

Captage et stockage du gaz carbonique (CSC)

Bernard Durand

avril 2011

Résumé

L'idée de stocker dans le sous-sol le gaz carbonique produit par les grosses installations industrielles (captage et stockage du CO₂, CSC) remonte à 25 ans environ. Elle est née de la crainte d'une accumulation de CO₂ dans l'atmosphère telle qu'elle puisse entraîner des dégâts climatiques et environnementaux considérables à l'échelle de la planète.

Les scénarios d'émissions et d'accumulation du gaz carbonique dans l'atmosphère envisagés au cours de ce siècle sont très variables en fonction des développements économiques anticipés. Le facteur majeur est l'importance qu'aura l'utilisation des combustibles fossiles, principaux responsables des émissions. Leur utilisation sera cependant tempérée par leurs possibilités réelles de production, qui sont mal connues et qui devraient être étudiées avec beaucoup d'attention.

Le CSC joue un rôle majeur parmi les projets de réduction de ces émissions puisque l'on envisage de pouvoir obtenir grâce à lui des réductions de 10 à 50 % environ, selon les scénarios d'émissions et d'accumulation, des émissions anthropiques totales de gaz carbonique.

Le captage de ce CO₂ ne peut guère être envisagé que sur de gros émetteurs, émettant au moins 100 000 tonnes de CO₂ par an. Ceci limitait pour 2007 à environ 16 Gt par an, soit 41% des émissions anthropiques totales, les quantités pouvant être captées. Les centrales électriques utilisant les combustibles fossiles représentaient environ 65 % de ces quantités, soit environ 10 Gt par an, l'essentiel venant des centrales à charbon.

Les technologies pour capter le CO₂ sont disponibles depuis longtemps et ont été créées pour l'industrie pétrolière: Celle-ci, par nécessité, capte sur champ les gaz acides, CO₂ et H₂S, présents dans le gaz naturel, issus des gisements de gaz mais aussi de pétrole, pour les éliminer avant commercialisation. L'industrie pétrolière dispose également des technologies de transport et d'injection dans le sous-sol, car elle utilise parfois le gaz carbonique en récupération assistée du pétrole, en particulier aux Etats-Unis. Mais pour l'essentiel, elle a pour l'instant rejeté dans l'atmosphère le CO₂ capté, et ne s'est pas préoccupé du devenir à long terme du CO₂ injecté pour la récupération assistée.

La crainte d'une dégradation du climat a donné un incontestable élan à l'amélioration de ces méthodes et a entraîné une multiplication des projets de CSC dans les pays industrialisés, les plus nombreux étant le fait des industries non pétrolières: car celles-ci sont au total bien plus émettrices de CO₂ que l'industrie pétrolière. L'adaptation des méthodes de l'industrie pétrolière à ces industries, qui produisent du CO₂ par combustion des combustibles fossiles, est en cours. Les procédés de captage sont classés en captage en post-combustion, captage en oxy-combustion et captage en précombustion. Ils sont décrits ici.

Mais les réalisations n'ont lieu qu'à un rythme très lent. En quantités stockées, les projets actuels sont très loin d'être à la hauteur des enjeux: la réalisation de leur totalité ne permettrait de stocker que 2 à 3 % de la quantité de CO₂ nécessaire pour atteindre par exemple l'objectif affiché des 10 Gt annuels de stockage à partir de 2050 du scénario Blue Map de l'Agence Internationale de l'énergie (AIE). Mais il s'agit essentiellement pour l'instant d'installations pilotes.

Il est pourtant douteux que l'on observe avant 10 à 20 ans une accélération significative de la réalisation de ces projets et du lancement de projets nouveaux, car ils rencontrent de nombreux obstacles: les principaux sont leur coût, les incertitudes quant à l'étanchéité sur le long terme des stockages souterrains, et l'acceptabilité sociale des gigantesques stockages qui seraient nécessaires. Le soutien politique a beaucoup diminué après la conférence peu encourageante de Copenhague sur le Climat de Décembre 2009. Et l'Europe tarde à honorer ses promesses d'engagements financiers.

Par tonne de CO₂ évitée, le coût du CSC à l'horizon 2020 varie fortement selon l'industrie considérée, de 30 à 140 € environ. Toutefois, ces coûts, faute d'expérience industrielle, ne sont pas très bien cernés. Des améliorations des techniques de captage abaisseront sans doute le coût de celui-ci, mais il est douteux que le coût du CO₂ sur les marchés de permis d'émissions dépasse avant longtemps suffisamment et durablement le coût du CSC pour que se multiplient les réalisations. En tous cas on n'en prend guère le chemin actuellement. On a vu par exemple quel a été en France le sort fait aux recommandations du rapport Rocard, et le recul politique qui a eu lieu ensuite dans ce domaine.

Pour les centrales électriques à combustibles fossiles, le coût serait à l'horizon 2020 d'environ 35 à 50 € par tonne de CO₂ évité, dont 70 % pour le captage, 10 % pour le transport et 20 % pour le stockage. Mais le coût de l'électricité produite avec des combustibles fossiles augmenterait alors au moins du tiers, et, dans les grands pays industriels à économie de marché dont la production électrique repose pour beaucoup sur le charbon et le gaz cela entraînerait une forte perte de compétitivité de cette électricité avec l'électricité nucléaire et même avec l'électricité éolienne, et cela d'autant plus que les prix des combustibles fossiles seraient beaucoup plus élevés que maintenant. Il ne faut donc dans ces pays s'attendre à beaucoup d'enthousiasme autre que de façade, aussi bien des électriciens que des milieux politiques. C'est pourtant le secteur le plus émetteur, et donc celui où il faudrait faire le plus d'efforts.

Il faut également prendre en considération la consommation supplémentaire de combustibles fossiles, charbon et gaz entraînée par le CSC, environ 1/3 de la consommation en l'absence de CCS. Ce qui rend douteux un engagement fort de la Chine et de l'Inde, pays qui ont besoin d'énormément de charbon pour maintenir leur rythme de développement. C'est aussi une préoccupation forte à l'échelle mondiale, car ces combustibles fossiles sont en train de passer du statut de ressource que l'on peut gaspiller sans scrupules au statut de ressource rare, à consommer avec modération.

L'industrie d'extraction pétrolière et gazière reste pour l'instant la mieux placée pour développer le CSC : elle en a créé les technologies et a depuis longtemps intégré le captage du CO₂ dans ses unités de traitement sur champ. Les surcoûts qu'il lui faudrait assumer sont donc ceux du transport et du stockage, lesquels ne constituent en principe que 30 % du total. C'est également elle qui est la mieux à même de cerner les possibilités de stockage, grâce à sa connaissance des bassins sédimentaires et aux moyens d'étude dont elle dispose. Elle peut également prolonger par ces stockages la durée de vie de gisements en déclin en utilisant le CO₂ pour faire de la récupération assistée, et ainsi rentabiliser l'opération. Une valeur durablement supérieure à 30 € par tonne sur les marchés de permis d'émissions serait donc peut-être suffisante pour la déterminer à multiplier les stockages dans des gisements en fin de vie. Observons à ce propos que le stockage de Sleipner est né de la décision du gouvernement norvégien de taxer de l'équivalent de 35 € la tonne de CO₂ émise par l'industrie pétrolière.

La nécessité de disposer de stockages souterrains d'une sûreté indiscutable et n'interférant pas avec d'autres activités est d'un point de vue physique le principal goulot d'étranglement. Si les volumes théoriquement disponibles sont probablement suffisants, il est loin d'être acquis que l'on pourra définir des volumes de stockages sûrs à un rythme suffisant. Ce qui veut dire également que le coût des stockages est probablement très sous-estimé. Leur acceptabilité sociale est également loin d'être acquise.

Toutes ces raisons semblent indiquer que les objectifs de CSC affichés par l'AIE ou le GIEC seront loin d'être atteints sans des engagements politiques très forts de la communauté internationale, se traduisant en particulier dans les pays à économie de marché par une valeur beaucoup plus élevée qu'actuellement du carbone sur les marchés de permis d'émissions, ou par la création d'une taxe carbone très substantielle.

En définitive, il est clair que le CSC ne peut résoudre à lui tout seul le problème des émissions de gaz à effet de serre. Il est tout aussi évident que son déploiement à une échelle suffisante pour que sa contribution à la solution de ce problème soit significative ne sera pas possible tant que les conclusions des études et des expérimentations en cours n'auront pas été tirées. La possibilité de réduire les émissions des centrales électriques à combustibles fossiles aurait le double avantage de réduire considérablement les émissions de CO₂ de la production d'électricité, et, grâce aux voitures électriques et hybrides rechargeables, de réduire considérablement la consommation de pétrole et les émissions de CO₂ des véhicules routiers. Le même objectif peut être atteint par le développement des centrales nucléaires et des énergies renouvelables, dont la compétitivité serait accrue par le renchérissement de la production d'électricité à partir des combustibles fossiles, dont l'emploi actuel généralisé interdit d'envisager l'élimination totale avant de nombreuses

décennies. Cela permettrait de faire durer les combustibles fossiles et de les consacrer aux usages pour lesquels ils sont difficilement remplaçables.

Le CSC pourrait alors se concentrer sur la réduction des émissions des autres industries, industrie pétrolière, raffinage et pétrochimie incluses, sidérurgie, cimenteries et industries minérales. Notons cependant qu'en Europe, l'éventualité d'installation de CSC sur les raffineries est peu probable, le raffinage y étant en difficulté permanente.

Notons également, en ce qui concerne l'industrie pétrolière, qu'une grande partie de la production vient des champs situés dans les pays de l'OPEP, qui ne semblent pas très déterminés à faire beaucoup d'efforts de stockage du CO₂ issus des traitements sur champs.

Captage et stockage du gaz carbonique (CSC)

Bernard Durand

avril 2011

1-Introduction : Pourquoi stocker le gaz carbonique dans des formations géologiques?

Le GIEC (1), alerte depuis longtemps la communauté internationale sur les dangers que le réchauffement en cours de la surface terrestre fait courir à l'humanité. Il affirme que ce réchauffement a pour origine principale l'augmentation continue des émissions de gaz à effet de serre (GES) par les activités humaines (anthropiques).

La température moyenne de surface (océans + continents) a déjà augmenté de près de 1 °C par rapport à la température dite « préindustrielle », c'est-à-dire celle observée en 1860.

Il est largement admis, même si cela est encore controversé, qu'il ne faudrait pas dépasser une augmentation de 2°C, sous peine très probablement d'entraîner des dégâts écologiques et économiques de grande ampleur et peut-être même des modifications imprévisibles et catastrophiques du système climatique terrestre. C'est en tout cas l'objectif qui a été affiché par certains gouvernements à l'issue de la conférence de Copenhague sur le climat de Décembre 2009 et entériné par tous lors du sommet de Cancun en Décembre 2010.

Pour obtenir ce résultat, il faudrait être capable de stabiliser la teneur en CO₂ de l'atmosphère à 450 parties pour million en volume (450 ppmv) (en 2011, elle est à peu de chose près de 390 ppmv) d'ici la fin du siècle. Notons qu'il s'agit bien ici de CO₂, et non d'équivalent CO₂ (CO₂eq), grandeur qui intègre les actions sur le réchauffement climatique de tous les gaz à effet de serre. Dans la suite de cette étude, il ne sera question que de CO₂.

Le German Advisory Council on Global Change 2009 a donné, en utilisant son propre modèle climatique, des exemples des limites supérieures des trajectoires de l'évolution des émissions anthropiques, hors émissions dues aux changements dans l'utilisation des sols, qui selon lui devraient alors être respectées d'ici 2050 (figure 1).

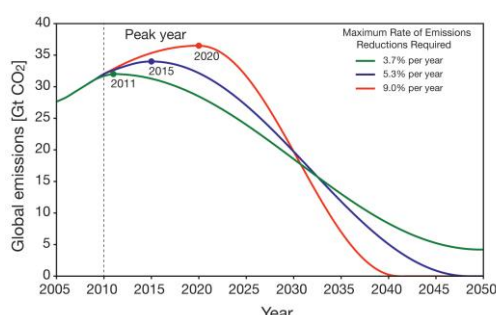


Figure 1. Source: *The Copenhagen Diagnosis, Updating the World on the Latest Climate Science*, UNSW Climate Change Research Center, Sydney, Australia. Bien noter qu'il ne s'agit ici que des émissions dues à l'utilisation des combustibles fossiles et à la fabrication du ciment, à l'exclusion par conséquent des émissions résultant des changements dans l'utilisation des sols (déforestation etc...).

Par rapport à l'évolution des émissions qui est prévue par l'AIE (2) si toutes choses devaient continuer comme actuellement (business as usual, BAU, figure 2)), ou par le GIEC dans ses scénarios SRES les plus pessimistes (3) les réductions nécessaires sont considérables. Et plus l'action sera tardive, plus l'effort à faire ensuite sera important !

Les méthodes proposées pour cela sont nombreuses, d'un accroissement des rendements énergétiques à toutes les étapes des filières industrielles et énergétiques à la réduction de l'usage des combustibles fossiles

par le développement des énergies renouvelables et de celui de l'énergie nucléaire, en passant par un effort massif de diminution des consommations d'énergie.

Le captage et le stockage du gaz carbonique émis (CSC, en Anglais CO₂ Capture and Storage, CCS), de manière à pouvoir immobiliser celui-ci dans des structures géologiques souterraines capables de le garder de manière, sinon irréversible, au moins pendant une durée excédant largement la durée possible des émissions anthropiques massives de gaz carbonique (1000 ans ou plus) est une méthode sur laquelle beaucoup comptent pour obtenir des résultats significatifs.

Les documents sur le CSC sont légion et la variété des conclusions sur ses possibilités est grande. Nous retiendrons ici les perspectives envisagées par le GIEC et par l'AIE.

Le GIEC a fait paraître en 2005 un rapport spécial très complet sur le CSC (4) et l'AIE a fait de même en 2008 (5). Selon le GIEC, le CSC pourrait permettre en 2050 une réduction de 21 à 45 % des émissions de CO₂ qu'entraîneraient les six scénarios d'évolution de la production d'énergie qu'il envisage, scénarios dits SRES, d'après le ICCP Special Report on Emissions Scenarios. La gamme d'émissions de CO₂ en 2050 que prévoient ces scénarios, du plus optimiste au plus pessimiste, est de 24 à 85 Gt de CO₂.

L'AIE a travaillé d'après un scénario de référence, dit BAU (business as usual) qui correspond à sa vision de l'évolution mondiale des consommations énergétiques en l'absence de contraintes. Il correspond à des émissions de 62 Gt de CO₂ en 2050 : Le scénario Act Map prévoit à l'aide des technologies existantes de ramener en 2050 les émissions de CO₂ à leur niveau de 2005, soit 28 Gt de gaz carbonique, ce qui représente une réduction de 34 Gt par rapport au scénario de référence BAU. Le CSC y contribuerait alors pour 5,1 Gt, soit un peu plus de 14%. Mais une telle réduction, selon la figure 1, serait encore loin de permettre la stabilisation à 450 ppmv de la teneur en gaz carbonique de l'atmosphère d'ici la fin du siècle. C'est pourquoi l'AIE présente un scénario beaucoup plus ambitieux, Blue Map, censé réaliser cette exigence: il prévoit de ramener les émissions de CO₂ de 2050 à la moitié de leur valeur de 2005, soit une réduction de 51 Gt par rapport au scénario BAU. Il faudrait pour cela des progrès technologiques considérables dans tous les domaines.

Le CSC jouerait un rôle encore plus important dans ce scénario, puisqu'il est envisagé qu'il contribue à la réduction à hauteur de 10,1 Gt, soit un peu plus de 19%, dont 9% pour l'industrie et 10 % pour la production d'électricité.

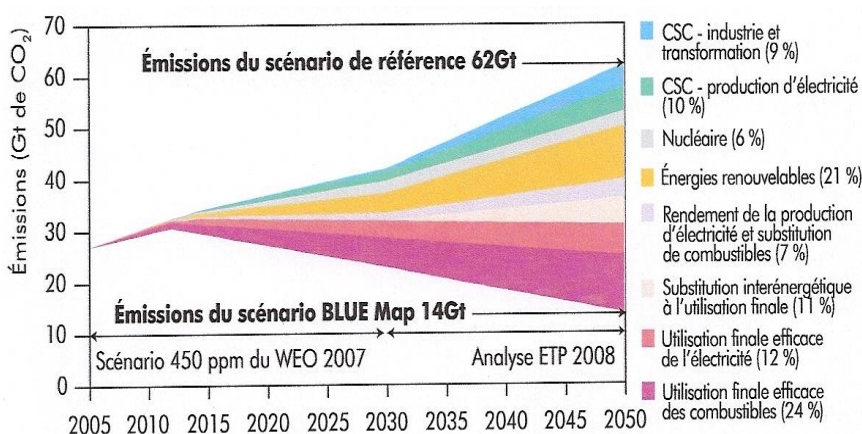


Figure 2 : Prévision des émissions dues à l'utilisation des combustibles fossiles dans le scénario de référence de l'AIE, et importance relative des méthodes qui pourraient être utilisées pour stabiliser la teneur en CO₂ de l'atmosphère à 450 ppm à la fin du siècle. Source : AIE, Perspectives des technologies de l'énergie 2008: Scénarios et stratégies à l'horizon 2050. Bien noter que les émissions dues aux changements dans l'utilisation des sols ne sont pas ici prises en compte.

Toutefois il n'est pas aussi évident qu'il n'y paraît à la lecture des études consacrées à la question, qui sont de plus en plus des copiés-collés d'études déjà anciennes, que les émissions mondiales de CO₂ pourraient atteindre en 2050 la valeur de 62 Gt par an annoncée par l'AIE dans son scénario BAU et encore moins les émissions de 85 Gt annoncées par le GIEC dans son scénario SRES le plus pessimiste. En effet les émissions prises en considération sont liées pour l'essentiel à l'utilisation des combustibles fossiles. Or il existe une contrainte physique majeure sur ceux-ci, provenant des limites géologiques de leurs capacités de production. L'AIE, dont le mode de raisonnement est essentiellement d'ordre économique, s'est toujours refusée à admettre l'existence de ces limites, malgré que cela l'ait conduit jusqu'à présent à surestimer

énormément les capacités de production pour le pétrole. On observe d'ailleurs que depuis 1994 elle révisé chaque année systématiquement en baisse ses prévisions de la production mondiale (figure 3)

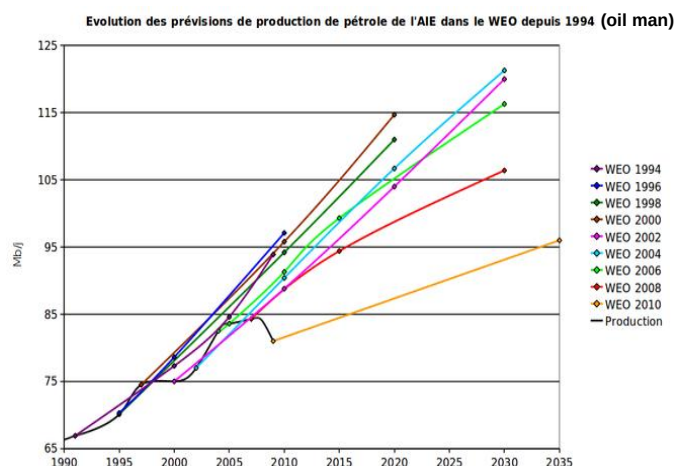


Figure 3: prévisions successives de la production de pétrole faites par l'AIE de 1994 à 2010. Source, blog de Matthieu Auzanneau, <http://petrole.blog.lemonde.fr/>

David Rutledge, de l'Association for the Study of Peak Oil and Gas (ASPO) a par exemple évalué les quantités cumulées d'hydrocarbures (pétrole et gaz) et de charbon qui pourront être produites au cours de ce siècle (6,7). Pour le pétrole et le gaz, il utilise les travaux fort détaillés de l'ASPO. Pour le charbon, il utilise les historiques de production des principales provinces charbonnières mondiales et les extrapole par la méthode dite de linéarisation de Hubbert (8). Il démontre auparavant que cette méthode décrit très bien pour le charbon l'évolution des productions qui a eu lieu pour des provinces charbonnières maintenant presque totalement épuisées, le Royaume-Uni et l'Est des Appalaches. Selon lui, calculées en équivalent pétrole, les productions cumulées d'hydrocarbures, ne dépasseront pas au bout du compte 4,8 tébarils (4,8 Tboe $\approx$ 660 Gtep), et celles de charbon 2,5 tébarils (2,5 Tboe $\approx$ 340 Gtep) (figure 4)

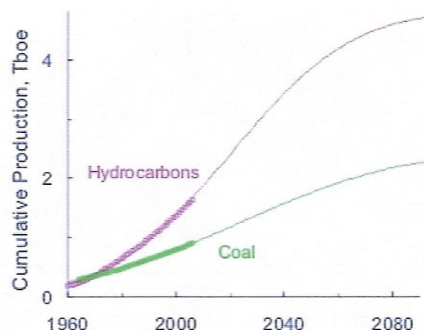


Figure 4 : Evolution prévisible des productions d'hydrocarbures et de charbon, exprimées en tébarils d'équivalent-pétrole, d'ici la fin du siècle. Source : David Rutledge 2007

Rutledge en déduit que les quantités de combustibles fossiles produites passeront par un maximum de l'ordre de 8,5 milliards de tonnes équivalent-carbone vers 2020, ce qui correspond à un peu plus de 31 Gt de CO₂ émis. En utilisant le programme MAGICC du National Center for Atmospheric Research (NCAR) des Etats-Unis, il montre que l'évolution de la concentration de CO₂ dans l'atmosphère qui en résulterait alors passerait par un pic de 460 ppm en 2070 (figure 5). Elle diminuerait ensuite jusqu'à environ 380 ppm d'ici 2400.

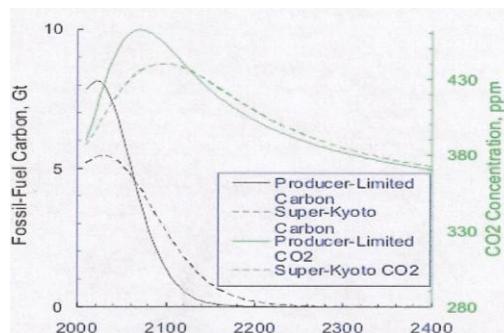


Figure 5: émissions de carbone et augmentation des teneurs en CO₂ dans l'atmosphère pour les limites de production des combustibles fossiles. Super-Kyoto correspond à une situation théorique où une contrainte supplémentaire est appliquée de manière à étaler les productions dans le temps, sans changer les quantités totales produites. D'après David Rutledge 2007

Il serait donc possible d'après cette analyse de tenir l'objectif de 450 ppm de CO₂ dans l'atmosphère à la fin du siècle avec un effort relativement modéré de réduction et/ou d'étalement dans le temps de l'utilisation des combustibles fossiles. Cette analyse diffère de celle des scénarios non interventionnistes du rapport spécial sur les scénarios d'émission du GIEC qui ne prévoient pas que les productions puissent passer par des pics pendant ce siècle (figure 6).

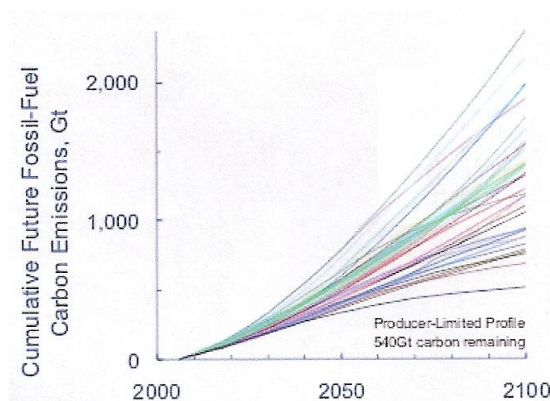


Figure 6: Comparaison des émissions de carbone dues aux combustibles fossiles selon les scénarios du GIEC et selon l'évolution des productions prévues par David Rutledge 2007 (Producer-Limited Profile, courbe la plus basse)

Les conclusions de Rutledge sur le charbon, qui sont aussi celles d'autres équipes universitaires (9), ont de quoi surprendre étant donné l'opinion dominante selon laquelle le charbon est une ressource sur laquelle on peut compter les yeux fermés pour les deux siècles à venir. Une partie de l'incompréhension vient de ce qu'on est habitué à raisonner sur le charbon en masse, et non en contenu énergétique. Or, étant donné que la production de charbon comprend une grande quantité de produits à relativement faible contenu énergétique, lignites mais aussi charbons très riches en matière minérale comme les charbons indiens, une tonne de charbon ne représente en moyenne à l'échelle de la production mondiale que 0,5 tep (10), et non 0,7 tep comme il est communément pris, qui est le contenu énergétique des charbons de très bonne qualité. L'autre partie vient de la confusion habituelle entre ressources et réserves, les réserves représentant la partie des ressources que l'on peut véritablement exploiter.

Bien entendu, il y a l'éternelle discussion entre économistes et géologues : pour les économistes, les réserves augmentent avec l'augmentation des prix, celle-ci ne pouvant qu'avoir lieu si la demande excède les capacités de production. Pour les géologues, il existe une limite physique aux capacités de production, qui finit par s'imposer à l'économie.

Cette limitation géologique des rythmes possibles de la production des combustibles fossiles, que l'on vérifie en ce moment avec le pétrole, changerait sensiblement la problématique actuelle: alors que l'on cherche actuellement à développer les énergies renouvelables et le nucléaire pour éviter des émissions trop importantes de gaz carbonique par l'usage des combustibles fossiles, un développement plus rapide des énergies renouvelables et du nucléaire trouverait tout autant sa justification dans la nécessité de trouver

beaucoup plus rapidement que prévu des substituts à ceux-ci. C'est peut-être ce qui conduit actuellement la Chine, dont certains prévoient que son Peak Coal pourrait avoir lieu en 2020 (11), à les développer à marche forcée.

Si ces prédictions se vérifiaient, des efforts d'économies de consommation des combustibles fossiles grâce à une amélioration de l'efficacité énergétique et à leur remplacement dans toute la mesure du possible par d'autres sources d'énergie pourraient être a priori suffisants pour ne pas dépasser la limite de 450 ppm. Et cela serait plus intéressant que le développement du CSC, qui est en lui-même comme nous le verrons consommateur de combustibles fossiles, dans la mesure où cela permettrait de prolonger la durée de vie de ceux-ci dans les applications, telles que la pétrochimie et l'aviation, où ils sont très difficiles à remplacer.

Il faut cependant rester extrêmement prudent: si les prédictions de l'ASPO se sont révélées très proches des observations pour le pétrole, elles sont déjà moins fiables pour le gaz, pour lequel par exemple les progrès technologiques ont par exemple permis depuis peu une production importante de gaz de schistes. Les prédictions sont encore moins précises pour le charbon, entre autres parce que les données sur celui-ci sont encore bien incertaines pour des pays comme la Chine et l'Inde et même la Russie, qui représentent une très grande partie de la production mondiale. C'est le point faible des prévisions de Rutledge. D'autre part, ses prévisions ne tiennent pas compte d'une éventuelle exploitation par gazéification souterraine, qui donnerait en principe accès à des réserves beaucoup plus importantes qu'actuellement. Il ne tient pas compte non plus d'une exploitation intensive des schistes bitumineux pour produire par pyrolyse de l'huile de schistes, qui n'est pas à exclure dans l'avenir.

Il ne faut donc pas baisser la garde et le CSC garde son intérêt, même dans le cas d'un objectif de stabilisation de la teneur en CO₂ de l'atmosphère qui serait moins contraignant que 450 ppm.

Mais un dialogue entre le GIEC, l'AIE et les géologues spécialistes des combustibles fossiles, qui n'a pas vraiment eu lieu jusqu'à présent, est très souhaitable. Il permettrait de se faire une idée plus précise de la question, ce qui est nécessaire pour mieux cerner l'avenir.

2- Qui émet du gaz carbonique et combien ?

La figure 7 d'après Jean-Marc Jancovici (www.manicore.com) montre l'évolution depuis 1860 de l'importance relative des principaux contributeurs aux émissions anthropiques de gaz carbonique.

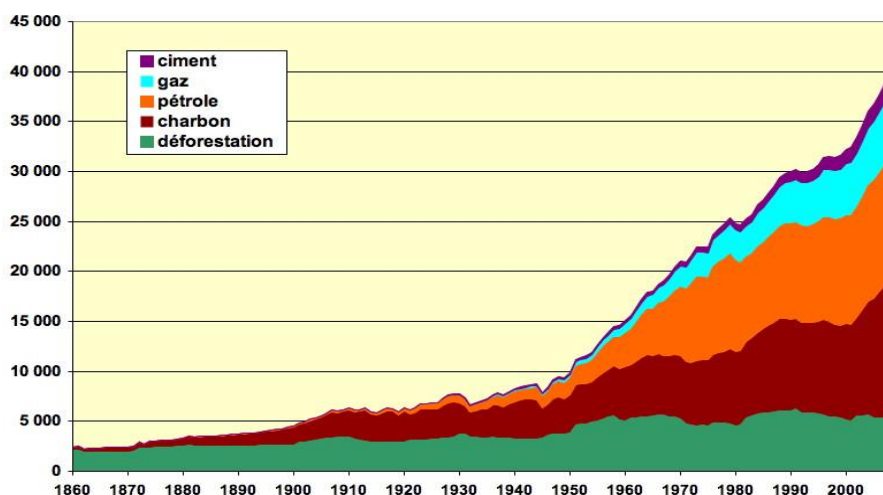


Figure 7 : évolution des émissions de CO₂ par source de 1860 à 2008, selon J-M Jancovici. En 2008, les combustibles fossiles produisaient 80,5 % de ces émissions.

En 2008 les combustibles fossiles se sont taillés la part du lion, 80,5%, dont 33,8 % pour le charbon, 30,6 % pour le pétrole et 16,1 % pour le gaz naturel. Ensuite viennent la déforestation, 14,5 %, et la fabrication du ciment, 5 %.

La plus grande partie de ces émissions viennent des véhicules, des installations de chauffage des secteurs résidentiel et tertiaire, et de petites installations industrielles. On ne peut guère envisager de les capter. On

estime que le captage n'est envisageable que pour des installations émettant plus de 100 kt de CO₂ par an. L'Institut français du pétrole et des énergies nouvelles (IFP-EN), sur la base d'évaluations faites en 2007 par Petroleum Economist et BP, a publié une compilation des émissions de ces installations à l'échelle mondiale (tableau 1). 65% de ces émissions sont le fait de centrales électriques, et 18% celui d'installations de traitement sur champs du pétrole et du gaz. Viennent ensuite bien plus loin les cimenteries, les raffineries, la sidérurgie puis la pétrochimie. Le total de ces émissions, environ 16 Gt CO₂ par an, représente à peu près 41% des émissions anthropiques totales de gaz carbonique. Il suffirait donc à première vue d'équiper de CSC les centrales électriques existantes émettant plus de 100 000 tonnes de CO₂ par an pour atteindre à peu près les objectifs du scénario Blue Map qui sont, rappelons-le, de capter 10 Gt de CO₂ par an d'ici 2050. En fait, ce ne serait pas suffisant, car, comme on le verra plus loin, le rendement de l'élimination du CO₂ par CSC n'atteint pas 100%, entre autres parce que le CSC consomme de l'énergie et produit donc du CO₂.

	Sources		Emissions	
	Nombre	%	MtCO ₂ /an	%
Production d'électricité	4942	61	10536	65
Traitement du pétrole et du gaz	465	6	2841	18
Cimenterie	1175	15	932	6
Raffinage	638	8	798	5
Sidérurgie	269	3	645	4
Pétrochimie	470	6	379	2
Autres	90	1	33	0
Total	8049	100	16164	100

Tableau 1. Sources fixes émettant plus de 0,1 Mt de CO₂ par an dans le Monde. Source: IFP et Lecomte et al. 2010 (12)

En France (tableau 2), les centrales électriques sont également en tête, mais il ne s'agit plus que de 26 % du total. Les postes les plus importants sont ensuite la sidérurgie et la métallurgie, avec 21%, puis le pétrole et le gaz (il s'agit ici surtout du raffinage, le traitement sur champ étant très limité en France, dont la production de pétrole et de gaz est très faible), et les industries minérales, dont les cimenteries, avec 14,7 % chacune.

Secteur	Nombre d'émetteurs	Emissions (MtCO ₂)
Agro-alimentaire et boissons	12	2,4
Bois, papier et carton	17	7,0
Chimie et parachimie	29	12,8
Déchets et traitements	45	10,6
Production d'électricité	45	34,3
Entreposage, transport, commerce	1	0,1
Industries minérales	57	19,9
Pétrole et gaz	19	19,9
Sidérurgie, métallurgie, coke	19	28,6
Total	244	135,6

Tableau 2. Sources fixes émettant plus de 0,1 Mt de CO₂ par an en France. Source : IFP et Lecomte et al. 2010

Ces émissions représentent environ 37% des émissions totales françaises de CO₂ (368 Mt en 2008), 41 sources émettant plus de 0,9 Mt par an produisaient en France à elles seules 80 Mt par an, soit à peu près 22% du total des émissions françaises (figure 8).

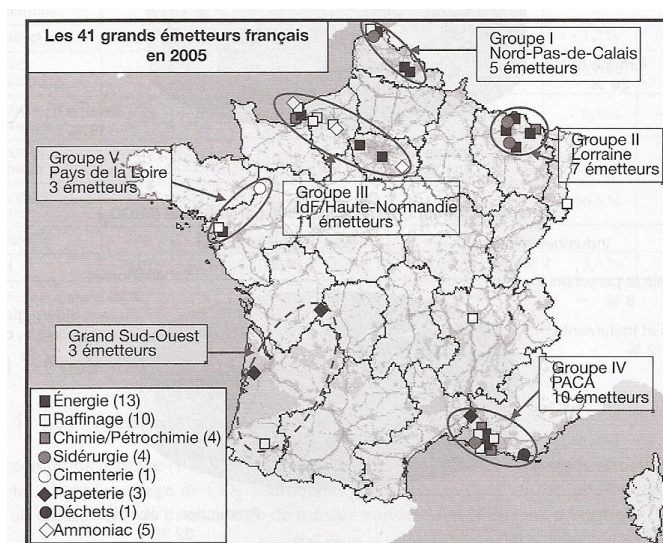


Figure 8: nature et localisation des 41 sources fixes émettant plus de 0,9 Mt de CO₂ par an en France. Source : IFP et Lecomte et al. 2010

Ces valeurs, 37 % pour la France, 41 % à l'échelle mondiale fixent donc les limites supérieures de ce que le CCS pourrait apporter actuellement à la réduction des émissions de gaz carbonique. Dans les faits, il s'agit de nettement moins, car le rendement de l'élimination n'atteint pas 100%, et les méthodes utilisées pour le captage produisent du gaz carbonique.

3- Les méthodes de stockage

Le gaz carbonique est un constituant très fréquent du gaz naturel, parfois en quantités très importantes. Le gaz de Lacq contient par exemple 9 % de gaz carbonique. Il existe de nombreux gisements où le gaz carbonique est majoritaire, en Europe plus particulièrement en Hongrie et en Allemagne du Nord. En France, il existe des gisements de gaz carbonique presque pur dans la partie Sud du Bassin de la Vallée du Rhône (Bassin du Sud-Est): Le gisement de Montmiral dans la Drôme, situé à 2500 mètres de profondeur, contient 97 % de gaz carbonique. Il est exploité de façon industrielle depuis de nombreuses années.

Il existe donc des stockages naturels de gaz carbonique qui persistent sur des durées « géologiques ». Mais cela ne démontre pas que l'on puisse stocker du gaz carbonique en tout lieu de façon pérenne, ni même que ces gisements ne fuient pas.

Quatre modes de séquestration sont envisagés. Trois d'entre eux (figure 9) sont des stockages en formations géologiques sédimentaires:

- Les aquifères salins,
- Les gisements de pétrole ou de gaz en fin d'exploitation ou abandonnés,
- Les veines de charbon inexploitable avec les méthodes actuelles,

Ces trois modes de séquestration ont déjà fait l'objet de réalisations ou de pilotes, et leurs possibilités quantitatives ont été grossièrement évaluées, peut-être un peu hâtivement comme on le verra.

Le dernier mode est la réaction chimique avec des roches ultrabasiques ou avec des laitiers de hauts-fourneaux. Il conduit à l'immobilisation du CO₂ par formation de carbonates. Il en est au stade de la recherche en laboratoire.

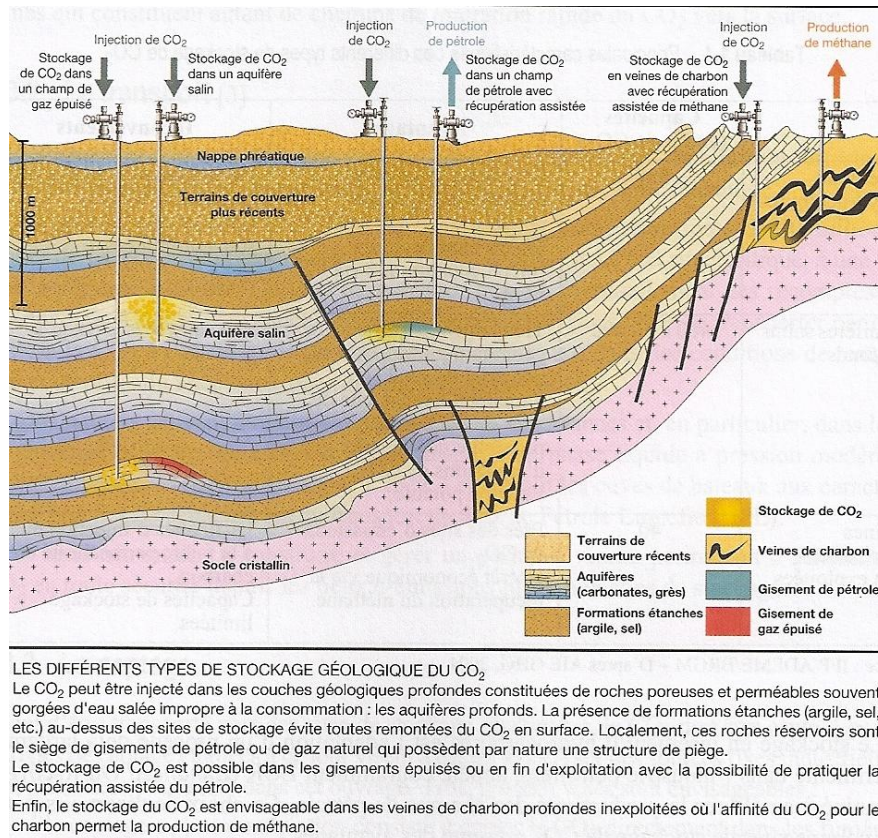


Figure 9 : présentation schématique des trois modes de stockages envisagés en formations géologiques sédimentaires. La coupe géologique est inspirée de celle de la partie du Bassin de Paris située à l'Est de la région parisienne. Source: Lecomte et al. 2010

Signalons aussi qu'il a été envisagé de stocker le gaz carbonique dans les fonds océaniques, là où la pression élevée et la température basse le maintiendraient à l'état liquide. Aux profondeurs supérieures à 2000 mètres sa densité devient légèrement supérieure à celle de l'eau de mer et le CO₂ liquide resterait donc en principe au fond. On a renoncé pour l'instant à cette idée à cause du risque de dissolution dans l'eau de mer et d'acidification de l'eau, phénomènes que l'on prétend justement vouloir éviter en diminuant la teneur en CO₂ dans l'atmosphère. Il existe aussi un risque de remontée de la « bulle » de CO₂ liquide sous l'effet par exemple d'un tremblement de terre ou d'un tsunami. En effet, la densité du CO₂ liquide n'est que peu supérieure à celle de l'eau de mer même à des profondeurs importantes. Il suffit que la bulle remonte de quelques centaines de mètres pour que sa densité devienne inférieure à celle de l'eau, et qu'elle remonte à la surface.

Sans doute faut-il parler également des possibilités de captage et de stockage par photosynthèse et production de matière végétale: le développement des forêts, mais aussi la production de microalgues destinées à la fabrication de biocarburants à partir du CO₂ émis par de grosses installations, sont après tout des moyens de limiter les émissions. Mais l'évaluation quantitative de l'intérêt de ces méthodes est actuellement prématurée.

Le stockage en aquifère salin

Les roches sédimentaires se sont initialement déposées dans leur grande majorité en milieu aqueux et leur porosité est donc au départ remplie d'eau. Les argiles se compactent au cours de leur enfouissement et expulsent la plus grande partie de cette eau. Elles deviennent des roches à très faible perméabilité, appelées aquitards par les hydrogéologues. Les sables conservent une perméabilité beaucoup plus grande et l'eau peut y circuler facilement. Ce sont des aquifères. Ils deviennent avec l'enfouissement des grès qui conservent dans la plupart des cas de très fortes perméabilités. Les calcaires ont des destinées très variables car ils sont l'objet de transformations chimiques et minéralogiques qui peuvent être importantes pendant l'enfouissement, mais une bonne partie d'entre eux, poreux ou fissurés, deviennent également des aquifères.

Dans les aquifères, l'eau est initialement salée, parce que les sédiments se déposent le plus souvent en milieu marin. La salinité augmente en moyenne avec la profondeur, à cause de la dissolution croissante par

l'eau des minéraux des roches. Ces aquifères peuvent être captifs s'ils n'ont aucune communication hydraulique avec la surface, ou libres ou semi-captifs dans le cas contraire. Ils sont alors mis en charge par les eaux pluviales dans les lieux où les aquifères affleurent. L'eau y est alors relativement peu salée. Ceux qui se trouvent à très faible profondeur contiennent de l'eau douce, sauf en bord de mer, et constituent ce qu'on appelle la nappe phréatique.

Les aquifères salins profonds sont à l'heure actuelle la principale cible pour la séquestration du gaz carbonique. Ils offrent l'avantage d'offrir des volumes de captage très importants et, au moins sur le papier, très supérieurs aux volumes à capter. De part leur vaste répartition géographique, ils sont rarement loin des émetteurs, ce qui minimise le problème du transport. En France par exemple, la plupart des gros émetteurs se trouvent dans ou à proximité du Bassin de Paris (figure 8). Or celui-ci contient des aquifères où se trouvent de nombreux sites potentiels (figure 10).

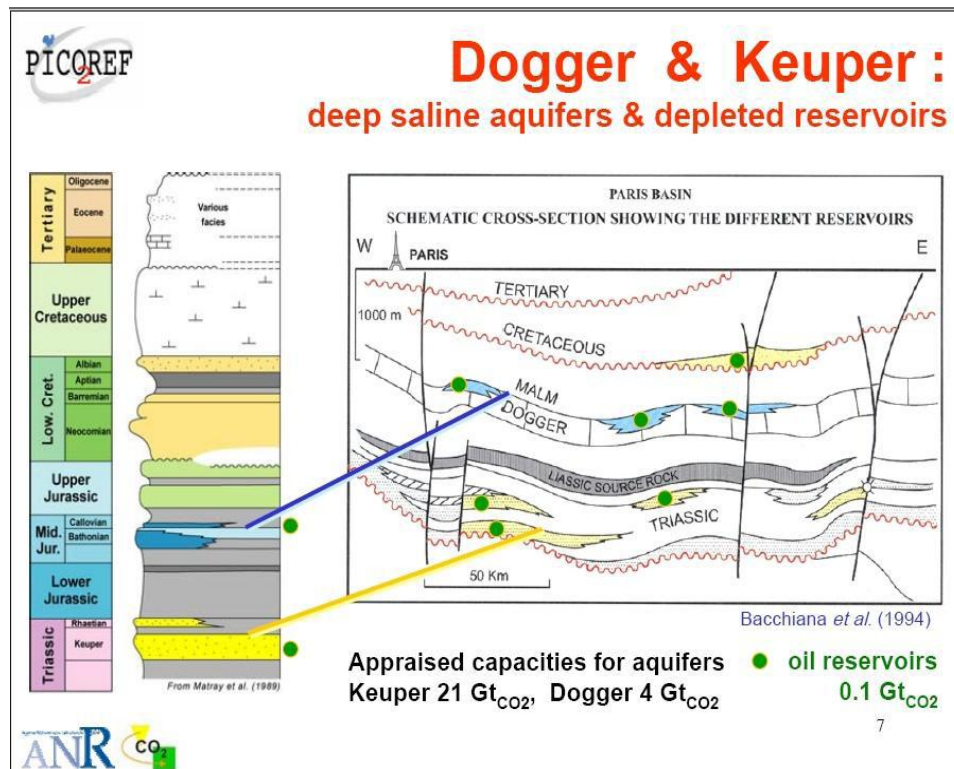


Figure 10: Les zones potentiellement favorables du Bassin de Paris, d'après Brosse et al 2010 (13).

On compte y injecter le gaz carbonique sous forme supercritique, c'est-à-dire à une température supérieure à 31,1°C et une pression supérieure à 7,38 Mpa. Ces conditions sont réalisées dans la plupart des bassins sédimentaires aux profondeurs supérieures à 800 mètres (annexe 1). Le gaz carbonique est alors une phase quasi liquide, mais qui a la diffusivité d'un gaz, et occupe alors un petit volume. La densité de cette phase est comprise entre 0,5 et 0,9 environ en fonction de la pression, ce qui correspond à une gamme de profondeurs de 1000 à 3000 mètres environ pour un gradient géothermique moyen. Moins dense que l'eau, le panache de gaz carbonique supercritique se déplace après son injection vers les hauts structuraux de l'aquifère. Mais ce panache peut être entraîné latéralement par l'eau s'il existe un hydrodynamisme dans l'aquifère, ce qui est le cas pour les aquifères libres. Il diffuse dans l'aquifère puis s'y dissout lentement, ce qui provoque une acidification de l'eau et des réactions avec les minéraux de la roche, et éventuellement avec les ciments utilisés pour assurer l'étanchéité des puits. Le CO₂ dissout se déplace avec l'eau.

Les mécanismes du déplacement du CO₂ dans l'aquifère sont donc complexes, de l'écoulement diphasique à la diffusion et à l'écoulement monophasique.

Il faut être attentif aux possibilités de fuite du CO₂ hors de son lieu de stockage, qui peut se faire de bien des façons (figure 11)

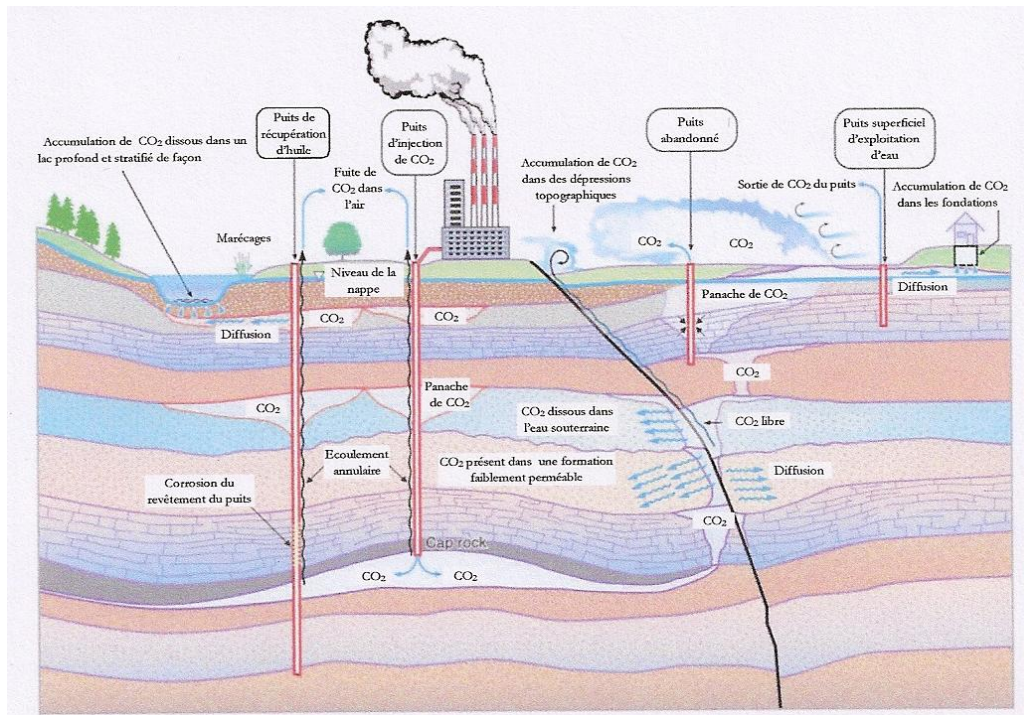


Figure 11 : modes possibles de fuite du gaz carbonique injecté hors de son lieu d'injection, d'après Benson et Cook 2005. Source : INERIS 2010 (14)

Le CO₂ supercritique est aussi un bon solvant des substances organiques, ce qui peut poser des problèmes avec certains matériaux des équipements servant à sa mise en place.

Le stockage en gisements de pétrole et de gaz en fin d'exploitation

Voilà longtemps que l'injection de gaz carbonique dans les gisements de pétrole est utilisée par les producteurs, surtout aux Etats-Unis. Cela fait partie des méthodes classiques de récupération dites par injection de gaz miscible.

Dans un gisement la phase pétrole et la phase eau sont immiscibles l'une dans l'autre. Le CO₂ supercritique est par contre miscible dans la phase pétrole. En se mélangeant au pétrole, le gaz carbonique diminue la tension interfaciale entre la phase pétrole et la phase eau. Il y a également augmentation de volume de la phase pétrole et diminution de sa viscosité. Tout cela améliore considérablement les possibilités d'écoulement de la phase pétrole, et donc ses possibilités de récupération.

Cette méthode a pourtant été assez peu utilisée parce qu'elle est coûteuse, mais aussi parce qu'il faut disposer non loin du gisement de pétrole d'un gisement de gaz carbonique.

C'est aussi une méthode qui n'a pas le même intérêt pour tous les types de gisements. Elle est bien adaptée aux gisements de moyenne profondeur. En effet la pression nécessaire pour obtenir la miscibilité se situe entre 13 et 20 Mpa, ce qui correspond à des profondeurs comprises entre 1300 et 2000 mètres environ.

La possibilité de recourir à des sources de gaz carbonique autres que des gisements de gaz permet de généraliser cette méthode, parce qu'elle devient alors rentable si un prix suffisant est donné à l'élimination du gaz carbonique. Elle devient alors intéressante pour tirer le maximum possible de gisements en fin de vie, gisements de pétrole, mais aussi gisements de gaz naturel.

L'industrie pétrolière est donc l'industrie qui de très loin maîtrise le mieux à l'heure actuelle les techniques d'injection et de stockage en aquifère.

Mais les producteurs ne se sont pas préoccupés jusqu'à présent de ce qui advenait in fine au gaz carbonique. D'autre part, les gisements en fin de vie sont criblés de forages, qui sont des sources potentielles de fuite. On ne peut donc pas injecter de gaz carbonique dans des gisements en fin d'exploitation sans les ausculter de très près, gisement par gisement, tout comme pour les aquifères salins.

Le stockage par sorption dans les charbons

Il est bien connu que le gaz carbonique, le méthane et l'azote se forment naturellement dans les charbons au cours de leur enfouissement et qu'une bonne partie s'y trouve piégée. C'est la source du grisou qui se libère lors des travaux miniers.

Cela montre l'existence d'un phénomène de rétention par sorption. Les capacités de sorption sont plus grandes pour le gaz carbonique que pour le méthane et résultent d'un double phénomène: adsorption (surfactive) et absorption (volumique). La sorption du gaz carbonique peut donc a priori libérer du méthane, à raison d'environ deux molécules de méthane par molécule de gaz carbonique.

Les exploitations de méthane des veines de charbon (Coal Bed Methane (CBM)) se sont multipliées dans le Monde après leurs débuts aux Etats-Unis dans les années 80 pour valoriser les veines de charbon inexploitable. Ce CBM est maintenant un composant important de la production de gaz naturel aux Etats-Unis et en Chine. Il fait partie des gaz dits «non conventionnels». L'utilisation du gaz carbonique comme méthode de récupération assistée du méthane a alors été envisagée, pour récupérer plus de méthane, mais aussi pour stocker le gaz carbonique.

Il a donc été imaginé de stocker le gaz carbonique dans les charbons de veines trop minces ou trop profondes pour être exploitées. Cependant la cinétique de remplacement du méthane par le gaz carbonique est très lente (Charrière (15)). On imagine donc de fracturer les veines de charbon par fracturation hydraulique, de manière à augmenter les surfaces d'échange.

Cette méthode se heurte à plusieurs difficultés :

- Les charbons sont des solides d'une grande hétérogénéité. Ils sont aussi très variables dans leur composition et leurs propriétés physiques, du fait de la variété de composition chimique des débris organiques dont ils dérivent et de la variété de leurs histoires géologiques. Cette dernière entraîne la variété de leur «rang », c'est-à-dire du stade d'évolution (de la tourbe à l'anthracite) qu'ils ont atteint au cours de leur enfouissement. Les études faites sur un charbon ne sont donc pas immédiatement transposables à un autre. Et la transposition des études de laboratoire au milieu naturel est hasardeuse.
- Les gisements de charbon les plus fréquents se sont formés dans des deltas dans des zones de subsidence rapide de leur substrat. Ils consistent en alternances de veines de charbon, de schistes plus ou moins riches en débris végétaux, et de grès. Tous ces composants ont des épaisseurs et des extensions latérales très variables. Les failles, les fissures et les diaclases sont très fréquentes. La perméabilité à grande échelle de ces formations est donc considérable et les risques de fuite très importants.
- Le milieu est initialement imprégné d'eau. Il est nécessaire de pomper cette eau pour pouvoir désorber le méthane, puis injecter le gaz carbonique. Cela pose d'importants problèmes environnementaux, sauf à réinjecter cette eau dans des aquifères très profonds.

Le stockage par carbonatation

L'altération chimique en surface des silicates riches en éléments alcalins ou alcalino-terreux contribue pour une large part à limiter la teneur en gaz carbonique de l'atmosphère. Elle consomme du CO_2 et produit des ions HCO_3^- et des ions métalliques, Ca^{++} , Mg^{++} ou Na^+ . Puis il y a précipitation des carbonates à partir des ions HCO_3^- et des ions métalliques divalents amenés à l'eau de mer et retour d'une partie du CO_2 à l'atmosphère.

La précipitation des carbonates est le plus souvent biochimique: les organismes synthétisent le carbonate de calcium pour en faire leurs coquilles ou leur squelette, qui sédimentent après leur mort. La figure 12 explicite ce mécanisme et quelques unes des réactions qui le sous-tendent.

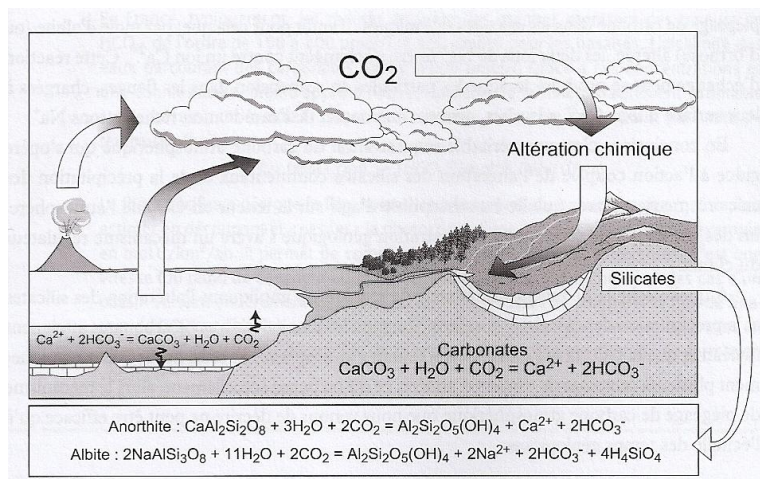


Figure 12 : cycle de l'altération des silicates et de la précipitation des carbonates. Source Rotaru et al. 2006 (16)

La cinétique de cet ensemble de réactions est très lente, et les effets n'en sont pas sensibles à l'échelle de temps humaine, mais seulement à l'échelle du million d'années.

Il est tentant d'utiliser des mécanismes de ce genre, quitte à les accélérer, pour produire des carbonates que l'on peut ensuite stocker ou même utiliser comme matériaux de construction. On peut utiliser par exemple pour cela des déchets industriels riches en silicates, tels que des laitiers de hauts-fourneaux, ou des silicates naturels extraits en carrière. Mais la méthode est quantitativement limitée par la quantité de matériaux qu'il est possible de traiter et par l'énergie nécessaire. D'autre part la cinétique des réactions est lente.

C'est pourquoi on cherche à injecter le CO_2 dans des formations géologiques offrant de vastes volumes, où les réactions se produiront naturellement.

L'injection de CO_2 dans les aquifères salins, qui sont le plus souvent des roches gréseuses ou carbonatées, ne conduit pas le plus souvent à l'immobilisation du CO_2 sous forme de carbonates, mais plutôt dans un premier temps à la dissolution des minéraux de ces roches. Par contre l'injection de CO_2 dans des roches basiques ou ultrabasiques (péridotites, serpentines, roches riches en feldspaths) semble pouvoir convenir. La réaction globale est du type $\text{M SiO}_3 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{M CO}_3 + \text{SiO}_2$, M étant un métal divalent, Ca, Fe, Mg...

Cette méthode fait l'objet de recherches en laboratoire, en France par exemple à l'Institut de physique du globe de Paris (Auzende, 17). Elle se heurte à deux difficultés: - les réactions sont très lentes (Prinzhofer et al. (18)), le facteur limitant étant la dissolution des silicates, dont les surfaces sont « passivées » par la formation de la silice - la porosité ouverte de ces roches est généralement faible et il s'agit plutôt d'une porosité de fissures. Les surfaces d'échange sont donc faibles, et il faut donc disposer d'énormes quantités de ces roches pour un stockage significatif.

Par contre ces roches sont assez répandues. En France, on en trouve jusqu'à de grandes profondeurs en Bretagne et dans le Massif Central. Encore faut-il trouver des sites ayant des caractéristiques favorables. D'autre part les régions où on trouve ces roches sont assez loin des principales industries émettrices, ce qui complique le problème du transport.

Les risques associés aux stockages.

Nous avons à plusieurs reprises attiré l'attention sur les difficultés inhérentes au type de stockage et sur certains des risques associés. L'Institut national de l'Environnement Industriel et des Risques (INERIS) vient de produire un rapport très complet sur la question des risques (14), dont la lecture est à recommander. Il y attire l'attention sur les risques de fuite, ainsi que sur les conséquences géodynamiques des augmentations de pression qui sont liées à l'injection, comme des déformations en surface, des interférences avec l'hydrodynamisme naturel, des apparitions ou des réactivations de fractures, et de la sismicité induite. A défaut de pouvoir recenser les accidents survenus sur des stockages de CO_2 , trop peu nombreux actuellement, il recense 17 fuites survenues sur des stockages souterrains de gaz naturel depuis 1970 dont celui de Hutchinson en 2001 aux Etats-Unis. Dans ce dernier cas, du gaz s'est infiltré dans le sous-sol et a fait

irruption à la surface sous forme de geysers jusqu'à 11 kilomètres du gisement. Or des accumulations de CO₂ dans les points bas topographiques peuvent être dangereuses (annexe 2).

Parmi les causes de fuite observées qui sont transposables au cas du stockage de CO₂, les principales sont le défaut d'étanchéité des vannes de régulation du débit de gaz, la dégradation du cuvelage et de la cimentation des puits, et une dégradation de l'étanchéité de la roche-couverture du gisement.

Le rapport attire aussi l'attention sur les risques de pollution des eaux entraînés par la présence dans le CO₂ à stocker de substances présentes en faibles quantités, mais dont les risques pour la santé sont avérés, et sur la remobilisation de substances potentiellement dangereuses par la dissolution des minéraux du stockage.

Les quantités stockables

Il est généralement affirmé que les volumes utilisables pour le stockage sont très supérieurs aux volumes de CO₂ supercritique à séquestrer. On parle en effet de 5 à 10 Gt à stocker par an dans les scénarios de l'AIE, tandis que les volumes utilisables sont estimés au minimum à 1700 Gt (tableau 2). Les stockages en aquifère salin sont réputés représenter de loin les plus grandes capacités de stockage. Toutefois, il faudrait réaliser environ 10 000 stockages comme celui de Sleipner (voir plus loin) pour stocker 10 Gt de CO₂ par an! Et le volume de ces stockages étant limité, il faudrait en réaliser encore bien plus pour stocker à ce rythme pendant toutes les années nécessaires.

Les remarques faites ci-dessus montrent qu'il est loin d'être évident que les capacités de stockage sans risques se révéleront aussi grandes que cela. On ne le saura vraiment qu'à l'expérience. Il faudra beaucoup de temps pour identifier ces zones parfaitement sûres. Cette tâche est encore compliquée par les utilisations qui peuvent déjà être faites des aquifères salins. Dans le Bassin de Paris par exemple l'eau de l'aquifère du Dogger est utilisée dans sa région centrale pour chauffer des immeubles de la grande banlieue parisienne, et cette utilisation est sans doute amenée à se développer. Il faut se préoccuper aussi des interférences possibles avec le thermalisme et la préservation des ressources en eau potable, et des risques géodynamiques, en particulier en relation avec la sismicité locale. On peut aussi se demander si le stockage est compatible avec une activité pétrolière qui consisterait, comme on en parle de plus en plus, à extraire le pétrole disséminé (shale oil) dans les roches-mères de pétrole du Bassin Parisien. Les techniques d'extraction sont en effet des techniques musclées, qui utilisent le forage horizontal et la fracturation hydraulique.

Chaque site potentiel est donc à étudier séparément, en fonction de sa géologie et des interférences possibles avec d'autres activités. On peut lire par exemple Grataloup et al.(19) pour se rendre compte de la complexité des études à mener.

		Estimation basse	Estimation Haute
Capacités de stockage dans le monde			
	Veines de charbon non exploitables	15 Gt	200 Gt
	Gisements d'hydrocarbures déplétés	975 Gt (gisements connus)	900 Gt (gisements connus)
	Aquifères salins profonds	1000 Gt	Incertain, possiblement 10000
Emissions mondiales en 2005		20 Gt	26 Gt
Capacités de stockage en France			
	Gisements d'hydrocarbures déplétés	0,56 Gt (bassin aquitain) +0,1 Gt (bassin parisien)	
	Aquifères salins profonds	26 Gt (source METSTOR)	Dogger Gt, Trias 23 Gt (source METSTOR)
Emissions annuelles en France en 2020		0,4 Gt (41 principaux émetteurs, source SOCECO2)	0,8 Gt (source SOCECO2)

Tableau 3: Emissions et capacités de stockage de gaz carbonique dans le Monde et en France. Les estimations sans référence indiquée viennent du GIEC 2006. Source: INERIS 2010

Les réalisations

Il n'y a actuellement qu'une dizaine de sites opérationnels dans le monde, stockant au total de l'ordre de 7 à 8 Mt de CO₂ par an.

Le plus ancien est le stockage de Sleipner en mer de Norvège, fonctionnel dès 1996. La Norvège vient aussi de mettre en œuvre beaucoup plus au Nord, en Mer de Barents, le stockage de Snøhvit. Dans les deux cas, il s'agit de stocker le CO₂ provenant de gisements de gaz riches en CO₂, dans des aquifères salins proches des gisements, mais qui ne communiquent pas avec l'aquifère des gisements.

Au Canada existent les stockages de Weyburn et de Zama. Weyburn (20) est situé au Sud de l'Etat de Saskatchewan. Il s'y trouve un ensemble de gisements de pétrole en voie d'épuisement dans lesquels on injecte depuis 2000 du CO₂ provenant de la dernière usine de production de méthane par gazéification du charbon encore en opération aux Etats-Unis, le Great Plains Synfuels Plant (GPSP) situé à 330 km de là, près de Beulah dans le Dakota du Nord. Cette usine produit du méthane de synthèse et des sous-produits (phénols, sulfate d'ammonium etc...). L'objectif est à la fois de stocker le gaz carbonique produit et de récupérer plus de pétrole. Le stockage de Zama, dans le Nord de l'Alberta, est opérationnel depuis fin 2010 : Il a pour but d'étudier à la fois la possibilité de stocker des gaz acides dans des gisements en cours d'épuisement situés dans une multitude de formations récifales, et la possibilité de récupérer plus de pétrole grâce aux injections. Ces gaz acides (2/3 de CO₂, 1/3 d'H₂S) proviennent de l'usine de traitement des gaz initialement dissous dans le pétrole.

En Algérie se trouve dans le Sahara Algérien le stockage du gisement de gaz d'In-Salah opérationnel depuis 2004 : Comme à Sleipner, il s'agit de d'enfouir le CO₂ extrait du gaz. Mais ici le CO₂ est réinjecté dans l'aquifère du gisement de gaz et non dans un aquifère proche. Il n'y a cependant pas d'objectif de récupération assistée.

Aux Etats-Unis, le pipeline de Blue Lake dans le Colorado transporte le CO₂ provenant d'une usine de traitement de gaz naturel pour l'amener à des gisements de pétrole où il est injecté pour faire de la récupération assistée.

Aux Pays-Bas le stockage de K12b consiste en la réinjection, dans le gisement lui-même, de gaz carbonique extrait d'un gisement de gaz riche en gaz carbonique, comme à El-Salah.

En Allemagne, le stockage de Ketzin est un petit stockage expérimental piloté par le Centre des Géosciences de Potsdam. Il s'agit d'injecter jusqu'à 60 000 tonnes de CO₂ amenés par camion dans un aquifère salin situé à 600 mètres de profondeur.

On se rend compte à cette énumération que tous les stockages industriels actuels ont été réalisés par l'industrie pétrolière et gazière, avec comme but, à l'exception de Weyburn, de stocker du gaz carbonique initialement contenu dans des gisements de gaz et de pétrole, pour ne plus le rejeter dans l'atmosphère. C'est un objectif important, puisque l'on a vu que 18% du CO₂ émis dans le Monde provenait du traitement sur champs du pétrole et du gaz. Il s'agit aussi dans un certain nombre de cas de faire de la récupération assistée.

Il est surprenant qu'il n'y ait encore aucune réalisation industrielle de stockage du gaz carbonique émis par les centrales électriques, qui représentent 65 % des émissions. L'Allemagne en particulier, qui émet environ deux fois plus de gaz carbonique que la France, et où les nombreuses centrales à combustibles fossiles en sont largement responsables (21), n'a toujours pas de stockage opérationnel pour ses centrales. Ils préfèrent pour l'instant remplacer leurs centrales à charbon vieillissantes par des centrales à meilleur rendement, ou des centrales à gaz à cycles combinés.

Environ 70 projets de stockage sont actuellement à l'étude dans le Monde (figure 13). Il est possible d'en connaître la liste et les caractéristiques par le Scottish Centre for Carbon Storage à l'université d'Edimbourg.

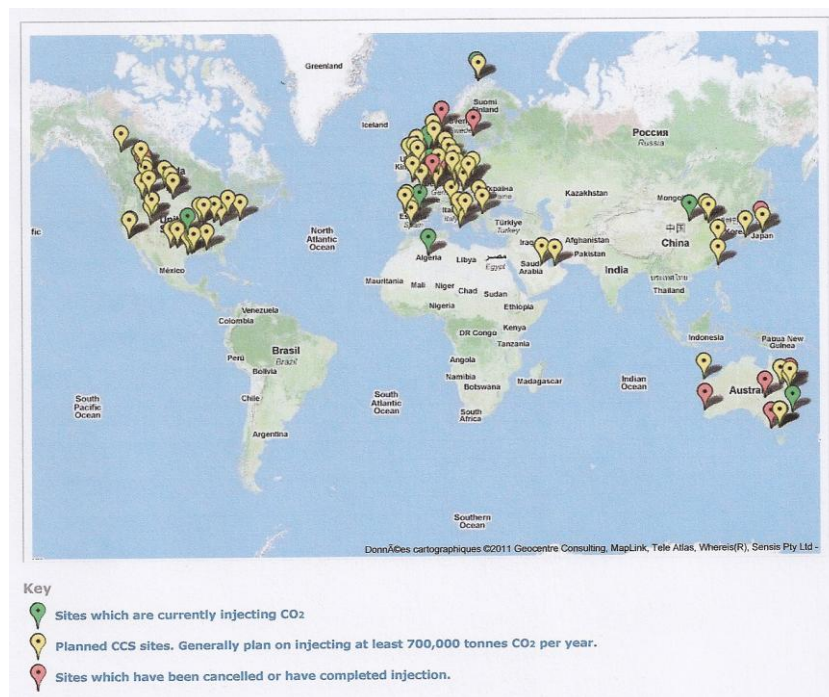


Figure 13 : Les principaux sites de stockage de CO₂ actuellement en fonctionnement ou en projet dans le Monde.

Source: Scottish Centre for Carbon Storage, School of Geosciences, University of Edinburgh (www.geos.ed.ac.uk/ccsmap)

En France, un stockage est en cours de réalisation par la compagnie pétrolière Total dans le gisement de gaz épuisé de Rousse non loin de Lacq, pour y stocker le gaz carbonique émis par une des chaudières de la centrale de production de vapeur de Lacq, et trois projets de stockage en aquifère salin sont à l'étude dans le Bassin Parisien (Claye-Souilly, Massy-Palaiseau et Saint-Martin de Bossenay).

Les projets de stockage concernent essentiellement des aquifères salins et des gisements de pétrole et de gaz. Parmi les quelques projets de stockage sur charbon, citons le projet européen RECOPOL près de Katowice en Pologne, à l'état de pilote pour l'instant.

4- Le captage :

Avant de stocker le CO₂, il faut bien sûr pouvoir le capter. Tous les stockages décrits plus haut sauf un, celui de Weyburn, sont alimentés par des usines de traitement sur champ de pétrole ou de gaz naturel.

Le captage et/ou l'élimination des constituants du gaz naturel autres que le méthane sont nécessaires (Rojey et al. ,21), qu'il s'agisse du gaz associé au pétrole ou du gaz extrait de gisements de gaz. En effet le gaz naturel ne peut être commercialisé que s'il ne contient que des quantités minimales de constituants autres que le méthane. Ces constituants sont nombreux, et particulièrement indispensable est l'élimination des « gaz acides », CO₂ et H₂S, gaz corrosifs et, en ce qui concerne l'H₂S très toxique. Mais le CO₂ capté était jusqu'à présent, sauf les rares exceptions citées plus haut, envoyé à l'atmosphère, tandis que l'H₂S était transformé en soufre et en eau par des procédés tels que le procédé Claus ($\text{SO}_2 + 2 \text{H}_2\text{S} \rightarrow 3 \text{S} + 2 \text{H}_2\text{O}$).

Le captage du CO₂ est donc une activité relativement banale pour l'industrie pétrolière, qui en a déjà une longue expérience. Il est fait sur le flux des gaz extraits des gisements par une unité spécialisée fonctionnant avec des solvants tels que ceux qui sont décrits plus loin. Les débits de CO₂ peuvent être très importants (plusieurs centaines de tonnes à l'heure).

Pour les installations de combustion comme les centrales électriques, les cimenteries et les installations sidérurgiques, ou pour celles de gazéification du charbon, des asphaltes ou de la biomasse, il n'existe guère par contre que des installations pilotes. La seule réalisation industrielle d'importance est le captage de CO₂ de l'usine de gazéification du charbon de la Great Plains Synfuels Plant (GPSP) qui alimente en CO₂ les stockages de Weyburn.

Pour ces installations, on considère trois modes de captage :

- Le captage en post combustion
- Le captage en oxycombustion,
- Le captage en précombustion

Seul le premier est réalisable sur les émetteurs existants.

La plupart des procédés envisagés s'inspirent des procédés déjà mis en œuvre par l'industrie pétrolière pour le traitement sur champ du gaz naturel.

Le captage en post-combustion

L'extraction du CO₂ est réalisée sur les fumées produites par la combustion par l'air des combustibles fossiles (ou de la biomasse) (figure 14).

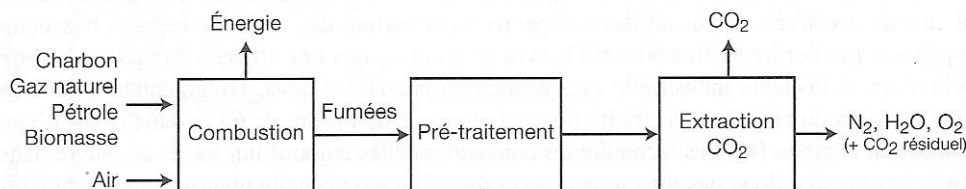


Figure 14 : schéma de principe du captage du CO₂ en postcombustion. Source : Lecomte et al. 2010

La composition initiale des fumées est très variable selon l'émetteur, mais leur teneur en CO₂ est généralement faible. Elles contiennent évidemment beaucoup d'azote, de vapeur d'eau, mais aussi d'oxygène.

Elles contiennent aussi des oxydes de soufre et d'azote et de petites quantités d'autres polluants. Ces produits sont éliminés par un pré-traitement: filtration pour les éléments solides et procédés tels que le FGD (flue gas desulphurization) pour les oxydes de soufre, et SCR (selective catalytic reduction) pour les oxydes d'azote. Dans certaines centrales à charbon, le soufre est éliminé par ajout de chaux au combustible avant la combustion. Il se forme alors du sulfate de calcium.

L'opération produit un flux de CO₂ concentré, généralement à 99% molaire, et des fumées appauvries en CO₂ contenant essentiellement de l'azote, de l'eau et de l'oxygène, mais aussi du CO₂ résiduel.

Les procédés potentiellement utilisables pour le captage sont très nombreux (Lecomte et al., 2010) :

- des procédés utilisant des solvants chimiques, c'est-à-dire ayant une affinité chimique pour le CO₂, ou physiques (sans affinité chimique, par exemple le méthanol utilisé par le procédé Rectisol de la Société Lurgi, ou encore le carbonate de potassium), ou un mélange des deux (solvants mixtes), adsorption sur des zéolites ou du charbon actif. Ces solvants ou adsorbants doivent être régénérés par augmentation de température et/ou diminution de pression.
- des procédés utilisant des liquides ioniques (sels organiques synthétiques à faible température de fusion, dont certains peuvent absorber le CO₂) ou des MOF (metal organic frameworks, qui sont des réseaux d'oxydes métalliques, capables d'absorber sélectivement des molécules en fonction de leur taille, comme le font les zéolites)
- Une autre possibilité est la diffusion gazeuse à travers des membranes, mais cette méthode est ici pénalisée par la faible pression partielle du CO₂ dans les fumées.
- Citons encore les procédés cryogéniques, cependant peu adaptés à la postcombustion à cause des coûts de la déshydratation et de la réfrigération nécessaires au traitement des fumées, ou la capture par formation d'hydrates de CO₂, peu adaptée également à cause de la faible teneur en CO₂ des fumées.

La technologie la plus mature en post-combustion est l'utilisation de solvants chimiques.

Les alcanolamines (figure 15), et en particulier la monoéthanolamine (MEA), en milieu aqueux sont actuellement privilégiées.

Leur fonction alcool permet une facile dissolution des alcanolamines dans l'eau.

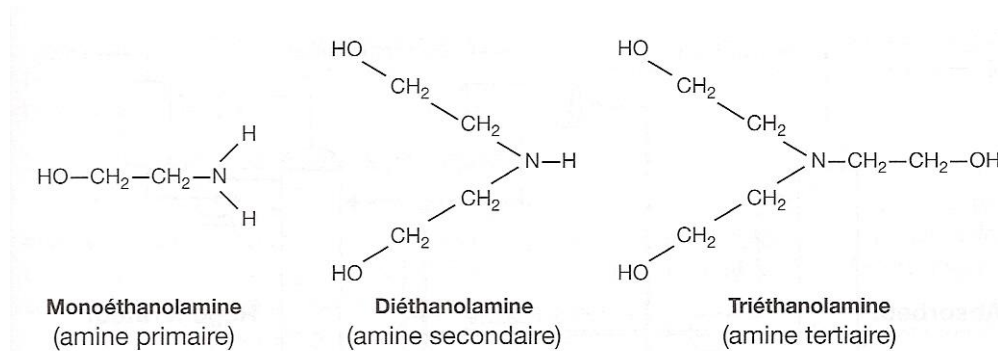


Figure 15 : structure chimique des alcanolamines. Source : Lecomte 2010

La fonction amine, basique, se lie de manière réversible au CO_2 dissous sous forme de CO_3H_2 , acide. Pour récupérer le CO_2 et régénérer le solvant, il faut chauffer le complexe formé. Mais cela consomme de l'énergie. De l'énergie doit aussi être fournie pour faire circuler les réactifs et comprimer le CO_2 capté.

Des procédés utilisant l'ammoniac, ou d'autres catégories d'amines, sont actuellement à l'étude,

Les premières réalisations industrielles utiliseront très probablement la MEA, qui offre les meilleures possibilités car c'est avec elle que la cinétique des réactions est globalement la plus rapide. Le procédé consomme de la MEA par vaporisation, mais aussi par dégradation par action de l'oxygène. Les impuretés présentes dans les fumées, en particulier les oxydes de soufre et d'azote et les poussières nuisent au procédé et conduisent aussi à la dégradation de la MEA. Le prétraitement doit donc être extrêmement efficace, ce qui n'est pas le cas de la grande majorité des émetteurs actuels.

La solution aqueuse de MEA et de CO_2 est corrosive, ainsi que les produits de dégradation de la MEA par l'oxygène, ce qui pose des problèmes de durabilité aux installations.

Notons aussi que la MEA est un produit toxique. Sa manipulation régulière demande l'utilisation de vêtements de protection. Il faut éviter autant que possible d'en respirer ou d'en ingérer.

Le projet CASTOR, piloté par l'Institut français du pétrole et des énergies nouvelles (IFP), a consisté en l'équipement à Esbjerg au Danemark d'une centrale électrique avec un captage post-combustion. Avec 1 tonne de CO_2 capté à l'heure, c'est à l'heure actuelle la réalisation de captage post combustion sur centrale électrique la plus importante au Monde. Les essais portent sur les améliorations des procédés de captage par solvant.

Le captage post-combustion du CO_2 est un procédé efficace, environ 90 % du CO_2 contenu dans les fumées pouvant être capté. Mais il consomme de l'énergie, celle-ci étant fournie par l'émetteur lui-même. Celui-ci produit donc plus de CO_2 que l'émetteur non équipé de captage et le bilan net de l'opération est plus faible (figure 16) : le CO_2 évité n'est qu'environ les deux tiers du CO_2 total émis.

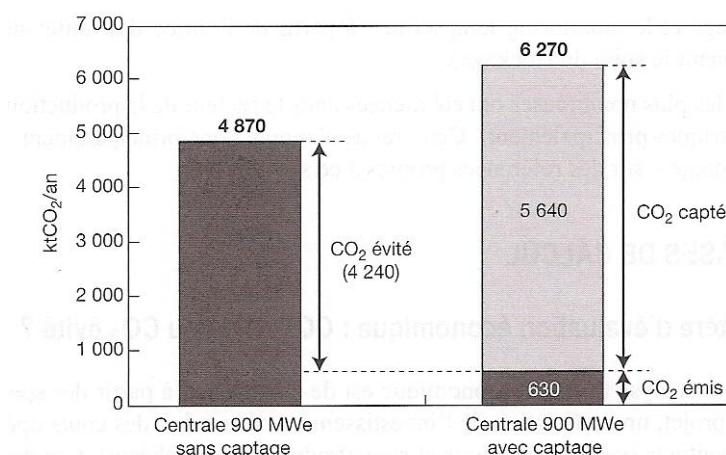


Figure 16: comparaison des émissions de CO_2 entre un émetteur non équipé de captage, ici une centrale à charbon de 900 MW, avec le même émetteur équipé. Source : IFP et Lecomte et al. 2010.

Le captage conduit ainsi à un gaspillage important de ressources énergétiques, de l'ordre de 30% de la consommation d'une installation sans captage.

L' oxycombustion

Le principe est d'alimenter l'installation de combustion avec de l'oxygène pur et non de l'air, de manière à ne plus avoir d'azote dans les fumées de combustion (figure 17). Cela nécessite une installation de production d'oxygène en amont. Cela se fait actuellement par distillation cryogénique de l'air. Etant donné la consommation énergétique de cette méthode, qui est très pénalisante, on s'oriente actuellement vers d'autres méthodes, comme la séparation de l'oxygène et de l'azote par diffusion gazeuse à travers des membranes polymères ou céramiques, ou l'utilisation d'un vecteur oxygène sous forme d'un oxyde métallique tournant en boucle entre deux réacteurs (chemical looping combustion).

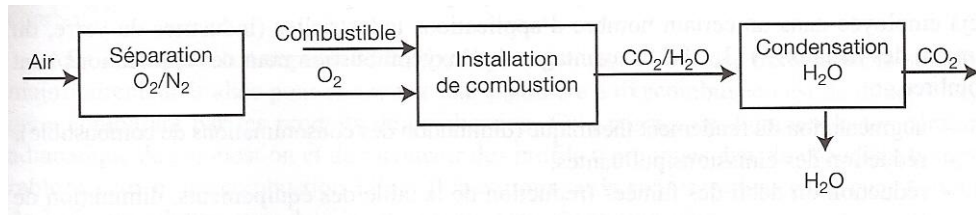


Figure 17 : principe du captage en oxycombustion. Source : Lecomte et al. 2010

Il y a de gros avantages de principe à cette méthode, qui diminue considérablement les volumes de fumées à traiter. La vapeur d'eau peut en être éliminée par simple condensation de la vapeur d'eau. Il reste cependant, pour obtenir du CO₂ avec une pureté suffisante pour qu'il puisse être liquéfié à température ambiante, à éliminer les « incondensables », oxygène et azote résiduels, argon. On envisage d'utiliser pour cela une compression suivie de « flash cryogénique » ou de « pompage polyphasique » (Lecomte et al. 2010). Le flash cryogénique est un refroidissement brutal par détente du flux de gaz riche en CO₂ après sa compression, qui permet de séparer le CO₂ des incondensables. Le CO₂ est ensuite liquéfié à 110 bars à température ambiante.

Pour utiliser le pompage polyphasique, le flux de gaz est comprimé jusqu'à le rendre diphasique (CO₂ liquide et gaz incondensable). La pompe polyphasique permet de récupérer le mélange diphasique. On peut alors isoler le CO₂ puis le liquéfier à 110 bars à température ambiante.

L'oxycombustion ne peut être utilisée par la plupart des centrales actuelles, car l'utilisation d'oxygène pur à la place de l'air augmente beaucoup trop les températures de combustion.

D'autre part, la consommation d'énergie additionnelle que nécessite l'utilisation de ce procédé est au moins égale pour l'instant à celle de la précombustion. Il y a encore de gros progrès à faire pour abaisser cette consommation.

En Europe, il existe deux pilotes d'oxycombustion: La société Vattenfall est en train d'en installer un sur le site de la centrale thermique de Swarze Pumpe en Allemagne, sous forme d'une chaudière à lignite pulvérisée de 30 MW thermiques. Le CO₂ capté sera injecté dans le gisement de gaz d'Altmark appartenant à Gaz de France pour en améliorer la récupération. D'autre part la société Total a converti à l'oxycombustion une chaudière à gaz de 30 MW thermique de l'usine de production de vapeur de Lacq. Le CO₂ capté sera injecté dans le gisement de gaz en fin de vie de Rousse.

La précombustion

Le combustible est ici préalablement transformé en un mélange d'oxyde de carbone (CO) et d'hydrogène (H₂)

appelé gaz de synthèse (figure 18). Cela se fait par vaporéformage, c'est-à-dire par réaction avec de la vapeur d'eau, pour le gaz naturel ou les hydrocarbures légers, ou par oxydation partielle, c'est-à-dire un mélange de vapeur d'eau et d'oxygène, pour les autres combustibles, charbons, asphaltes, biomasse...Le réformage autotherme est une combinaison de vaporéformage et d'oxydation partielle qui permet de ne pas faire appel à une source extérieure d'énergie pour atteindre les températures élevées (de 800 à 1000 °C et plus) nécessaires aux réactions.

On ajuste les proportions d'hydrogène et d'oxyde de carbone en fonction de l'utilisation que l'on veut faire du gaz de synthèse, par ajout de vapeur d'eau dans un réacteur de conversion de gaz à l'eau (shift conversion). Il se forme alors de l'hydrogène et du gaz carbonique. Si le combustible contient du soufre, ce qui est le cas de beaucoup de charbons, d'asphaltes et de résidus de raffinage du pétrole, celui-ci se retrouve dans le gaz de synthèse sous forme d' H_2S , qu'il faut éliminer par un étage de conversion du gaz à l'eau acide (sour water-gas shift),

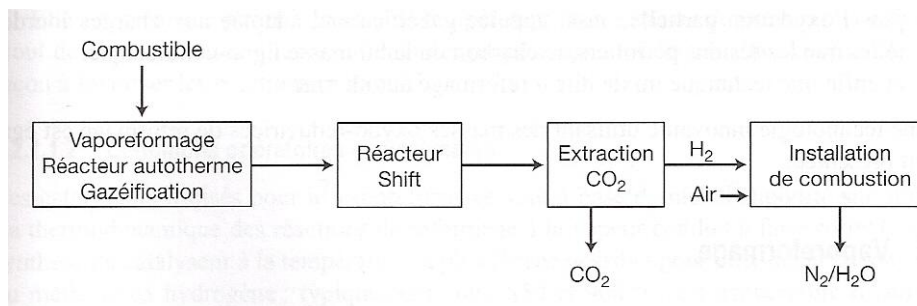


figure 18: principe du captage en précombustion. Source : Lecomte et al.2010

On réalise ensuite l'extraction du CO_2 . Reste l'hydrogène qui est brûlé pour produire de l'énergie (ou utilisé pour d'autres applications).

Le gaz de synthèse étant produit sous pression, la pression partielle de CO_2 est très élevée et la méthode la plus fréquemment utilisée est alors le captage par solvant physique tel que le procédé Rectisol de la société Lurgi, qui utilise le méthanol. L'énergie nécessaire à la régénération du solvant est en effet beaucoup moindre qu'avec un solvant chimique. C'est ce procédé qui est mis en oeuvre sous forme industrielle au Great Plains Synfuels Plant (GPSP) qui alimente Weyburn.

Mais il existe une variété de procédés utilisant d'autres solvants, physiques et chimiques, et les recherches sont en cours sur d'autres procédés de séparation tels que décrits plus haut pour la postcombustion.

Une difficulté est que le CO_2 ne doit pas contenir d'hydrogène si l'on veut pouvoir le liquéfier à température ambiante.

Le gaz de synthèse est un mélange miracle qui permet de produire à partir d'une variété de substances carbonées, combustibles fossiles, biomasse, résidus industriels, toute une gamme de composés utiles, carburants synthétiques (synfuels), méthanol et hydrogène très utilisés pour les synthèses chimiques, ou encore de l'énergie...

On cherche donc à concevoir des installations de production de gaz de synthèse suffisamment versatiles pour s'adapter à la variété des besoins, et équipées d'une unité de captage du CO_2 .

C'est ainsi que se multiplient par exemple les projets de centrales électriques à charbon utilisant la technique IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle), équipées d'une unité de captage du gaz carbonique émis, ainsi que d'une unité de captage de H_2S et de sa transformation en soufre élémentaire (figure 19): L'IGCC associe la gazéification du charbon et la production d'hydrogène comme décrit plus haut à la production d'électricité par la technique des cycles combinés, comme on le pratique de plus en plus avec le gaz naturel: la combustion se fait dans une turbine à gaz qui entraîne un alternateur. Cela nécessite une dilution de l'hydrogène par de l'azote. Les gaz issus de la turbine sont suffisamment chauds pour produire de la vapeur d'eau avec une chaudière. Cette vapeur est à température suffisamment élevée pour alimenter avec un bon rendement une turbine à vapeur qui entraîne un autre alternateur.

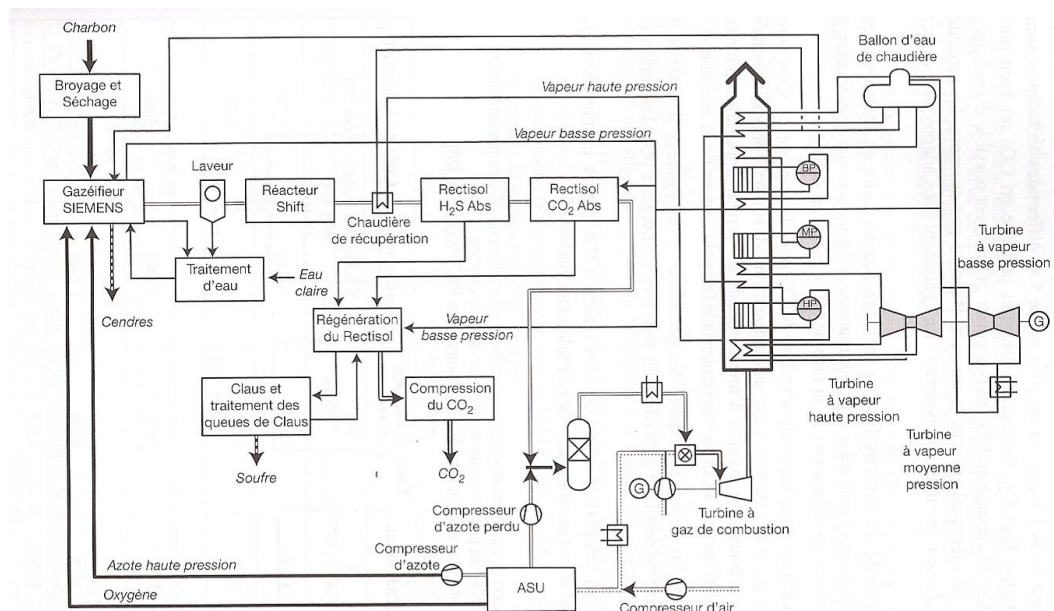


Figure 19 : Schéma d'installation IGCC avec captage de CO₂, selon Siemens. Source : Lecomte et al. 2010

Le rendement global de la transformation de la chaleur de combustion en électricité peut atteindre 50 à 60 % ! Mais dans le cas d'une installation de gazéification du charbon équipée d'une unité de captage du gaz carbonique, il semble difficile d'obtenir un rendement global très supérieur à 35%.

D'autres projets ne visent pas la production d'électricité, mais celle d'hydrogène (parfois la cogénération hydrogène/électricité). Celui-ci serait utilisé en chimie, comme c'est le cas actuellement d'une partie de l'hydrogène produit par les raffineries de pétrole, et peut-être un jour dans des véhicules équipés de piles à combustible. Dans ce dernier cas, ceux-ci ne seraient alors plus émetteurs de CO₂, aussi bien directement qu'indirectement.

Enfin, la production de gaz de synthèse avec captage du gaz carbonique produit a un intérêt certain pour toutes les autres utilisations du gaz de synthèse, production de carburants synthétiques (synfuels), de méthane ou de produits de base pour la chimie de synthèse. Cela n'aurait cependant sans doute pas la flexibilité « multiproduits » que certains semblent en attendre, car les procédés utilisés sont complexes et nécessitent un fonctionnement régulier et des réglages fins qui ne permettent pas de sauter facilement d'un type de production à l'autre.

Les réalisations

Nous avons vu que le captage du CO₂ était une opération nécessaire sur tous les champs de gaz naturel ou de pétrole contenant du gaz associé. En ce sens, il s'agit donc d'une opération banale. Mais à de rares exceptions près, le CO₂ capté est pour l'instant envoyé à l'atmosphère. De la même façon, le captage du CO₂ est une opération banale pour les usines de gazéification, qui produisent du gaz de synthèse à différents usages à partir de combustibles fossiles ou de biomasse, mais le CO₂ est envoyé également à l'atmosphère, la seule exception notable étant le GPSP alimentant Weyburn. Il n'existe pour l'instant aucune réalisation industrielle pour capter le CO₂ émis par les centrales électriques, qui représentent pourtant le plus gros des émissions captables de CO₂. Seuls existent quelques pilotes, comme celui d'Esbjerg au Danemark et celui de Schwarze Pumpe en Allemagne.

Plus de 100 projets étaient recensés au 31 Août 2009, la plupart concernant des centrales électriques en relation avec des projets de stockage en aquifère salin (Lecomte et al. 2010). Si tous ces projets voyaient le jour, la quantité totale captée puis stockée par an ne serait que d'environ 250 Mt de CO₂, soit 40 fois moins que les objectifs du scénario Blue Map de l'AIE ! Il faut donc espérer que l'on passera de ces projets pilotes de capacité limitée, à des stockages de capacité beaucoup plus importante. Mais l'opinion courante est que cela prendra au moins 20 ans.

5- Le transport :

Le transport est dans la chaîne des opérations du CSC l'étape qui présente le moins de difficultés. Il est de pratique courante aux Etats-Unis, où on a vu dans le cas de Weyburn qu'il pouvait être pratiqué sur de longues distances.

Il existe aux Etats-Unis environ 3000 km de canalisations transportant annuellement près de 50 millions de tonnes de CO₂. Le CO₂ est produit comme on l'a vu à une pression d'environ 110 bars par les unités de captage. Il est transporté à l'état supercritique. Des installations de recompression intermédiaires peuvent être nécessaires.

Le CO₂ peut être aussi transporté sous forme liquide à environ 20 bars et -20 °C dans des bateaux analogues à ceux qui transportent le gaz de pétrole liquéfié (GPL).

Reste cependant à créer, en cas de fort développement du CSC, un réseau de canalisations. En Europe, on songe à enfouir une grande partie du CO₂ capté dans des aquifères salins de la Mer du Nord. Un réseau très important est donc à prévoir dans cette région.

6- Les rendements et les coûts

L'incorporation de la CCS aux émetteurs de CO₂ en diminue les rendements énergétiques globaux et en augmente les coûts d'investissement et de fonctionnement.

On considère généralement que pour les centrales électriques, les rendements énergétiques sont diminués de 20 à 25 % du fait de la consommation des unités supplémentaires nécessaires : unités de captage et de compression du CO₂ mais aussi, dans le cas de l'oxycombustion, unité de production d'oxygène. C'est ainsi que pour l'installation d'un captage postcombustion sur une centrale à charbon moderne, le rendement passerait de 45 % à 35 % (tableau 4)

	Rendement électrique net (%)	Production électrique nette (MWe)
Centrale sans captage du CO₂	45	630
Captage du CO ₂	- 6,5	- 90
Compression du CO ₂ à 110 bars (hors transport et réinjection du CO ₂)	- 3,5	50
Centrale avec captage et compression du CO₂	35	490

Tableau 4: rendements électriques nets pour une centrale à charbon moderne de 1400 MW thermiques avec ou sans captage post-combustion. Source : Lecomte et al .2010

Quels que soient les procédés utilisés, postcombustion, oxycombustion, précombustion, il semble difficile de dépasser de beaucoup un rendement de 35% avec une centrale électrique à charbon équipée d'un captage de CO₂, alors que l'on atteint à l'heure actuelle 45 % sans captage.

D'autre part, on oublie que le transport et le stockage du CO₂ sont consommateurs d'énergie. Mais aussi l'extraction et le transport de la quantité de charbon supplémentaire qui serait nécessaire pour obtenir une même quantité d'énergie. Un abattement des rendements globaux de l'ordre de 30% paraît donc plus réaliste.

Cela signifie que l'on gaspille environ le tiers de l'énergie contenue dans le combustible, et que l'on accélère ainsi son épuisement.

Les surcoûts sont également très importants, aussi bien en investissement qu'en fonctionnement (tableau 5) et cela sans même compter les coûts du transport et du stockage.

Côûts d'investissement (M€)	
Centrale	710
Captage postcombustion	490
Compression à 110 bars (hors transport et réinjection du CO ₂)	100
TOTAL	1000

Côûts opératoires (M€/an) (y compris compression du CO ₂ à 110 bars, hors transport et réinjection)	
Charbon	66
Utilités centrale	4
Utilités captage	10
TOTAL	80

Tableau 5 : coûts d'investissement et de fonctionnement pour une centrale électrique à charbon moderne de 1400 MW thermiques avec ou sans captage de CO₂ postcombustion. Source : Lecomte et al.2010

Pour comparer les coûts entre les différents types d'installation et/ou de captage, il faut les évaluer par tonne de CO₂ évité. Ces coûts dépendent du taux d'actualisation retenus pour le coût du capital investi, compris en général entre 8 et 12 % par an.

Selon Lecomte et al. 2010 les ordres de grandeur de ces coûts par tonne de CO₂ évité pourraient être en 2020 de l'ordre de :

- 35 à 50 € pour les centrales électriques à charbon (tableau 6), ce qui se traduit par une augmentation de l'ordre de 35 % du coût de l'électricité produite.
- 45 à 55 € pour les hauts-fourneaux des aciéries
- 60 à 140 € pour les cimenteries
- 80 € pour les raffineries mais sans doute beaucoup plus pour le secteur chimie-pétrochimie, fait de petites unités dispersées

Là dedans les coûts du transport seraient de 1 à 10 € par tonne pour le transport, selon les distances, les difficultés physiques des zones traversées et le débit des conduites et de 3 à 30 € par tonne pour le stockage selon les types de stockage et leur facilité d'accès. Pour les unités pilotes, ces coûts sont bien sûr plus importants.

	Coût, € :tCO₂ évité	% moyen	Bases retenues
Captage	25-32	≈ 70	- Taux de captage : 90-92 % - Impact du captage sur le rendement du procédé : 7 à 12points de rendement - Facteur d'utilisation des installations : 86 % - Compression du CO ₂ incluse
Transport	4-6	≈ 11	- Hypothèse d'un réseau commun de transport de 200 à 300 km sans pompage intermédiaire - Transport <i>onshore</i> (plage basse) ou <i>offshore</i> (plage haute)
Stockage	4-12	≈ 19	- Hypothèse d'injection à 1500 m de profondeur - Stockage <i>onshore</i> (plage basse) ou <i>offshore</i> (plage haute)
Total probable	35-50	100	

tableau 6 : coût estimé du CSC pour une centrale neuve à charbon ou lignite de 900 MW électriques à l'horizon 2020. Source : Lecomte et al. 2010 d'après McKinzey (23)

Notons au passage que ces coûts seraient poussés à la hausse par une augmentation des prix de l'énergie fossile, puisque le CCS consomme de l'énergie, tandis que le coût du CO₂ évité diminuerait avec celle-ci, puisque l'évitement du CO₂ vise à une diminution de la consommation d'énergie fossile.

Tout cela est à comparer au « prix du CO₂ » négocié sur les marchés de permis d'émissions (cap and trade), qui fluctue entre 10 et 30 € par tonne environ et aux recommandations du rapport Rocard (30 €/t dès maintenant pour atteindre 100 €/t d'ici 2030).

7- Les aspects réglementaires et l'acceptabilité sociale.

La directive européenne sur les déchets n'est pas applicable aux rejets gazeux dans l'atmosphère. Le CO₂ n'est donc pas considéré comme un déchet s'il est émis dans l'atmosphère ! Mais il le devient s'il est stocké dans le sous-sol, et cela doit alors faire l'objet d'une autorisation.

Ces autorisations de stockage sont régies en France par le code minier, mais elles le sont dans le cadre très précis d'une utilisation industrielle ultérieure des produits stockés, sous la responsabilité de leur propriétaire. C'est ainsi qu'il existe 14 sites de stockages de gaz naturel appartenant à GDF- Suez, qui sont utilisés pour ajuster l'offre à la demande. Mais qu'en est-il de stockages sans utilisations industrielles, destinés à rester en place pour des centaines sinon des milliers d'années, et de surcroît de très grandes dimensions ? Et à qui appartiennent-ils ? Il n'existe pour l'instant aucune réglementation dédiée pour encadrer de tels stockages. Cette réglementation devra donc être créée, à l'échelle de la France, mais aussi de l'Europe.

L'acceptabilité sociale de ces stockages, mais aussi des installations de captage de CO₂ n'est pas évidente : Les quantités à stocker sont tellement énormes que cela interpellera inmanquablement l'ensemble du corps social. D'autre part les risques de fuites ne sont pas négligeables comme on l'a vu. Or le CO₂ n'est pas un produit anodin si sa teneur dans l'atmosphère dépasse quelques % (annexe 1). En cas de relargage brutal, il pourrait s'accumuler dans les points bas et provoquer des dégâts importants. Le CO₂ stocké peut aussi contenir des substances toxiques susceptibles de contaminer les nappes phréatiques. Les installations de captage utilisent des produits qui présentent des risques pour la santé et cela doit faire l'objet d'une attention particulière.

8- Conclusion :

L'idée de stocker dans le sous-sol le gaz carbonique (captage et stockage du CO₂ CSC), produit par les grosses installations industrielles remonte à 25 ans environ. Elle est née de la crainte d'une accumulation de CO₂ dans l'atmosphère telle qu'elle puisse entraîner des dégâts climatiques et environnementaux considérables à l'échelle de la planète.

Le captage de ce CO₂ ne peut être envisagé que sur de gros émetteurs, émettant au moins 100 000 tonnes de CO₂ par an. Ceci limitait, pour 2007, à environ 16 Gt par an, soit 41% des émissions anthropiques totales, les quantités pouvant être captées. Les centrales électriques utilisant les combustibles fossiles représentaient environ 65 % de ces quantités, soit environ 10 Gt par an, l'essentiel venant des centrales à charbon.

Les technologies pour capter le CO₂ sont disponibles depuis plus longtemps encore et ont été créées pour l'industrie pétrolière: Celle-ci, par nécessité, capte sur champ les gaz acides, CO₂ et H₂S, présents dans le gaz naturel, issus des gisements de gaz mais aussi de pétrole, pour les éliminer avant commercialisation. L'industrie pétrolière dispose également des technologies de transport et d'injection, car elle utilise parfois le gaz carbonique en récupération assistée du pétrole, en particulier aux Etats-Unis. Mais pour l'essentiel, elle a pour l'instant rejeté dans l'atmosphère le CO₂ capté, et ne s'est pas préoccupé du devenir à long terme du CO₂ utilisé en récupération assistée.

La crainte d'une dégradation du climat a donné un incontestable élan à l'amélioration de ces méthodes et a entraîné une multiplication des projets de CSC dans les pays industrialisés, les plus nombreux étant le fait des industries non pétrolières : car celles-ci, en particulier la production d'électricité, sont au total bien plus émettrices de CO₂ que l'industrie pétrolière. Mais les réalisations n'ont lieu qu'à un rythme très lent, et jusqu'à présent n'ont guère été le fait que de l'industrie pétrolière.

En quantités stockées, les projets actuels sont très loin d'être à la hauteur des enjeux: la réalisation de leur totalité ne permettrait de stocker que 2 à 3 % de la quantité de CO₂ nécessaire pour atteindre l'objectif affiché des 10 Gt annuels à partir de 2050 du scénario Blue Map de l'AIE. Mais il s'agit essentiellement pour l'instant d'installations pilotes.

Il est pourtant douteux que l'on observe avant 10 à 20 ans une accélération significative de la réalisation de ces projets et du lancement de projets nouveaux, car ils rencontrent de nombreux obstacles: les principaux sont leur coût, les incertitudes quant à l'étanchéité sur le long terme des stockages souterrains, et l'acceptabilité sociale des gigantesques stockages qui seraient nécessaires. Le soutien politique a beaucoup diminué après la conférence peu encourageante de Copenhague sur le Climat de Décembre 2009. Et l'Europe tarde à honorer ses promesses d'engagements financiers (24).

Par tonne de CO₂ évitée, le coût du CSC à l'horizon 2020 varie fortement selon l'industrie considérée, de 30 à 140 € environ. Toutefois, ces coûts, faute d'expérience industrielle, ne sont pas très bien cernés. Des améliorations des techniques de captage abaisseront sans doute le coût de celui-ci, mais il est douteux que le coût du CO₂ sur les marchés de permis d'émissions dépasse avant longtemps suffisamment et durablement le coût du CSC pour que se multiplient les réalisations. En tous cas on n'en prend guère le chemin actuellement. On a vu par exemple quel a été en France le sort fait aux recommandations du rapport Rocard, et le recul politique qui a eu lieu ensuite dans ce domaine.

Pour les centrales électriques à combustibles fossiles, le coût serait à l'horizon 2020 d'environ 35 à 50 € par tonne de CO₂ évité, dont 70 % pour le captage, 10 % pour le transport et 20 % pour le stockage. Mais le coût de l'électricité produite avec des combustibles fossiles augmenterait alors au moins du tiers, et, dans les grands pays industriels à économie de marché dont la production électrique repose pour beaucoup sur le charbon et le gaz cela entraînerait une forte perte de compétitivité de cette électricité avec l'électricité nucléaire et même avec l'électricité éolienne, et cela d'autant plus que les prix des combustibles fossiles seraient beaucoup plus élevés que maintenant. Il ne faut donc dans ces pays s'attendre à beaucoup d'enthousiasme autre que de façade, aussi bien des électriciens que des milieux politiques. C'est pourtant le secteur le plus émetteur, et donc celui où il faudrait faire le plus d'efforts.

Il faut également prendre en considération la consommation supplémentaire de combustibles fossiles, charbon et gaz, entraînée par le CSC, environ 1/3 de la consommation en l'absence de CCS. Ce qui rend douteux un engagement fort de la Chine et de l'Inde, pays qui ont besoin d'énormément de charbon pour maintenir leur rythme de développement. C'est aussi une préoccupation forte à l'échelle mondiale, car ces combustibles fossiles sont en train de passer du statut de ressource que l'on peut gaspiller sans scrupules au statut de ressource rare, à consommer avec modération.

L'industrie d'extraction pétrolière et gazière reste pour l'instant la mieux placée pour développer le CSC : elle en a créé les technologies et a depuis longtemps intégré le captage du CO₂ dans ses unités de traitement sur champ. Les surcoûts qu'il lui faudrait assumer sont donc ceux du transport et du stockage, lesquels ne constituent en principe que 30 % du total. C'est également elle qui est la mieux à même de cerner les possibilités de stockage, grâce à sa connaissance des bassins sédimentaires et aux moyens d'étude dont elle dispose. Elle peut également prolonger par ces stockages la durée de vie de gisements en déclin en utilisant le CO₂ pour faire de la récupération assistée, et ainsi rentabiliser l'opération. Une valeur durablement supérieure à 30 € par tonne sur les marchés de permis d'émissions serait donc peut-être suffisante pour la déterminer à multiplier les stockages dans des gisements en fin de vie. Observons à ce propos que le stockage de Sleipner est né de la décision du gouvernement norvégien de taxer de l'équivalent de 35 € la tonne de CO₂ émise par l'industrie pétrolière.

La nécessité de disposer de stockages souterrains d'une sûreté indiscutable et n'interférant pas avec d'autres activités est d'un point de vue physique le principal goulot d'étranglement. Si les volumes théoriquement disponibles sont probablement suffisants, il est loin d'être acquis que l'on pourra définir des volumes de stockages sûrs à un rythme suffisant. Ce qui veut dire également que le coût des stockages est probablement très sous-estimé. Leur acceptabilité sociale est également loin d'être acquise.

Toutes ces raisons semblent indiquer que les objectifs de CSC affichés par l'AIE ou le GIEC seront loin d'être atteints sans des engagements politiques très forts de la communauté internationale, se traduisant en particulier dans les pays à économie de marché par une valeur beaucoup plus élevée qu'actuellement du carbone sur les marchés de permis d'émissions, ou par la création d'une taxe carbone très substantielle.

En définitive, il est clair que le CSC ne peut résoudre à lui tout seul le problème des émissions de gaz à effet de serre. Il est tout aussi évident que son déploiement à une échelle suffisante pour que sa contribution à la solution de ce problème soit significative ne sera pas possible tant que les conclusions des études et des expérimentations en cours n'auront pas été tirées. La possibilité de réduire les émissions des centrales électriques à combustibles fossiles aurait le double avantage de réduire considérablement les émissions de CO₂ de la production d'électricité, et, grâce aux voitures électriques et hybrides rechargeables, de réduire considérablement la consommation de pétrole et les émissions de CO₂ des véhicules routiers. Le même

objectif peut être atteint par le développement des centrales nucléaires et des énergies renouvelables, dont la compétitivité serait accrue par le renchérissement de la production d'électricité à partir des combustibles fossiles dont l'emploi actuel généralisé interdit d'envisager l'élimination totale avant de nombreuses décennies. Cela permettrait de faire durer les combustibles fossiles et de les consacrer aux usages pour lesquels ils sont difficilement remplaçables.

Le CSC pourrait alors se concentrer sur la réduction des émissions des autres industries, industrie pétrolière, raffinage et pétrochimie incluses, sidérurgie et industries minérales. Notons cependant qu'en Europe, l'éventualité d'installation de CSC sur les raffineries est peu probable, le raffinage y étant en difficulté permanente.

Notons également, en ce qui concerne l'industrie pétrolière, qu'une grande partie de la production vient des champs situés dans les pays de l'OPEP, qui ne semblent pas très déterminés à faire beaucoup d'efforts de stockage du CO₂ issus des traitements sur champs.

Notes et références

- 1-Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC, en Anglais Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC), créé en 1988 à l'initiative de l'Organisation des Nations Unies (ONU)
- 2- Agence internationale de l'énergie (AIE), en Anglais International Energy Agency (IEA), www.iea.org .
- 3- IPCC Special Report : Emissions Scenarios
- 4-IPCC 2005: Special Report, Carbon Dioxide Capture and Storage
- 5- International Energy Agency, 2008 : Energy Technology Analysis: CO₂ Capture and Storage, a key carbon abatement option.
- 6- Rutledge, D., 2010: Estimating Long-Term World Coal Production with Logit and Probit Transforms Accepted for publication by the *International Journal of Coal Geology*, October 2010
- 7- Rutledge, D. 2007: in "The Coal Question and Climate Change", posted to The Oil Drum by Prof.Goose on June 25, 2007 (www.theoil Drum.com/node/2697)
- 8- Hubbert, M.K.(1982) : Techniques of Prediction as Applied to Production of Oil and Gas, US Department of Commerce, NBS Special Publication 631, May 1982
- 9- Höök, K., Zittel,W., Schindler, J., Aleklett, K., 2010 :
Global coal production outlooks based on a logistic model. *Fuel*, Volume 89, Issue 11, November 2010, Pages 3546-3558
10- En 2008, selon l'AIE, 27 % de l'approvisionnement mondial en énergie primaire, soit l'équivalent énergétique de 3,3 milliards de tonnes de pétrole (3,31 Gtep) ont été fournis par le charbon sous ses différents formes. En masse, cela représente 6,63 Gt. On vérifie ici qu'une tonne de charbon ne « vaut » actuellement, en moyenne pondérée des masses des différentes formes produites, que 0,5 tep. Les productions des différentes formes étaient d'environ 12, 5 Mt (1,8 %) pour la tourbe, 890 Mt (13,4 %) pour le lignite , 615 Mt (9,3 %) pour le subbitumineux, 794 Mt (12 %) pour le charbon à coke, 4 250 Mt (64,1%) pour le «autres bitumineux » et 69, 5 Mt (1%) pour l'anhracite.
Les principaux producteurs de charbon sont actuellement la Chine et loin derrière les Etats-Unis, l'ensemble des pays de l'ancienne URSS et l'Inde. La progression de la Chine est spectaculaire : elle correspond à la rapidité de son développement économique, basé principalement sur le charbon.
En énergie contenue, selon la BP Statistical Review, en 2008 la Chine était en tête avec 1425 Mtep, suivie des Etats-Unis avec 597 Mtep, de l'ex-URSS avec 253 Mtep, de l'Australie avec 220 Mtep et de l'Inde avec 196 Mtep. Venaient ensuite l'Union Européenne (Pologne, Allemagne et République Tchèque principalement), avec 168 Mtep, l'Afrique du Sud avec 153 Mtep, l'Indonésie avec 141 Mtep et la Colombie avec 48 Mtep.
- 11- Aleklett, K., 2010: <http://aleklett.wordpress.com/2010/11/17/peak-coal-in-china/>
- 12- Lecomte, F., Broutin, P. et Lebas, E., 2010 : Le captage du CO₂, des technologies pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. IFP Publications. Editions Technip.
- 13-Brosse E. et al.,2010, Selection and characterization of geological sites able to host a pilot-scale CO₂ storage in the Paris Basin (GeoCarbone-PICOREF), *Oil & Gas Science and Technology* 2010, Vol 65 N°3.
- 14- INERIS, 2010 : Etat de l'art et analyse des risques pour un stockage de CO₂ en aquifère salin, rapport d'étude DRS-10-100887-12619A du 01/12/2010.
- 15- Charrière, D., 2009: Caractérisation de la sorption de gaz sur les charbons
Application au stockage géologique du dioxyde de carbone dans les veines de charbon. Thèse, Université de Toulouse, 6 octobre 2009
- 16- Rotaru et al.2006 : Les climats passés de la Terre. Société Géologique de France. Editions Vuibert.
- 17- Auzende, A-L., 2007: La sequestration du CO₂ dans les formations basiques et ultrabasiques et sites potentiels en France. Projet Metstor : Méthodologie de sélection des sites de stockage du CO₂ dans des réservoirs souterrains en France. Institut de Physique du Globe de Paris (IPGP).

- 18- Prinzhofer, A. 2009 : séquestration du CO₂ dans les roches volcaniques et ultrabasiques. Conférence débat du 19 Mai 2009 sur la séquestration du CO₂ à l'Académie des Sciences. www.academie-sciences.fr/activite/conf/debat_190509.pdf
- 19- Grataloup*, S., Bonijoly, D. et Brosse, E., 2009: CO₂ Storage in deep saline aquifers: from basin screening to site selection in the Paris Basin. In Deep Saline Aquifers for Geological Storage of CO₂ and Energy, 27-29 May 2009, IFP, Rueil Malmaison .
- 20- Des alertes ont eu lieu récemment à propos du stockage de Weyburn, la presse ayant rapporté que des fuites en surface s'étaient peut-être produites.
- 21- Selon, l'AIE, la France a émis en 2008 368 Mt de CO₂ (5,7 t par habitant), et l'Allemagne 803 (9,9 tonnes par habitant). Les émissions des centrales à combustibles fossiles étaient respectivement d'environ 35 Mt et 350 Mt.
- 22- Rojey, A. et al., 1994: Le gaz naturel, production, traitement, transport. Editions Technip.
- 23- McKinze (2008): Carbon Capture and Storage, Assessing the Economics.
- 24- van Renssen, S., 2011: CCS faces mounting obstacles, Energy Review, 10 February 2011

Bibliographie complémentaire

Séquestration du CO₂, étude SLC par Claude Acket, 25 Avril 2008
<http://sauvonsleclimat.eu/new/spip/IMG/pdf/Acket-Sequestration-3.pdf>

Le captage-stockage, étude SLC, par Elisabeth Huffer, 25 Avril 2008,
<http://ex.sauvonsleclimat.org/documents-pdf/Huffer-captage-stockage.pdf>

CSC pour usages fixes et concentrés, par Gilbert Ruelle, Académie des technologies (chapitre CSC extrait du rapport sur les vecteurs d'énergie de Décembre 2010)

IFP : Capturer et stocker le CO₂ pour lutter contre l'effet de serre, l'action de l'IFP.

IFP, ADEME, BRGM, 2007 : capturer et stocker le CO₂ dans le sous-sol. Collection «les enjeux des géosciences». Planète terre.

www.metstor.fr : le site du projet Metstor, créée à l'initiative de l'ADEME : il associe les principaux acteurs français des recherches sur le stockage géologique du gaz carbonique.

Annexe 1 :

Diagramme de phase du gaz carbonique et conditions géologiques

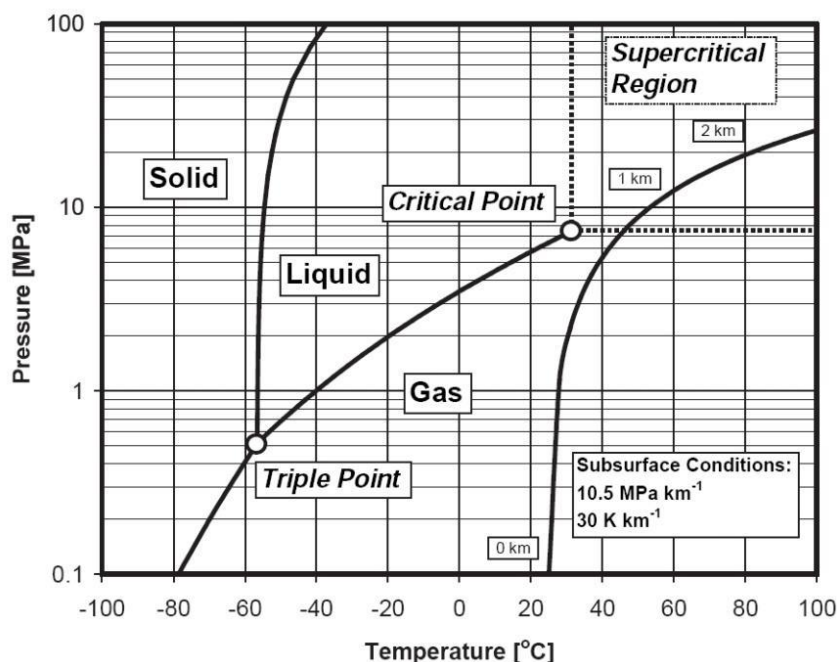


Diagramme de phase du gaz carbonique et trajectoire en milieu géologique pour des conditions hydrostatiques et un gradient géothermique moyen : l'état supercritique est atteint à partir de 800 mètres environ pour une température d'un peu plus de 40 °C. En cas d'injection dans les profondeurs océaniques, où la température est d'environ 4°C, l'état liquide est atteint au-delà de 400 mètres environ, mais il faut atteindre 2000 mètres pour que la densité de cette phase liquide dépasse nettement celle de l'eau de mer. Source : Ineris 2010 (14) d'après Span et Wagner 1996

Annexe 2 :

Toxicité du CO₂

Pour l'INRS (2005), l'importance des effets dépend de la concentration dans l'atmosphère et de nombreux facteurs physiologiques (âge du sujet, état vasculaire...) ou climatiques (température extérieure, pression en oxygène...) :

- les premières manifestations apparaissent lors de l'inhalation d'une atmosphère contenant 2% de CO₂ en volume (un peu plus de 50 fois la teneur actuelle) et correspondent à une augmentation de l'amplitude respiratoire : la vitesse de respiration augmente alors de 50 % ;
- à partir de 4%, la fréquence respiratoire s'accélère et la respiration peut devenir pénible chez certains sujets ;
- à partir de 5%, peuvent s'ajouter une ébriété et des céphalées ainsi que les premiers effets cardiovasculaires et vasomoteurs (augmentation de la fréquence cardiaque et de la pression artérielle, vasodilatation périphérique) ;
- à 10%, sont observés des troubles visuels (parfois associés à une dégénérescence rétinienne), des tremblements, une hypersudation et une hypertension artérielle avec perte de connaissance ;
- lorsque l'on avoisine les 20 %, des troubles graves d'apparition rapide peuvent survenir : dépression respiratoire, convulsion, coma et mort.

Concentration* (mg/m3)	Effets chez l'homme
450 – 630	Absence d'effet (concentration habituelle dans l'air).
45 000	Ventilation pulmonaire doublée.
90 000	Symptômes d'empoisonnement après 30 minutes, céphalée, vertiges, transpiration.
216 000	Perte de conscience immédiate, fatale en quelques minutes.

Tableau : Effets du CO₂ sur l'organisme humain en fonction de sa concentration dans l'air, en mg/m³. La concentration atmosphérique actuelle est de 390 ppm en volume ou encore de 695 mg par m³. Source, INERIS 2010 (14)