stockage dans les gisements de gaz ou de pétrole en voie d'épuisement ou dans les aquifères profonds.

Je passe sur la photosynthèse et je vais tout d'abord vous parler de la **carbonatation des silicates**. Il s'agit là d'un mécanisme géologique en permanence à l'œuvre dans la nature : le gaz carbonique réagit avec les silicates pour produire des cations métalliques et de l'acide carbonique. Certains minéraux silicatés s'y prêtent mieux que d'autres. Ce qui est intéressant, c'est que des ions métalliques, en particulier du calcium, et de l'acide carbonique se retrouvent dissous dans l'eau et qu'il peut y avoir précipitation en carbonate. Si cela se produit, il repart du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère mais deux fois moins que ce qui a été capté.

Ce mécanisme est extrêmement important du point de vue géologique pour la modulation des teneurs en CO<sub>2</sub> de l'atmosphère. Mais il joue sur des millions d'années. Je ne sais pas si le GIEC l'a pris en compte quantitativement mais, à mon avis, cela ne doit pas faire l'affaire car c'est un procédé beaucoup trop lent à l'échelle de temps de nos préoccupations.

On va donc, plutôt que de compter sur la nature, chercher à reproduire ce mécanisme à partir de minéraux silicatés soit extraits de carrières soit provenant des déchets de certaines industries, laitiers de hauts-fourneaux par exemple. Après réaction avec du gaz carbonique concentré en provenance des industries émettrices avec ces minéraux, on va obtenir des carbonates que l'on va stocker et éventuellement réutiliser dans les constructions.

Les difficultés sont les suivantes :

- La lenteur encore très grande de la carbonatation ,
- l'énormité des tonnages de matière à traiter : par Gt de CO<sub>2</sub> stocké, il faut compter 2 ou 3 Gt,
- la compétition avec les autres utilisations des matériaux,
- la consommation d'énergie.

Bien que l'idée soit intéressante, toutes ces difficultés en font un rêve. Alors, puisqu'il est si difficile de faire cette carbonatation de manière industrielle, essayons d'enfouir le gaz carbonique dans des roches dites ultra basiques, c'est-à-dire celles qui contiennent en abondance ces minéraux miracles pouvant capter le CO<sub>2</sub> par carbonatation.

L'Institut de Physique du Globe de Paris (IPGP) étudie le sujet. La difficulté provient de la porosité réduite de ces roches ; elle conduit à une faible capacité volumique de stockage et à une faible surface d'échange. La cinétique de la carbonatation est extrêmement lente. En particulier, il y a passivation des surfaces par la formation de silice, ce qui fait un peu comme l'alumine sur l'aluminium : la réaction s'arrête. De plus, si ces roches sont abondantes, elles sont rarement situées à proximité des grands centres industriels.

**Un autre rêve de géo-ingénieur : dissoudre le CO<sub>2</sub> dans l'océan.** Le CO<sub>2</sub> d'origine anthropique se dissout déjà en partie dans l'océan mais le rythme de cette dissolution est faible. Avec cette méthode, on va accélérer la dissolution mais en même temps diminuer la capacité de stockage des océans. D'autre part, on augmentera l'acidité des eaux et on modifiera en aveugle les chaînes biologiques ; on oublie trop souvent que méthane et gaz carbonique sont des produits extrêmes des chaînes biologiques et il faut y réfléchir. Il y a toutes sortes d'écosystèmes microbiens qui se mettent au travail avec des résultats difficiles à prévoir dès qu'on change quelque chose.

**Il est également possible en théorie de créer des lacs de gaz carbonique liquide dans l'océan.** Sur le diagramme de phase pression / température du gaz carbonique de la figure 2, la courbe en pointillés rouges représente l'évolution des températures depuis la surface vers le fond de l'eau de mer. Très rapidement, on entre sur ce trajet dans le gaz carbonique liquide. Mais la densité à ce moment-là n'est pas suffisante, car elle est très voisine de celle de l'eau de mer, il faut donc aller beaucoup plus profond, 3000 mètres environ. À ce moment-là, on peut créer des lacs de gaz carbonique liquide au fond des eaux. Mais peuvent-ils y rester stables longtemps ?

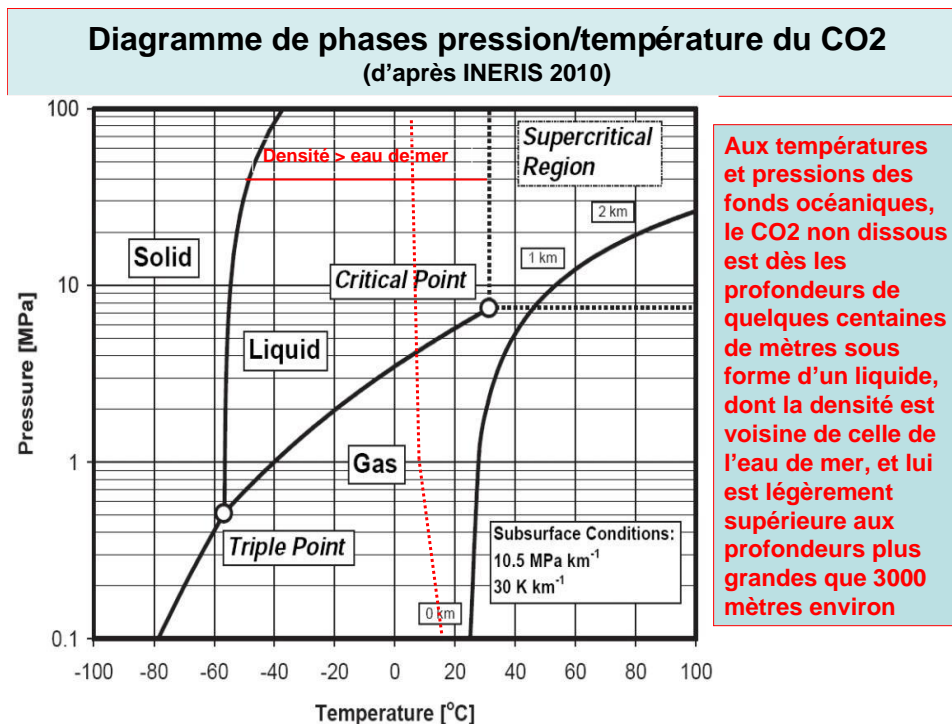


Figure 2

**Une autre idée : les hydrates de gaz carbonique.** Tout le monde connaît les hydrates de méthane qui sont des molécules d'eau organisées façon zéolithes, engageant des molécules de méthane. Ils sont très répandus dans la nature dès que les conditions de température et de pression s'y prêtent, en particulier dans les pergélisols des régions arctiques et dans l'océan au pied des pentes

continentales. On peut faire des hydrates de gaz carbonique; les Japonais ont beaucoup travaillé là-dessus et ils ont montré que, dès 300 m de profondeur dans l'océan, on peut être dans un domaine de stabilité des hydrates de gaz carbonique. D'où l'idée selon laquelle, dans les océans à partir d'une profondeur suffisante ou dans des régions suffisamment froides comme les régions arctiques, on peut injecter du gaz carbonique dans les sédiments pour le stocker. Cela crée une couche solide d'hydrates qui empêche le gaz carbonique injecté dessous de s'échapper. Le problème est le suivant : est-ce qu'il existe naturellement des hydrates de gaz carbonique, ce qui dénoterait une bonne stabilité dans les conditions géologiques ? Eh bien, figurez-vous que oui : cela existe. Sur le flanc d'un fumeur noir crachant du gaz carbonique, on a trouvé dans l'océan un lac de gaz carbonique liquide qui se trouve sous une couche d'hydrates. Cela existe, mais le phénomène est extrêmement rare. Ce qui semble montrer que les hydrates de gaz carbonique, en conditions géologiques, ne sont pas vraiment stables.

### **Le stockage dans les veines de charbon inexploitées :**

Cela porte le doux nom de RAMCH pour Récupération Assistée du Méthane des Charbons : dans une veine de charbon on injecte le gaz carbonique d'un côté et on récupère le méthane de l'autre. La vente du méthane ainsi récupéré paye l'opération, c'est merveilleux. Le mécanisme est le suivant : le gaz carbonique ayant plus d'affinités pour le charbon que le méthane qu'il contient naturellement, une molécule de méthane est remplacée par 2 molécules de CO<sub>2</sub>. Il y a une expérience industrielle puisque l'exploitation du méthane des veines de charbon inexploitées, sans injection de CO<sub>2</sub> toutefois, est une technique courante, aux Etats-Unis en particulier. Les difficultés et les risques sont les suivants : il faut d'abord retirer l'eau imprégnant le charbon et savoir ce qu'on en fait. Les Américains ont déjà ce problème. Pour améliorer la réaction, on utilise la fracturation hydraulique qui est une technique pour le moins contestée ces temps-ci. D'autre part, il faut savoir que les couches charbonnières, en général, sont globalement très perméables. Ce sont des sandwiches où vous avez, intercalés avec les veines de charbon, des corps gréseux très perméables, des corps argileux dont la continuité latérale est très variable et de nombreuses fractures et fissures. Les fluides injectés remontent facilement vers la surface. Les problèmes posés sur la durée par la grande perméabilité d'ensemble de ces milieux ne sont guère pris en compte, me semble-t-il.

D'autre part, les pilotes pour cette méthode sont ridiculement petits. Les objectifs de stockage sont d'une tonne par jour et peuvent aller jusqu'à 10 t, voire 100 t dans certains cas ; à l'heure actuelle, les pilotes sont donc des mini-pilotes : on injecte très peu et on n'envisage pas de stocker beaucoup. Je crois donc que cela mettra un temps considérable pour devenir un procédé crédible.

**J'en viens au menu principal, les seules méthodes qui me paraissent actuellement réalistes : le stockage dans des aquifères salins profonds et le stockage dans des gisements de pétrole ou de gaz en cours d'épuisement, c'est-à-dire dans les bassins sédimentaires .** On espère pouvoir y injecter du gaz carbonique en espérant le stocker sur une période d'au moins 1000 ans pendant laquelle il ne doit pas s'échapper.

Dans les gisements de pétrole en voie d'abandon, on peut en outre espérer faire de la récupération assistée, l'injection de CO<sub>2</sub> permettant d'extraire une partie du pétrole résiduel, ce qui paye une partie de la dépense.

Je reprends à nouveau mon diagramme de phase de la figure 2 : la courbe noire à droite indique l'augmentation des températures et des pressions dans les sédiments en fonction de la profondeur pour un gradient géothermique moyen. On s'aperçoit qu'en dessous d'environ 800 m de profondeur, on entre dans une zone où le gaz carbonique se trouve à l'état super critique ; on peut donc le stocker sous un petit volume ce qui est un avantage important. Par contre, pour la récupération

assistée du pétrole, la meilleure gamme de profondeur se situe entre 1300 et 2000 m. Cela fonctionne de la manière suivante : dans un gisement pétrolier, il y a une phase eau et une phase pétrole, qui sont immiscibles l'une dans l'autre. Si vous injectez du gaz carbonique, au-delà d'une certaine pression, le gaz carbonique devient miscible avec la phase pétrole: le volume de celle-ci va augmenter tandis que sa viscosité va diminuer. Cela va faciliter grandement l'écoulement de la phase pétrole par rapport à celui de la phase eau et, par conséquent, vous aurez un bien meilleur coefficient de récupération du pétrole.

Maintenant, quelques exemples : voici l'exemple le plus connu, celui du gisement de SLEIPNER qui se situe en Norvège (figure 3). Ce gisement de gaz se situe à 2500 m de profondeur, on capte le CO<sub>2</sub> qu'il contient puis on l'injecte dans l'aquifère salin d'Utsira situé au-dessus, à 1000 mètres de profondeur environ. L'objectif est de stocker environ 1 million de tonnes de CO<sub>2</sub> par an pendant 20 ans. Je note qu'il n'y a pas d'hydrogène sulfuré dans le gaz, j'y reviendrai plus tard, car sa présence est un handicap.

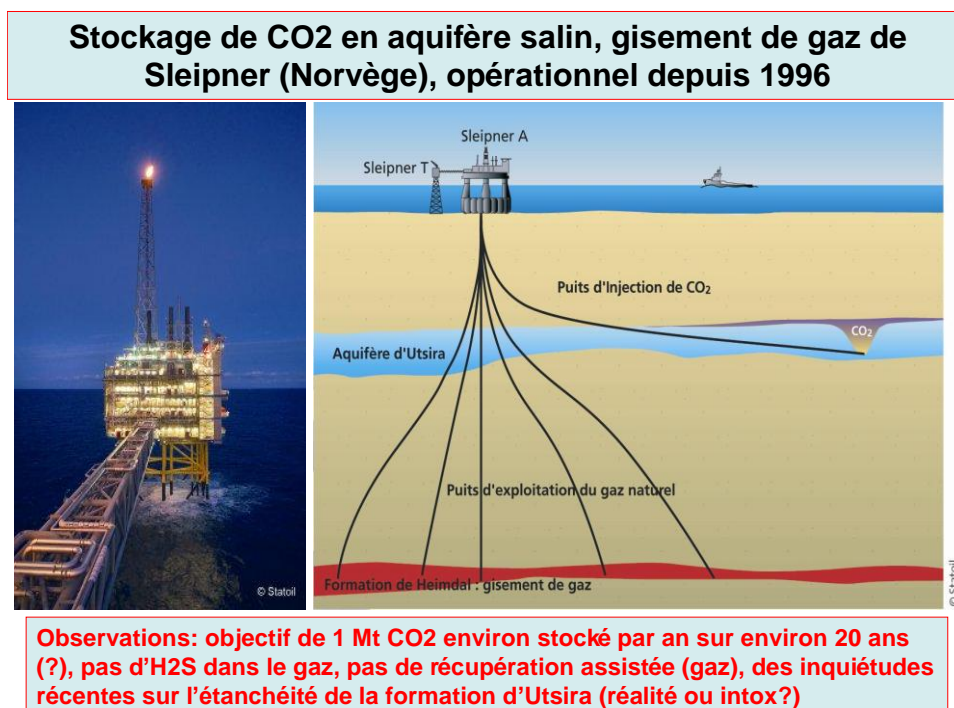


Figure 3

Il n'y a pas non plus de récupération assistée puisque celle-ci s'envisage avec le pétrole et non avec le gaz. Mais il y a déjà des inquiétudes sur l'étanchéité au gaz carbonique de l'aquifère d'Utsira. Des rumeurs ont couru à ce sujet à plusieurs reprises, je reviendrai sur ce problème d'acceptation sociale.

Un autre exemple moins connu mais de même importance est celui d'IN SALAH en Algérie. Ici, on injecte directement le CO<sub>2</sub> capté dans l'aquifère du gisement mais il n'y a pas non plus d'objectif de récupération assistée car c'est du gaz. Ce que je soupçonne, mais je n'ai pas de certitude, c'est qu'on réenfouit également l'hydrogène sulfuré contenu dans ce gisement de gaz ce qui évite au producteur de construire une unité spéciale pour éliminer l'hydrogène sulfuré en en faisant du soufre, comme cela se fait pour le gisement de LACQ en France.

Quelque chose qui est très connu aussi : le système complet captage / transport / stockage associé au gisement en voie d'épuisement de WEYBURN au Canada (figure 4). Le CO<sub>2</sub> provient d'une usine de méthanisation du charbon ; on transporte le CO<sub>2</sub> sur 300 km. Vous voyez les petits ronds qui représentent des branchements possibles pour d'autres industries. Ensuite, on enfouit, là où il y a la croix, dans le gisement de WEYBURN. L'objectif (déjà en cours) est de 1 à 1,5 millions de tonnes de gaz carbonique stockées par an sur 15 à 20 ans. Une opération de récupération assistée valorise le

processus, ce qui permet de regagner une partie de la dépense. L'hydrogène sulfuré produit par l'usine est injecté avec le CO2.

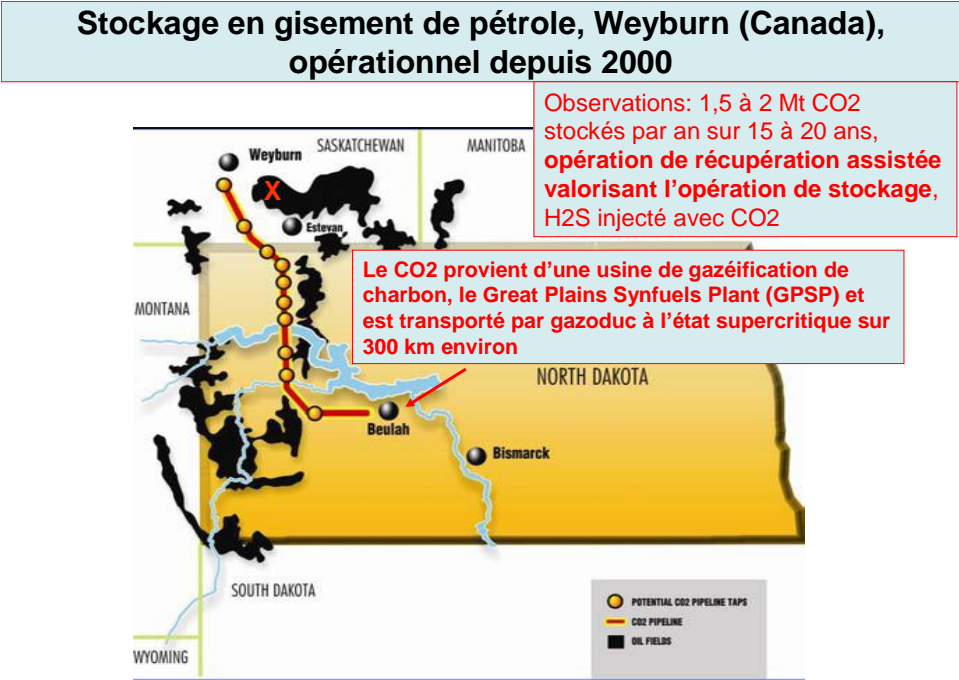
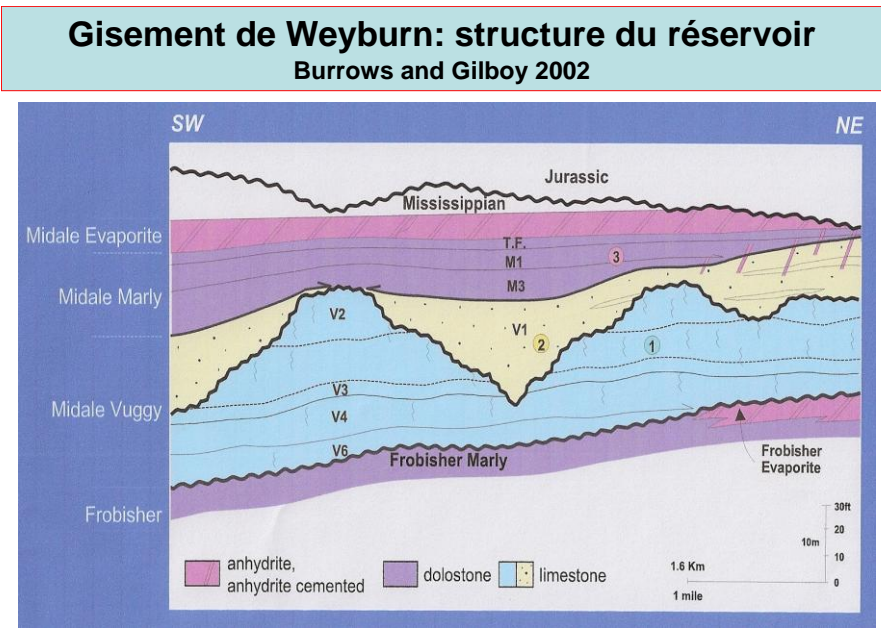


Figure 4

Un petit aparté géologique : je voudrais vous montrer à quoi ressemble le gisement de WEYBURN (figure 5). La formation où on trouve le pétrole et où on injecte le CO2 est une formation d'âge Carbonifère qui s'appelle Midale Vuggy. C'est un calcaire vacuolaire. Au-dessus, il y a des marnes et des évaporites, qui forment une barrière étanche. Mais vous voyez qu'au-dessus, il y a une discordance entre Mississipien et Jurassique : c'est une voie de fuite possible. Si je vous montre cela, c'est que beaucoup de gens ont une idée des gisements de pétrole qui est extrêmement naïve. En réalité, chaque objet géologique est quelque chose de très complexe. C'est-à-dire que chaque fois qu'on voudra faire un stockage, il faudra avoir une étude extrêmement détaillée et cela varie d'un gisement à l'autre. Aucune généralisation n'est possible. C'est un travail extrêmement difficile.



**Des fuites de CO2 à la surface auraient été observées récemment (réalité ou intox) ?**

Figure 5

**Les capacités de stockage par ces méthodes dans le monde et en France :** elles sont en théorie largement suffisantes si on les compare aux 130 Gt d'objectif de stockage d'ici 2050 selon le BLUE MAP. Donc *a priori*, il n'y a pas de problème, spécialement dans les aquifères salins profonds où on pourrait stocker jusqu'à 1000 Gt. Mais les projets sont encore très timides par rapport aux objectifs ; il y a actuellement environ 120 projets de CSC recensés dont 80 pour des centrales électriques à charbon, pour un stockage annuel d'environ 250 Mt de CO<sub>2</sub> à partir de 2015 – 2020. Généralement, on parle de stockage sur 20 ans, donc jusqu'en 2040. Il faudrait donc, entre 2020 et 2050, multiplier progressivement les capacités de stockage par environ 25 pour atteindre les objectifs de stockage envisagés par BLUE MAP (p.25). Pour ma part, je ne sais pas si c'est possible mais je trouve que c'est énorme.

**J'en viens maintenant aux risques associés aux stockages :** Ceci est une image (figure 6) qui montre toutes les voies possibles qu'a le CO<sub>2</sub> pour s'échapper d'un stockage vers la surface. Je ne vais pas détailler, il y en a énormément, au moins en théorie, et cela peut paraître exagéré. Mais il faut quand même se souvenir qu'on a une expérience des stockages de méthane réalisés pour réguler la consommation de gaz naturel, qui n'ont pas toujours été suffisamment étanches. Aux USA par exemple, se sont créés en 2001 des geysers de méthane à partir de fuites du stockage de Hutchinson, jusqu'à 11 km de distance... Il ne faut pas sous-estimer ce risque.

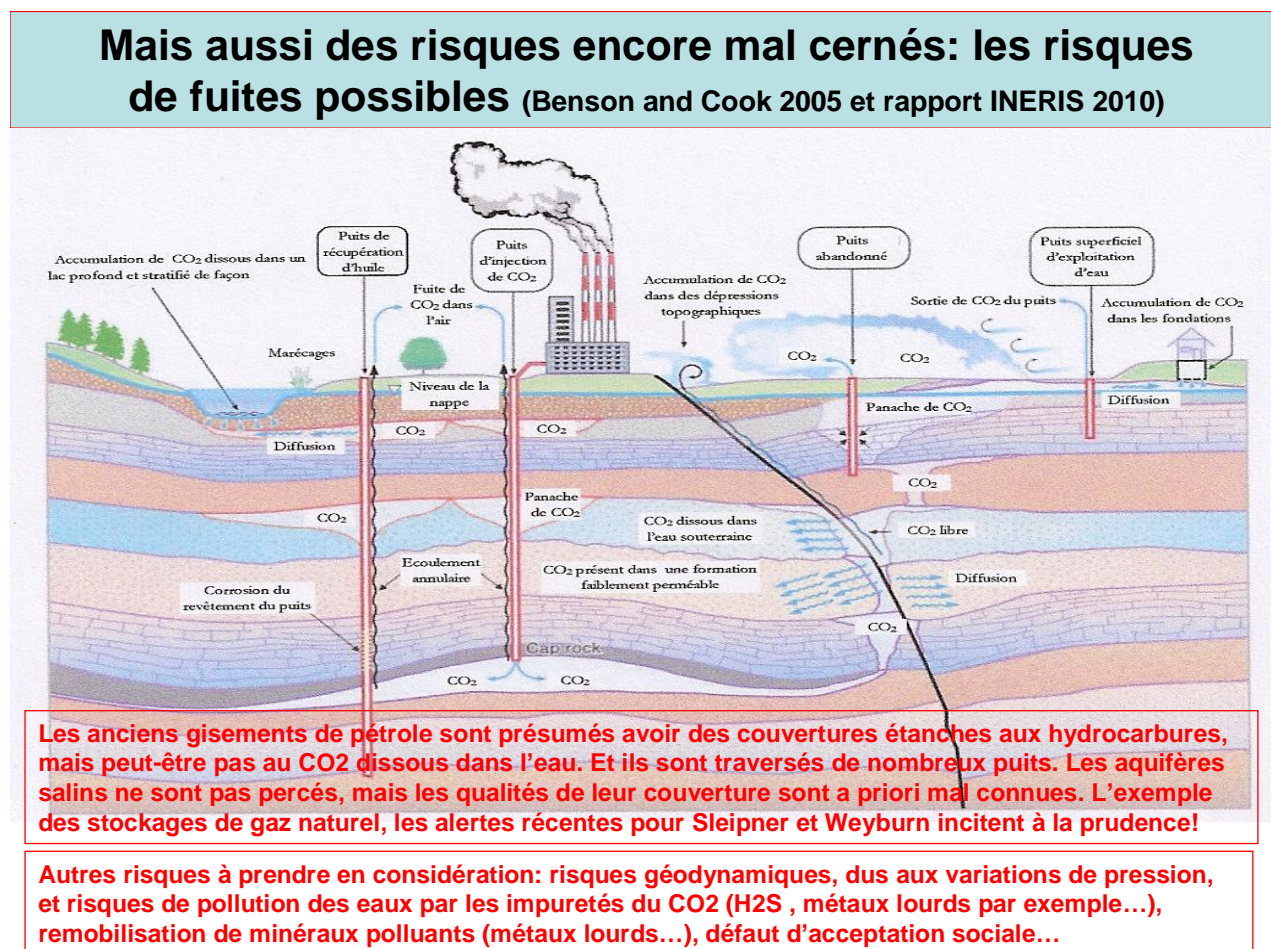


Figure 6

Les anciens gisements de pétrole sont présumés avoir des couvertures étanches aux hydrocarbures.. Mais cette étanchéité ne s'applique peut-être pas au CO2 dissous dans l'eau... Le pétrole tient en effet par la pression capillaire entre la phase eau et la phase pétrole ; le CO2 dissous dans l'eau ne tiendra pas de cette façon. De plus, les gisements sont traversés de très nombreux puits. Les aquifères salins ne sont pas percés mais les qualités de leur couverture sont *a priori* mal connues . Une connaissance très précise est extrêmement difficile .

Les risques à prendre en considération sont aussi les risques géodynamiques : on a déjà injecté du méthane en France dans le bassin d'Aquitaine avec pour résultat que certaines stations thermales des Pyrénées n'ont pas trouvé cela très sympathique, à cause de la montée en pression. Il y a aussi les risques de pollution des eaux par les impuretés du gaz carbonique (je vous ai déjà cité deux exemples où on n'hésitait pas à injecter l'hydrogène sulfuré (H2S) avec le CO2), les métaux lourds, la remobilisation de minéraux polluants et le problème de l'acceptation sociale.

**Et le transport maintenant?** C'est une technique mature. Aux Etats-Unis, il y a 3000 km de pipeline de CO2 (dont celui de WEYBURN) dont une grande partie au Texas. On utilise les gisements naturels de CO2 ou bien des entreprises émettrices se branchent dessus et on fait de la récupération assistée avec le CO2. Je considère donc que le transport n'est pas un problème, d'autant qu'il y a d'autres méthodes ; on peut transporter par camion, par bateau etc.

**J'en viens au captage :** une grande variété de procédés est envisageable mais deux groupes de procédés seulement sont validés à l'échelle industrielle :

- Les solvants chimiques, surtout les alcanolamines qui ont une ou plusieurs fonctions alcool (OH), grâce auxquelles l'alcanolamine se dissout dans l'eau, et une fonction amine qui permet le captage du gaz carbonique. Un produit très utilisé est ce qu'on appelle la MDEA : Pour comprendre sa structure, il suffit de remplacer un radical méthyl par un groupement alcool dans la structure de la triéthanolamine, qui est une alcanolamine tertiaire. Vous voyez le principe : on dissout dans l'eau par un bout et on capte le CO2 par l'autre. Il suffit finalement d'échauffer un peu pour relâcher le gaz carbonique. Ce n'est pas une liaison irréversible.
- Les solvants physiques, par exemple le méthanol, utilisé par exemple dans le procédé RECTISOL mis en œuvre à Weyburn, qui demandent moins d'énergie que les solvants chimiques pour fonctionner .

D'autres procédés sont du domaine de la recherche, très active dans ce domaine : cryogénie, hydrates de CO2 etc. etc.

**Je parlerai d'abord du captage sur champ de gaz naturel** avant de traiter tous les systèmes liés à la production d'énergie, post combustion, oxycombustion, précombustion etc. . Le gaz carbonique est extrêmement fréquent dans les gisements. Par exemple en France, le gisement de LACQ avait 9% de gaz carbonique (mais aussi 15% d'hydrogène sulfuré). On appelle cela des gaz acides et l'industrie pétrolière se doit de les éliminer, car il n'est pas question de mettre du gaz naturel sur le marché avec de telles teneurs en CO2 et H2S (il y a une limite assez faible de l'ordre de 1 ou 2 % pour le CO2 et de 0 % pour l'hydrogène sulfuré). En ce qui concerne le captage, l'industrie pétrolière a donc une expérience ancienne et est certainement la plus qualifiée pour cette activité.



Selon Total, 40 % des réserves de gaz restantes sont acides ; l'élimination des gaz acides du gaz naturel va devenir ainsi un problème de plus en plus important.

**Je quitte le problème du traitement sur champ du gaz naturel et du pétrole et j'en viens au captage sur les installations de combustion dit en postcombustion :** on produit de l'énergie, des fumées se dégagent, qui contiennent du gaz carbonique. Il faut pouvoir extraire ce CO<sub>2</sub> puis il faut le comprimer pour le transporter. Les observations sont les suivantes : les fumées sont à basse pression et à température assez élevée, elles sont peu concentrées en CO<sub>2</sub>. Les solvants physiques ne sont donc pas adaptés, et les solvants chimiques ne sont pas actuellement pleinement opérationnels sur de grosses unités. Les fumées contiennent des oxydes de soufre et d'azote qui doivent être éliminés par un prétraitement.

Je vous montre (figure 7) la composition des fumées qui sortent d'une centrale thermique au gaz naturel, d'une centrale thermique au charbon, d'une cimenterie, d'une usine sidérurgique. Les débits de fumée sont énormes. L'ordre de grandeur est le million de mètres cubes à l'heure... Vous voyez que le gaz carbonique en représente une part qui n'est pas extrêmement importante. Notez que, malgré un prétraitement dans le cas du charbon, vous allez vous retrouver avec des quantités notables d'oxydes de soufre et d'azote, de poussières, etc. dans les fumées. Cela complique le captage du CO<sub>2</sub>.

### Quelques exemples de volume et de composition des fumées (après filtration, désulfuration et dénitrification pour la centrale à charbon) produites par des installations industrielles

		Centrale thermique		Cimenterie	Sidérurgie
		Gaz naturel	Charbon Chaudière supercritique (charbon pulvérisé <sup>a</sup> /lit fluidisé circulant <sup>b</sup> )	Voie sèche, en sortie de cheminée avec broyeur vertical	Haut-fourneau conventionnel/avec recyclage du gaz de tête
Capacité		600 MWe	600 MWe	2 300 t/j de clinker	9 700 t/j de fonte chaude
Débit de fumées	Nm <sup>3</sup> /h	3 300 000	1 700 000/1 750 000	250 000	600 000/520 000
Masse volumique	kg/Nm <sup>3</sup>	1,3	1,3	1,3	1,3
Température	°C	95-105	85/120	110	55
Pression	bar	1	1	1	3
Composition :					
CO <sub>2</sub>	% vol.	3,5	13,5	15	20/30
H <sub>2</sub> O	% vol.	7	11/7	6-11	15
N <sub>2</sub>	% vol.	75-80	70/75	65-70	40/8
O <sub>2</sub>	% vol.	13,5	4	8-10	—
H <sub>2</sub>	% vol.	—	—	—	4/7
CO	% vol.	—	10/25	< 0,1	20/40
Ar	% vol.	0,02	0,9	0,3	0,5/0,1
CH <sub>4</sub>	% vol.	—	—	—	0,01
Hydrocarbures (C2 à C7)	% vol.	—	—	—	< 0,05
NO <sub>x</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	25-50	200	800	27
SO <sub>x</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	0-35	150/200	100	3
H <sub>2</sub> S	ppm	—	—	—	3
COS	ppm	—	—	—	8
HCl	ppm	—	4	—	< 1
Cl <sub>2</sub>	ppm	—	< 1	—	< 1
NH <sub>3</sub>	ppm	—	< 1	—	1
HCN	ppm	—	—	—	38
Poussières	mg/Nm <sup>3</sup>	< 5	30	50	< 10
Métaux lourds (As, Cd, Cr, Hg, Mn, Ni, Pb, V)	µg/Nm <sup>3</sup>	—	< 5 pour chacun	—	—

<sup>a</sup> Gaz issu des traitements suivants : filtration, désulfuration (FGD), SCR pour les NO<sub>x</sub> (Selective Catalytic Reduction).

<sup>b</sup> Gaz issu des traitements suivants : filtration, la désulfuration est faite dans le réacteur par ajout de chaux.

figure7 (source Lecomte et al.2010)

Mais aussi, je suis quand même assez étonné, alors que l'on parle sans arrêt des dangers du nucléaire, qu'on ne réalise pas que lorsqu'on a plusieurs dizaines de mg/m<sup>3</sup> de poussières, de SO<sub>x</sub>, de NO<sub>x</sub>, de métaux lourds, avec des débits aussi élevés, ce sont des centaines de tonnes par an qui vont dans nos poumons. Personne ou presque ne parle de ça. Evidemment, le captage du CO<sub>2</sub> permettrait peut-

être d'éliminer ce problème et il y aurait un bénéfice sanitaire important. Mais en attendant, c'est un problème que je juge très grave.

Le projet CASTOR est la réalisation la plus importante à ce jour de captage postcombustion : c'est une centrale électrique au Danemark où on compte capter une tonne de CO<sub>2</sub> à l'heure sur 2 ans, ce qui est vraiment très peu. Le passage aux grosses unités n'est donc pas encore opérationnel et de très loin.

**Le captage en oxy-combustion :** Avec une unité de séparation de l'oxygène et de l'azote de l'air, vous produisez de l'oxygène que vous allez utiliser pour la combustion. Cela fait des fumées très concentrées en CO<sub>2</sub> dont vous pouvez facilement isoler le gaz carbonique par condensation. En principe, il n'y a donc plus besoin d'adjuvants chimiques ou physiques pour capter le CO<sub>2</sub>. C'est extrêmement intéressant.

Mais, comme vous augmentez de beaucoup les températures de combustion, une grosse difficulté apparaît, la tenue des matériaux. En général, on mélange par recyclage les produits de combustion à l'oxygène de manière à diminuer la teneur en oxygène. Voilà une centrale qui fonctionne en oxy-combustion, une centrale de VATTENFALL (figure 8). Vous voyez le dispositif : séparation air /azote, combustion, recyclage, condensation, désulfuration etc. Ce sont des installations compliquées. A l'heure actuelle, je crois la seule centrale électrique ainsi équipée qui fonctionne, c'est un pilote, la centrale de Schwarze Pumpe de 30 MW en Allemagne... Le CO<sub>2</sub> est capté depuis 2011 sur ce pilote et est transporté, par camions, pour être injecté dans le petit stockage pilote de KETZIN, près de BERLIN. Or il devait être injecté dans un gisement de Gaz de France, à 400 km de là, mais l'absence de législation adaptée et les protestations populaires ont stoppé ce projet, pour l'instant. Vous voyez que là, l'absence d'acceptation sociale et le vide juridique ont empêché de développer le projet initial.

### Schéma de principe d'une centrale à charbon pulvérisé fonctionnant en oxycombustion (Vattenfall d'après Lecomte et al. 2010)

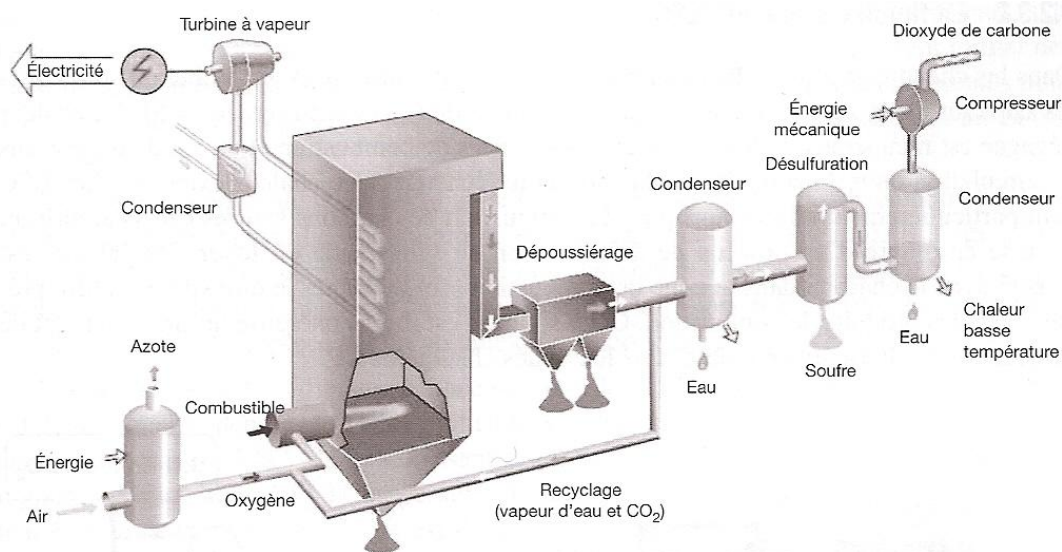


Figure 8

**Le captage en précombustion :** On part tout simplement des vieilles méthodes utilisées par les charbonniers ou les gaziers pour produire par exemple de l'hydrogène à partir du charbon ou du gaz naturel. Le principe est qu'à partir du combustible vous allez produire un gaz de synthèse qui contient principalement de l'oxyde de carbone et de l'hydrogène. Vous allez en modifier les proportions pour en faire ce que vous voulez.

Ici, on va privilégier l'hydrogène, pour produire de l'énergie. On produit aussi du CO<sub>2</sub> et les fumées sont suffisamment concentrées en CO<sub>2</sub> pour permettre l'utilisation des solvants physiques. Je ne vais pas trop développer mais il faut savoir que l'utilisation de solvants physiques réduit la consommation d'énergie par rapport aux solvants chimiques.

L'usine de méthanation du charbon qui alimente WEYBURN préfigure ces méthodes : On y pratique un mélange d'oxy-combustion et de précombustion. On va séparer en tête l'oxygène et l'azote de l'air pour faire de l'oxy-combustion ; ensuite, on fait du gaz de synthèse et on modifie les proportions de CO et d'hydrogène pour faire ici du méthane (je vous disais que c'était une méthode à tout faire). On capte le CO<sub>2</sub> avec un solvant physique, le méthanol ( procédé Rectisol de la société Lurgi)

On a parlé de bio raffinage ce matin : c'est le genre de chose qui préfigure sans doute les usines à tout faire, par exemple pour utiliser la biomasse, produire des biocarburants de deuxième génération, etc. La clé, c'est ce qu'on appelle le gaz de synthèse.

**Ma conclusion sur les techniques :** elles sont validées pour le transport, qui ne posera pas un grand problème ; même une fuite sur un gazoduc n'est pas dramatique. Elles sont validées pour le captage pour le traitement sur champ de gaz naturel et assez largement validées pour le captage sur de petites unités pour les centrales électriques. Elles sont insuffisamment validées pour le stockage, avec un retour d'expérience insuffisant sur la maîtrise des risques.

Enfin, il y a une acceptation sociale insuffisante et l'absence de cadre juridique. La mise en œuvre de ces techniques a buté, en Allemagne, sur l'absence de législation et l'acceptation sociale. Une telle législation n'existe pas non plus en France et on ignore également ce qu'y sera l'acceptation sociale.

**Les rendements :** dans l'exemple que je montre le **rendement d'élimination du CO<sub>2</sub>** est de 87 % , mais l'augmentation de la consommation de combustible est de 29 %, hors transport et stockage. Cela pose un problème : dans un contexte de raréfaction des combustibles fossiles, si on consomme nettement plus avec le CSC , il y aura un problème de ressources.

**Les rendements électriques:** sur cet autre exemple (figure 9), il y a une perte de rendement électrique de l'ordre de 22 %, par perte d'énergie liée au captage et à la compression, ce qui n'est pas négligeable. La perte de rendement et la consommation d'énergie supplémentaire se traduisent par une augmentation moyenne de consommation de combustibles de l'ordre de 1/3 par kilowattheure produit , si l'on tient compte du transport et du stockage.

**Les rendements: Rendements électriques nets pour une centrale à charbon moderne de 1400 MW thermiques avec ou sans captage post-combustion: une perte relative de rendement de 22,2 %, hors pertes d'énergie dues au transport et au stockage (Lecomte et al .2010)**

	Rendement électrique net (%)	Production électrique nette (MWe)
Centrale sans captage du CO <sub>2</sub>	45	630
Captage du CO <sub>2</sub>	-6,5	-90
Compression du CO <sub>2</sub> à 110 bar <sup>a</sup>	-3,5	-50
Centrale avec captage et compression du CO <sub>2</sub>	35	490

<sup>a</sup> Hors transport et réinjection du CO<sub>2</sub>.

**Les pertes de rendement, et la consommation d'énergie pour le transport et le stockage, se traduisent par une augmentation moyenne de la consommation de combustible de l'ordre de 1/3 par kWh produit !**

Figure 9

Conclusion sur les rendements : le taux de captage est excellent, mais il y a une importante baisse de rendement énergétique global, en y incluant toute la chaîne. Cela mérite réflexion s'il y a des problèmes de ressources. Mais on n'en parle guère.

**En ce qui concerne les coûts :** pour une centrale à charbon moderne à l'horizon 2020, le coût du CCS serait de 35 à 50 € par tonne de gaz carbonique évitée. Cela montre que quand on va passer au captage, sur les centrales à gaz et à charbon, on va avoir une augmentation de coût de l'électricité évaluée à 35% en Europe, 40 % aux Etats-Unis.

Le coût de la tonne de gaz carbonique évitée est, pour les hauts fourneaux des aciéries, de 45 à 55 €, pour les cimenteries, de 60 à 140 €, pour les raffineries 80 €, et sans doute beaucoup plus pour les secteurs chimie / pétrochimie car ce sont des petites unités.

Les coûts de transport sont de l'ordre de 1 à 10 €/t CO<sub>2</sub>, les coûts de stockage de 3 à 30 €/t CO<sub>2</sub>. Quand on peut faire de la récupération assistée, on peut déduire 10 à 15 €/t CO<sub>2</sub> en se payant sur la bête. Un point intéressant, c'est que le traitement sur champ inclut déjà obligatoirement le captage puisqu'on ne peut pas laisser partir dans la nature les gaz acides. Donc c'est sans doute là que l'effort à faire est le moins important puisqu'il ne s'agit alors que d'ajouter du transport et du stockage.

L'évaluation des coûts reste approximative, même si les coûts de transport sont assez bien cernés. Les coûts de captage ne sont pas encore bien connus, mais auront sans doute tendance à baisser. Ceux du stockage en aquifères salins ou en gisements en déclin, pour toutes les raisons que je vous ai décrites, sont sans doute sous-estimés et très variables.

Les coûts dans l'industrie sont les moins élevés pour l'électricité mais le renchérissement corrélatif du prix de l'électricité est malgré tout de l'ordre de 35 à 40 % ce qui est un gros handicap dans un contexte de compétition avec des sources d'électricité non-émettrices de CO<sub>2</sub>. L'utilisation du CO<sub>2</sub> en récupération assistée permettrait peut-être de réduire le prix de la tonne de CO<sub>2</sub> stockée de 10 à 15 €.

En tout état de cause, les coûts de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée sont très supérieurs aux taux actuels du CO<sub>2</sub> sur le marché *carbon trade* (de l'ordre de 15 € la tonne). L'incitation financière actuelle à développer le captage et le stockage est donc très insuffisante et c'est dans le domaine du traitement

sur champ (qui n'est pas un secteur négligeable), où le captage est déjà intégré, que la situation est la plus favorable, comme le montre l'exemple de SLEIPNER, où une taxe norvégienne d'environ 35 € par tonne de CO2 a décidé STATOIL à stocker les émissions. Un coût de 30 € / t serait déjà sans doute suffisant mais je doute malgré tout de voir le Moyen Orient s'y mettre.

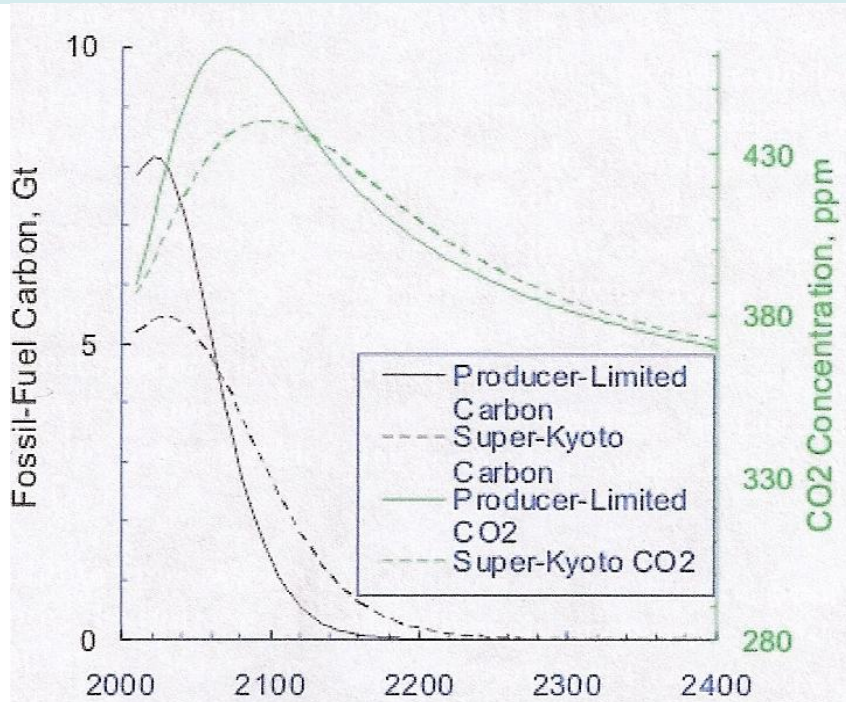
**Pour finir, une question qui paraîtra provocatrice, mais qu'il faut quand même se poser :** les quantités de CO2 qui seront émises au cours du siècle seront-elles si importantes qu'elles justifient de miser à fond sur le CSC ? Avant d'en discuter, je saisis l'occasion pour dire que je suis en désaccord avec ce qu'a dit Patrick CRIQUI ce matin. Je pense que l'économie d'un pays très endetté ne peut pas pour l'instant tenir la route dans les pays de l'OCDE quand le baril de pétrole est longtemps à 100 dollars le baril ou plus, car je crois que quand on s'endette, il faut avoir de la croissance pour avoir des capacités de remboursement. Or il y a une liaison étroite entre la croissance et la consommation possible de pétrole. L'endettement s'est certes accumulé exagérément mais je crois que l'une des raisons pour lesquelles on n'arrive pas à redresser la situation, c'est qu'à 100 € le baril pendant trop longtemps, les économies occidentales dans l'état où elles sont se cassent la gueule. Or la cause des prix élevés du pétrole pendant longtemps, c'est l'essoufflement de la production pétrolière.

Dans les discussions de café du commerce actuelles, on parle toujours de réserves, que l'on décrit comme mirifiques, mais on ne parle jamais de la vitesse à laquelle on peut produire les matières premières. C'est quelque chose qui a pourtant beaucoup plus d'importance sur le moment que les réserves dont on dispose. En ce qui concerne les combustibles fossiles, principaux émetteurs de CO2, l'Association for the Study of Peak Oil (ASPO) prédit que pour des raisons essentiellement géologiques, la vitesse de production possible du pétrole va décroître rapidement après 2020, que, pour le gaz, il va en être de même 15 ou 20 ans après et que, pour le charbon, il est loin d'être sûr que ce soit une ressource aussi durable qu'on la présente. Un plateau de production aurait lieu en 2050- 2060 environ et, en Chine, certains envisagent qu'il soit atteint en 2020-2030 .

D.Rutledge de l'ASPO a calculé quelles seraient les émissions de CO2 dues aux combustibles fossiles, sur la base de ces limitations géologiques, dans leurs productions possibles. **Sa prédiction est en-dessous de celle de tous les scénarios du GIEC .**

Il considère que si on se réfère à ces courbes de production possibles (à condition de ne pas développer les schistes bitumineux et la gazéification souterraine du charbon, c'est une autre affaire) on devrait tenir à peu près dans les limites des 450 ppm de CO2 qu'il ne faudrait pas dépasser dans l'atmosphère pour éviter un réchauffement moyen de plus de 2 degrés par rapport à 1860 (figure 10). Des contraintes relativement modestes (super Kyoto) imposées à la production de combustibles fossiles permettraient pour plus de sécurité de retarder les pics tout en prolongeant la durée de ces productions et cela permettrait de rester sans difficulté dans l'épure.

Selon le couplage du modèle MAGICC du National Center for Atmospheric Research avec le modèle de production des combustibles fossiles de Rutledge, les concentrations de CO2 entraînées par les émissions de combustibles fossiles ne devraient pas dépasser de beaucoup les 450 ppmv. **L'effort à faire est peut-être plus modeste qu'on ne le pense!**



**Mais cela ne tient pas compte d'un éventuel développement des schistes bitumineux et de la gazéification souterraine du charbon**

Figure 10: les courbes Super-Kyoto sont basées sur un accord sur une limitation de l'usage des combustibles fossiles qui permettrait d'étaler leur production dans le temps

Dans cette ligne de pensée, un remplacement accéléré des centrales électriques à combustibles fossiles par des centrales n'émettant pas de CO2, centrales nucléaires et électricités renouvelables, suffirait sans doute à contenir les émissions de CO2 dans des limites raisonnables. Mais ce n'est pas le chemin que semble prendre en ce moment l'humanité.

## 1. Questions

Question : (...inaudible...)

Réponse : Nous faisons des courbes à l'ASPO et beaucoup de gens nous traitent de je ne sais quoi, mais on n'a pas été mauvais sur le pétrole, il faudrait quand même se le rappeler. On travaille à partir de courbes d'écrémage et d'historiques de production : c'est une méthodologie qui peut être discutée mais elle semble montrer que l'on ne pourra pas produire dans l'avenir les combustibles fossiles au rythme généralement envisagé, en particulier par le GIEC et que cela limitera les émissions de CO<sub>2</sub>. Je souhaiterais que la relation entre scénarios de limitation géologique des productions de combustibles fossiles et émissions de CO<sub>2</sub> soit sérieusement étudiée, ce qui n'est pas le cas actuellement, hormis par l'ASPO.

Question : Je suis bien d'accord pour dire que si la production d'énergie fossile est limitée par les producteurs, il n'y aura pas de problème d'effet de serre. Il peut effectivement y avoir une très grosse différence entre les quantités accessibles à un prix que les gens sont prêts à payer, sous réserve des délais de mise en œuvre. Mais si les quantités accessibles à un prix que les consommateurs sont prêts à payer sont supérieures aux limites qu'il faut se fixer pour éviter un effet de serre. C'est là qu'il y a un problème : évidemment, s'il n'y a pas d'énergie fossile, il n'y a pas d'effet de serre. Mais on peut très bien imaginer que la régulation soit faite par les pays producteurs. Je dirais même que ça commence : il y a tout de même beaucoup de gisements en Russie qui ne sont pas mis en exploitation, de même en Arabie Saoudite. Et vous avez vous-même parlé des gaz de schistes. Et il y a également les capacités de production de charbon : si le prix du charbon double ou triple, les capacités de production doublent ou triplent également. La question fondamentale de géopolitique est la suivante : qui va faire la régulation ? Et si la régulation se fait par les pays producteurs, on ne va pas stocker le CO<sub>2</sub> ! Le prix du CO<sub>2</sub> sera nul et il n'y aura pas de quoi payer le coût du stockage, puisque tout le coût du CO<sub>2</sub> aura été pompé par les producteurs avant. Vous avez posé à la fin la bonne question : qui va réguler ? Il vaut mieux que ce soit nous qui régulions avant que les producteurs se mettent à réguler.

Réponse : Certes, mais la limitation géologique est une réalité et c'est elle qui mènera de plus en plus le jeu, quels que soient les prix. Il faut donc en tenir compte.

Question : Une petite critique sur la présentation de ces dernières courbes. On ne peut pas tracer une courbe comme cela pour les réserves, car elles ne sont pas connues ! Au moins faudrait-il mettre un domaine de valeurs possibles sur les réserves prouvées, ultimes etc. Quand on pose la question à quelqu'un qui est dans le business, j'ai posé la question à quelqu'un chez Total, il rit, car aucun chiffre n'est fiable. Il me donne l'exemple du pétrole de Mer du Nord : en 1980, les réserves prouvées étaient de 15 milliards de barils. Elles sont toujours de 15 milliards de barils maintenant et on a produit 45 milliards de barils. Et les gens pensent qu'on va encore produire 45 milliards... Cela veut dire qu'il y a un facteur 6 entre les réserves prouvées début 1980 et ce qu'ils estiment qu'on peut extraire. Même si je comprends très bien la logique de ce que vous présentez, on ne peut pas faire des courbes comme cela.

Réponse : La forme de ces courbes dépend en effet des réserves ultimes et il en résulte une marge d'erreur qui diminue avec le temps, **mais ces courbes décrivent des vitesses de production des réserves, et non des réserves**, et ce n'est pas simplement un dessin qu'on fait à l'esbroufe. Il y a toute une méthodologie derrière, fondée sur l'établissement de courbes d'écrémage et d'historiques de production. On se refuse semble-t-il à accepter l'évidence qui est qu'à l'échelle d'un gisement en exploitation, la production augmente progressivement, plafonne puis décroît. Il en est de même pour une province pétrolière qui est un ensemble de gisements et finalement pour le monde qui contient

l'ensemble des provinces pétrolières. Puisque vous parlez de la Mer du Nord, province pétrolière, je vous rappelle qu'elle est en déclin, depuis maintenant 10 ans, et que sa production n'est plus qu'à 40 % de sa production maximale. Alors s'appuyer sur ses réserves prouvées de l'instant pour prédire l'avenir, cela n'a guère de sens quand les faits sont là ; sur le site de SLC, j'ai mis un document sur ce qui s'est passé en Angleterre qui a maintenant pratiquement épuisé ses ressources. Immanquablement, on passe par un pic et, une fois que ce pic est passé, la production décline en général rapidement. La politique permet d'atténuer un peu le déclin, à coup de subventions, la technologie permet d'accroître le taux de récupération etc. mais il s'agit de phénomènes du second ordre. Le déclin tient essentiellement au fait qu'on ne remplace plus assez vite les réserves qui sont en exploitation par des réserves nouvelles. C'est un problème de cinétique. Pour calculer les cinétiques, nous prenons en compte les historiques de production : on extrapole (et c'est effectivement critiquable) et on regarde comment évoluent les possibilités de production au cours du temps.

Pour le pétrole, la zone d'incertitude s'est réduite considérablement. Les faits sont là, **à peu près tels que l'ASPO les a prédit il y a déjà 15 ans !** Les prédictions sont bien sûr plus incertaines pour le gaz et le charbon mais certainement plus sûres qu'une prévision faite par des économistes dont le raisonnement ne prend pas en compte la finitude des ressources.

Question : vers la fin, on a complètement dérapé et on a changé de sujet. On parlait du captage et du stockage et on s'est mis d'un seul coup à imaginer un scénario : d'après tout ce que j'ai entendu à l'échelle mondiale depuis un certain nombre d'années, je suis complètement abasourdi que l'on me dise que la géologie va faire que les ressources de charbon vont être épuisées d'ici 50 ans. C'est un scénario qui, à mon avis, est loin d'être accepté sur le plan international. Alors je voudrais laisser tomber cela et revenir au stockage et au captage du CO<sub>2</sub>. On n'a pas du tout parlé de l'expérience de stockage de Total à LACQ et de l'acceptabilité ; il y a eu un travail intelligent qui a été fait avec les populations locales. Il n'y a aucun problème d'acceptabilité locale de l'expérience en cours à LACQ.

Réponse : Ces scénarios ne sont pas imaginaires, même s'ils sont imprécis, et ceux qui ne les acceptent pas sont les économistes. D'autre part on ne dit aucunement que les réserves de charbon vont être épuisées d'ici 50 ans. On dit seulement que la production de charbon va devoir décliner avant 50 ans d'ici, sans doute d'ici 15 à 20 ans pour la Chine par exemple. Il s'agit de prédire un maximum de production, une vitesse de production, qu'il faut prendre en compte dans les scénarios d'émission.

Je n'ai pas eu le temps en effet de parler du stockage de Total à Lacq, qui est en effet intéressant à bien des points de vue, mais d'ampleur très modeste. Il y a eu cependant des problèmes d'acceptabilité sociale, avec la création d'associations pour combattre ce projet.

Discussion (*le débat devient difficile à suivre*)

- Il y a eu de grosses manifestations ; des projets similaires par exemple aux Pays-Bas, ont été annulés. Je travaille dans le domaine et je ne peux que militer en faveur de la captation et du stockage du CO<sub>2</sub> mais l'aspect social est important. Aux Pays-Bas, on a interdit les stockages on shore, en Allemagne, c'est pareil et la problématique est la même entre réduire les émissions liées à la production électrique à partir du charbon et développer le nucléaire dans les pays qui n'en veulent pas. La problématique des aspects sociaux est la même pour réduire d'un facteur 10 les émissions de CO<sub>2</sub> liées au charbon, que de développer un parc nucléaire, ayant la même production, pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub>.
- C'est vrai, mais a priori, les déchets nucléaires sont plus dangereux que le CO<sub>2</sub>...



- Ce n'est pas du tout évident : le CO2 change le climat et l'a déjà changé. Le nucléaire n'a pas encore changé le climat. Le CO2 est déjà beaucoup plus dangereux !
- (inaudible)
- Entre le risque qu'il y a à relâcher directement le CO2 dans l'atmosphère et le risque qu'il y a à le stocker, que ça fuit au lieu de rester stocker (200 ou 300 ans), c'est toujours cette durée gagnée.
- Qu'on ait du mal à accepter des centres de stockage du CO2, c'est une chose. C'est plus compliqué à manipuler que les déchets nucléaires mais voilà : les déchets nucléaires, on ne les accepte pas et il y a un vrai défi à faire accepter de stocker des milliers de milliards de m3 de CO2. Aujourd'hui, 40 % du CO2 émis par l'homme provient de centrales au charbon : de très loin, c'est la première source d'électricité qui est mise en route chaque année devant toutes les autres. On peut prendre ces sujets de captage du CO2 comme infaisables parce que c'est trop compliqué, parce que ça manipule trop d'usines ou parce que l'acceptation sociale n'y sera pas mais si elle n'y est pas, on ne règle pas le problème du climat. Je pense qu'il faut aussi avoir un peu de recul sur la réticence qu'on a sur des technologies nouvelles qui n'ont pas encore été mises en œuvre à partir du moment où c'est la seule voie qui permet de continuer à faire tourner des centrales qui constituent l'essentiel du parc mondial. On ne va pas les changer comme ça du jour au lendemain. Je pense qu'il faut prendre en compte ces éléments quand on juge infaisables des développements technologiques
- Est-ce que la Chine envisage de faire du captage / stockage de CO2 dans leurs centrales électriques ?
- Elle ne compte pas beaucoup de projets dans la liste actuelle des projets affichés
- Mais elle fait des études pour cela ?
- Oui, je pense, enfin, je ne suis pas très au courant, mais je pense que oui.
- (...inaudible...)
- Il y a des gros projets : cependant j'ai passé tous les projets qui étaient publiés en revue. J'ai montré qu'on était à 4 % de ce qui serait nécessaire par rapport au scénario BLUE MAP. Il faudrait donc multiplier l'effort par 25 ! Des projets, il y en a, mais aucun ne dépasse 2 ou 3 Mt par an, alors qu'il faudrait passer aux Gt !

Question : Ce n'est pas une question, c'est une mise au point. C'est la troisième fois que j'interviens dans une conférence publique où on dit que le CO2 n'est pas dangereux. C'est complètement faux : il y a des accidents du travail mortels chaque année en France liés au CO2 (des gens qui s'asphyxient dans des cuves ou des puits). La proportion létale est de 10 % et on a mesuré des effets toxiques (maux de tête etc.) à partir de 0,4 % c'est-à-dire 4000 ppm. On parle de taux dans l'atmosphère de 1000 ppm... Il faut savoir que les personnes qui ont des problèmes respiratoires ont des difficultés à respirer à partir de 1000 ppm et qu'à partir de 4000 ppm, ces problèmes se manifestent même chez des sujets sains.

Le gaz carbonique est un gaz toxique et il ne faut pas dire que ce n'est pas dangereux.

Question : Je voulais faire une remarque au sujet de la Chine. Il y a un chiffre que l'on m'a donné hier que je ne connaissais pas encore, c'est 80 000 mines de charbon...Il y a un émiettement tel que même s'ils agissent en séquestration, il leur faudra des dizaines d'années.

Réponse : Cela se simplifie maintenant à grande vitesse car beaucoup des mines « artisanales » sont en passe d'être fermées sous la pression du gouvernement..

Question : Deuxième point, je reviens sur la séquestration et ce qui a été dit sur l'acceptabilité sociale qui est un problème fondamental. Je suis d'accord avec ce que vous avez dit ; derrière cela, il faut avoir en tête que le milieu antinucléaire que l'on connaît, c'est le même qui milite pour une décroissance assez nette et qui milite fortement, comme le fait Greenpeace, contre la séquestration.

Réponse : Je rappelle qu'une consommation de combustibles fossiles augmentée d'un tiers par le CSC peut devenir aussi un obstacle majeur à sa mise en œuvre dans le contexte actuel de pénurie de ressources fossiles qui semble se dessiner.