

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Ecole Nationale Polytechnique
Département de Génie Chimique

*MEMOIRE DE
POST-GRADUATION SPECIALISEE
« Economie de l'Energie, Maîtrise et Applications »*

Intitulé :

La séquestration de CO₂
(capture et stockage)

09/00027

Présenté par :
AFFANE Youcef Soutenu le 25 Novembre 2008 devant la commission d'examen :

Président : Pr G. NEZZAL
Examineur : Pr Pr R. Kerbachi
Rapporteur : Pr. R. Derriche
Invité :

BELFOU Lemnouar Soutenu le 14 décembre 2008 devant la commission d'examen :

Président : Pr Ahmed Zaïd T.
Examineur : Pr C. E Chitour
Rapporteur : Pr. R. Derriche
Invité :

Année Universitaire 2008-2009

PGS1108

La Séquestration de CO₂ *(Capture et stockage)*

CO₂ sequestration *(Capture and storage)*

استرجاع غاز ثاني اوكسيد الكربون

ملخص:

يتعلق هذا العمل دراسة استرجاع غاز ثاني اوكسيد الكربون , الجزء الأول يتطرق إلى تقدير كميات الغازات المطروحة عالميا و الجزائر التي ترتفع نسبتها في الهواء بسبب استهلاك المتزايد للطاقات الاحفورية . الجزء الثاني يتطرق إلى معرفة من الرسم البيانيّ الطور تعيين جيّدا الشروط والقوة الحقنة لتمكين و تخزين غاز ثاني اوكسيد الكربون في الأرض إلى الأمد البعيد. الجزء الثالث والأساس يتضمن الميزات و السلبيات لمعظم التقنيات الاسترجاعية المعروفة صناعيا و التكاليف المناسبة. من خلال هذه الدراسة يتبين أن اختيار إحدى التقنيات يرتكز أساسا علي الإمكانيات الطاقوية للبلد و كذلك خصائص الغاز المطروح .

مفاتيح: استرجاع, مصادرة, CO₂,

RESUME

Le présent travail porte sur l'étude de la séquestration de CO₂. Un état des lieux citant les émissions de CO₂ dans le monde et en Algérie en particulier, sa teneur dans l'atmosphère qui croit avec la consommation d'énergies fossiles sont établis. L'accent est mis sur les connaissances du diagramme de phase du CO₂ pour bien définir les conditions et la puissance d'injection du CO₂ dans les formations sous terraines. L'essentiel du sujet est consacré pour décrire les concepts de production d'énergie avec capture de CO₂ et les procédés afférents à la séparation de CO₂ connus à l'échelle industrielle, voir les avantages et les inconvénients ainsi que les coûts. L'étude montre que le choix d'un tel procédé doit répondre aux potentialités énergétiques du pays, aux caractéristiques techniques des fumées, beaucoup de techniques restent au stade expérimental. L'exemple de l'Algérie est rapporté.

Mots-clés : capture, séquestration, émission, CO₂

ABSTRACT

The present work concerns the study of the sequestration of CO₂. An inventory of fixtures inciting the emissions of CO₂ in the world and in Algeria in particular, its content in the atmosphere which increases with the consumption of fossil energies are established. The accent is put on the knowledge of the diagram of phase of the CO₂ to define well the conditions and the power of injection of the CO₂ in the underground storage. The main part of the subject is consecrated to describe the concepts of power production with capture of CO₂ and the processes relative to the separation of CO₂ known about the industrial ladder, to see the advantages and the inconveniences as well as the cost. . The study shows that the choice of such a process has to answer the energy potentialities of the country, the technical characteristics of smokes, and many techniques stay in the experimental stage. The example of Algeria is reported

Keywords: capture, sequestration, emission, CO₂

Sommaire

1. Liste des abréviations.....	3
2. Introduction.....	4
3. Définition du dioxyde de carbone (CO₂).....	5
4. Le Captage.....	6
4.1. Les niveaux de Captage.....	7
4.1.1. Captage en post combustion.....	7
4.1.2. Captage en pré combustion.....	8
4.1.3. Oxycombustion.....	9
4.2. Les procédés de Captage.....	10
4.2.1. Procédé d'absorption.....	11
4.2.2. Procédé d'adsorption.....	13
4.2.3. Procédé cryogénique.....	14
4.2.4. Procédé membranaire.....	16
4.2.5. la carbonatation minérale	18
4.3. Les avantages et les inconvénients des procédés.....	19
5. Transport du CO₂.....	23
5.1. Transport par canalisation	24
5.2. Transport par bateaux.....	24
6. Stockage de CO₂.....	24
6.1. Stockage géologique.....	25
6.1.1. Stockage dans les gisements de pétrole et de gaz épuisés.....	26
6.1.2. Injection dans les gisements de production pour récupération	27
6.1.3. Stockage dans les aquifères salins profonds	29
6.1.4. Stockage dans les veines de charbon inexploitées.....	30
6.2. Stockage dans les océans profonds.....	31
6.3. Potentiel de stockage de CO ₂	32
7. Evaluation des risques.....	33
7.1. Risque de fuite dans le transport de CO ₂	33
7.2. Risque de fuite dans le stockage.....	33
7.3. Monitoring des gisements de stockage.....	34
8. Coûts : capture, transport, stockage.....	35
9. Vue d'ensemble de différents projets de séquestration dans le monde.....	36
10. les émissions du CO₂ en Algérie.....	38
11. la séquestration en Algérie (IN Salah-KRECHBA).....	40
12. Conclusion.....	44
13. Bibliographie.....	45

1. Liste des abréviations

AVT : adsorption variable par température

AVP : adsorption variable par pression

AEV : adsorption électrique variable

AVV : adsorption variable par le vide

CSC : Carbone sequestration and capture

RAP : Récupération améliorée du pétrole

RAGN : Récupération améliorée du gaz naturel

ECBM: Enhanced coal bed methane

EOR: Enhanced oil recovery

EGR: Enhanced gas recovery

2. Introduction

Il existe trois types de solutions techniques pour réduire les émissions de CO₂ industriel, généralement mises en œuvre en parallèle :

- La maîtrise de l'énergie, avec l'amélioration des rendements énergétiques et l'utilisation rationnelle de l'énergie,
- L'évolution du « mix » énergétique, avec le remplacement des combustibles à forte teneur en carbone (charbon, pétrole) par des combustibles à teneur en carbone réduite (tel que le gaz naturel) et le recours aux énergies non-émettrices de CO₂ (telles que les énergies renouvelables),
- La gestion du cycle du carbone, avec l'amélioration de la gestion des stocks naturels de carbone (augmentation des puits naturels de carbone ou séquestration biologique : forêts, sols) et le développement des techniques industrielles de capture et de stockage des rejets de CO₂.

Cette dernière voie inclut le stockage géologique du CO₂, filière largement étudiée depuis quelques années au niveau international, surtout aux Etats-Unis et au Japon. Le principe consiste à capter le CO₂ à son point d'émission (centrale électrique, cimenteries, aciérie ...), de le concentrer et le transporter vers un site géologique adéquat pour son stockage. Pour cela, des technologies pour capturer et stocker du CO₂ sont d'ores et déjà disponibles.

Le stockage géologique est a priori adapté aux sources importantes de CO₂. Cette technologie est complémentaire des puits biologiques qui sont adaptés aux sources d'émissions diffuses (transports, habitat...).

La possibilité de stocker le CO₂ issu de sources concentrées d'émissions est l'une des mesures d'atténuation envisagées qui représente les intérêts:

Son intérêt environnemental: provient de la très grande capacité de la planète à stocker le gaz carbonique. On estime la capacité de stockage souterraine entre 1 000 et 10 000 milliards de tonnes de CO₂ à comparer aux 25 milliards de tonnes émises annuellement au plan mondial.

Son intérêt industriel: est soutenu par la conviction qu'une mobilisation mondiale contre le changement climatique est nécessaire.

Aujourd'hui toutefois, cette technologie se heurte:

- D'une part, à des coûts relativement élevés (captage, la compression, le transport et le stockage), est évalué entre 40 et 70 \$/t de CO₂
- Et d'autre part, à l'incertitude concernant le comportement du CO₂ dans les structures géologiques pendant des milliers d'années.

Pour faire face à ce double défi, un effort soutenu de recherche scientifique et technologique doit être poursuivi en ce qui concerne chaque nouvelle étape de cette solution. [1]

3. Définition du Dioxyde de carbone (CO₂) :

Le CO₂, gaz incolore, inerte et non toxique, est le principal gaz à effet de serre à l'état naturel, avec la vapeur d'eau. Sa durée de vie dans l'atmosphère est d'environ 100 ans. Il est produit lorsque des composés carbonés sont brûlés et en présence d'oxygène.

Le carbone subit en permanence des transferts entre ces différents milieux. Une très large proportion du CO₂ est ainsi dissoute dans les océans. Les plantes absorbent le CO₂ atmosphérique par la photosynthèse et le transforment en composés carbonés organiques (sucres, cellulose...). À l'inverse, elles rejettent une petite quantité de CO₂ dans l'atmosphère lors de la respiration et à la mort : les microorganismes du sol décomposent la matière organique végétale et libèrent une partie du carbone de la plante dans l'atmosphère, sous forme de CO₂. L'autre partie du carbone est stockée dans le sol.

Dans le monde du travail, la concentration maximale admise pour le CO₂, est limitée à 0,5% (5000ppm).

Les sources de CO₂ sont généralement d'origines naturelles et anthropogéniques.

Les sources naturelles d'émissions de dioxyde de carbone dans l'atmosphère sont :

- D'origine volcanique (éruptions, dégazage de magma à proximité des fissures volcaniques).
- D'origine hydrothermale (dégazage de CO₂).
- D'origine phréatique (explosions).
- D'origine lagunaire (lacs à l'eau supersaturée en CO₂).
- D'origine sédimentaire (bassins contenant du CO₂ d'une pureté > 90 % ; zone de faible activité tectonique ou volcanique ; l'évasion aérienne du CO₂ est due à une surpression, à des fissures dans la roche, à une porosité de celle-ci).

Les émissions de CO₂ dues aux activités humaines sont surtout produites lors de la combustion des matières fossiles dans divers secteurs :

- Production d'électricité.
- Transformation industrielle.
- Bâtiments commerciaux et résidentiels.
- Fabrication du ciment.
- Production d'hydrogène.
- Production d'énergies diverses (y compris la combustion de biomasse).

Les émissions dues à l'utilisation de combustibles fossiles s'élevaient (2000) autour de 23,5 Gt CO₂/an. Près de 60 % provenaient de grandes sources fixes. [2]

Le diagramme de phase porté sur la figure 1 montre que les conditions critiques du CO₂ sont:

- Température critique : 31 °C
- Pression critique : 73,83 bars
- Densité critique : 466,5 (kg. M³)

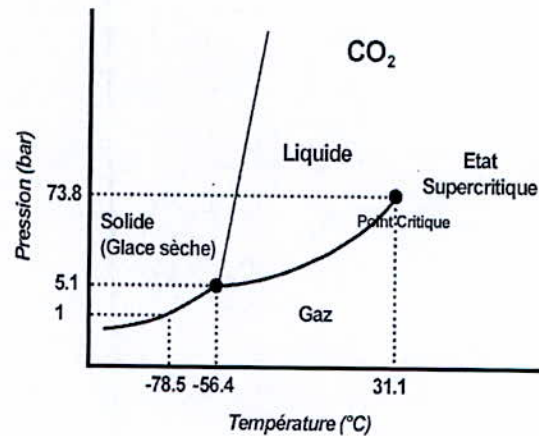


fig.1 Diagramme de phase du dioxyde de carbone. (D'après Atkins, 1982).

Ainsi on notera que :

- Profondeur moyenne au de laquelle le CO₂ est à l'état supercritique : 700~ 900 m selon les gradients local de température et de pression.
- Gradient de température moyen : 25 à 30°C / km
- Gradient de pression hydrostatique moyen : 100 bar / km

Le CO₂ à l'état supercritique occupe moins de place qu'à l'état gazeux et est moins enclin à migrer vers le haut car sa densité est à peine inférieure à celle de l'eau du réservoir. D'où l'augmentation de la capacité et de la sécurité du stockage. [3]

4. Le captage

La séparation du CO₂ est déjà réalisée dans quelques activités telles que le traitement de gaz naturel, lorsque ce dernier a une teneur trop élevée en CO₂, ou dans la production d'ammoniac et d'hydrogène.

La concentration de CO₂ dans une veine gazeuse, la pression de la veine gazeuse et le type de combustible (solide ou gazeux) sont tous trois des facteurs importants pour le choix du système de piégeage. Un procédé de séparation aussi capable de récupérer le CO₂ à partir d'un effluent gazeux à un coût et à une consommation énergétique acceptables est nécessaire. [4]

4.1 Les niveaux de captage du CO₂:

Selon le type d'installation, le captage peut-être réalisé à trois niveaux différents : la postcombustion, la précombustion et l'Oxycombustion, chacun à des stades de développement différents et doté d'avantages et d'inconvénients divers (coût, consommation énergétique, etc.). Le CO₂ piégé doit ensuite être purifié et comprimé en vue du transport et du stockage. [4]

4.1.1 La capture en post combustion

Cette technique (fig.2) consiste à capturer le CO₂ après la combustion, à partir d'un flux gazeux à une pression d'environ 1 bar, la faible teneur en CO₂ (3 à 20%) d'un mélange principalement constitué de N₂ et de O₂, mais aussi d'impuretés gazeuses (SO_x, NO_x, particules) qui doivent être prises en compte.

- Plusieurs procédés applicables à cette technique existent (absorption, adsorption, refroidissement et condensation, membrane de séparation).
- Les conditions sont souvent peu favorables (larges volumes de fumées diluées en CO₂ et à faible pression).
- Applicables aux nouvelles et anciennes installations.

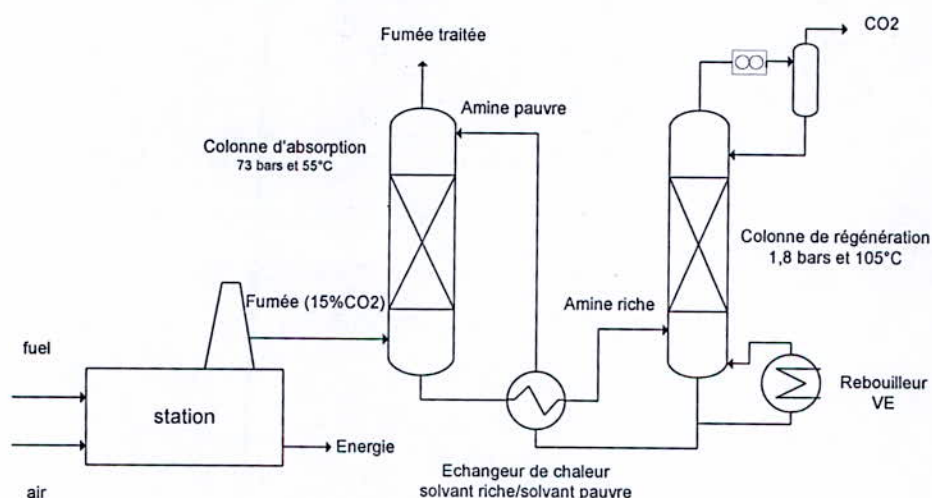


Fig.2 La capture en post combustion

Les améliorations en postcombustion :

- Dans le cadre du projet européen Castor piloté par l'IFP, unité de démonstration de captage de CO₂ sur les fumées d'une centrale thermique au charbon, en opération depuis début 2006 (société Dong, Danemark). Capacité 1 t/h de CO₂; 5 000 Nm³/h de fumées. L'objectif principal du projet est de réduire de moitié les coûts de la capture du CO₂ dans les fumées, pour passer de 40-60 euros par tonne de CO₂ à 20-30 euros par tonne de CO₂.

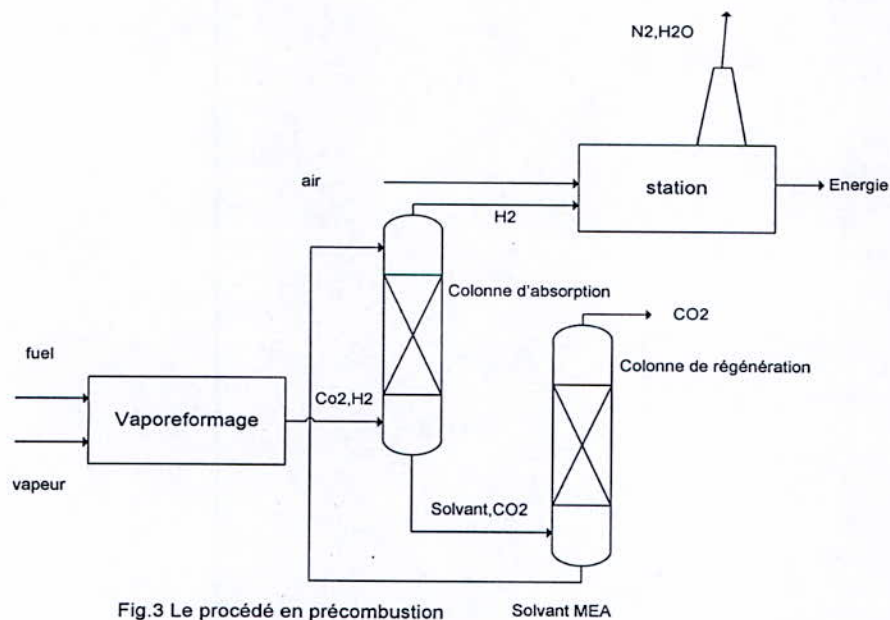
- De nouveaux garnissages de colonnes, à grande surface de contact, sont développés pour améliorer l'efficacité du procédé et réduire la taille et le coût des installations.
Garnissages vrac dits de 3e génération, gamme IMTP de Koch-Glitsch. [5]

4.1.2 La capture en pré combustion (reformage ou gazéification):

Dans ce concept (fig.3), il permet d'obtenir deux flux distincts et concentrés d'hydrogène et de CO₂, alors plus facile à capter. Le combustible est traité avec de la vapeur d'eau et de l'air (vaporeformage) ou avec de l'oxygène (oxydation partielle) pour produire un gaz de synthèse contenant essentiellement du monoxyde de carbone (CO) et de l'hydrogène qui peut permettre de produire de l'énergie sans aucune émission de CO₂. Une seconde étape de conversion du CO en présence d'eau (H₂O) permet ensuite de séparer le CO₂

- Captage de carbone avant toute combustion.
- Conversion du combustible en gaz de synthèse (CO₂, H₂) environ 38 mol.% de CO₂ et 52 mol.% de H₂ et 20 à 60 bars.
- Il est possible de traiter le gaz de synthèse par un procédé d'absorption chimique, physique ou des procédés d'adsorption (AVP, AVT).
- un des avantages du captage en pré-combustion est la forte pression partielle du CO₂ dans le gaz de synthèse.
- C'est une technologie complexe.
- l'H₂ séparé peut être utilisé pour produire l'énergie sans émission de CO₂.
- Les procédés utilisés en pré et de postcombustion destinés aux centrales électriques pourraient piéger de 85 à 95% du CO₂ produit.
- Nécessite de mettre au point les turbines spécifiques pour la combustion de l'H₂.

L' H₂ pourra ensuite être brûlé dans une turbine à gaz, suivie par un procédé de génération de vapeur, ou pourra être utilisé dans des cellules de combustible.



Les améliorations en précombustion :

- Développement de technologies de production d'électricité et d'hydrogène de grande capacité à partir du gaz naturel pour des installations de 400 MW, avec un taux de captage du CO₂ de 90 % et un coût de 20-30 \$/t du CO₂ capturé (projet européen Cachet)
- En Chine. La centrale sera de type polygénération, c'est-à-dire conçue pour fournir, outre de l'électricité, de la chaleur, de l'hydrogène et également des fluides synthétiques. [5]

4.1.3 L'Oxycombustion (combustion à l'oxygène) :

Encore au stade de démonstration (fig.4), elle permet de produire un gaz de combustion très concentré en CO₂ (de 80 % à 90 % en volume) et pourrait être adaptée aux installations existantes. Pour cela, la combustion doit avoir lieu avec de l'oxygène au lieu de l'air habituellement utilisé, la principale difficulté étant la production d'oxygène par séparation d'air. Cette étape de séparation de l'oxygène de l'air étant particulièrement coûteuse, la voie de la « Boucle chimique » est envisagée. Cette dernière se fonde sur l'apport d'oxygène par réaction sur oxyde métallique, c'est-à-dire sur utilisation d'un ion métallique tel que de la limaille de fer pour transporter l'oxygène de l'air vers le combustible.

- Réaliser une combustion à l'oxygène O₂ presque pur (95 à 99%) obtenue par voie cryogénique coûteuse et consommatrice d'énergie.
- Volumes de gaz plus faibles du fait de l'absence d'azote.
- Recycler d'une partie du CO₂ en substitution de l'azote de l'air.

- L'Oxycombustion est particulièrement adapté à une remise à niveau d'une installation existante.
- Nécessite une réduction des coûts de production de l'oxygène.
- Elle consomme 250 kWh par tonne d'oxygène, soit 390 kWh/t en tenant compte de la compression de l'oxygène de 1 à 30 bars.
- Adaptation des chaudières pour prendre en compte des températures élevées.

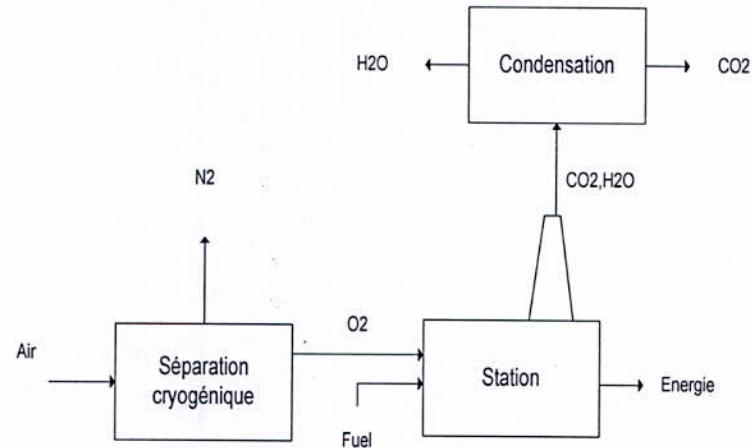


Fig4 Procédé en Oxycombustion source

Les améliorations de l'Oxycombustion :

- Adaptation à différents combustibles, et notamment à des résidus pétroliers.
- Utilisation d'un fournisseur d'oxygène un oxyde métallique subissant des cycles d'oxydoréduction (on parle de boucle chimique), évitant ainsi de faire appel à des installations de séparation d'air coûteuses et volumineuses.
- Des solutions innovantes permettant de transférer directement l'O₂ atmosphérique, au travers de membranes céramiques ou par circulation d'un solide soumis à un cycle redox, sont à l'étude. [5]

4.2 Les Procédés de Captage

Les technologies de la capture peuvent être réparties en quatre grandes catégories : capture par absorption, adsorption, membranaire et séparation cryogénique. Bon nombre de ces technologies sont utilisées depuis des années dans des procédés industriels.

La technologie choisie pour un système de capture particulier dépend de nombreux facteurs:

- De la pression partielle du CO₂ dans le flux gazeux,
- Du degré de récupération du CO₂ recherché,
- De la pureté souhaitée du CO₂ obtenu,
- De la sensibilité aux impuretés présentes dans le système (comme des gaz acides et des particules),

- Du coût des additifs anticorrosion, antimousse nécessaires (dans certains cas),
- Des coûts de capital et d'exploitation du procédé et des incidences environnementales éventuelles.

Ce sont des principes de conception qui sont importants et dont il faut tenir compte pour la mise au point d'une nouvelle technologie. [6]

4.2.1 Les procédés d'absorption :

La quantité de chaleur ajoutée dans la tour de régénération dicte le degré de libération du CO₂ de la solution d'amine. Afin d'optimiser les économies, la tour de régénération est généralement conçue pour prélever 90% du CO₂ ayant été capté dans la tour d'absorption.

Les solutions aqueuses les plus employées sont la monoéthanolamine (MEA) à 15% ou 20% et la diéthanolamine (DEA) à 20% ou 30% le choix de ces deux solutions est lié aux deux remarques suivantes :

La solubilité de l'H₂S et le CO₂ dans les solutions de MEA est plus grande que dans les solutions de DEA.

La MEA peut être employée pour le lavage du gaz naturel alors que la DEA est recommandée pour un gaz de raffinerie.

L'absorption chimique fait appel à des solutions organiques ou inorganiques aqueuses pour capter le CO₂ et former des composés intermédiaires à liaisons faibles. Les amines organiques sont les solvants chimiques les plus couramment utilisés et diverses amines sont choisies en fonction de leur taux de réaction, de leurs caractéristiques d'absorption à l'équilibre et de leur sensibilité par rapport à la stabilité du solvant et aux facteurs de corrosion. Le flux gazeux influe aussi sur le choix de l'amine. Les amines les plus couramment utilisées sont des amines primaires, comme la monoéthanolamine et la diglycolamine, des amines secondaires, comme la diéthanolamine et la diisopropylamine et des amines tertiaires, comme la triéthanolamine et la méthyl-diéthanolamine. Les amines modifiées forment une autre catégorie d'amines organiques qui présentent normalement un groupement aminé lié à un groupement alkyle. Les solvants chimiques inorganiques sont le carbonate de potassium, le carbonate de sodium et l'ammoniac en solution aqueuse, le carbonate de potassium étant le plus couramment utilisé. Le procédé de Benfield est un procédé de lavage dont le solvant est le carbonate de potassium utilisé à chaud.

Des solvants physiques sont utilisés depuis des années pour la production d'ammoniac et sont les plus appropriés pour l'élimination du CO₂ sous pression de vapeur élevée. Ils sont jugés adéquats pour les systèmes à précombustion où la pression partielle du CO₂ est passablement élevée après la conversion. La liaison avec le CO₂ est plus faible avec les solvants physiques qu'avec les solvants chimiques. Cela constitue un avantage intrinsèque car la libération du CO₂ n'exige

qu'une réduction de la pression du système ou une augmentation de la température. Les technologies des solvants physiques comprennent notamment le procédé Rectisol au méthanol froid, le procédé Selexol au diméthyléther ou au polyéthylèneglycol, le procédé Fluor au carbonate de propylène et le procédé à la N-méthyl-2-pyrrolidone. Le procédé Rectisol a déjà été utilisé pour traiter les flux de gaz de synthèse, d'hydrogène et de gaz de ville. Une usine de gazéification du charbon du Dakota du Nord utilise ce procédé pour la capture de 5000 t/j de CO₂ qui est ensuite expédié par gazoduc à Weyburn, en Saskatchewan, où il est utilisé dans le cadre du projet de RAP- CO₂ de EnCana. [6]

Description du procédé :

Le processus peut être décrit comme suit (voir figure 5). Les gaz entrent dans la tour d'absorption [point 1] et circulent vers le haut à contre-courant de la solution contenant l'absorbant. Celle-ci, introduite en haut de l'absorbeur, réagit chimiquement avec le CO₂ des fumées et l'extrait en partie. Les fumées nettoyées sont appauvries en CO₂ [point 2] et sortent de l'absorbeur après lavage à l'eau, de manière à éliminer les traces de vapeur d'eau et de MEA contenues dans les fumées.

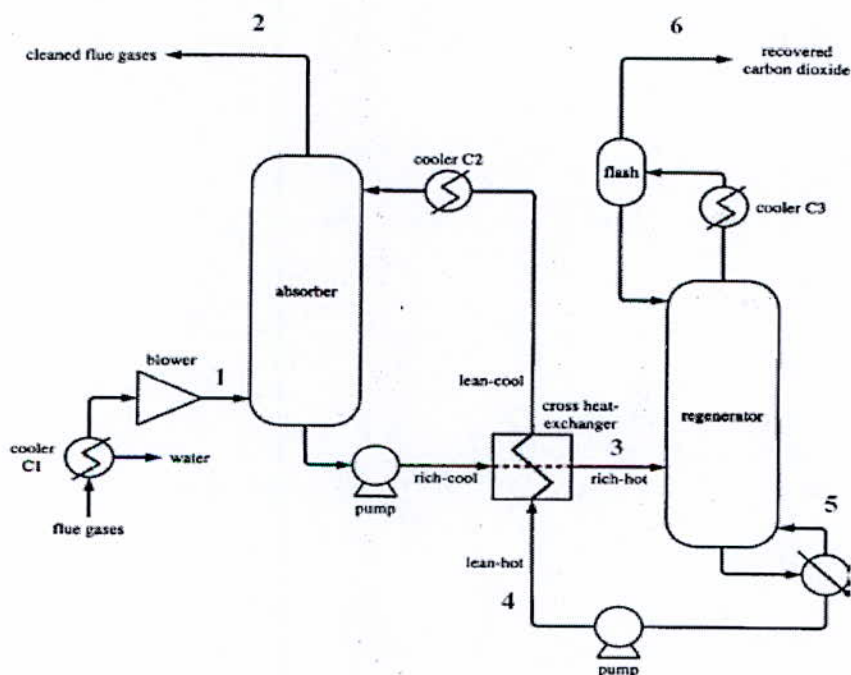


fig.5 Procédé d'absorption de CO₂ par MEA

Le flux de solvant riche en CO₂ est pompé et chauffé dans un échangeur régénérateur, avant d'entrer dans la tour de régénération [point 3], par le flux de solvant régénéré [point 4]. Celui-ci doit en effet être refroidi avant d'entrer dans la partie supérieure de la tour d'absorption. En effet, l'absorption est d'autant plus forte que la température est faible, tandis que la régénération du solvant est d'autant plus importante que la température est élevée.

Dans la tour de régénération, la solution riche en CO₂ est vaporisée dans le bouilleur [point5]. Les vapeurs d'eau, de MEA et le CO₂ s'élèvent au-dessus de la zone de vaporisation, et arrivent au niveau de la zone de condensation où l'eau et la MEA se condensent (refroidisseur C3), tandis que le CO₂ reste à l'état gazeux, dissocié du MEA. La solution liquide débarrassée du CO₂ (dans un flash) redescend le long de la tour de régénération, et peut repartir vers l'échangeur croisé pour être refroidie avant son entrée dans la tour d'absorption [point 4]. Le CO₂ gazeux [point 6] est lavé de manière à éliminer les dernières traces de vapeur d'eau et de MEA, et est ensuite comprimé de manière à pouvoir être transporté.

Il est préférable de réaliser la vaporisation du solvant enrichi en CO₂ [point 5] par de la vapeur basse pression prélevée à la turbine, plutôt que par un bouilleur indépendant. Selon certains auteurs, cela permet d'amoinrir la pénalité de rendement de la centrale et de la limiter à environ 10 points de rendement. [6]

Estimation du coût de la séparation du CO₂ des fumées par MEA:

Pour une centrale de 40 % de rendement, le coût de la capture s'étale entre 35 et 40 US\$/tonne de CO₂ et l'augmentation du coût de l'électricité est de 60 %. Le coût de capture atteint 70 US\$/tonne de CO₂ lorsque le rendement de la centrale est de 33 %. Les investissements supplémentaires, relatifs à l'installation d'une unité de capture du CO₂ dans les fumées par absorbeur chimique MEA, s'élèvent à environ 50 % des investissements de la centrale. [6]

4.2.2 Les procédés d'adsorption :

L'adsorption est un procédé de séparation sélective des composés d'un flux de gaz de combustion qui tire avantage des forces intermoléculaires qui existent entre certains gaz et les surfaces de matériaux solides. Le taux d'adsorption dépend de facteurs comme la température, la pression partielle, les forces de surface et la taille des pores de l'adsorbant. Le procédé utilisé est semblable à celui de l'absorption en ce que le cycle répété d'adsorption est suivi du dégagement du gaz adsorbé. Lorsque l'adsorption est utilisée pour la capture du CO₂, le flux de gaz de combustion est passé sur un lit de matériaux solides (souvent sous la forme de lits compactés ou de particules sphériques) qui adsorbent sélectivement le CO₂ tout en laissant passer les autres gaz. Lorsque le lit est saturé de CO₂, le flux du gaz est dirigé vers un autre lit d'adsorption et le lit saturé est régénéré en modifiant les paramètres physiques du milieu. Dans le cas de l'adsorption variable par pression (AVP), le CO₂ est libéré en réduisant la pression du système. Dans le cas de l'adsorption variable par température (AVT), le CO₂ est libéré par une augmentation de la température. Deux variantes de la technologie d'adsorption en cours de mise au point sont l'adsorption électrique variable (AEV) et l'adsorption variable par le vide (AVV). La simplicité de cette technologie donne lieu à beaucoup de recherches, notamment sur l'AEV

qui s'avère prometteuse pour l'obtention d'une technologie de capture du CO₂ compacte sur matériaux solides.

L'adsorption pourra jouer un autre rôle important dans la CSC. La liaison préférentielle du charbon pour le CO₂ plutôt que pour le méthane est à l'origine d'une grande partie de la recherche sur la récupération par RAMH- CO₂. [6]

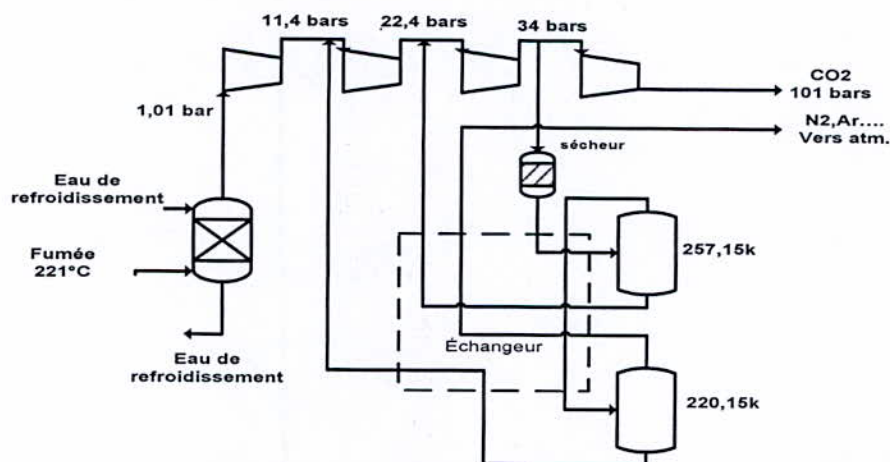
4.2.3 Le procédé cryogénique (distillation basse température) :

Des procédés cryogéniques basés sur la condensation ou la solidification du CO₂ à très basse température. Le diagramme de phase (P, T) du CO₂ illustré à la figure (fig.1) montre que si l'on refroidit du CO₂ gazeux, il se liquéfie ou se solidifie selon que la pression est au-dessus ou en dessous du point triple.

La cryogénie est une technique qui tire avantage des pressions et des températures critiques d'éléments et de composés particuliers d'un mélange. Une modification précise de la pression et de la température (par compression et réfrigération) permet de séparer certains gaz d'un mélange gazeux par liquéfaction ou distillation.

La cryogénie est couramment utilisée pour la purification du CO₂ dans des flux gazeux où sa concentration est élevée, soit plus de 70 % (Gupta et Pearson, 2005). L'avantage de cette technique réside en ce qu'elle permet d'obtenir directement du CO₂ liquide, ce qui en rentabilise le transport. La cryogénie ne peut être appliquée aux flux de CO₂ dilués à cause de l'énergie nécessaire, tant pour la compression que pour la réfrigération. Les applications les plus prometteuses de la cryogénie pour la CSC sont la séparation du CO₂ dans des gaz à pression partielle élevée (comme dans les systèmes à précombustion) ou dans les systèmes de recyclage à oxycombustible où le gaz d'entrée présente une concentration élevée de CO₂. [6]

Description du procédé :



Procédé de séparation frigorifique du CO₂ (Wilkinson et al., 2000)

Fig 6 : Procédé de séparation frigorifique du CO₂ (Wilkinson et al., 2000)

Les fumées sortant de la chaudière sont riches en CO₂ mais il faut encore les purifier et compresser le flux de CO₂ final. Etant donné la grande concentration en CO₂, un procédé frigorifique fonctionnant aux alentours de -50°C est tout indiqué pour séparer le CO₂ des gaz non-condensables à cette température tels que l'argon, l'oxygène ou encore l'azote.

Dans la littérature, il existe peu d'études détaillant le procédé de séparation du CO₂.

Wilkinson et al. (2000) ont proposé un procédé de séparation frigorifique (Figure 6) faisant intervenir un train de compression et deux séparateurs gaz-liquide à -16°C et -53°C.

Après l'étage de compression à 34 bars, une partie des fumées est envoyée vers le dernier étage de compression et l'autre partie est complètement déshydratée avant d'entrer dans un échangeur thermique où elle est refroidie à -16°C. Cet effluent entre alors dans le premier séparateur gaz-liquide. Le flux gazeux, appauvri en CO₂, est refroidi à -53°C. Il rentre alors dans le deuxième séparateur gaz-liquide pour subir une deuxième purification. La phase gazeuse, principalement constituée de gaz non condensables, cède ses frigories avant d'être rejetée à l'atmosphère. Les frigories complémentaires nécessaires au fonctionnement de ce procédé sont fournies par détente des flux liquides enrichis en CO₂ recueillis aux pieds des deux séparateurs gaz-liquide. Ces flux sont alors réintroduits dans le circuit de compression. La fraction envoyée vers la compression finale n'est pas spécifiée par les auteurs. De plus la place du procédé de déshydratation ne semble pas appropriée puisqu'il est possible que la fraction d'eau dans le flux de CO₂ final ne soit pas suffisamment petite pour satisfaire les spécifications liées au transport.

Finalement il faut s'assurer que, lors de la détente du flux quittant le séparateur gaz-liquide à -53°C, le CO₂ ne se solidifie pas lorsque la température baisse. Une possibilité serait que le flux cède dans un premier temps ses frigories puis qu'il soit détendu pour produire des frigories complémentaires. Ainsi la température du flux ne descendrait pas en dessous de -53°C limitant les risques de solidification du CO₂.

La manière la plus adéquate d'éviter de devoir comprimer les fumées à des pressions trop élevées est de récupérer le CO₂ sous forme solide.

Sous le point triple, on peut remarquer que plus la pression est élevée, moins il faut refroidir les fumées pour solidifier le dioxyde de carbone. Par exemple, les gaz peuvent être comprimés à 4 bar et refroidis à -108°C, de manière à récupérer le CO₂ sous forme solide. [6]

Estimation du coût de la séparation du CO₂ des fumées par distillation cryogénique:

A performances égales, la séparation du CO₂ des fumées par distillation à très basse température permet d'atteindre un coût de récupération du CO₂ semblable à celui obtenu à l'aide d'une unité d'absorption par MEA, c'est-à-dire environ 40US\$/tonne de CO₂ séparé.

Il est difficile de prévoir avec précision le surcoût d'investissement, vu le manque de maturité de cette technologie. C'est pourquoi on peut considérer que cette technique n'est pas encore actuellement en compétition avec l'absorption chimique. [6]

4.2.4 Les procédés membranaires:

Les unités de membranes sont basées sur la diffusion sélective du CO₂. Une membrane est essentiellement une pellicule protectrice qui permet le passage sélectif et spécifique de divers gaz. La sélectivité est fonction des paramètres du système et des conditions des gaz de sorte que des membranes différentes sont actuellement conçues pour diverses applications dans les systèmes de capture.

Ainsi, des membranes sont mises au point pour la capture du CO₂ pendant la conversion en aval dans les systèmes de gazéification. Dans les systèmes de post combustion, les membranes servent à capturer le CO₂ présent en faibles concentrations dans les gaz de combustion. D'autres membranes sont mises au point pour la séparation de l'oxygène dans les systèmes à oxycombustible.

Deux grands types de membranes sont envisagés pour la capture du CO₂: des membranes de séparation et des membranes d'absorption de gaz. Le premier groupe fait appel aux variations des interactions physiques ou chimiques de divers gaz avec la membrane, le but étant d'obtenir le passage plus rapide d'un composant à travers la membrane (donc d'obtenir un processus de séparation). Cette technique repose sur la diffusivité des molécules de gaz et tire avantage des écarts de pression de chaque côté de la membrane. Il existe actuellement divers types de membranes de séparation de gaz, notamment des membranes de céramique ou de polymère ou des membranes hybrides de céramique-polymère. Le second groupe, les membranes d'absorption de gaz, sont des membranes solides microporeuses qui servent à mettre en contact un flux gazeux et un flux liquide. On fait passer un flux gazeux d'un côté de la membrane, et un liquide absorbant situé de l'autre côté en attire certains composants de façon sélective. Dans ce cas-là, la sélectivité est obtenue par absorption dans le liquide, et non par la membrane. [9]

Le RITE (Research Institute for Innovative Technology for the Earth) a mis au point une nouvelle méthode de capture du CO₂ en deux temps. Les effluents gazeux traversent une solution à base d'aluminium qui piège le CO₂. Le liquide est ensuite envoyé vers une membrane tubulaire percée d'orifices d'un dixième de micromètre. En abaissant la pression autour de cette membrane, le liquide s'éjecte par les petits trous en libérant le CO₂.

Les membranes les mieux adaptées à la récupération de CO₂ dans les fumées sont de types organiques non poreux. Les polymères suivants peuvent être utilisés polyimide PI, polydiméthylphénylèneoxyde PPO, polysulfone PS. Les principales autres utilisations des membranes concernent les séparations N₂/O₂ pour la séparation de l'air et production d'oxygène

et d'azote, CO_2/CH_4 pour la purification du gaz naturel, et H_2/N_2 pour la récupération d'hydrogène dans les gaz de sortie des usines d'ammoniac. [6]

Description du procédé :

Les fumées issues de la centrale sont comprimées [point 1 sur la figure 7] avant d'entrer dans l'unité de membranes. Le CO_2 migre sélectivement à travers celles-ci, alors que les fumées épurées ou retentât [point 2] sont toujours sous pression.

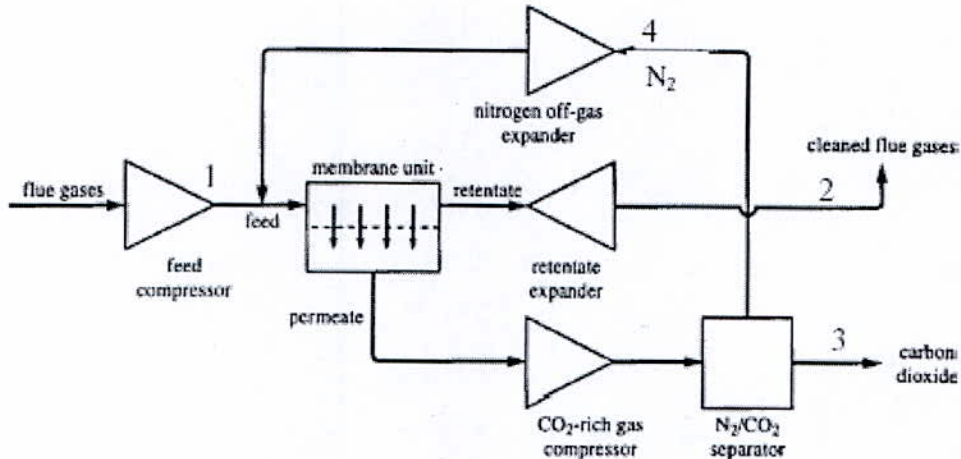


fig.7 Procédé de séparation de CO_2 par membrane

Elles sont alors détendues dans un turbogénérateur avant d'être relâchées à l'atmosphère.

Le flux de CO_2 récupéré (permeat) contient encore une importante fraction d'azote et la pureté du CO_2 n'est pas suffisante; ainsi, il est comprimé puis condensé dans un séparateur [point 3], tandis que l'azote restant à l'état gazeux [point 4] est détendu et recyclé à l'entrée de l'unité de membrane. Ce dispositif permet d'atteindre un taux de séparation CO_2/N_2 comparable à celui d'un absorbeur chimique (80 à 90 %). [6]

Estimation du coût du procédé membranaire:

Les coûts d'extraction (\$/tonnes de CO_2) sont encore indéterminés; des améliorations doivent encore être apportées aux matériaux entrant dans la fabrication des membranes.

Par rapport à l'unité de séparation du CO_2 des fumées par absorption chimique MEA, l'utilisation de membranes avec obtention des mêmes performances coûte deux fois plus cher pour obtenir les mêmes performances de séparation.

L'augmentation des coûts est principalement due aux consommations énergétiques des compresseurs, nécessaires pour vaincre la perte de charge dans les membranes. Les deux moyens à développer pour réduire cette dépense en énergie sont l'amélioration de l'efficacité des turbomachines.

Afin de réduire les coûts et la taille des colonnes d'absorption et de régénération, de nouveaux procédés sont en train d'être développés. On peut citer l'exemple du procédé d'absorption avec

une membrane à micropores, constituée de polytétrafluoroéthylène (PTFE) qui filtre le gaz de combustion du dissolvant. La membrane possède le plus grand ratio « aire de contact/volume donné », mais elle n'exécute pas toute seule la séparation de CO₂ du reste des gaz de combustion. C'est le dissolvant qui absorbe sélectivement le dioxyde. [6]

4.2.5 La carbonatation minérale:

La conversion du dioxyde de carbone en une roche carbonatée est une voie de recherche qui commence à être explorée.

L'idée de minéraliser le CO₂ en le transformant en un produit stable date d'une dizaine d'années. Elle s'appuie sur l'observation du processus de formation des roches carbonatées dans la nature, qui s'étend, sur des millions d'années. Ces roches doivent leur naissance, en effet, à une série d'interactions diverses (altération superficielle, circulation d'eau souterraine, activité hydrothermale) entre un fluide aqueux, plus ou moins chargé en CO₂ et des fragments de roches silicatées enrichies en calcium et magnésium. Les calciums et magnésium vont ensuite réagir en présence de CO₂ pour précipiter sous forme de carbonates.

Une opération type consiste à amener une source concentrée de CO₂ jusqu'à un réacteur de carbonatation, où l'on a placé également de l'olivine ou des serpentines broyées (des roches silicatées riches en magnésium) en provenance d'une mine. Portée à haute température, la réaction donne naissance à une roche carbonatée et à du CO₂ résiduel qui peut être recyclé.

Ce concept présente deux avantages :

- Une stabilité sur le long terme du CO₂ piégé
- De vastes capacités de stockage

Les silicates magnésiens étant disponibles sur tous les continents. Cependant le procédé reste relativement lent et la plupart des réactions nécessitent de hautes pressions et des températures élevées, ce qui en augmente le coût.

Enfin, le développement à grande échelle de la méthode n'est pas de conséquence sur l'environnement.

Une centrale de 500 MW qui génère environ 7 200 t de CO₂ par jour nécessiterait un peu plus de 20 000 t par jour de minerai pour piéger le CO₂ sous forme minérale.

Les carbonates générés seraient remplacés dans la mine ou utilisés comme remblais. Il est également envisagé de faire réagir le CO₂ avec des déchets industriels solides ou liquides, comme les cendres volantes, déchets des centrales électriques à charbon, composées d'oxydes de fer, de calcium et d'autres métaux carbonatés. [7]

4.3 Les avantages et les inconvénients des procédés:

4.3.1 Les procédés d'absorption :

- Les conditions peu favorables (larges volumes de fumées diluées en CO₂ et à faible pression).
- Les fortes charges de solvants requises contribuent à faire augmenter les coûts de séparation.
- Applicables aux nouvelles et anciennes installations.
- Applicables au niveau de postcombustion et précombustion.
- perte du solvant (dégradation thermochimique des amines en ammoniac, entraînement d'aérosols du liquide dans le gaz).
- Le procédé consomme une grande quantité de chaleur (de l'ordre de 3 à 5 MJ/kg CO₂ extrait) à une température légèrement supérieure à 100°C. [8], [9]

Absorption physique (sans liaison chimique):

Les solvants physiques séparent le CO₂ des autres constituants gazeux par différence de solubilisation.

- Il y a absorption du CO₂ tant que la pression partielle en CO₂ à l'interface est supérieure à cette pression partielle à l'équilibre.
- Les solvants physiques sont généralement utilisés pour les fortes pressions partielles supérieures à 14 bars (Jensen et al. 2005).
- La chaleur de rebouillage est bien moins importante pour les solvants physiques car une plus grande partie du CO₂ est récupérée par détente avant la colonne de régénération.
- Le fonctionnement des colonnes d'absorption avec le méthanol se fait à basse température et exige l'utilisation de machines frigorifiques.
- Le méthanol a aussi été retenu en raison de son faible coût à l'achat et de sa capacité d'absorption élevée à faible température (Descamps, 2004).
- L'efficacité des solvants physiques a déjà été prouvée et ils sont depuis longtemps utilisés dans les usines de production d'ammoniaque et de dihydrogène. [8], [9]

Absorption chimique (avec liaison chimique):

L'absorption chimique a été mise au point il y a plus de 60 ans pour retirer le CO₂ des flux de gaz naturel impurs.

- Les solvants chimiques permettent, une bonne séparation du CO₂ même à faible pression partielle.
- Le CO₂ se solubilise dans le solvant puis réagit avec une autre molécule (amine)

- La réaction chimique permet d'augmenter le gradient de concentration du CO₂ à l'interface gaz-liquide et donc d'augmenter le flux d'absorption. [8], [9]
- $$\text{NH}_2\text{CH}_2\text{CH}_2\text{OH} + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 \rightleftharpoons \text{C}_2\text{H}_4\text{OHNH}_3 + \text{HCO}_3^-$$

Les progrès:

- Amélioration des solvants afin d'accroître la vitesse d'absorption et réduire la consommation d'énergie lors de la régénération du solvant.
- Nouveaux garnissages de colonnes dits de 3e génération réduisent la taille et le coût des installations.
- Projet européen Castor en opération depuis début 2006 (société Dong, Danemark). Capacité 1 t/h de CO₂; 5 000 Nm³/h de fumées. objectif: réduire le coût à 20 à 30 €/t CO₂. [8], [9]

L'absorption par des solvants chimiques (amines, carbonates), par des solvants physiques (procédés Selexol, Rectisol, Ifpexol) ou hybrides (mélange de solvants) : il s'agit du procédé actuellement le plus utilisé dont un des inconvénients majeur reste la dépense énergétique pour la régénération du solvant. [10]

4.3.2 Les procédés d'adsorption:

- L'adsorption est un procédé de séparation sélective des gaz d'un flux de gaz de combustion.
- Le taux d'adsorption dépend de facteurs comme la température, la pression partielle, les forces de surface et la taille des pores de l'adsorbant.
- Le flux de gaz de combustion est passé sur un lit de matériaux solides (charbon actif, zéolithes, alumines, silices,...). [8], [9]
- Le cycle répété d'adsorption est suivi du dégagement du gaz adsorbé (deux lits un en service et l'autre en régénération)
- L'adsorption peut se faire soit par AVP ou AVT.

Adsorption variable par pression AVP: .

- Dans le cas de l'adsorption variable par pression (AVP), le CO₂ est libéré en réduisant la pression du système
- L'AVP n'utilise pas un auxiliaire pour la désorption.
- La production de l'hydrogène se fait déjà par l'AVP à partir du reformage du gaz naturel à la vapeur.
- Une température entre 50 et 70°C, propice à l'adsorption, tout en le gardant à la pression de la conversion, soit 23 bars.
- L'unité AVP adsorbe à haute pression (celle des gaz convertis, soit 23 bars) et désorbe le CO₂ à "basse" pression.

- Ce CO₂ doit donc être recomprimé pour être liquéfié; le compresseur est couplé aux arbres de turbine; son aspiration fournit la dépression permettant la désorption. [8], [9]

Adsorption variable par température AVT:

- Dans le cas de l'adsorption variable par température (AVT), le CO₂ est libéré par une augmentation de la température.
- La désorption par un gaz chaud ou vapeur pénalise la condensation pour retirer le CO₂.
- Les procédés AVT sont sujets à la même problématique énergétique que l'absorption
- L'adsorption AVT est pratiquement exclus sa productivité est faible du fait de la durée du cycle de refroidissement et chauffage. [8], [9]

L'adsorption sur des adsorbants solides : ce procédé convient plutôt à des débits gazeux faibles et il est coûteux en investissements. En outre, un tel procédé peut être sensible aux impuretés contenues dans les fumées. [10]

4.3.3 Le procédé membranaire:

- Un procédé basé sur la diffusion sélective du CO₂.
- Applicable pour séparations précombustion et postcombustion.
- Un retentat (fumée épurée) envoyé vers l'atmosphère.
- Un perméat (CO₂) est séparé de l'azote par condensation.
- La force conductrice du système est la pression partielle des gaz ce qui rend le procédé indépendant du débit de gaz.
- Ce dispositif permet d'atteindre un taux de séparation CO₂/N₂ comparable à celui d'un absorbeur chimique (80 à 90 %).
- La taille : 80m² de membrane sont nécessaire contre 600m² pour un système basé sur les amines.
- Il existe des membranes de séparation de gaz, céramique ou de polymère ou des membranes hybrides de céramique-polymère.
- Il existe des membranes d'absorption de gaz, solides microporeuses qui servent à mettre en contact un flux gazeux et un flux liquide (solution à base d'aluminium).
- Durée de vie est supérieur à un an.
- Fiabilité et facilité de maintenance.
- Pas de chaleur ou de réfrigération dans le procédé.
- Leur capacité d'opérer dans des conditions difficiles (80bars et 300°C).
- Risque de dilatation des membranes en contact avec le CO₂ sous pression.
- L'utilisation des membranes évite l'écume et les inondations (problèmes récurrents dans les tours d'absorption).
- Grande densité d'emballement.

- L'unité peut être transportée facilement.
- Le poids est considérablement allégé.
- Les coûts d'extraction (\$/tonnes de CO₂) sont indéterminés.
- Les coûts d'investissement environ 2 fois plus élevés pour les membranes que pour l'absorbeur chimique MEA.
- L'augmentation des coûts est principalement due aux consommations énergétiques des compresseurs. [8], [9]

Les membranes de séparation ou d'adsorption : cette technologie est peu appropriée pour les faibles pressions partielles de CO₂. L'utilisation de contacteurs membranaires associant un solvant peut être intéressante pour traiter des fumées. Il est toutefois important de veiller à la bonne tenue des membranes en présence des fumées. [10]

4.3.4 Distillation basse température (cryogénie) :

- Applicable pour séparations oxy-combustion précombustion et postcombustion.
- Le principe de l'oxy-combustion est de concentrer les fumées en CO₂.
- L'unité de production de l'oxygène pur est coûteuse et consommatrice d'énergie.
- Il est mieux adapté aux centrales à charbon en vu de capter le SO₂ ou la co-capture de CO₂.
- Un procédé frigorifique est tout indiqué pour séparer le CO₂ des autres gaz (N₂, Ar, O₂...)
à -50°C.
- Les fumées étant disponibles à environ 10 bars à 30°C.
- Elles sont comprimées jusqu'à 35 bars et complètement déshydratées.
- Un refroidissement des fumées comprimées en deçà de 0°C permet de liquéfier le CO₂,
tandis que l'azote, l'argon et l'oxygène resteront en phase gazeuse.
- Récupération de la chaleur de la compression pour préchauffer le combustible ou la
vapeur.
- Un coût de récupération du CO₂ semblable à celui obtenu à l'aide d'une unité
d'absorption par MEA, c'est-à-dire environ 40US\$/tonne de CO₂ séparé.
- Cette technique n'est pas encore actuellement en compétition avec l'absorption chimique.
- Un train de compression et deux séparateurs gaz-liquide à -16,15 °C et -53,15 °C.
- Gaz non condensables, cède ses frigories avant d'être rejetée à l'atmosphère.
- Ainsi la température du flux ne descendrait pas en dessous de 220,15 K limitant les
risques de solidification du CO₂.
- Risque de corrosion en présence d'hydrates et du SO₂.
- Nécessite une unité de séchage pour éliminer l'eau.
- Risque d'émission du NO vue la température de combustion à l'oxygène est très élevée.

- L'étape de compression demande 80 à 120 KWH/T CO₂. [8], [9]

La cryogénie : technologie répandue pour les flux de CO₂ à concentration élevée, mais nécessitant des températures très basses dans le cas de courants dilués, qui conduisent à la formation de CO₂ solide. [10]

- Les applications les plus prometteuses de la cryogénie pour la CSC sont la séparation du CO₂ dans des gaz à pression partielle élevée (comme dans les systèmes à précombustion) ou dans les systèmes de recyclage à oxycombustible où le gaz d'entrée présente une concentration élevée de CO₂.
- La cryogénie ne peut être appliquée aux flux de CO₂ dilués à cause de l'énergie nécessaire, tant pour la compression que pour la réfrigération.

4.3.5 La Carbonatation minérale:

- Fixation du CO₂ en un produit stable pour former des roches carbonatées par un procédé naturel de minéralisation, en faisant réagir le CO₂ avec des roches basiques (basaltes, etc.) ou des déchets industriels riches en oxydes de fer, de calcium et d'autres métaux carbonatables (cendres volantes, laitiers de sidérurgie, etc.).
- La technologie de CO₂ solution peut convertir le CO₂ gazeux en carbonate de calcium (CaCO₃), un minéral solide.
- Le CaCO₃ est inoffensif pour l'environnement.
- Selon le GIEC, « le CaCO₃ est une solution permanente pour séquestrer du CO₂ ».
- Le CaCO₃ peut être utilisé à des fins commerciales : Couche de finition du papier, Plastique, Ciment.
- Réaction de CO₂ avec des matériaux : Tels que l'oxyde de calcium (CaO) pour produire le calcaire (CaCO₃), ou l'oxyde de magnésium (MgO) pour produire la dolomite (MgCO₃).
- Cette technique requiert de grandes quantités d'énergie et de minéraux.
- Peu de surveillance, et les risques associés seraient très faibles
- Procédé en cours de démonstration.
- La carbonatation minérale étant la technologie la plus onéreuse. (50 – 100) US\$/t CO₂ pour le procédé humide de carbonatation des silicates (inclut des coûts d'énergie). [11]

5. Le transport du CO₂:

Après sa capture, le gaz carbonique doit être dirigé vers son lieu de stockage. Différentes techniques existent pour le transporter. Cependant, compte tenu des volumes, les seules solutions possibles à grande échelle passent par l'usage des pipelines ou de navires.

Quant au transport, deux options sont envisageables selon les distances à parcourir entre la source d'émission et le site de stockage : les canalisations et les navires. [12]

5.1 Par canalisation terrestre et maritime:

Ce gaz largement inerte est déjà transporté par gazoduc pour des activités de récupération assistée de pétrole aux États-Unis où plus de 50 millions de tonnes sont transportées chaque année à travers un réseau de conduites de 2500 km depuis 1980.

Le CO₂ doit alors être comprimé à une pression minimale de 73 bars pour atteindre l'état supercritique et une forte densité, proche de l'état liquide. Au-delà de certaines distances (500 à 1000 km, selon les sources), On étudie aussi la possibilité de transporter le CO₂ par canalisation à l'état liquide, dans des conditions de température et de pression adéquates, par exemple 10 bars et - 40°C. Cette dernière solution imposerait une bonne isolation des canalisations. [12]

5.2 Par bateau :

Des navires peuvent être utilisés pour les longues distances ou pour le stockage offshore. Le gaz remplit alors les cuves de bateaux dont les caractéristiques sont proches de celles servant au transport du gaz de pétrole liquéfié (GPL). Dans les navires, le CO₂ est transporté en phase liquide à pression modérée supérieure à 5 bars et basse température inférieure à -56°C. Une expérience existe déjà : depuis 1989, Hydro Gas and Chemicals en Norvège utilise quatre navires pour le transport du CO₂ entre des sites de production de gaz carbonique (usines d'ammoniac) et des villes portuaires où le CO₂ est utilisé pour la production alimentaire.

Des navires de capacité plus grande devront être construits pour transporter le CO₂ à des fins de stockage. [12]

Le transport par navires apparaît plus économique. Le CO₂ est alors transporté sous forme liquide dans des conditions comparables à celles du GPL.

Le coût du transport en grande quantité de CO₂ est d'environ 2 à 7 €/t de CO₂ par 100 km de gazoducs. [12]

6. Le stockage de CO₂:

Le CO₂ capturé peut être valorisé en le transformant en un autre produit commercialisable : engrais, matériaux de construction, carburant (éthanol, méthanol), production d'algues, vulcanisation des pneus, matériaux composites, pigments pour les peintures... Mais dans une politique de lutte contre l'effet de serre, ces débouchés industriels ne représenteront jamais qu'une part marginale du CO₂ capturé. Les espoirs se tournent vers le stockage géologique. Il sera cependant nécessaire de prouver la faisabilité des projets, le stockage géologique du CO₂ devant garantir aux générations futures des impacts environnementaux locaux nuls ou négligeables.

De nombreux gisements naturels de CO₂ sont en place dans les sous sol depuis des milliers ou des millions d'années. L'étude de ces gisements permet de comprendre le comportement à long

terme du CO₂ dans le sous sol et d'appréhender les cas géologiques favorables au bon confinement du CO₂ sur des échelles de temps importantes. [13]

6.1 Le stockage géologique :

Il existe plusieurs types de stockage géologique possibles, le CO₂ devra être stocké à des profondeurs suffisantes (supérieures à 800 mètres) pour atteindre l'état supercritique de façon à occuper le volume le plus faible possible.

Le CO₂ comprimé peut être injecté dans des formations rocheuses poreuses sous la surface de la terre en faisant appel à une série de méthodes déjà utilisées par l'industrie du gaz et du pétrole.

Les trois principaux lieux de stockage géologique sont les gisements de pétrole et de gaz naturel, les formations salines profondes et les gisements de charbon inexploitable. Le CO₂ peut par exemple être emprisonné sous une couche de roche qui fait office de couvercle hermétique, ou dans les espaces poreux à l'intérieur de la roche. Il peut également être piégé chimiquement lorsqu'il se dissout dans l'eau et qu'il réagit avec les roches environnantes.

Le stockage du CO₂ dans les formations géologiques est l'option de stockage la moins coûteuse et la plus acceptable d'un point de vue environnemental. [13]

La sélection du site de stockage :

Définir et caractériser les sites adaptés au stockage géologique de CO₂ dans le bassin sédimentaire le plus proche de la source captée, disposant de réservoirs adéquats et stable sur le plan géologique. La sélection d'un site repose sur différents critères:

- Environnementaux : protection des ressources en eau (contamination des nappes)
- Géologiques : capacité de stockage et confinement suffisants, organisation et qualité des réservoirs pour l'injection.
- Economiques : conditions du réservoir (température, pression) déterminant la puissance à fournir pour l'injection, nombre de puits à prévoir, puits à surveiller dans le périmètre du stockage
- Sociétaux : absence de menace pour la santé, l'environnement et les biens, possibilités de monitoring et de surveillance. [13]

Les mécanismes de stockage géologique :

Quatre grands mécanismes interviennent pour piéger le CO₂ dans des formations géologiques bien choisies.

- Le premier est un piégeage physique ou structurel, dû à la présence d'une roche couverture imperméable qui empêche le CO₂ de s'échapper. La majeure partie du CO₂ est piégée dans l'aquifère à l'état supercritique (>31°C, 73 bars). Il faut pour cela des profondeurs supérieures à 800 m.

- Le deuxième, dénommé piégeage du CO₂ résiduel, est le mécanisme par lequel le CO₂ est piégé par les forces de capillarité dans les interstices de la formation rocheuse; il intervient environ 10 ans après l'injection.
- Le troisième mécanisme est le piégeage par solubilité, par lequel le CO₂ se dissout dans l'eau présente dans la formation géologique et coule, puisque le CO₂ dissous dans l'eau est plus lourd que l'eau normale. Ce mécanisme prend de l'importance entre 10 et 100 ans après l'injection. Une proportion variable va se dissoudre dans l'eau sous forme d'ions H₂CO₃, HCO₃⁻ et CO₃²⁻
- Enfin, le piégeage minéral est le phénomène qui intervient lorsque le CO₂ dissous réagit chimiquement avec la formation rocheuse pour produire des minéraux. Par réaction avec les roches encaissantes, une fraction variable des ions CO₃²⁻ va former des carbonates solides. [13]

La stabilité des stocks de carbone :

Une équipe de chercheurs de l'INRA vient de découvrir que l'élément déterminant de la stabilité des stocks de carbone dans les couches profondes du sol (au-delà de 20 m d'épaisseur) est la déficience en substrat fournisseur d'énergie : l'absence de litières végétales, racines et feuilles mortes, riches en énergie, empêche les micro-organismes de s'y développer et décomposer le carbone.

6.1.1 Stockage dans les réservoirs épuisés de pétrole et de gaz :

La présence de formations étanches (argile, sel...) au-dessus des sites de stockage évite toute remontée du CO₂ en surface. Ces roches réservoirs sont le siège de gisements de pétrole ou de gaz naturel qui possèdent par nature une structure de piège, le stockage de CO₂ est possible dans les gisements épuisés ou en fin d'exploitation avec la possibilité de pratiquer la récupération assistée du pétrole.

Ce sont des formations qui ont tenues de pétrole brut et de gaz naturel. En général, ils ont une couche de roche poreuse avec une autre couche de roche non poreuse au-dessus ; cette couche non poreuse forme un dôme qui piège les hydrocarbures. Cette même coupole offre de grandes possibilités pour le piégeage du CO₂ et rend ces formations excellentes possibilités de séquestration.

Comme une prestation à valeur ajoutée, le CO₂ injecté dans un gisement de pétrole épuisant peut permettre la récupération de pétrole supplémentaire. Lorsqu'il est injecté dans une formation épuisée de pétrole, le CO₂ se dissout dans le pétrole piégé, réduit sa viscosité, et libère plus de l'huile, en améliorant sa capacité de se déplacer à travers les pores de la roche et des flux avec une différence de pression vers un redressement.

A titre d'exemple nous décrivons les deux sites pilote :

Weyburn, un site pilote combinant le stockage de CO₂ et la récupération assistée de pétrole :

Le CO₂ injecté dans le gisement de pétrole de Weyburn (Canada) provient de l'usine de gazéification de charbon située à Beulah (États-Unis) : chaque jour, 5 000 tonnes de CO₂ transitent par un gazoduc transfrontalier long de 330 km et qui permet une augmentation de la production de pétrole 5000 barils /jours supplémentaires récupérés, grâce à l'injection de CO₂ effectuée à partir d'octobre 2000. [13]

Pilote de réinjection de CO₂ dans un gisement de gaz naturel en mer du Nord :

Le gisement de gaz naturel K12B en mer du Nord hollandaise Exploité depuis 1987 en voie d'épuisement bien connu constitue une cible de choix, parfaitement étanche pour le stockage de CO₂. Le gaz carbonique extrait du gaz naturel est rejeté dans l'atmosphère. Gaz de France, dans le cadre d'une démarche d'étude avec les Pays-Bas (projet ORC pour Offshore Re-injection of CO₂), a installé un pilote pour réinjecter dans le gisement les dernières tonnes de CO₂ extraites c'est une mesure environnementale, mais aussi l'occasion de tester les capacités de stockage de ce réservoir qui pourrait recueillir par la suite le CO₂ extrait d'autres plates-formes. Le potentiel d'injection du gisement a été calculé : 480 000 t/an de CO₂ pour un coût de 8 euros la tonne. [13]

6.1.2 Injection dans les gisements en cours de production :

C'est un stockage avec valeur ajoutée qui apparaît souvent comme la meilleure utilisation du CO₂ capturé à cause des avantages qui s'ajoutent à ceux du simple stockage. En outre, on sait que les mécanismes de piégeage géologique de ces réservoirs ont retenu des gaz et des liquides (dont du CO₂) dans la formation pendant des millions d'années. La production de ces hydrocarbures a créé un volume appréciable pour le stockage du CO₂ dans des sites. [13]

- Injection pour récupération améliorée du pétrole (RAP- CO₂) :

Les méthodes conventionnelles ne permettent de récupérer qu'une partie d'une réserve de pétrole de sorte que diverses techniques de récupération améliorée ont été mises au point, notamment l'injection d'eau (balayage hydraulique), l'injection de solvant et l'injection de gaz (du gaz non utilisable ou du CO₂). Lorsque du CO₂ est injecté dans un gisement, il se mélange avec le pétrole brut dans lequel il se dissout, ce qui fait gonfler la masse d'hydrocarbures et en réduit la viscosité, de sorte qu'une plus grande quantité s'écoule vers le puits. Même lorsque le CO₂ ne passe pas en solution, il en résulte une pression accrue dans le réservoir qui favorise le balayage du pétrole vers le puits de production. La récupération améliorée du pétrole par le CO₂ peut donner lieu à une augmentation de la récupération de 8 à 15 % du total de la ressource en place, de sorte que les réserves pouvant être récupérées d'un réservoir augmentent en moyenne de 50 % (AIE, 2004). Jusqu'à la moitié du CO₂ injecté revient à la surface avec le pétrole produit, le reste demeurant emprisonné dans le réservoir. Tout le CO₂ ainsi produit est recapturé et réinjecté. Ce cycle de production, de capture et de réinjection a été considéré comme un avantage économique car il réduit le volume de CO₂ nécessaire à l'exploitation. Mais si l'un des objectifs est de stocker des émissions de GES à long terme, il peut devenir plus rentable de laisser la plus grande partie possible de CO₂ dans le sol à la première étape du cycle. Comme il n'était pas prévu à l'origine d'utiliser la RAP- CO₂ à une telle fin, cette technologie devra être modifiée de façon à co-optimiser la production de pétrole et le stockage du CO₂. La RAP- CO₂ est déjà une pratique courante dans 74 installations en exploitation aux États-Unis. Ces installations injectent jusqu'à 30 Mt de CO₂ par an, dont seulement 3 Mt proviennent de sources industrielles, le reste étant obtenu de sources souterraines naturelles. L'utilisation du CO₂ naturel plutôt qu'industriel s'explique par le faible coût des sources naturelles, ce qui souligne la nécessité de techniques de capture plus rentables permettant d'isoler les flux de CO₂ dans les installations industrielles. L'intérêt accru pour ces sources industrielles, découlant d'un intérêt mondial pour la réduction des émissions de CO₂, a une influence importante sur cette pratique. Les deux installations commerciales de RAP- CO₂ actuellement en exploitation au Canada (le projet Weyburn d'EnCana et le projet Joffre de Penn West) utilisent du CO₂ de sources industrielles. Les installations de Joffre approchent de la fin de leur durée de vie mais celles de Weyburn sont

encore relativement nouvelles. À Weyburn, on injecte 2 Mt de CO₂ par an dont la moitié est recyclée, ce qui donne un stockage net à long terme de 1Mt de CO₂ par an. Si ces installations fonctionnent pendant encore 20 ans, elles auront permis de stocker 30 Mt de CO₂ (20 Mt nettes de CO₂ si l'on tient compte des émissions connexes). Une fois complètement épuisé, le réservoir aura une capacité de stockage disponible de beaucoup supérieure, mais l'utilisation de cette capacité exigera d'injecter du CO₂ aux seules fins du stockage. Il y a au moins cinq installations pilotes nouvelles de RAP- CO₂ qui en sont à diverses étapes de développement au Canada. Le coût actuel du CO₂ est cependant élevé et tant qu'il ne sera pas plus disponible (comme un produit de base), cette pratique innovatrice ne prendra que peu d'ampleur. Si le coût du CO₂ était suffisamment faible, la RAP- CO₂ pourrait être appliquée dans un grand nombre de champs pétroliers importants du monde, et pourrait donc constituer un marché énorme pour cette technologie. [13]

- **Injection pour récupération améliorée du gaz :**

À mesure que la durée de vie des gisements de gaz naturel se termine, les facteurs de récupération du gaz diminuent et il en découle que les compresseurs, les pompes et les autres équipements doivent être utilisés autant qu'avant pour produire moins de gaz. Il est possible que l'injection de CO₂ dans les réservoirs de gaz au cours de leurs dernières années productives, dans le but d'extraire les réserves récupérables restantes en moins de temps et sans contamination appréciable de la ressource, donne lieu à des avantages économiques appréciables. Le CO₂ est plus dense que le gaz naturel dans toutes ses phases (solide, liquide, supercritique ou gazeuse) et l'on peut s'attendre à ce qu'il coule dans le fond du réservoir et pousse le gaz vers la partie supérieure (AIE, 2004). Mais cette option de récupération améliorée reste toujours très théorique et doit être mise à l'essai et prouvée dans des conditions réelles. Les réservoirs de faible perméabilité pourraient servir à certaines des premières applications car les avantages anticipés de la récupération améliorée du gaz naturel à l'aide du CO₂ (RAGN- CO₂) seraient sans doute plus prononcés dans ces conditions. Une application de la RAGN- CO₂ souvent discutée a trait aux installations conventionnelles de RAP abandonnées où des liquides de gaz naturel non utilisables étaient souvent injectés dans les réservoirs de pétrole pour en améliorer la récupération. Des quantités importantes de ces gaz injectés sont toujours présentes dans les formations et pourraient, en théorie, être récupérées actuellement par RAP- CO₂. Il pourra s'avérer rentable dans l'avenir, lorsque la combinaison de prix élevés pour le gaz naturel et de prix faibles pour le CO₂ sera favorable, de réactiver ces installations pour récupérer par RAGN- CO₂ les liquides de gaz naturel injectés. Il existe actuellement plusieurs obstacles à l'application de la RAGN- CO₂ au Canada. Tout d'abord, le CO₂ est de loin trop coûteux pour permettre de rentabiliser de telles exploitations. Deuxièmement, la production conventionnelle permet

normalement de récupérer jusqu'à 90 % du gaz disponible dans un réservoir et la RAGN- CO₂ a surtout pour effet d'accélérer le processus de récupération tout en présentant peu de possibilités d'accroître les facteurs généraux de récupération. L'accélération de la récupération présente un avantage économique, mais il n'est pas aussi important que l'augmentation des facteurs de récupération. Troisièmement, la RAGN- CO₂ n'a pas encore été appliquée où que ce soit dans le monde et sa technologie en est encore à l'étape de la conception (AIE, 2004). Il reste aussi la question des effets inconnus du mélange du CO₂ avec les hydrocarbures gazeux et de la possibilité de sortie hâtive du CO₂ dans les puits de production. D'autres travaux devront être réalisés pour élaborer cette technologie, en faire la démonstration et la commercialiser. [13]

6.1.3 Le stockage dans les aquifères profonds :

Le CO₂ peut être injecté dans des couches géologiques profondes constituées de roches poreuses et perméables souvent gorgées d'eau salée impropre à la consommation : les aquifères salins.

Les aquifères salins profonds sont considérés comme les réservoirs géologiques les plus importants pour stocker le CO₂. En Norvège, on stocke depuis 1996 un million de tonnes de CO₂ par an dans un aquifère sableux sous la mer du Nord.

Le stockage du CO₂ en aquifères arrive en tête des options géologiques actuellement étudiées, les capacités d'entreposage étant, selon certaines évaluations, dix fois supérieures à celles des réservoirs de pétrole ou de gaz. Elles dépasseraient pour l'Europe 800 milliards de tonnes de CO₂ et seraient au niveau mondial de l'ordre de 10 000 milliards de tonnes de CO₂ (soit de quoi stocker la totalité des émissions mondiales pendant des siècles !). Le coût du stockage dans le sous-sol a été évalué à 2 ou 3 euros la tonne, mais le stockage sous le fond de la mer est cher (de l'ordre de 25 euros la tonne). [13]

- Injection dans les couches géologiques sous la mer du Nord

Un gisement de gaz naturel situé au centre de la mer du Nord à environ 200 km des côtes, exploité depuis 1996 par Statoil. Ce gaz est essentiellement constitué de méthane mais contient aussi de 4 à 10 % de CO₂. Pour respecter les critères de vente, le gaz naturel doit être traité pour diminuer sa teneur en gaz carbonique à 2,5 %. Cette opération est réalisée en offshore. Le gaz naturel est extrait à 2 500 m de profondeur est acheminé sur une autre plate forme pour en extraire le CO₂ (procédé d'absorption par des amines). Ce dernier est alors directement injecté dans le plus grand aquifère salin local, à près de 1 000 mètres sous le plancher océanique, dans la formation des sables d'Utsira. Chaque année, un million de tonnes de CO₂ est enfoui dans le sous-sol marin, au lieu d'être rejeté dans l'atmosphère comme cela se pratique habituellement.

Les frais d'injection sont compensés par l'existence en Norvège d'une taxe sur les émissions de CO₂ offshore. [13]

6.1.4 Stockage en veines de charbon inexploitées:

Enfin, le stockage du CO₂ est envisageable dans des veines de charbon profondes inexploitées où l'affinité du CO₂ pour le charbon permet la production de méthane.

Les veines de charbon ont la particularité souvent de contenir une grande quantité de gaz piégés dans la structure interne du charbon. Il s'agit en général de méthane, à l'origine des coups de grisou. Or, le charbon a une affinité encore plus grande pour le gaz carbonique puisqu'il peut en adsorber deux fois plus que de méthane. D'où l'idée de stocker du CO₂ dans le charbon tout en récupérant le méthane qui peut se trouver ainsi libéré

Le potentiel de stockage de CO₂ dans les veines de charbon, bien que difficile à évaluer, tourne autour d'une quarantaine de milliards de tonnes de CO₂. Seules les formations non exploitées sont concernées, car les sites ayant subi l'extraction du charbon sont truffés de galeries de mines qui constituent autant de chemins de migration rapide du CO₂ vers la surface.

Principe du procédé de récupération assistée de méthane (en anglais ECBM pour Enhanced Coal Bed Methane) qui permet d'exploiter le gaz naturel (méthane) qui se trouve piégé dans le charbon.

Le mécanisme d'adsorption et de désorption dans les lits de la veine de charbon, le dioxyde de carbone se fixe sur le charbon, tandis que le méthane se désorbe ; le rapport de l'adsorption du CO₂ sur la désorption de méthane (CH₄) est de 2 pour 1. [13]

- Projet Coal Seq

Le site d'Allison dans le bassin de San Juan au Nouveau Mexique (États Unis) comporte 16 puits de production de méthane ,4 puits d'injection de CO₂ et un forage d'observation. Des injections de CO₂ opérées pendant 5 ans ont permis de produire du méthane avec un taux très bas de gaz carbonique. [13]

6.2 Le stockage dans les océans profonds :

Les océans peuvent emmagasiner du CO₂ car il est soluble dans l'eau. Quand la concentration de CO₂ dans l'atmosphère augmente, les océans en absorbent davantage. Le CO₂ piégé pourrait potentiellement être injecté directement dans les océans et la majeure partie y resterait pendant des siècles.

Injecter du CO₂ peut cependant nuire aux organismes marins situés à proximité du point d'injection. De plus, on s'attend à ce que l'injection de grandes quantités porte progressivement atteinte à l'océan tout entier.

En raison de ses conséquences environnementales, le stockage du CO₂ dans les océans n'est généralement plus considéré comme une option acceptable.

La dissolution du CO₂ dans les eaux océaniques est très lente (plusieurs centaines d'années). A une profondeur inférieure à 1000 m d'eau (valeur la plus souvent citée), les risques

d'acidification des eaux marines et de perturbations des écosystèmes sous marins sont forts. Il faut également bien connaître et comprendre les courants et circulations des eaux sous-marines. Suivant des valeurs de T° et de P moyenne des océans, le CO₂ reste gaz jusqu'à environ 500 m de profondeur d'eau et devient liquide en dessous. Mais ce n'est pas parce qu'il est sous forme liquide qu'il coule vers les fonds sous-marins pour autant.

Des projets de recherche sont en cours (US, Japon...)

Les rejets industriels dans les mers et océans sont interdits depuis la convention de Londres : le CO₂ est-il assimilé à ces rejets ? [13]

Méthodes citées:

- injection sous forme gazeuse à faibles profondeurs : gros risque de remontée et de diffusion avec l'atmosphère
- largage de neige carbonique depuis un bateau
- injection combinée eau de mer- CO₂ comprimé (30 bars) à des profondeurs moyennes (500m) formant un courant de gravité descendant : Dense Plume
- injection de CO₂ liquide à partir d'un tube collecteur partant de la surface et suivant le plateau continental à environ 1000m de profondeur formant un panache de gouttelettes
- injection de CO₂ liquide à partir d'un long tube remorqué par un bateau à environ 1000 m de profondeur formant un panache de gouttelettes
- injection de CO₂ liquide à très grandes profondeurs (> 3000 m) dans des dépressions du sol sous marin pour former des "lacs" (le CO₂ se transformant en hydrates)
- injection sous forme d'hydrates de gaz directement formés en surface à des grandes profondeurs (> 2000 m) : nécessite de l'énergie pour former les hydrates.
- Il y a également la consommation du CO₂ par la biomasse marine : Pour stimuler la production de phytoplancton qui consommerait le CO₂ injecté, il faut « fertiliser » l'océan avec du fer et de l'azote. Cette technique est la seule à avoir fait l'objet d'une expérience (au large d'Hawaï) ; néanmoins, elle présente de gros risques au niveau des écosystèmes. [13]

6.3 Le potentiel de stockage :

Le potentiel de stockage d'au moins 2000 milliards de tonnes de CO₂ (GIEC 2005), soit suffisamment pour stocker les émissions mondiales de CO₂ pendant au moins quelques décennies.

Les capacités mondiales de stockage dans les gisements d'hydrocarbures sont de l'ordre de 1 000 milliards de tonnes de CO₂. Bien que 10 fois plus faibles que celles offertes par les aquifères, on pourrait quand même y stocker le tiers des émissions mondiales pendant un siècle

Potentiels comparés des options de stockage Géologique

- Réservoirs d'hydrocarbures (pétrole gaz en cours d'épuisement) 950 Gt CO₂ soit 45% des émissions jusqu'en 2050
- Charbons inaccessibles ou inexploitable 40 Gt CO₂ soit ~2 % des émissions jusqu'en 2050
- Aquifères salins profonds 400-10 000 Gt CO₂ soit 20 à 500% des émissions jusqu'en 2050

Les émissions mondiales annuelles de 25 Gt CO₂ (secteur de l'énergie), dont environ la moitié provient de sources fixes industrielles

Le choix des réservoirs pétroliers présente bien des avantages :

- Un faible coût d'exploration, la géologie étant très bien connue.
- La preuve que les réservoirs ont su piéger des liquides et des gaz pendant des millions d'années.
- Des équipements de production et, souvent, d'injection déjà en place et qui pourront être utilisés pour transporter et injecter le CO₂.
- La récupération assistée des dernières réserves en pétrole et gaz naturel des gisements.
- Des réglementations déjà existantes. Toutefois, leur répartition mondiale très inégale, les capacités plus limitées de stockage en comparaison avec les aquifères et le besoin de contrôle des puits existants pour qu'ils ne puissent pas devenir des voies de migration privilégiées du CO₂ vers la surface sont des limites à l'utilisation de cette filière. Ce qui n'exclut pas qu'elle puisse être intéressante en fonction des contextes locaux, géographiques ou économiques. [14]

Tableau n°1 : Capacité mondiale de stockage géologique : source GIEC 2006

Possibilités de stockage	Potentiel de stockage (en Gt de CO ₂)
Champs de pétrole et de gaz épuisés (y compris le RAP et la RAG)	675 – 900
Gisements de charbon impossible à extraire (y compris la RAMH)	3 – 200
Aquifères salés profonds	1,000 - 10,000
Stockage géologique total	1,678 – 11,100

7 Evaluation des risques :

7.1 Risque de fuite dans le transport de CO₂:

Les fuites dues aux pertes de transport et de distribution se produisent essentiellement au niveau du compresseur et de la pompe et au moment du chargement et du déchargement du CO₂. Une

fuite significative et mesurable de CO₂ au niveau des canalisations est rare et comparable en moyenne aux fuites de gaz naturel dans des canalisations en bon état

L'impact d'une fuite de CO₂ dans une canalisation est susceptible d'être beaucoup moins dangereuse qu'une fuite de gaz naturel, car le CO₂ n'est pas inflammable ou explosif. Cependant le CO₂ est plus dense que l'air. Des événements dangereux pourraient donc se produire dans les situations où l'air stagne, dû par exemple à une topographie particulière, ou dans des conditions climatologiques défavorables. [13]

7.2 Risque de fuite dans le stockage :

Les risques de fuite encourus ne sont pas négligeables. Ils sont bien connus et mal maîtrisés :

- Les risques de fuites locales
- Acidification des nappes phréatiques et des sols.

La fuite progressive en raison d'une faille, d'une fracture ou d'un puits non détecté : Une libération lente et continue du CO₂ entraînerait simplement une dissémination lente dans l'atmosphère. Au passage les sols et nappes phréatiques auront été pollués et acidifiés.

La fuite soudaine par défaillance du puits d'injection ou par remontée dans un puits abandonné : Une libération soudaine et importante de CO₂ entraînerait des risques immédiats pour la vie et la santé si des êtres humains étaient exposés à des concentrations de CO₂ dans l'air supérieures à 7 à 10 % par volume. Un dégazage soudain aurait un impact important. En petite quantité le CO₂ ne présente aucun danger. Au contraire, une libération rapide et soudaine peut être mortelle.

Le 21 Août 1986 au Nord-Ouest du CAMEROUN au Lac Nyos, le CO₂ d'origine volcanique a été libéré en quelques heures. Une explosion gazeuse a projeté dans les airs, comme un bouchon de champagne, une colonne d'eau à une hauteur dépassant 80 m. L'énorme quantité de gaz carbonique libéré, étant plus dense que l'air, a ensuite "coulé" dans les vallées avoisinantes en asphyxiant toute forme de vie jusqu'à 30 km du lac. 1 700 villageois et des milliers de têtes de bétail ont péri.

La quantité de 300 000 tonnes qui a provoqué ce drame est tout à fait négligeable si l'on compare à la quantité de CO₂ émis par une seule centrale thermique en un an, soit plus de 4 millions de tonnes.

Les conséquences d'une concentration élevée de CO₂ dans le sous-sol peu profond peuvent être des effets mortels pour les plantes et les animaux du sous-sol et la contamination des eaux souterraines. Des flux importants associés à des conditions atmosphériques stables peuvent entraîner des concentrations locales élevées de CO₂ dans l'atmosphère qui risquent de nuire aux animaux et à l'homme. L'élévation de la pression due à l'injection de CO₂ pourrait provoquer de petits phénomènes sismiques.

Étant donné la durée très longue du stockage géologique du CO₂, il pourra s'avérer nécessaire de surveiller les sites pendant très longtemps

Des comparaisons faites en milieux artificiels et naturels et les résultats des modèles montrent que jusqu'à 99 % du CO₂ injecté dans une formation géologique y demeurera « très probablement » pendant plus de 100 ans et « probablement » pendant plus de 1 000 ans, si la formation est correctement choisie et l'installation bien gérée (GIEC, 2005). Dans la plupart de ces sites, la plus grande partie du CO₂ sera graduellement immobilisée par les nombreux mécanismes de piégeage mentionnés précédemment. [14]

7.3 Monitoring des gisements de stockage de CO₂:

Le suivi de l'injection du CO₂ et la surveillance du site sont essentiels pour s'assurer de la pérennité du stockage en contrôlant l'absence de migration, on montre que l'environnement local ne subit aucun dommage

Le monitoring s'articule autour de 3 axes

- **Le monitoring sismique :**

Suivi du CO₂ dans le sous-sol par des techniques sismiques d'imagerie (2D ou 3D)

- **L'écoute passive :**

Écoute des bruits en profondeur Ces deux techniques de géophysique permettent de localiser le CO₂ en profondeur et entre les puits, et ainsi de détecter précocement des migrations éventuelles

- **Le monitoring géochimique :**

Suivi du devenir du CO₂ en prenant en compte ses réactions chimiques avec les roches et l'eau.

Les méthodologies développées visent à :

- Mesurer le flux et la concentration de CO₂ au niveau des sols
- Distinguer le CO₂ biologique du CO₂ provenant de migrations
- Contrôler les eaux

Le monitoring géochimique permet également de déterminer :

- La quantité de CO₂ stockée et la présence éventuelle d'autres composés (SO₂, H₂S, NO_x, N₂, etc.)
- La qualité des aquifères située au-dessus du stockage (sources d'eau potable)
- Les concentrations et flux de CO₂ entre la surface du sol et l'atmosphère [13]

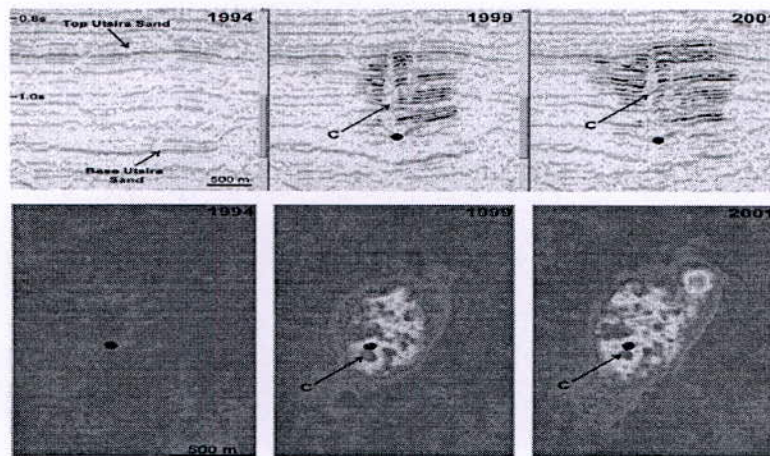


Fig.8 Suivi par imagerie sismique sur une coupe (en haut) et sur une coupe horizontale (en bas) de l'expansion du CO₂ injecté dans un aquifère-Sleipner Statoil-Norvège).

8. Coûts : capture, transport, stockage géologique :

Même si de grandes incertitudes persistent, on s'attend à ce que la technique du piégeage et du stockage du carbone augmente le coût de production de l'électricité de 20% à 50% environ.

Dans un système complètement intégré comprenant le piégeage du CO₂, son transport, son stockage et la surveillance du site, ce sont le piégeage et la compression du CO₂ qui constitueraient les étapes les plus coûteuses. On estime que le stockage géologique est moins cher que le stockage océanique, la technologie la plus onéreuse étant la carbonatation minérale. Les coûts totaux dépendront à la fois des choix technologiques et d'autres facteurs, comme les lieux de captage et de stockage, ou le prix des combustibles et de l'électricité. La technique du piégeage et du stockage du CO₂ généré par certains procédés industriels, comme la production d'hydrogène, peut être moins coûteuse que pour les centrales électriques.

Le coût de la filière CSC comprend d'une part les dépenses d'infrastructure pour le captage, le transport et le stockage du CO₂ et d'autre part, les coûts d'exploitation de ces infrastructures en vue de stocker effectivement le CO₂ (notamment la quantité d'énergie requise pour capter, transporter et injecter le CO₂). Au prix actuel de la technologie, l'investissement préalable (soit plusieurs centaines de millions d'euros par installation) est majoré de 30 à 70 % par rapport aux centrales classiques; quand aux frais d'exploitation, ils dépassent actuellement de 25 à 75 % ceux des centrales à charbon non équipées de la technologie CSC. Une diminution sensible de ces coûts devrait intervenir dès que la technologie aura été éprouvée à l'échelle commerciale.

- Les coûts de capture représentent actuellement 70 à 90% de coûts totaux. Ils dépendent fortement du procédé de séparation et du schéma de combustion. 15 -40 US \$ / tonne de CO₂ capturé.

- Les coûts de transport dépendent de la distance du diamètre du gazoduc, (c.a.d. des flux émis). Ils sont bien connus et varient de 5 à 25% des coûts totaux. 1 à 3 US \$ / t CO₂/ 100 km.
- Des calculs sur cas réels montrent que les coûts de stockage géologique varient de 1 à 15 %. soit 1 -2 US \$ / t CO₂ injecté.
- Les coûts de monitoring, de surveillance et de certifications des sites est faible < à 1 US \$/t de CO₂ stocké).

Suivant différents paramètres (schémas de combustion, longueur du transport, type de stockage: EOR ou EGR, ECBM, aquifères profonds), les coûts de la tonne évitée varient largement depuis 80 US \$ jusqu'à des coûts négatifs (quand la séquestration se combine avec la production assistée d'hydrocarbures).

La décision de réinjecter le CO₂ a été prise en 1991, suite à l'introduction en Norvège d'une taxe sur les émissions de CO₂ de 50 \$/tonne CO₂ émise.

Les coûts de capture du CO₂ (y compris compression initiale du CO₂) varient entre 30 et 60 €/t de CO₂ pour une centrale thermique de 500 MW.

Actuellement 70% du coût total : entre 50 et 70 euros la tonne de CO₂ évitée (surconsommation d'énergie de 10%) ; [15]

9. Vue d'ensemble de différents projets de séquestration dans le monde :

- Sleipner, aquifère profond offshore, Norvège, 1 Mt CO₂/an depuis 1996 (Statoil) (Plateforme de Sleipner en mer du Nord (Norvège) pour la production de gaz naturel avec séparation du CO₂ qui est réinjecté dans un aquifère salin).
- Weyburn, réservoir pétrolier onshore, Canada, 1,8 Mt CO₂/an depuis 2000 (EnCana)
- In Salah, gisement de gaz onshore, Algérie, 1 Mt CO₂/an depuis 2004 (BP)

- Les coûts de transport dépendent de la distance du diamètre du gazoduc, (c.a.d. des flux émis). Ils sont bien connus et varient de 5 à 25% des coûts totaux. 1 à 3 US \$ / t CO₂/ 100 km.
- Des calculs sur cas réels montrent que les coûts de stockage géologique varient de 1 à 15 %. soit 1 -2 US \$ / t CO₂ injecté.
- Les coûts de monitoring, de surveillance et de certifications des sites est faible < à 1 US \$/t de CO₂ stocké).

Suivant différents paramètres (schémas de combustion, longueur du transport, type de stockage: EOR ou EGR, ECBM, aquifères profonds), les coûts de la tonne évitée varient largement depuis 80 US \$ jusqu'à des coûts négatifs (quand la séquestration se combine avec la production assistée d'hydrocarbures).

La décision de réinjecter le CO₂ a été prise en 1991, suite à l'introduction en Norvège d'une taxe sur les émissions de CO₂ de 50 \$/tonne CO₂ émise.

Les coûts de capture du CO₂ (y compris compression initiale du CO₂) varient entre 30 et 60 €/t de CO₂ pour une centrale thermique de 500 MW.

Actuellement 70% du coût total : entre 50 et 70 euros la tonne de CO₂ évitée (surconsommation d'énergie de 10%) ; [15]

9. Vue d'ensemble de différents projets de séquestration dans le monde :

- Sleipner, aquifère profond offshore, Norvège, 1 Mt CO₂/an depuis 1996 (Statoil) (Plateforme de Sleipner en mer du Nord (Norvège) pour la production de gaz naturel avec séparation du CO₂ qui est réinjecté dans un aquifère salin).
- Weyburn, réservoir pétrolier onshore, Canada, 1,8 Mt CO₂/an depuis 2000 (EnCana)
- In Salah, gisement de gaz onshore, Algérie, 1 Mt CO₂/an depuis 2004 (BP)

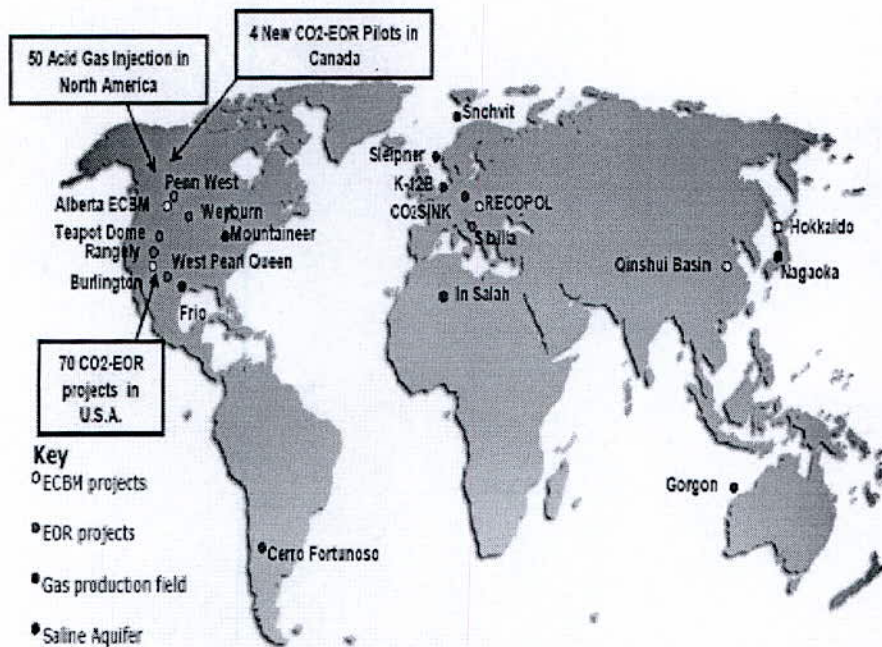


Fig.9 carte des principaux gisements de stockage de CO₂

- Gisements naturels de CO₂: en France Montmiral (Drôme)
 - Injection de CO₂ dans des réservoirs pétroliers depuis les années 1950 pour améliorer la récupération des hydrocarbures.
 - Stockage de gaz naturel : en France plus d'une dizaine de stockages en aquifères profonds (Beynes depuis 1956).
 - Nombreux projets de recherche en Europe, Australie, Canada, Etats-Unis, Japon.
- Coopération internationale (AIE, CSLF). [14]

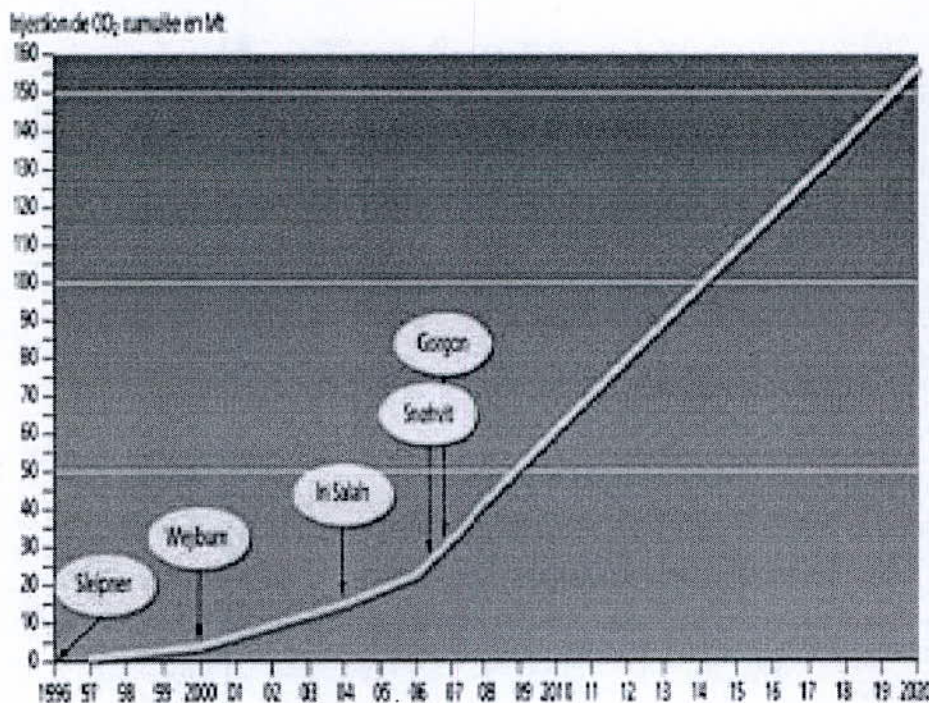


Fig.10 : Les quantités cumulées de gaz carbonique stockées sur les sites de Sleipner

(1 Mt par an), de Weyburn (1,8 Mt/an) et d'In Salah (1 Mt/an) atteignent aujourd'hui une vingtaine de millions de tonnes. Avec les stockages prévus à Snøhvit (0,75 Mt/an, à la mi-2006) et à Gorgon (4 à 5 Mt/an, fin 2006), le total atteindra 50 Mt en 2009 et 100 Mt en 2014 et certainement plus avec les projets à venir. [14]

10. Les émissions du CO₂ en Algérie :

La Société, Sonelgaz Production Electricité a pour mission la production d'électricité à partir des sources thermiques et hydrauliques répondant aux exigences de disponibilité, fiabilité, sécurité et protection de l'environnement.

Parc de 2004 :

- Turbine à Vapeur : 2740 MW,
- Turbine à Gaz : 3576 MW,
- Hydraulique : 249 MW,
- Diesel : 175 MW.

Sur la période 2000 / 2009, la consommation gaz (Distribution Publique) passera de 3 à 6Gm³.

La consommation gaz des clients industriels et des centrales de production passera de 8,6 à 14Gm³.

- 96% de la production d'électricité est produite à partir du Gaz Naturel.
- 3% d'électricité à partir du Diesel (pour les régions isolées du sud algérien).

Chiffres clés consolidés du groupe Sonelgaz année 2006 :

- Vente du gaz : 6,2 Gm³
- Consommation combustible pour les centrales électriques : Gaz : 10,6 Gm³, Gasoil : 118 000 tonnes. [16]

Tableau n°2 : consommation et émission de CO₂. [17]

Années	Production M tep	Consommation M tep	Emissions Mt de CO ₂
2000	200	22	66
2001	202	22,17	67
2002	206	23,99	72
2003	212	/	/
2004	222	24,7	74
2005	232,3	24,5	73,5
2006	229,8	29	87
2007	233, 3	31	93

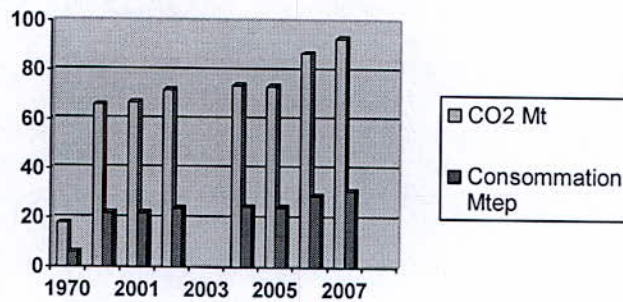


Fig.11: consommations et émissions totales CO₂ en Algérie

La consommation nationale d'énergie est passée de 6 millions de tonnes équivalent pétrole en 1970 à 31 M tep. En termes unitaires, elle est passée de 0,3 Tep/Habitant en 1970 à quelque 1Tep/Habitant en 2007, soit près d'un quadruplement en moins de 40 ans.

Le CO₂ produit de la combustion :



Émissions des différents combustibles:

1 tonne de pétrole => 3 tonnes CO₂

1 tonne de gaz naturel => 2.3 tonnes CO₂

- L'évolution croissante du secteur des transports, s'est corrélativement accompagnée en Algérie d'une croissance quelque peu préoccupante de la consommation du gasoil.
- Déjà en 2006, la demande s'est rapprochée de l'offre (soit 6,1 millions de tonnes).
- Raisons de l'augmentation de la demande en gasoil. est due à l'accroissement du parc automobile, tendance de plus en plus élevée à la diésélisation du parc (La diésélisation du parc Véhicule, s'explique par le différentiel de coût entre l'essence et le gasoil) et la relance des secteurs économiques agricole et industriel (sidérurgie, cosmétique, ...)
- Parc total véhicule en 2005: 3 millions dont 802329 véhicule diesel.

Tableau n°4 : émissions de CO₂ par secteur d'activité [17]

Secteur d'activité	Consommation Finale d'HC Millions tep	Emission de CO ₂ Millions tep
ELECTRICITE	11,2	33,6
Transport	10,5	31,5
INDUSTRIE ET DP	9,3	27,9
TOTAL	31	93

Source de données: bilans énergétiques 2007 (MEM, Sonatrach).

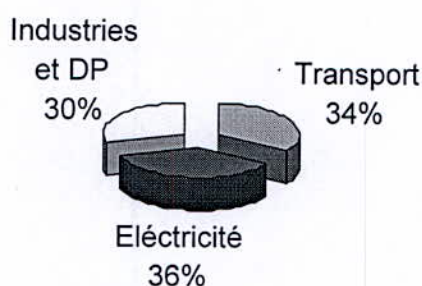


Fig.12 Emissions de CO₂ par secteur d'activité en 2007: (93 Mtonnes).

11. Etude de cas de séquestration à In Salah (Champ de Krechba) :

Le plus grand projet de gaz sec réalisé en Algérie par Sonatrach et BP In Salah, a été certifié ISO 14 001 suite à une démarche très innovante en matière de protection de l'environnement : la séquestration du CO₂ dans le sous-sol. La certification ISO 14 001 (environnement) et OSHAS 18 001 (santé et sécurité) a été menée par un organisme certificateur français SGS-IGS.

L'association Sonatrach, BP et Statoil a initiée une procédure de réinjection de CO₂ dans le gisement gazier d'In Saleh. Ce projet constitue le plus important des deux seuls projets de ce genre au monde.

- La teneur de CO₂ dans le gaz naturel du champ d'In Salah varie entre 4 - 9%.
- Le gaz naturel algérien est ciblé par l'Europe, où le marché exige du gaz naturel entrant de ne contenir pas plus que 0.3 % CO₂.

Le site pilote de Krechba reste, sur ce plan, un vrai «laboratoire grandeur réelle» qui permet, chaque année, la séquestration de l'équivalent de ce que rejettent, en moyenne, 200.000 voitures roulant 30.000 km par an.

Le projet In Salah a été lancé par le système interne d'échange de droits d'émission de carbone de BP.

- Le projet a coûté : 100 millions d'US\$
- La capture et le stockage de CO₂ ont coûté : \$6 par tonne

En termes de coût, l'opération est aussi satisfaisante. «Aujourd'hui, on injecte à environ 9 dollars US la tonne», affirme, par ailleurs, le responsable du site, M. Daoud Abdelaziz, cité par l'AFP. Alors que la tonne de CO₂ s'échange sur le marché européen à environ 40 dollars, le bilan économique d'In Salah est plutôt prometteur dans la perspective d'une généralisation, à terme, du marché du carbone. [19]

11.1 Extraction de CO₂ du gaz naturel

Pour le but d'enlèvement de carbone, deux trains ont été construits,

Le CO₂ du gaz naturel est extrait par absorption en utilisant le dissolvant chimique la Méthyl-diéthanolaminée activé (aMDEA) afin de satisfaire les spécifications commerciales et qui sont de 0,3 mol% (max) de CO₂.

L'absorbeur (fig.13) est une colonne de 18.3m de hauteur et de 4m de diamètre inférieur il est menu d'un lit (8m) de garnissage type anneaux pall métallique son rôle est de capturer le CO₂ contenu dans le gaz naturel par la voie chimique.

La solution d'amine pauvre est introduite dans la colonne d'absorption par le biais d'un répartiteur de liquides et s'écoule à travers un plateau avant d'entrer en contact avec le gaz dans le lit à garnissage, l'absorbeur fonctionne à 72 bars (85 bars nominale) et de 55°C (113°C nominale)

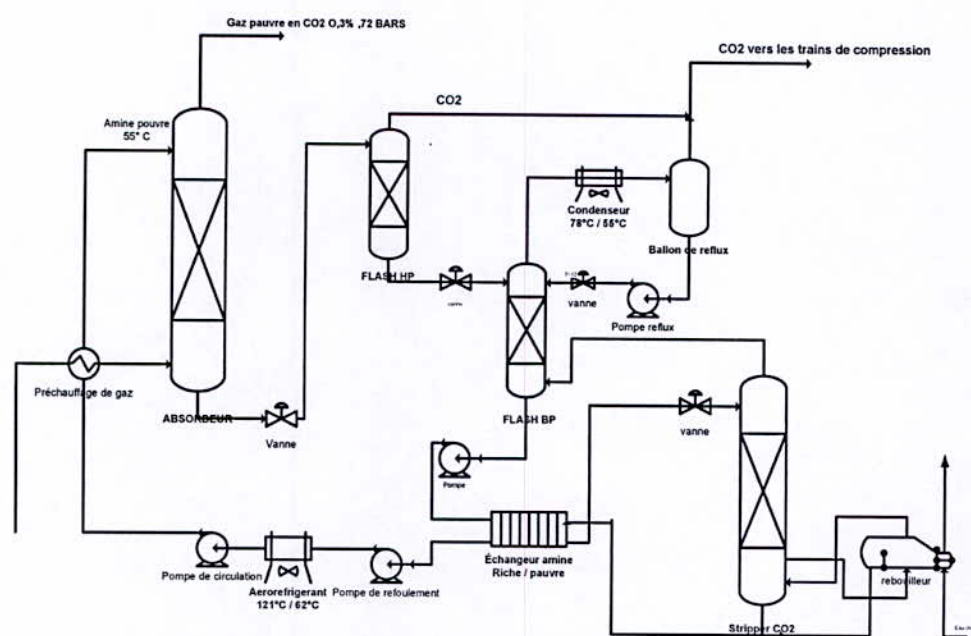


Fig.13 Elimination de CO₂ et régénération de l'amine à In SALAH

Les deux séparateurs de flash HP et BP installés entre l'absorbeur et le stripper (colonne de régénération de l'amine) fonctionnent pour extraire le maximum et le surcroît de CO₂ qui sera ensuite envoyé vers les unités de compression de CO₂.

La colonne de régénération dite stripper est munie de trois plateaux de distribution de liquide et de deux lits (5m) garnis aléatoirement, elle a une hauteur de 24.7 m et de 4.3 m de diamètre inférieur. Elle fonctionne à 1.8 bars et de 103°C en tête, la température de fond est maintenue par un rebouilleur de type chaudière. En fin le dissolvant est régénéré, le CO₂ est récupéré et le gaz naturel est envoyé vers la déshydratation. [19]

11.2 Compression et déshydratation de CO₂:

Les deux trains de compression de CO₂ chacun est conçu (fig.14) pour pouvoir comprimer 77,6 t/h de CO₂ de 1,4 bar abs à 145 – 203 bars abs et 75°C pour permettre la réinjection dans le réservoir. Les compresseurs centrifuges à quatre étages sont entraînés par des moteurs électriques à vitesse constante de 11,7MW.

Après la 3^{ème} phase de la compression, le CO₂ est déshydraté par absorption en utilisant le triéthylène-glycol (TEG).

Le CO₂ est refroidi après chaque étape de compression et avant réinjection. [19]

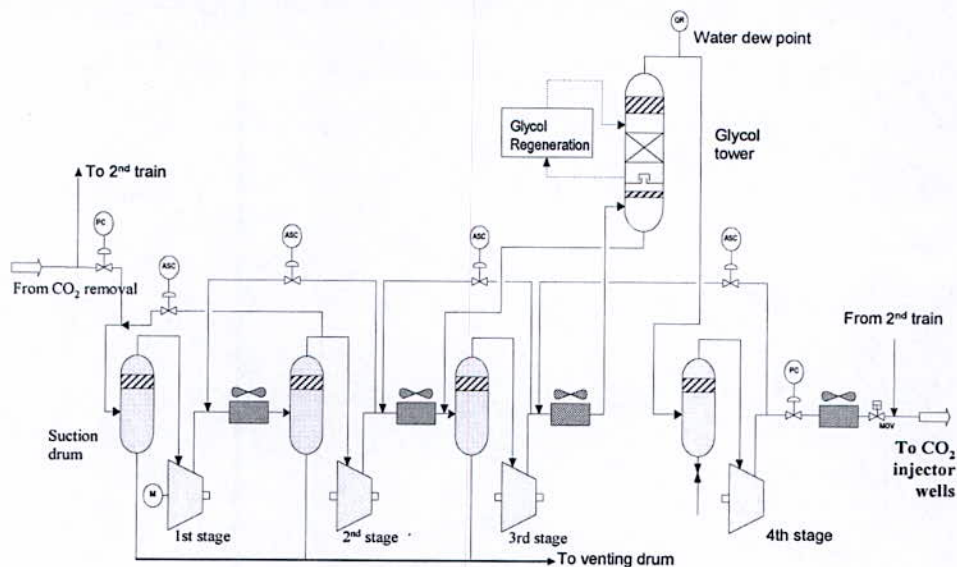


Fig.14 Process de compression de CO₂ à In SALAH

11.3 Transport et réinjection de CO₂:

Krechba a été choisie comme zone d'injection et de stockage géologique pour des raisons :

- Données sismiques disponibles.
- Existence des puits d'exploration et d'évaluation.
- Le réservoir a une grande capacité de stockage avec une bonne isolation.

- La disponibilité de la capacité de stockage suffisante de rencontrer les volumes prévus de CO₂ estimé à ~ 12 milliards m³ standard.
- De bonnes propriétés de réservoir de stockage (porosité, perméabilité...)
- Pression de réservoir en dessous de 408 bars (6000 psi).

Le CO₂ est transporté sous pression par pipe de 8'' et de 20 Km de longueur avec une composition de 96,8% moles et 0,09% mole d'eau. [19]

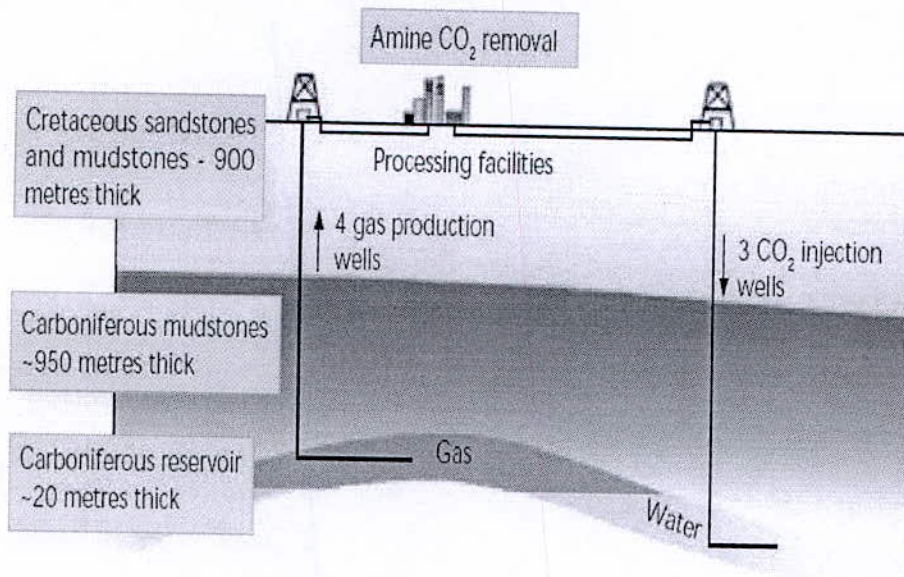


Fig.15 trois puits injecteurs périphériques ont été exigés pour s'assurer que le CO₂ est maintenu dans la zone de couche aquifère et n'entre pas dans le domaine principal du champ jusqu'après l'abandon du projet (après 25 à 30 ans de production).

Après avoir été comprimé à 180 bars, le CO₂ est envoyé dans un réservoir naturel situé à la périphérie de la zone d'extraction du gaz. L'enfouissement se fait grâce à trois puits injecteurs, tubes en acier d'environ 11 cm de diamètre qui propulsent le CO₂ à 1.900 mètres sous terre dans une nappe aquifère qui agit comme un piège. Des marqueurs radioactifs, différents pour chaque puits d'injection, permettent de suivre avec précision les «mécanismes de piégeage» du CO₂ et de s'assurer qu'il ne remonte pas à la surface.

Près de quatre ans après le lancement de l'exploitation, en juillet 2004, le bilan géologique est positif, aucune fuite n'a été constatée.

Un million de tonnes par an de CO₂ seront géologiquement stockées et environ 17 millions de tonnes de CO₂ réinjectées pendant toute la vie du projet. [19]

12 Conclusion

Pour lutter contre le réchauffement climatique, il faut limiter les émissions de CO₂. L'efficacité thermique des industries et des bâtiments doit être améliorée pour réduire leur consommation énergétique. Mais, étant donné l'urgence de la situation, il faudra aussi capter le CO₂ avant son émission vers l'atmosphère pour le stocker à long terme dans des réservoirs souterrains. Les efforts doivent se concentrer sur les industries, qui sont les plus grandes émettrices de CO₂.

L'installation d'un tel procédé aboutit à consommer de l'énergie supplémentaire de 10 à 40% avec une efficacité de la capture de 85 à 95% et une réduction nette de CO₂ de 80 à 90% et on parle donc de CO₂ évité plutôt que capturé, il est rentable si la tonne de CO₂ extraite se situe au dessous des 40\$.

Les procédés de captage se feront à court terme en postcombustion, une variante aussi intéressante à long terme en oxy-combustion utilisant un cycle thermochimique avec les oxydes peut être envisagée.

Pour un pays comme l'Algérie qui pratique déjà un CSC (piégeage et stockage sous terrain du CO₂) dans le site de KRICHBA situé à INSALAH pour rendre le gaz commercialisable dans le marché européen et pour éviter ainsi l'émission de CO₂ dans l'atmosphère. Il est nécessaire aussi de récupérer celui émis par les industries de liquéfaction et lavage du gaz naturel en y appliquant une compression et le transporter sous pression à un site loin des habitations et géologiquement stable.

La solution adéquate pour l'Algérie est d'appliquer un procédé d'absorption à base d'un solvant réactif au niveau des industries (pétrolières, gazières, cimenteries et sidérurgiques).

Les auteurs Bailey et Feron (2005) récapitulent les principaux procédés d'absorption chimique commerciaux :

- Le procédé Kerr-McGee/ABB/ Lummus Crest utilise une solution aqueuse contenant entre 15 et 20 mass.% de MEA. La régénération requiert entre 5 et 6,5 GJ.t⁻¹ CO₂.
- Le procédé ECONAMINE de Fluor Daniel utilise une solution aqueuse contenant 30 mass.% de MEA avec un inhibiteur de corrosion qui permet l'utilisation d'un acier conventionnel dans le procédé ainsi que la présence d'oxygène dans les fumées. La régénération requiert 4,2 GJ.t⁻¹ CO₂.
- Le procédé Kansai Electric Power CO₂., Mitsubishi Heavy Industries. Ltd est basé sur les solvants KS-1, KS-2 et KS-3. Ce procédé permet de diminuer la quantité de vapeur requise lors de la régénération du solvant. Les pertes et la dégradation des 32 solvants sont aussi plus faibles que pour la MEA, sans nécessiter l'ajout d'additifs. La régénération requiert 3,2 GJ.t⁻¹ CO₂.

Les perspectives de ce travail est d'établir une carte exacte des industries les plus grandes émettrices de CO₂, et voir comment récupérer le CO₂, calculer les équipements nécessaires.

13. Bibliographie

- [1] GIEC : du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat "*Piégeage et stockage du dioxyde de carbone*", www.greenfacts.org, Source : GIEC (2005), Résumé & Détails: GreenFacts (2007)
- [2] JACQUES VARET. "*Collection : Les enjeux des Géosciences, la capture et le stockage du CO₂*", brgm, ifp, ademe, 2005
- [3] M.MATHIEU. "*Réduction et/ou capture du CO₂*" rapport final de la commission ampère, Bruxelles, 1999,
- [4] REVUE BRGM, IFP, ADEME, "*CO₂ capture and geological storage*", www.brgm.fr,2005
- [5] BEAUDEUX SEBASTIEN, Master1 "*Oxycombustion : traitement et séparation du CO₂*", Université de Pau, 2006.
- [6] D.TONDEUR, "*Capture par adsorption de CO₂ dans des gaz de centrales thermiques et leur injection en puits de pétrole*". LSGC Nancy, 2004.
- [7] HOWARD HERZOG MIT, "*Carbon Sequestration via Mineral Carbonation: Overview and Assessment*", Laboratory for Energy and the Environment, 2002
- [8] JEAN-MARC AMANN, "*thèse de doctorat : étude de procédés de captage du CO₂ dans les centrales thermiques*", école des mines de Paris, 2007.
- [9] SANDRINE PORTIER, thèse de doctorat, "*solubilité de CO₂ dans les saumures des bassins sédimentaires application au stockage de CO₂*", Université Louis Pasteur de Strasbourg 2005.
- [10] PIERRE LE THIEZ, ALEXANDRE ROJEY, présentation, "*Captage, transport et stockage géologique du CO₂*", Institut Français du Pétrole. 2006
- [11] JUERG MATTER, "*Carbon Capture and Storage: a Solution to Climate Change*", Doherty Associate Research Scientist, LDEO, Columbia University, 2005
- [12] DR EDDY ISAACS FRTCSC, "*Feuille de route technologique sur la capture et le stockage du dioxyde de carbone*", www.CO2trm.gc.ca, Canada, 2006
- [13] www.ifp.fr, avenue de bois-preau, "*Comment contrôler que le CO₂ reste bien dans le sous-sol ? Surveiller les stockages*", France, 2006
- [14] A ROJEY, présentation, "*captage et stockage de co₂*", Ifp, 2007
- [15] ISABELLE CZERNICHOWSKI-LAURIOL, chef de projet, "*géoscience pour une terre plus durable séquestration du CO₂*", www.brgm.fr
- [16] www.sonelgaz.dz "*plan national gaz*", Algérie
- [17] www.sonatrach-dz.com et www.mem-algeria.org, "*les rapports énergétiques annuels 2000-2007*", Algérie
- [18] Ministère de l'énergie et des mines MEM "*Journée d'étude sur la consommation du gasoil*", Algérie, 2007.
- [19] SUPERVISEURS, "*Manuel des procédures de l'installation de captage et compression du CO₂ de In Salah*", Algérie, 2004.