

**Université d'été 2011 de Sauvons le Climat  
16-17 Septembre 2011**

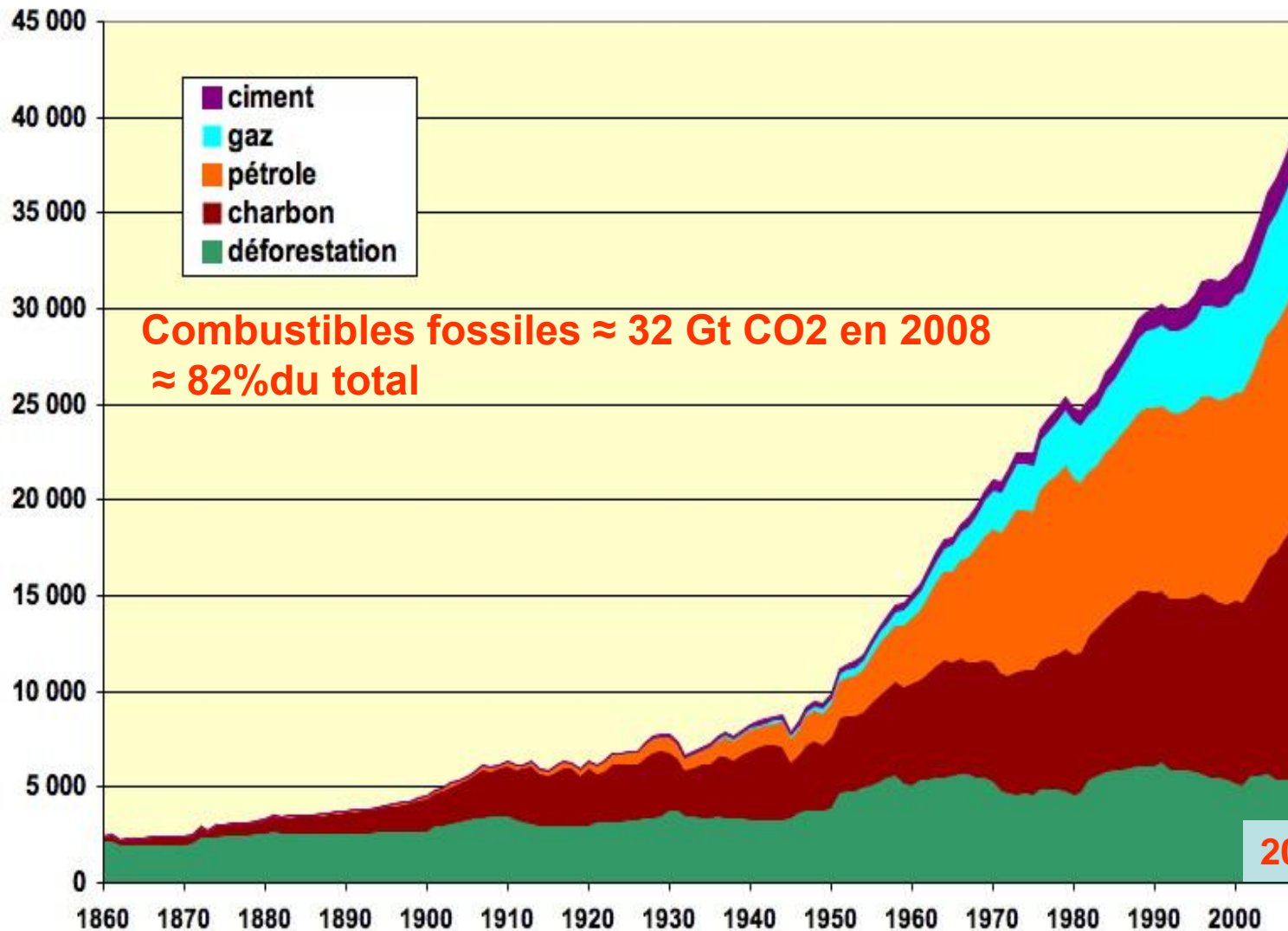
# **Techniques de captage et stockage du gaz carbonique (CSC)**

**B.DURAND**

# Les émissions anthropiques de CO<sub>2</sub>, d'où viennent-elles ?

(d'après J-M. Jancovici, [www.manicore.org](http://www.manicore.org))

Millions de tonnes



En 2008

Gt

%

2

5,1

6,5

16,6

12

30,6

13,7

34,9

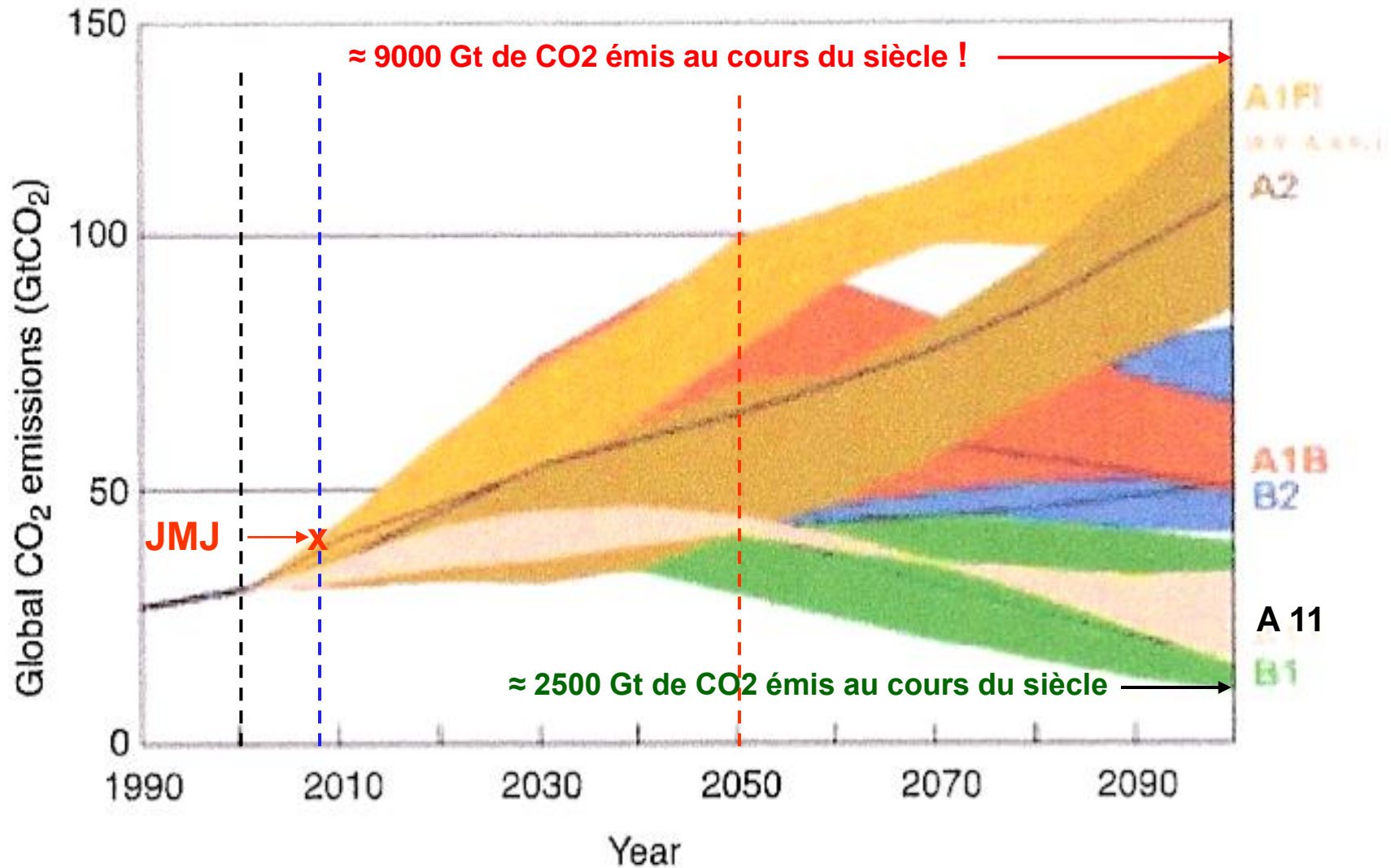
5

12,8

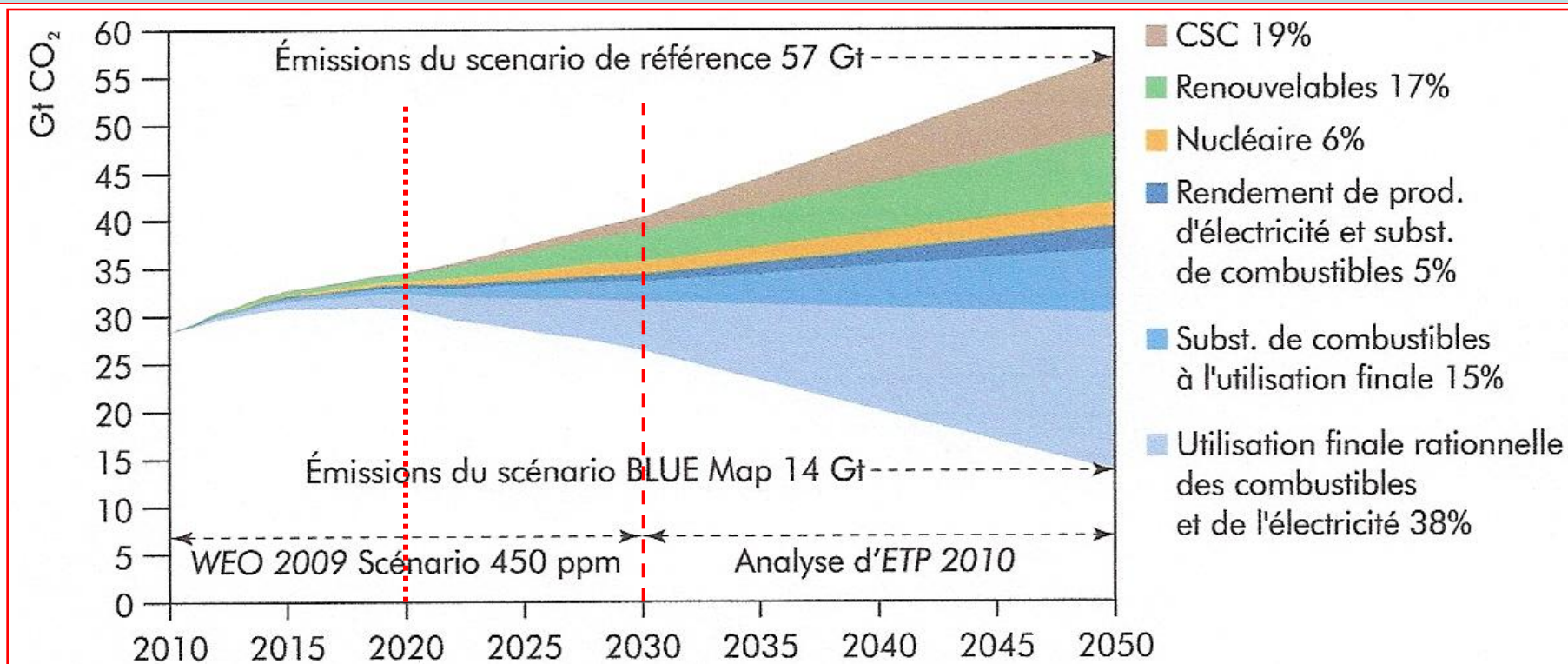
39,2

100,0

# Ce qui pourrait nous attendre d'ici la fin du siècle, selon les scénarios d'émissions de CO<sub>2</sub> du Special Report on Emissions Scenarios (scénarios SRES) du GIEC 2000 !



Avec le scénario BLUE Map 2010, censé permettre la stabilisation de la teneur de l'atmosphère en CO<sub>2</sub> sous les 450 ppmv, l'AIE assigne au CSC des objectifs très ambitieux: **en 2050** une réduction de **19%** des émissions qui seraient **dues aux combustibles fossiles selon son scénario de référence business as usual (BAU)**, soit presque **11 Gt de CO<sub>2</sub>**, et en 2030 déjà **1,4 Gt !**  
**Cela représente environ 130 Gt de CO<sub>2</sub> à stocker de 2020 à 2050 !!**



**Le CSC ne peut s'appliquer qu'aux **sources industrielles fixes** émettant plus de **0,1 Mt de CO<sub>2</sub> par an**: 65 % des émissions de celles-ci viennent dans le monde de la production d'électricité!**

(Lecomte et al. 2010, IFPEN, d'après Petroleum Economist et BP 2007 )

|  | Sources |           | Émissions             |           |
|--|---------|-----------|-----------------------|-----------|
|  | Nombre  | %         | MtCO <sub>2</sub> /an | %         |
| <u>Production d'électricité</u>        | 4 942   | <u>61</u> | <u>10 536</u>         | <u>65</u> |
| <u>Traitement du pétrole et du gaz</u> | 465     | <u>6</u>  | <u>2 841</u>          | <u>18</u> |
| Cimenterie                             | 1 175   | 15        | 932                   | 6         |
| Raffinage                              | 638     | 8         | 798                   | 5         |
| Sidérurgie                             | 269     | 3         | 645                   | 4         |
| Pétrochimie                            | 470     | 6         | 379                   | 2         |
| Autres                                 | 90      | 1         | 33                    | 0         |
| Total                                  | 8 049   | 100       | 16 164                | 100       |

**Le CSC appliqué à la totalité des centrales électriques et des installations actuelles de traitement sur champ du pétrole et du gaz émettant plus de 0,1 Mt par an permettrait d'atteindre les objectifs de Blue Map pour 2050!**

IFPEN = Institut français du pétrole et des énergies nouvelles

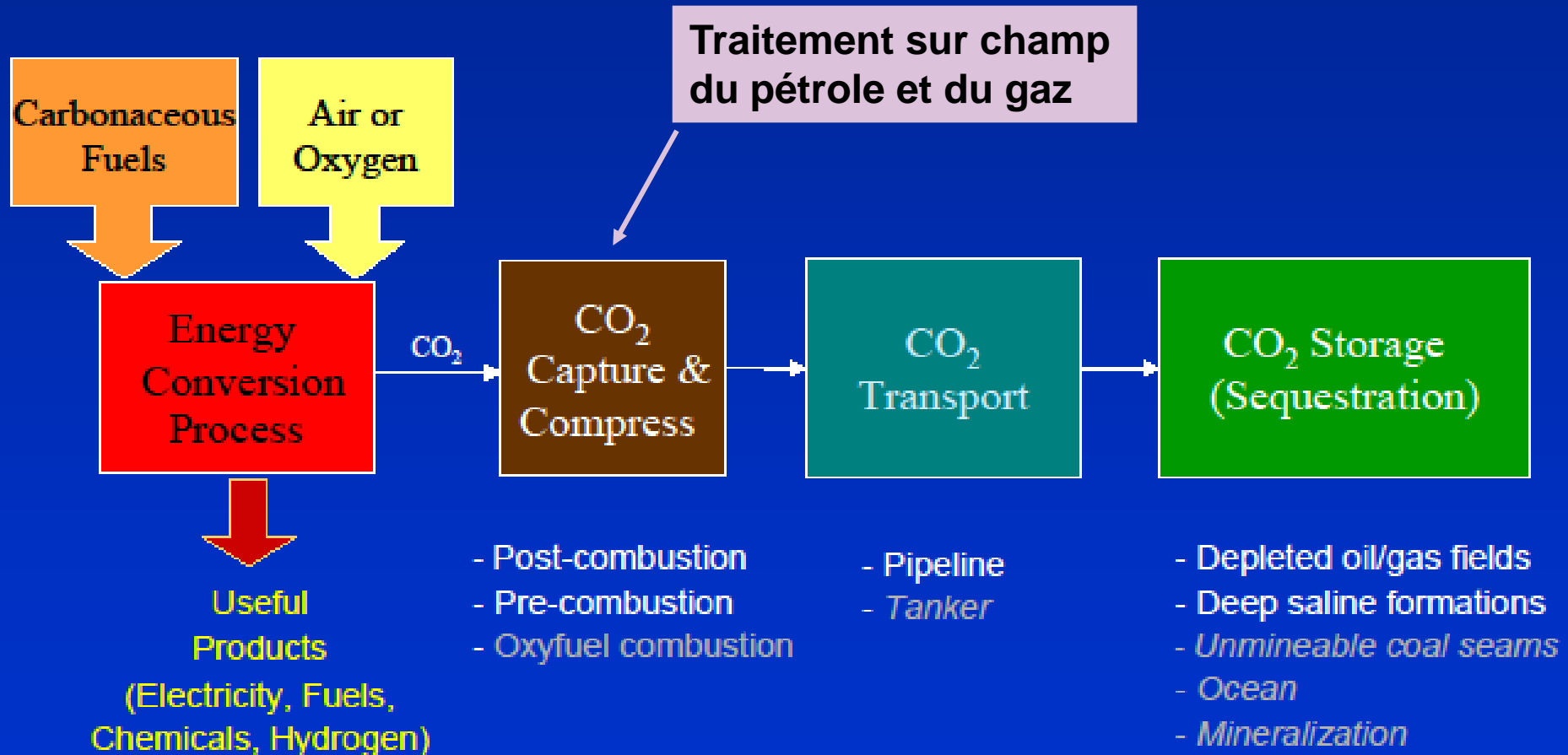
**Sources fixes émettant plus de 0,1 Mt de CO<sub>2</sub> par an en France: la production d'électricité est en tête, mais de peu!**  
 (d'après Lecomte et al.2010, IFPEN et iREP)

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

iREP= registre français des émissions polluantes, de l'Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques (INERIS)

# Les étapes techniques du CSC

(d'après E.Rubin 2008, Carnegie Mellon)

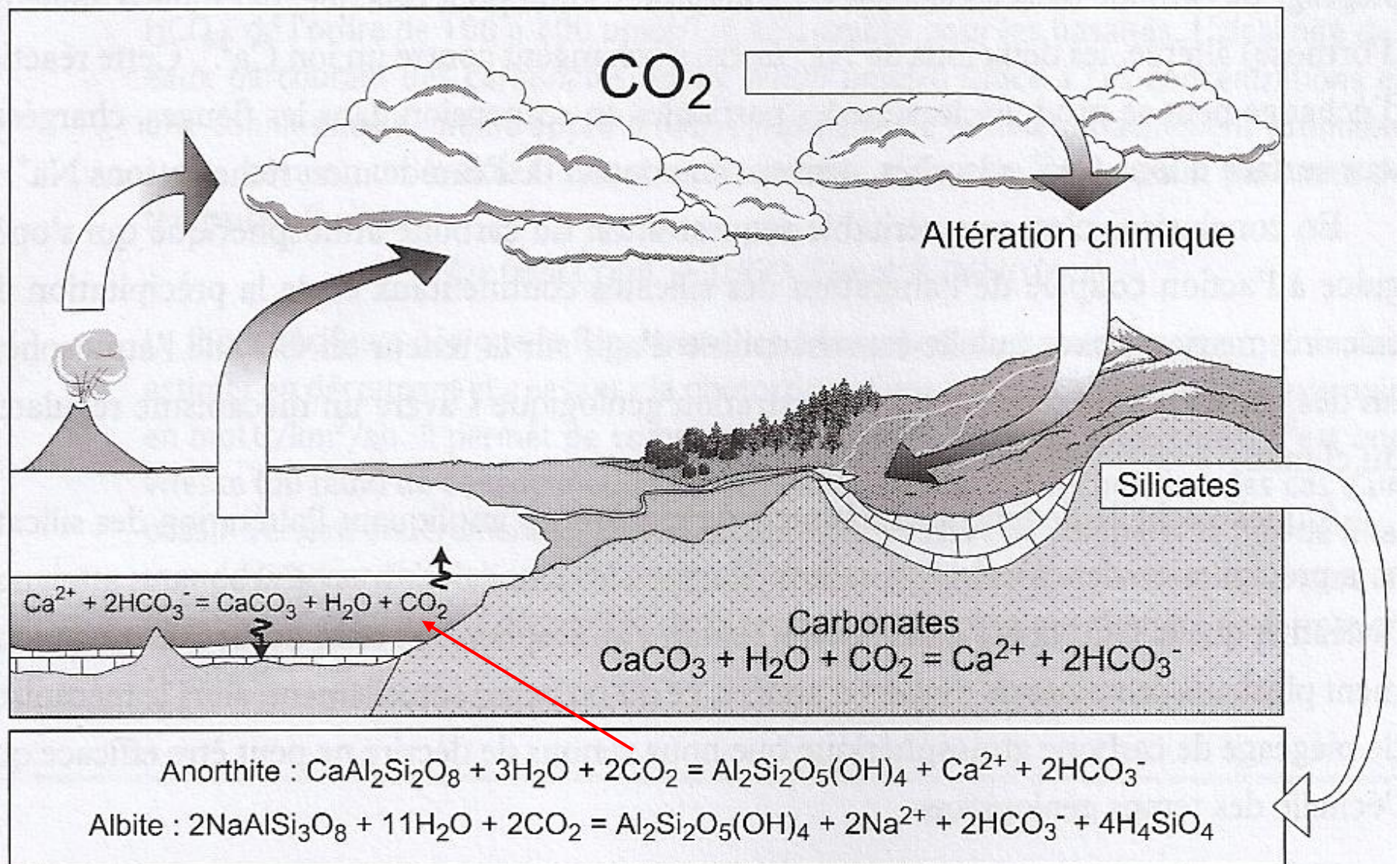


# 1- Le stockage: Les différentes formes de stockage du CO2

- **Stockage par photosynthèse**  
= stockage direct par accroissement de la quantité de biomasse (forêts, serres), ou émissions évitées par remplacement des combustibles fossiles par de la biomasse (biocarburants). Selon Pacala et Sokolow 2004, l'arrêt de la **déforestation** et le doublement du **reboisement** permettraient une réduction des émissions de 3,7 Gt CO2 d'ici 2050, et la généralisation du **non labour** autant.
- **Stockage par carbonatation des silicates.**
- **Stockage dans les océans, à l'état dissous ou liquide**
- **Stockage sous forme d'hydrates de CO2.**
- **Stockage dans les veines de charbon inexploitées.**
- **Stockage dans les gisements de gaz ou de pétrole en voie d'épuisement.**
- **Stockage dans les aquifères salins.**

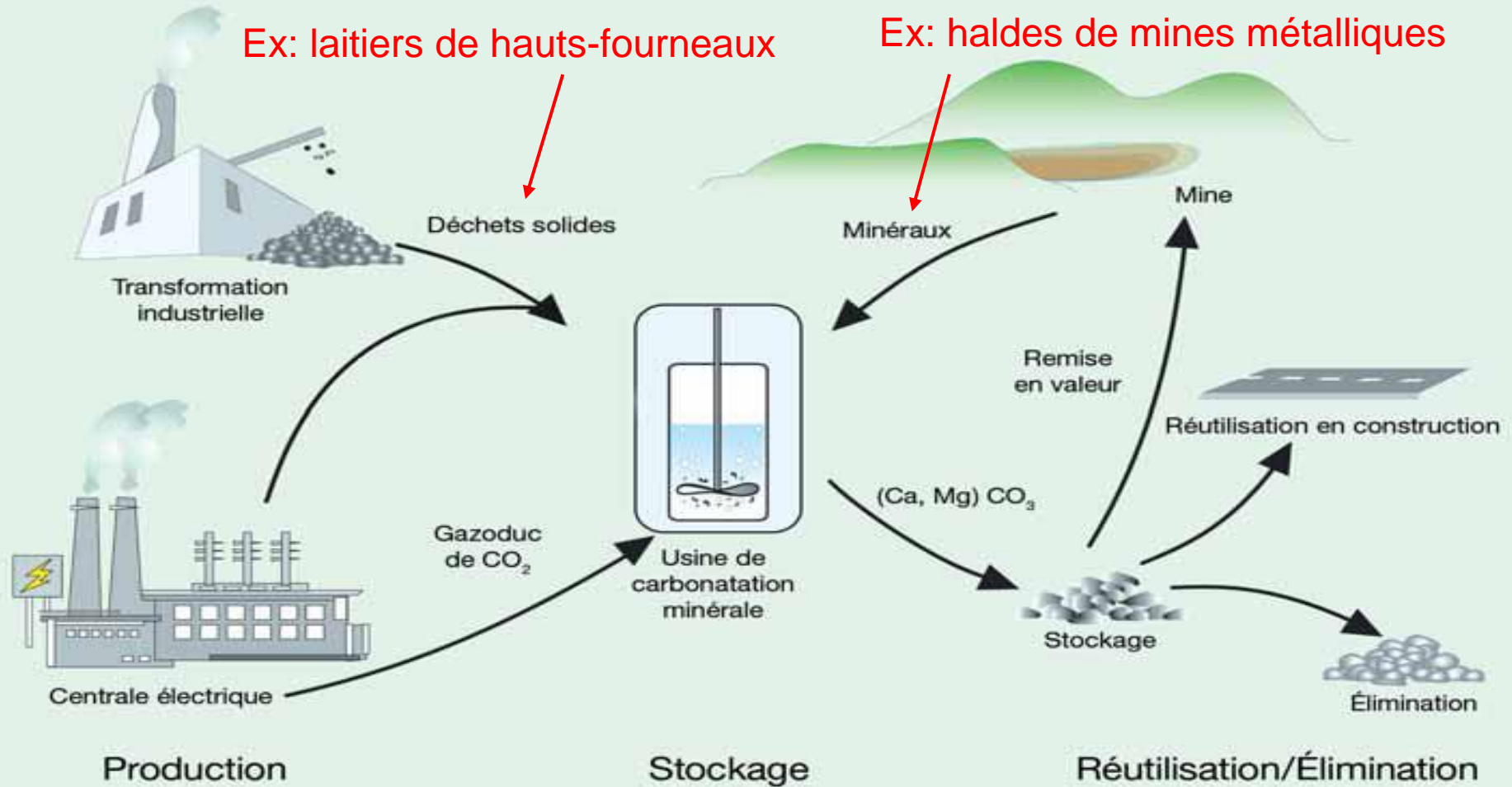


# La carbonatation des silicates, un mécanisme naturel de stockage du CO<sub>2</sub> atmosphérique (Rotaru et al.2006)



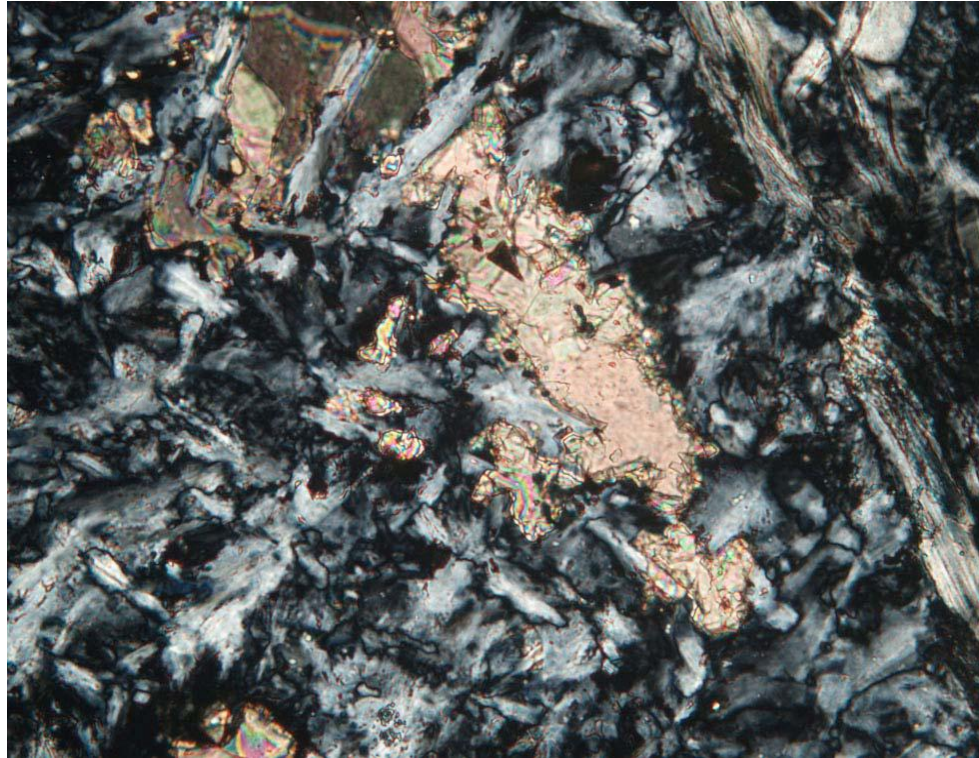
# Le stockage par carbonatation de minéraux provenant de processus industriels ou d'exploitations minières

(GIEC 2005, d'après Energy Research Center of the Netherlands )



**Difficultés:** lenteur de la cinétique de carbonatation, énormité des tonnages à traiter ( $\approx 2$  à  $3$  Gt par Gt de CO<sub>2</sub> stocké), compétition avec les autres utilisations des matériaux, consommation d'énergie (broyage, transport ...)

# Le stockage par carbonatation des roches ultrabasiques (basaltes, péridotites, serpentines...)

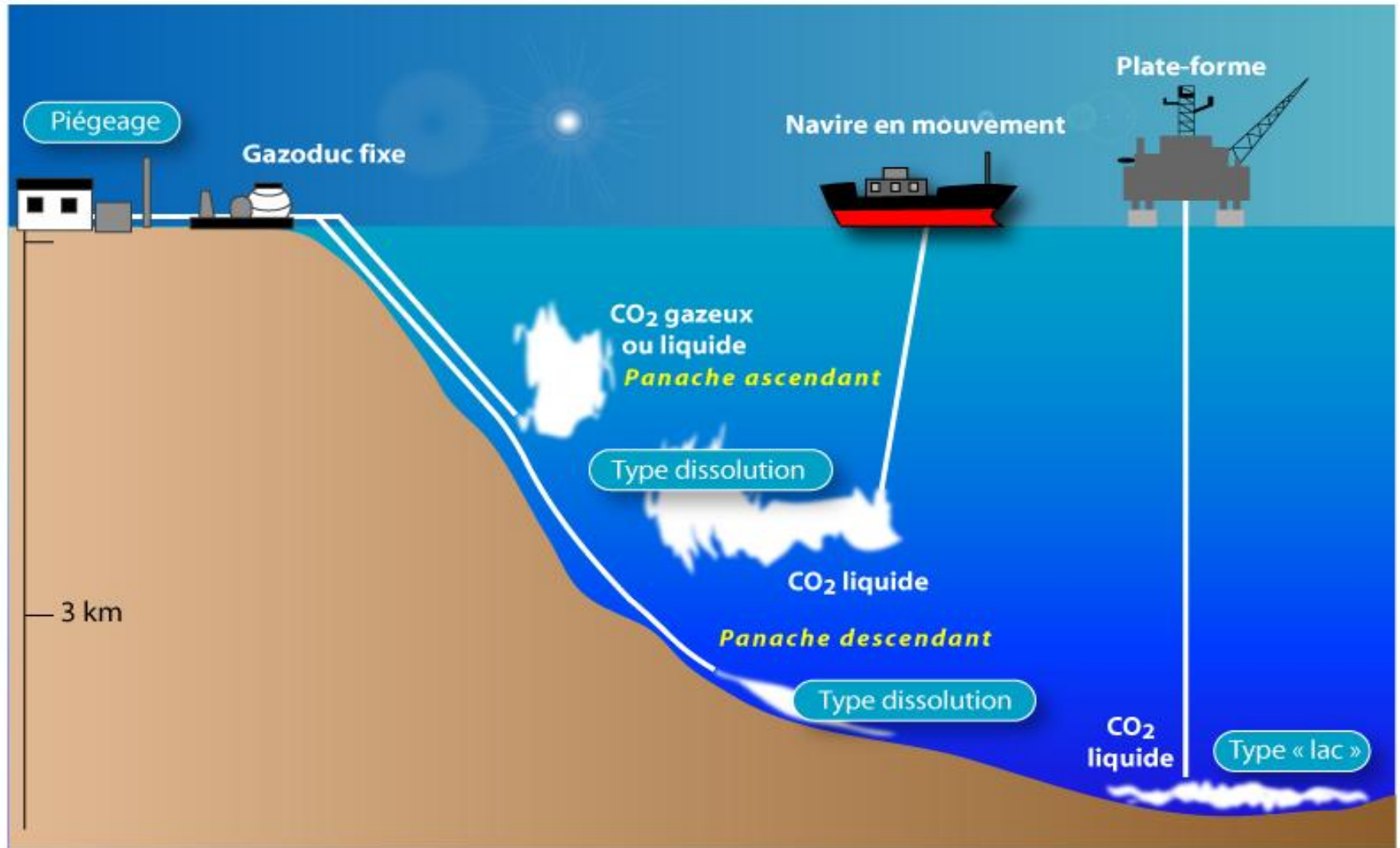


Calcite dans une serpentine des Alpes  
( cliché A-L. Auzende, IPGP)

## Difficultés:

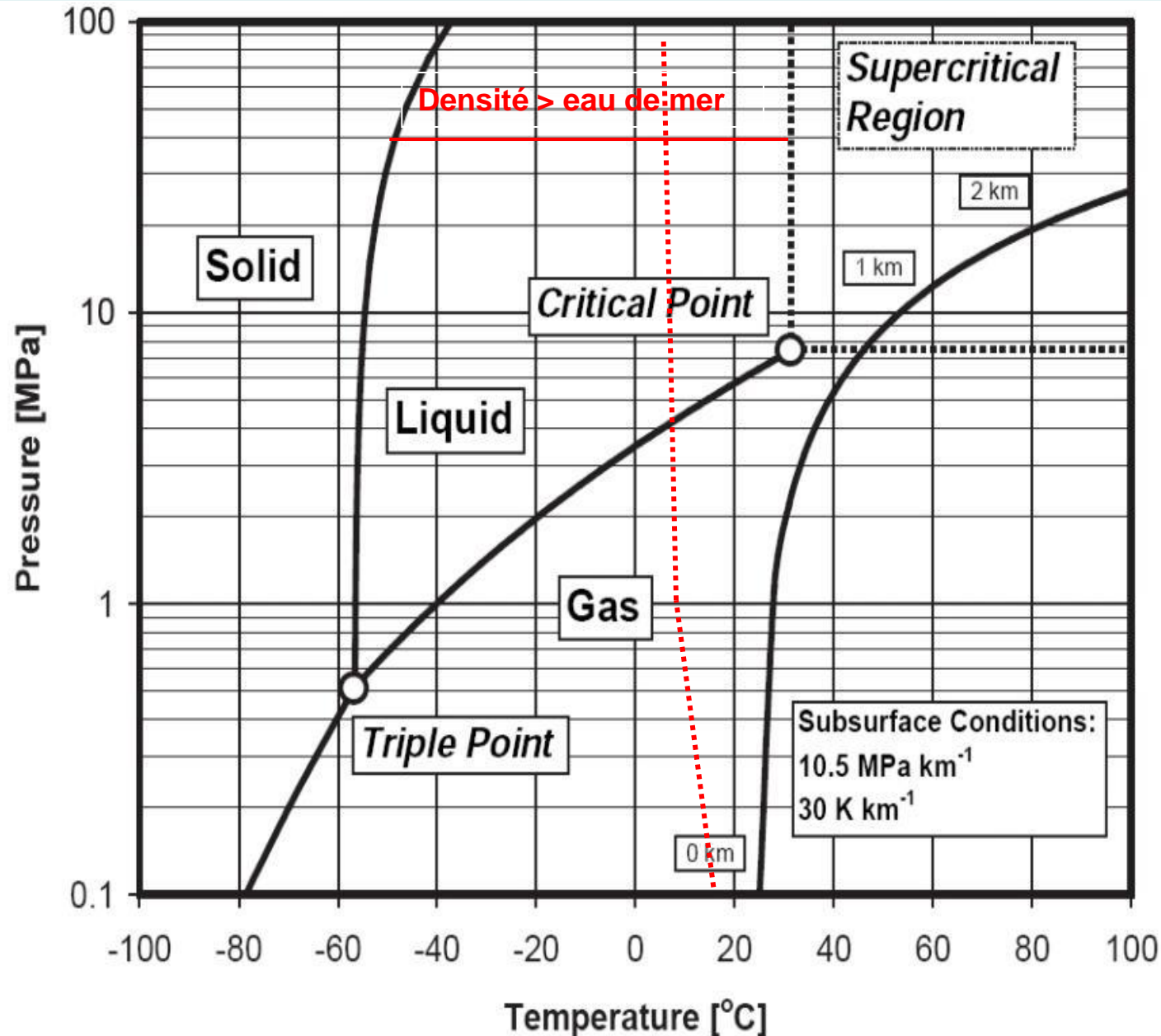
- roches très peu poreuses, donc faibles capacités volumiques de stockage et faibles surfaces d'échange
- rarement situées à proximité des grands centres industriels
- cinétique de carbonatation extrêmement lente (passivation des surfaces par dépôt de silice)

# Stockage dans l'océan (GIEC 2005): CO<sub>2</sub> à l'état dissous ou liquide



**Observations: on diminue les quantités de CO<sub>2</sub> émises dans l'atmosphère, mais aussi la capacité de stockage des océans. On augmente l'acidité des eaux et on modifie en aveugle les chaînes biologiques.**

# Diagramme de phases pression/température du CO<sub>2</sub> (d'après INERIS 2010)



Aux températures et pressions des fonds océaniques, le CO<sub>2</sub> non dissous est dès les profondeurs de quelques centaines de mètres sous forme d'un liquide, dont la densité est voisine de celle de l'eau de mer, et lui est légèrement supérieure aux profondeurs plus grandes que 3000 mètres environ

# Stockage du CO<sub>2</sub> sous forme d'hydrates (Koide et al., Energy, 22, 2/3, 279-283, 1997)

La formation d'hydrates est théoriquement possible dès les faibles profondeurs, dès que les températures sont suffisamment basses

Schémas de stockages envisageables

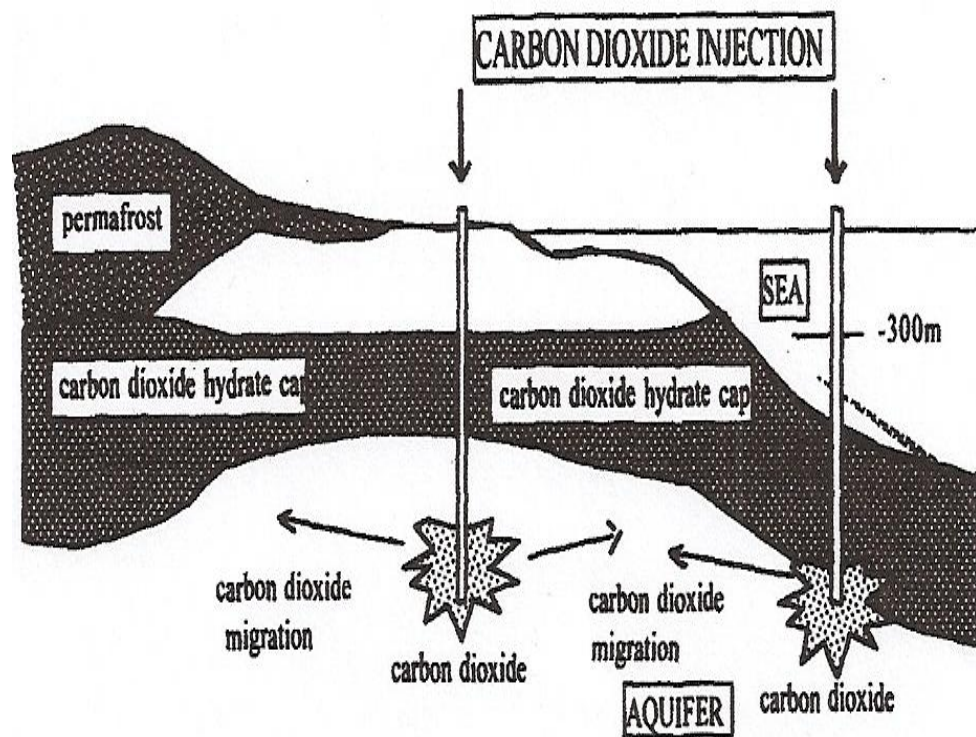
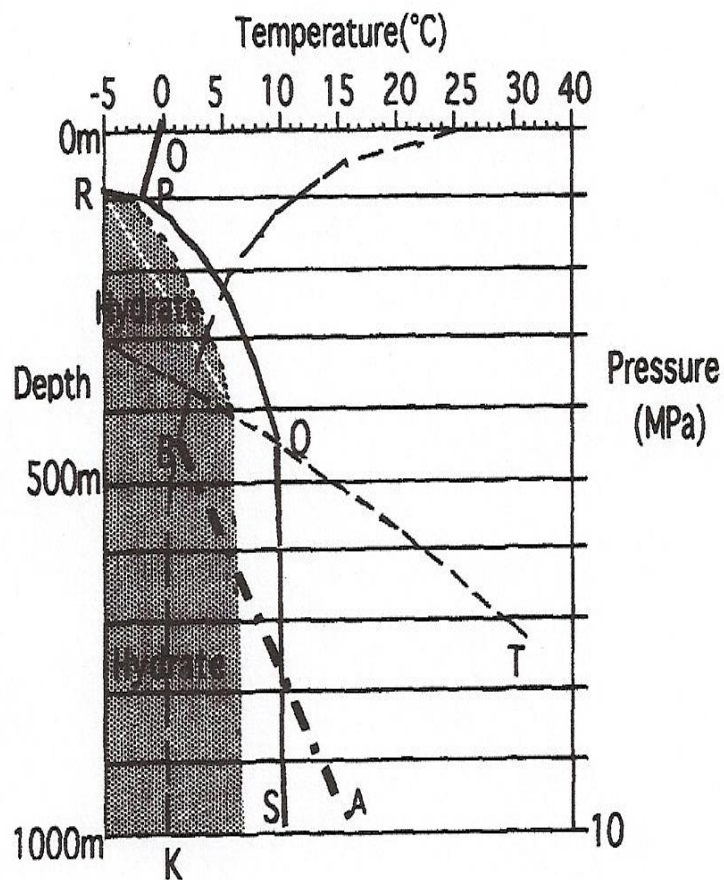


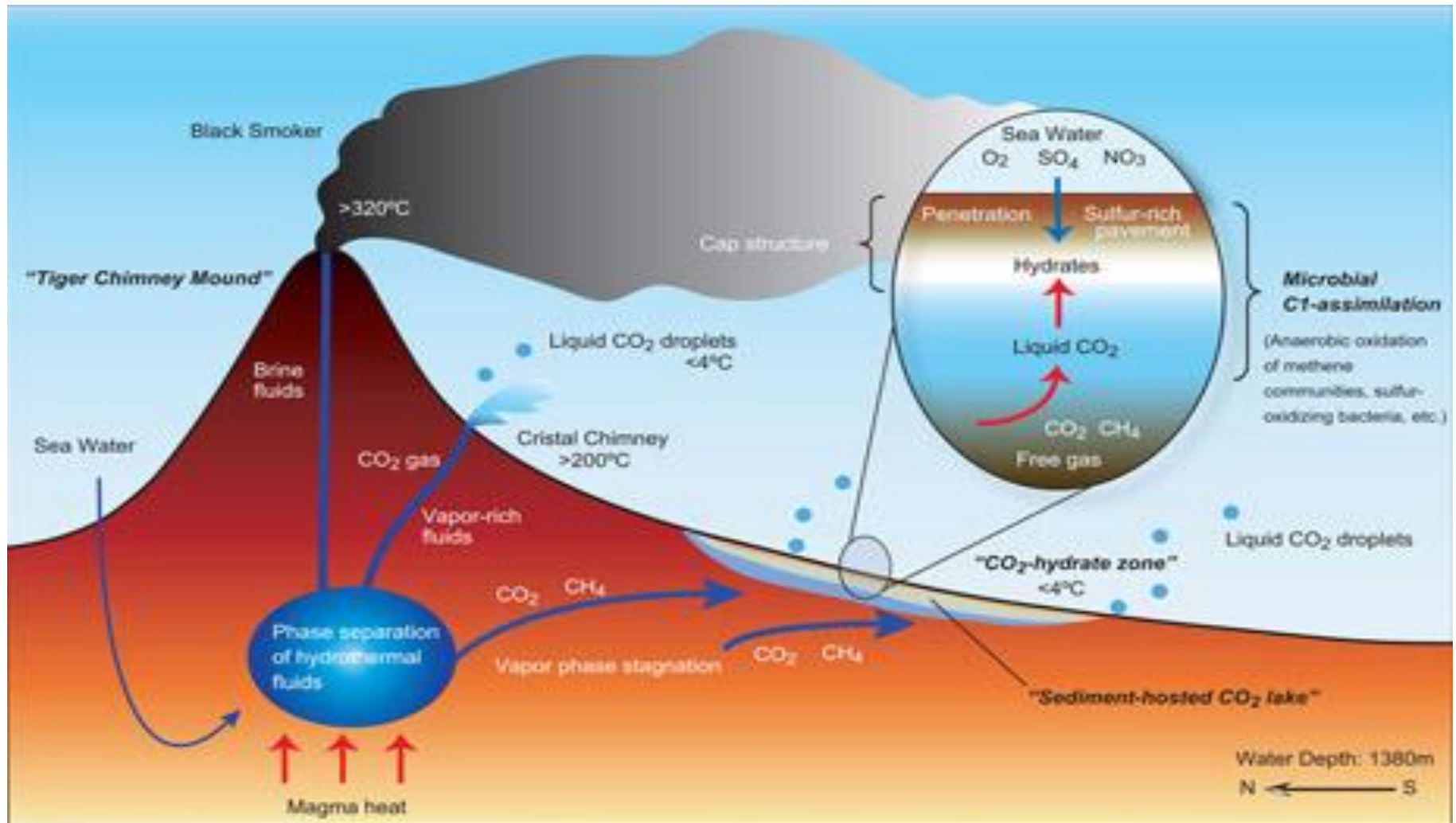
Fig. 5. Trapping of CO<sub>2</sub> in sub-seabed aquifers and in cool aquifers.

Fig. 4. Temperature–pressure range (dotted area) for CO<sub>2</sub> hydrate formation in marine sedimentary basins. R–P–Q–S is the decomposition criterion of CO<sub>2</sub> hydrate. J–B–K is a typical sea temperature profile. The line A–B indicates a temperature increase with depth in marine sediments where B is the sea floor. T denotes the critical point of CO<sub>2</sub>.

# Mais existe-t-il naturellement des hydrates de CO<sub>2</sub> ?

## Oui, mais ils sont rares, ce qui indique un manque de stabilité géologique

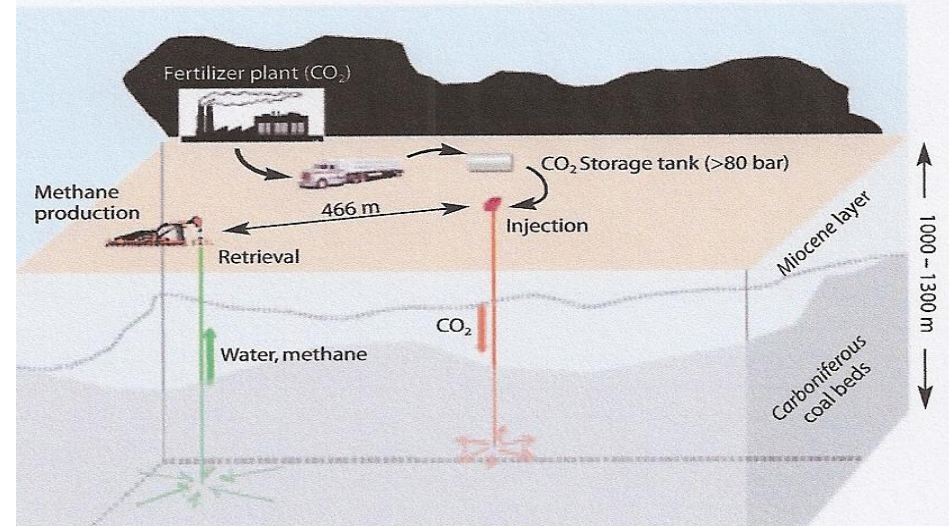
Source: National Geographic d'après F. Inagati et al., PNAS, 2006



# Le stockage dans les veines de charbon inexploitées et la récupération assistée du méthane des charbons (RAMCH)

**Mécanisme:-** le CO<sub>2</sub> a plus d'affinité pour le charbon que le méthane qu'il contient celui-ci contient - Une molécule de CH<sub>4</sub> est remplacée par deux molécules de CO<sub>2</sub>.

**Expérience industrielle:-** L'exploitation du méthane des veines de charbon inexploitées (Coal Bed Methane, CBM) est très développée dans certains bassins houillers (Etats-Unis...)



Recopol, schéma de principe (CSIRO)

**Difficultés et risques:** - Il faut d'abord extraire l'eau des charbons. Qu'en faire?

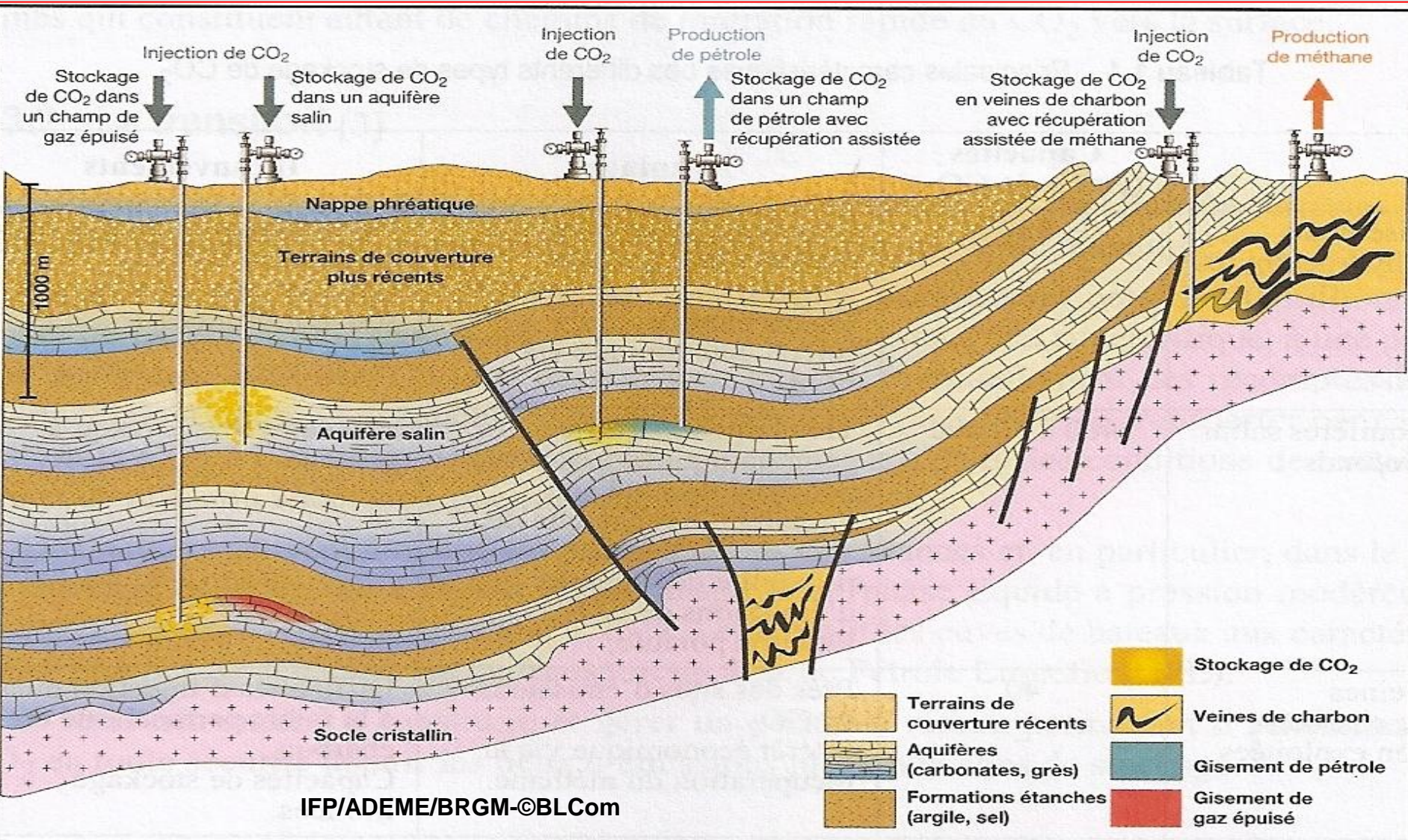
- La cinétique de remplacement est lente. Pour l'améliorer, on utilise la **fracturation hydraulique, technique contestée.**
- **Les séries charbonnières sont globalement très perméables:** les risques de fuite vers la surface sont élevés.
- Les charbons ont des caractéristiques mécaniques et de sorption très variables
- La capacité globale est faible

**Pilotes actuels (GIEC 2005), cinétique de stockage visée (t CO<sub>2</sub>/j), objectif de stockage (t CO<sub>2</sub>):**

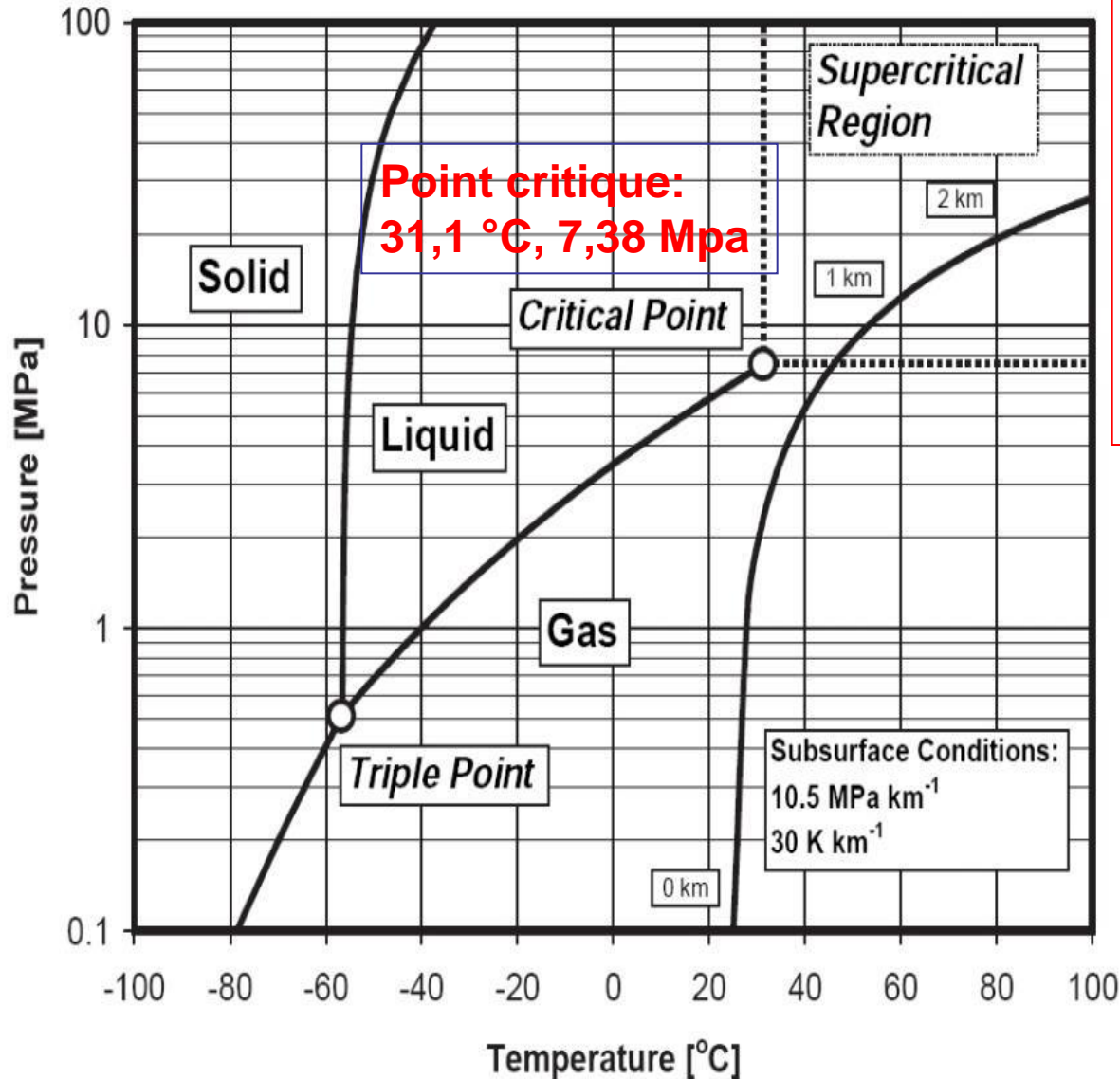
- Recopol, Pologne, 2003: 1 t/j, 10 t
- Fenn Big Valley, Canada, 1998: 50 t/j, 200 t
- Qinshui Basin, Chine, 2004: 30 t/j, 150 t
- Yubari, Japon, 2004: 10 t/j, 200 t



# Le stockage dans des gisements de pétrole et de gaz en voie d'épuisement ou dans des aquifères salins profonds, avec ou sans récupération assistée du pétrole



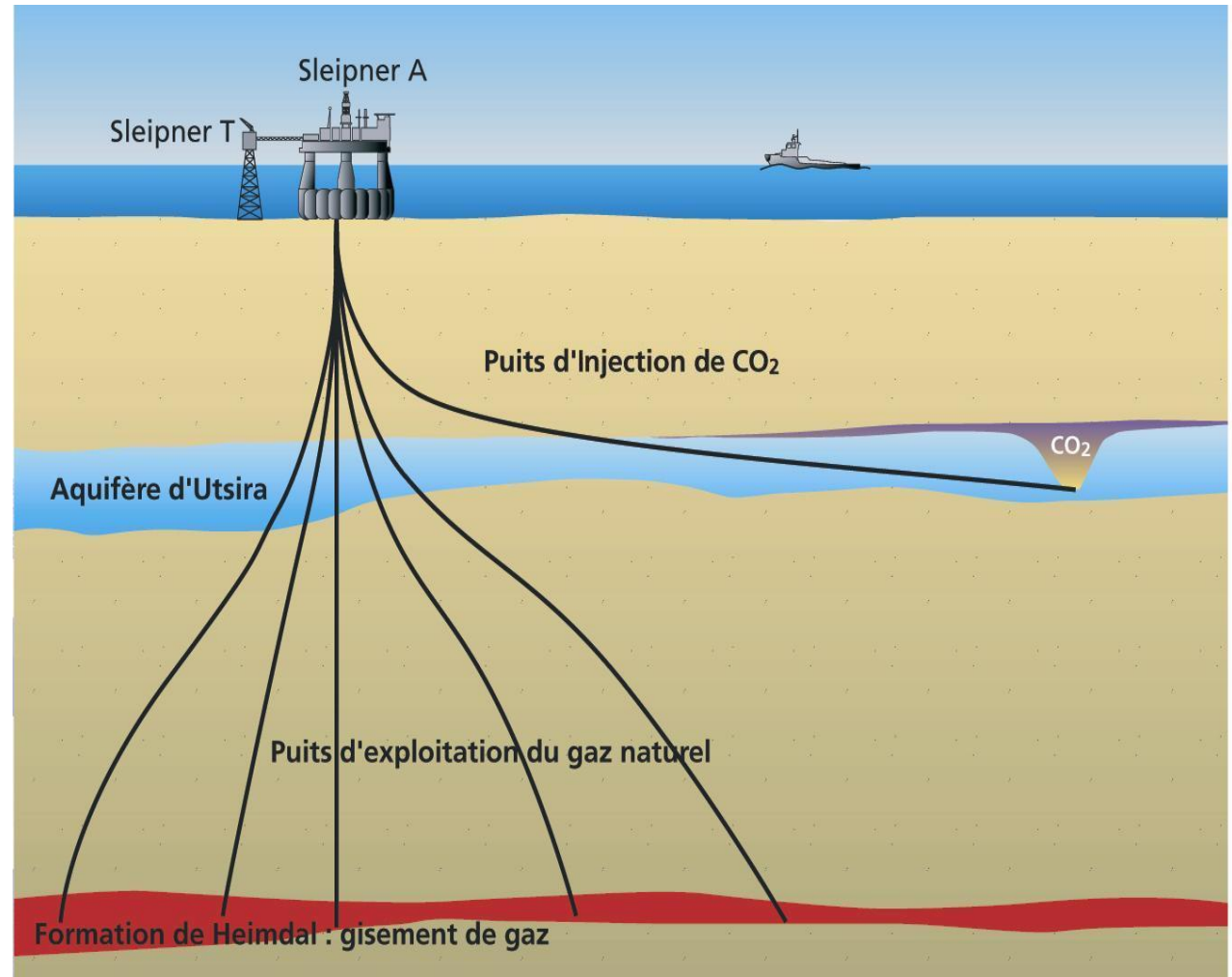
# Diagramme de phases pression/température du CO<sub>2</sub> et domaine de stabilité du CO<sub>2</sub> supercritique (d'après INERIS 2010)



Pour un gradient géothermique moyen, aux profondeurs supérieures à  $\approx 800$  mètres le CO<sub>2</sub> est à l'état supercritique, ce qui permet d'en injecter de grandes quantités sous un petit volume

Pour la récupération assistée du pétrole, la meilleure gamme de profondeur des gisements est de 1300 à 2000 mètres environ, de manière à avoir une pression d'injection comprise entre 13 et 20 MPa, condition pour une bonne miscibilité entre la phase pétrole et la phase CO<sub>2</sub>

# Stockage de CO2 en aquifère salin, gisement de gaz de Sleipner (Norvège), opérationnel depuis 1996

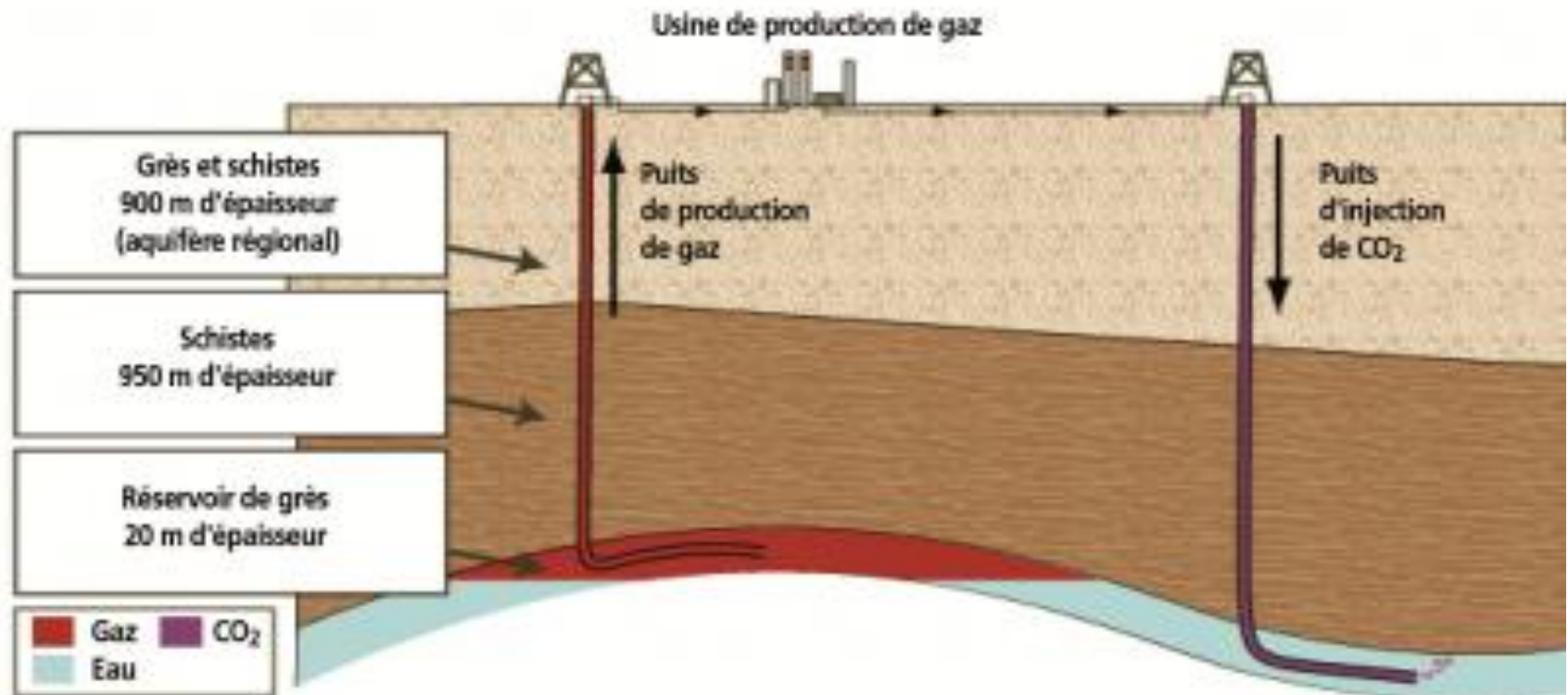


**Observations: objectif de 1 Mt CO2 environ stocké par an sur environ 20 ans (?), pas d'H2S dans le gaz, pas de récupération assistée (gaz), des inquiétudes récentes sur l'étanchéité de la formation d'Utsira (réalité ou intox?)**

# Stockage de CO<sub>2</sub> en aquifère salin, gisement de gaz d'In Salah ( Algérie), opérationnel depuis 2004



Observations: objectif de 1 Mt CO<sub>2</sub> stocké par an sur environ 20 ans dans l'aquifère du gisement, H<sub>2</sub>S du gaz enfoui (?) avec le CO<sub>2</sub>, pas de récupération assistée (gaz)

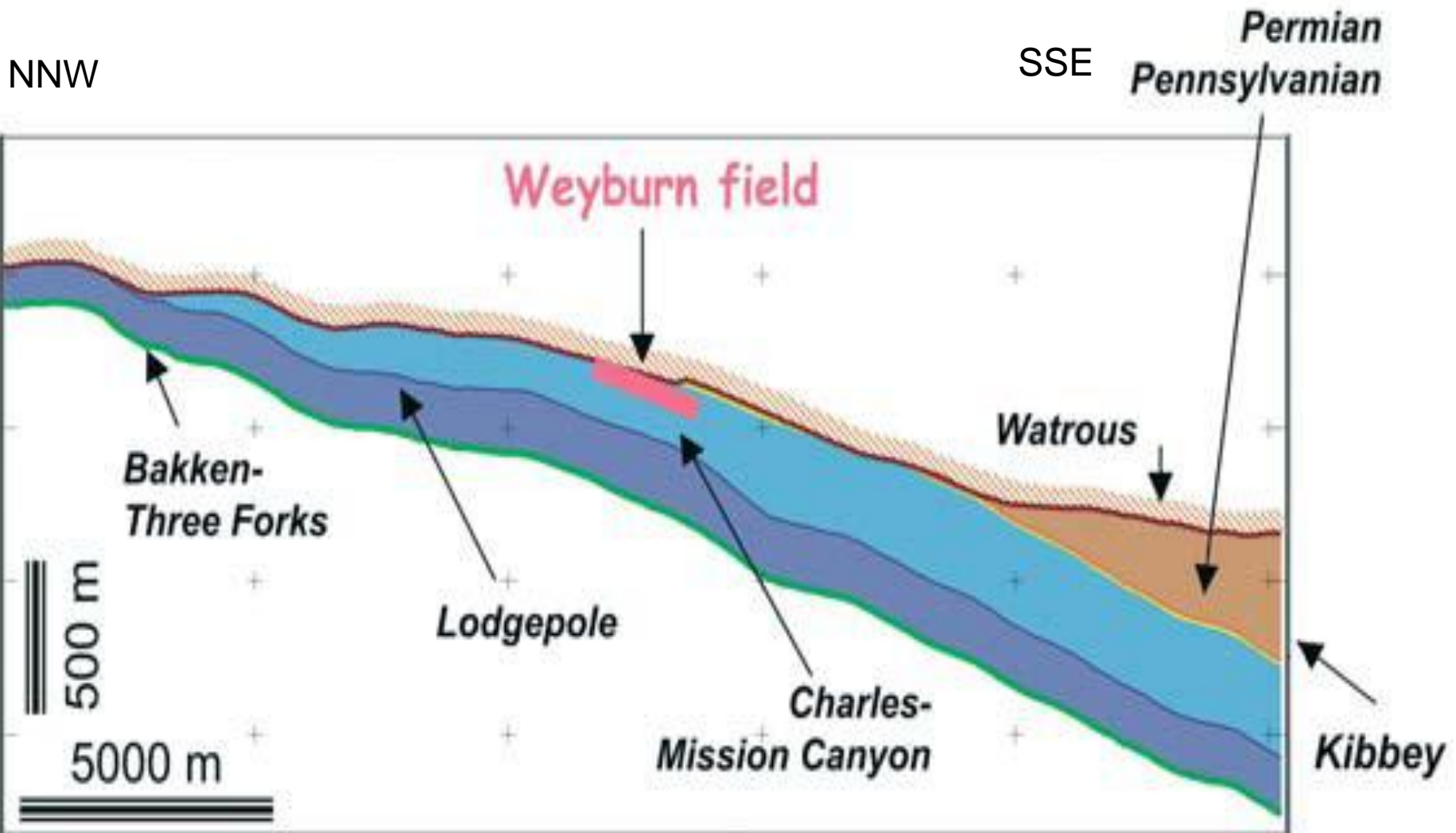


# Stockage en gisement de pétrole, Weyburn (Canada), opérationnel depuis 2000

Observations: 1,5 à 2 Mt CO<sub>2</sub> stockés par an sur 15 à 20 ans, **opération de récupération assistée valorisant l'opération de stockage, H<sub>2</sub>S injecté avec CO<sub>2</sub>**

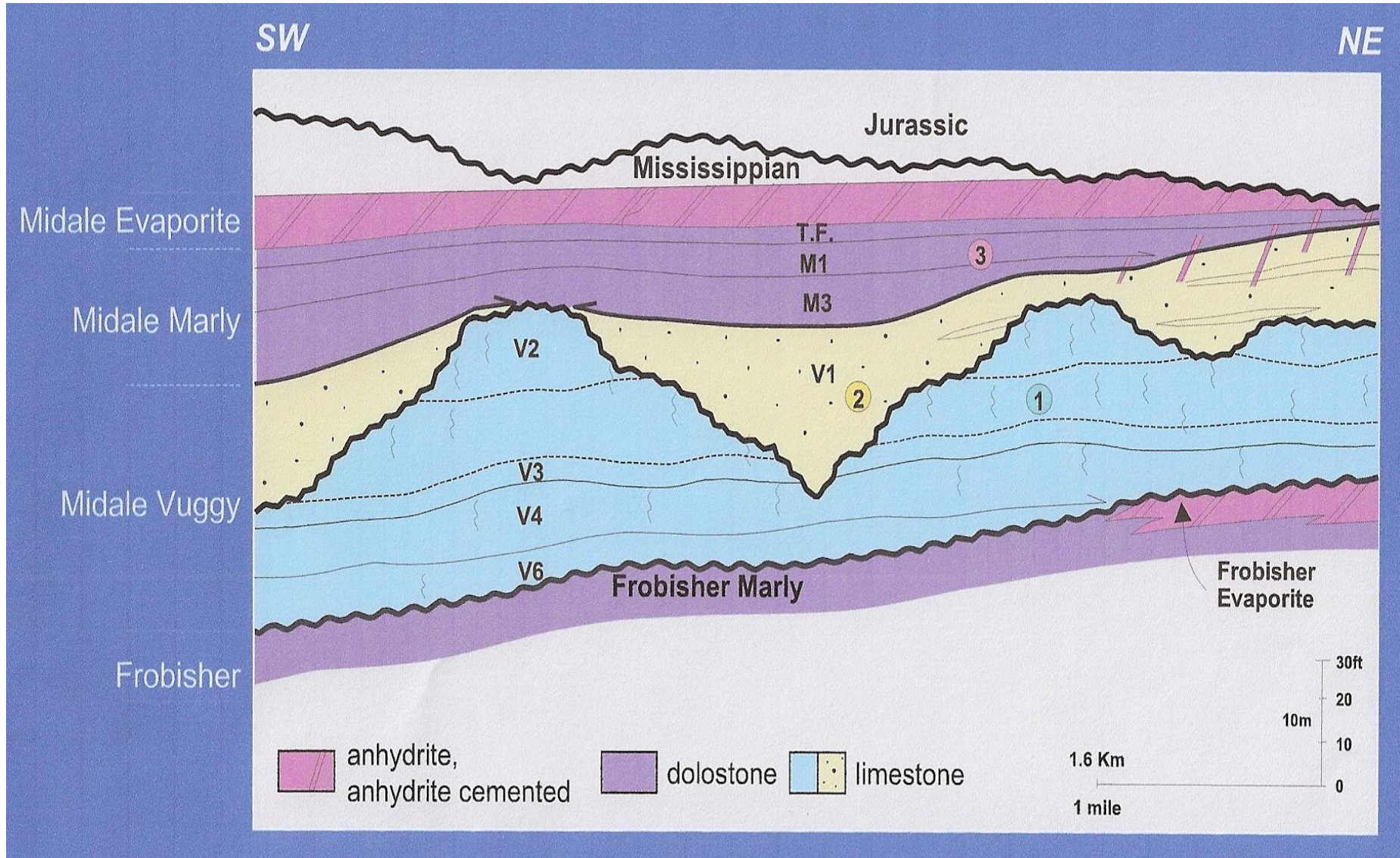


# Gisement de Weyburn (profondeur 1400 mètres): coupe géologique sommaire



# Gisement de Weyburn: structure du réservoir

Burrows and Gilboy 2002



Des fuites de CO<sub>2</sub> à la surface auraient été observées récemment (réalité ou intox) ?

**Des capacités de stockage dans le Monde et en France qui sont en théorie très largement suffisantes, si on les compare aux 130 Gt à stocker d'ici 2050 selon Blue Map**

|                                       | Estimation basse  | Estimation haute                            |
|---------------------------------------|---|---|
| Capacités de stockage dans le monde   |   |   |
| Veines de charbons non exploitables   | 15 Gt   | 200 Gt                                      |
| Gisements d'hydrocarbures déplétés    | 675 Gt (gisements connus)                               | 900 Gt (gisements connus)                   |
| Aquifères salins profonds             | 1000 Gt   | Incertain, possiblement 10000               |
| Emissions annuelles mondiales en 2005 | 20 Gt   | 26 Gt (source CCCSI, 2010)                  |
| Capacités de stockage en France       |   |   |
| Gisements d'hydrocarbures déplétés    | 0,56 Gt (bassin aquitain)<br>+ 0,1 Gt (bassin parisien) |   |
| Aquifères salins profonds             | 26 Gt (source METSTOR)                                  | Dogger 15 Gt , Trias 23 Gt (source METSTOR) |
| Emissions annuelles en France en 2020 | 0,4 Gt (41 principaux émetteurs, source SOCECO2)        | 0,8 Gt (source SOCECO2)                     |

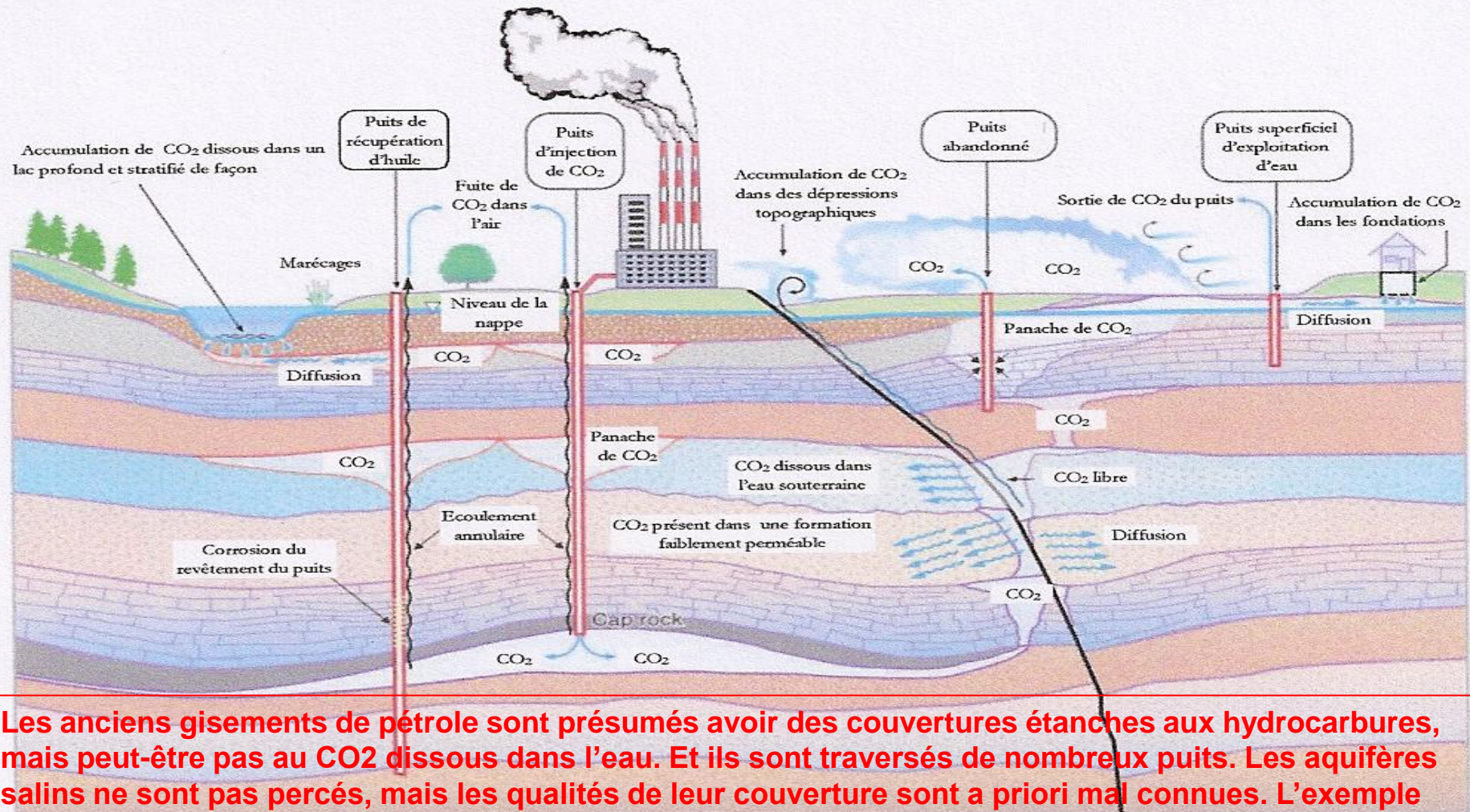
**Source: Lecomte et al. 2010**



# Mais des projets encore bien timides par rapport aux objectifs

- Environ 120 projets de CSC recensés mi-2009, dont **80 pour des centrales électriques à charbon**, pour un stockage annuel d'environ 250 Mt de CO<sub>2</sub> par an à partir de 2015- 2020, soit 5 Gt (?) sur 20 ans (2020-2040)
- **Il faudrait donc entre 2020 et 2050 multiplier progressivement les capacités de stockage par environ 25 pour atteindre les objectifs de stockage envisagés par Blue Map, qui sont de 130 Gt cumulés sur la période 2020- 2050!**

# Mais aussi des risques encore mal cernés: les risques de fuites possibles (Benson and Cook 2005 et rapport INERIS 2010)



Les anciens gisements de pétrole sont présumés avoir des couvertures étanches aux hydrocarbures, mais peut-être pas au CO<sub>2</sub> dissous dans l'eau. Et ils sont traversés de nombreux puits. Les aquifères salins ne sont pas percés, mais les qualités de leur couverture sont a priori mal connues. L'exemple des stockages de gaz naturel, les alertes récentes pour Sleipner et Weyburn incitent à la prudence!

Autres risques à prendre en considération: risques géodynamiques, dus aux variations de pression, et risques de pollution des eaux par les impuretés du CO<sub>2</sub> (H<sub>2</sub>S, métaux lourds par exemple...), remobilisation de minéraux polluants (métaux lourds...), défaut d'acceptation sociale...

## 2- Le transport: une technique mature (d'après E.Rubin 2008, Carnegie Mellon)



Il existe aux Etats-Unis environ 3000 km de canalisations transportant annuellement près de 50 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>. Le CO<sub>2</sub> de gisements naturels ou d'origine industrielle est transporté à l'état supercritique à des pressions de 100 à 130 bars vers des gisements pétroliers pour faire de la récupération assistée. Des installations de recompression intermédiaires peuvent être nécessaires.



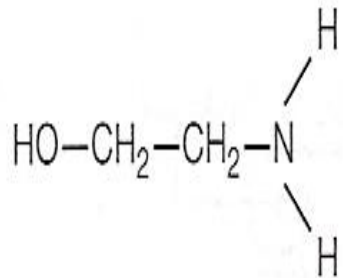
Le CO<sub>2</sub> peut être aussi transporté sous forme liquide à environ 20 bars et - 20° C dans des camions, et pourrait l'être en mer dans des navires analogues à ceux qui transportent le gaz de pétrole liquéfié (GPL).

### **3- Le captage** : une grande variété de procédés envisageables, mais deux groupes de procédés seulement (**en rouge**) validés à l'échelle industrielle

- **Solvants chimiques**: alcanolamines, carbonate d'ammonium, amines stériquement encombrées
- **Solvants physiques**: méthanol (**ex: procédé Rectisol de Lürgi utilisé pour capter le CO<sub>2</sub> du GPSP de Beulah, destiné à Weyburn**), carbonate de propylène, N-méthyl pyrrolidone, diméthyléther de polyéthylène glycol, dérivés de la morpholine... Ils sont moins consommateurs d'énergie que les solvants chimiques, mais ne sont efficaces que sur des gaz très riches en CO<sub>2</sub>
- Adsorbants: zéolites, charbon actif
- Liquides ioniques (sels organiques à faible température de fusion)
- Metal organic framework (MOF)
- Diffusion gazeuse à travers des membranes
- Cryogénie
- Hydrates de CO<sub>2</sub>

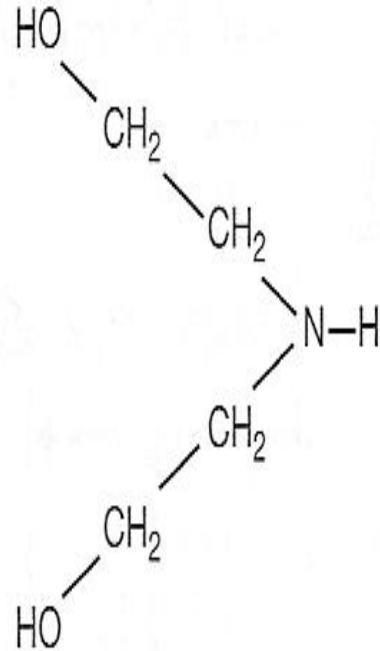
# Structure chimique des alcanolamines

(Lecomte et al.2010)



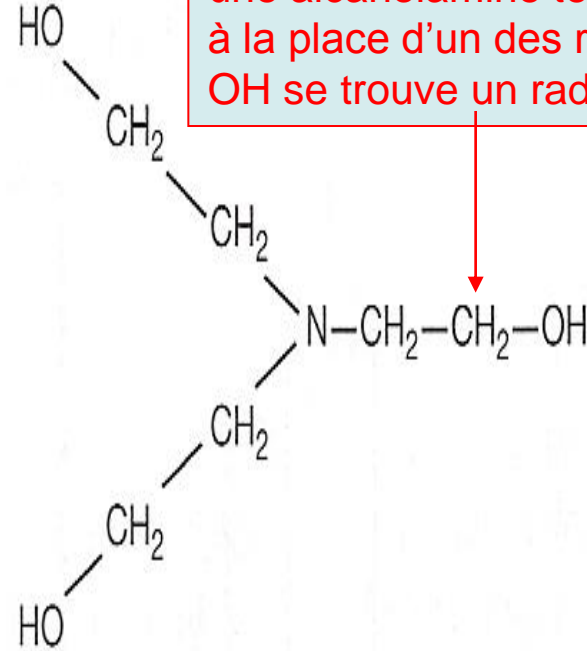
Monoéthanolamine

(amine primaire)



Diéthanolamine

(amine secondaire)



Triéthanolamine

(amine tertiaire)

La méthyl-diéthanolamine (MDEA) est une alcanolamine tertiaire très utilisée: à la place d'un des radicaux CH<sub>2</sub>-CH<sub>2</sub>-OH se trouve un radical méthyl (CH<sub>3</sub>)

**observations: la monoéthanolamine a une toxicité non négligeable et doit être manipulée avec précaution.**

# Le captage sur champ, une nécessité pour l'industrie pétrolière !

## Composition des gisements de gaz naturel (Sokolov 1974)

| Gisements  | Âge                   | CH <sub>4</sub> | C <sub>2</sub> - C <sub>6</sub> | CO <sub>2</sub> | N <sub>2</sub> | H <sub>2</sub> | H <sub>2</sub> S | He                 |
|--|-----------------------|-----------------|---------------------------------|-----------------|----------------|----------------|------------------|--------------------|
| Kane (Ca, États-Unis) .....                              | Cénozoïque            | 99,30           | 0,40                            | –               | 0,10           | 0,10           | –                | 0,15               |
| Sweetwater (Wyoming, États-Unis) .....                   | Carbonifère           | 75,60           | 1,30                            | 2,70            | 20,20          | –              | –                | 0,75               |
| Newago (Michigan, États-Unis) .....                      | Carbonifère           | 85,50           | 1,60                            | 0,40            | 12,40          | –              | –                | 1,10               |
| Spence (In, États-Unis) .....                            | Carbonifère           | 91,00           | 4,80                            | 0,10            | 3,60           | –              | –                | 0,14               |
| Bassin de Transylvanie (Roumanie) .....                  | Miocène               | 98–99           | 0,80                            | 0,50            | 1–2            | –              | –                | –                  |
| Krecsegopan (Hongrie) .....                              | Miocène               | 42–47           | –                               | 45–83           | 3–6            | 0,90           | –                | –                  |
| Slochteren (Pays-Bas) .....                              | Permien / Carbonifère | 81,30           | 3,50                            | 0,80            | 14,40          | –              | –                | –                  |
| Lacq (France) .....                                      | Jurassique            | 74,00           | 2,00                            | 9,00            | –              | –              | 15,0             | –                  |
| Plaine d'Allemagne du Nord .....                         | Permien / Carbonifère | jusq. 95,00     | 0,3 – 12                        | jusq. 60,00     | jusq. 99,00    | jusq. 70,00    | 0–8              | –                  |
| Cumato, Sakada et autres gisements de gaz du Japon ..... | Quaternaire           | 42–98           | 0,10                            | 0,5 – 4,5       | 4–53           | –              | –                | –                  |
| Angleterre orientale .....                               | Permien / Carbonifère | 90,00           | –                               | –               | 10,00          | –              | –                | –                  |
| Weedhorff (Allemagne) .....                              | Permien / Carbonifère | 92,50           | 1,70                            | 1,60            | 4,20           | –              | –                | –                  |
| Baden (Allemagne) .....                                  | Permien / Carbonifère | 82,10           | 0,80                            | 10,30           | 6,80           | –              | –                | –                  |
| Touïmazy (Volga-Oural, CEI) .....                        | Dévonien              | 39,50           | 49,80                           | 0,10            | 10,60          | –              | –                | –                  |
| Sokovka (Sub-Caucase occid., CEI) .....                  | Crétacé               | 76,00           | 17,00                           | 5,00            | 1,00           | –              | –                | –                  |
| Plaine du Pô (Italie) .....                              | Pliocène supérieur    | 99,00           | 1,00                            | –               | –              | –              | –                | –                  |
| Plaine du Pô (Italie) .....                              | Miocène               | 90,00           | jusq. 8,00                      | –               | –              | –              | –                | –                  |
| Hassi R'Mel (Algérie) .....                              | Trias                 | 80,00           | 15,00                           | –               | 5,00           | –              | –                | –                  |
| Piaui (Birmanie) .....                                   | Trias                 | 88,10           | 2,60                            | 0,70            | 8,00           | –              | –                | 3.10 <sup>-3</sup> |
| Ourengoï (Sibérie occid., CEI) .....                     | Crétacé               | 98,50           | 0,10                            | 0,20            | 1,10           | –              | –                | 0,01               |

**Certains gisements de gaz naturel, mais aussi de pétrole, sont riches en gaz dits acides, CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S, qu'il faut impérativement éliminer. L'industrie pétrolière a donc développé depuis longtemps des procédés de captage de ces gaz et reste encore actuellement la plus qualifiée dans ce domaine**

# Le captage dans les usines de traitement sur champ du pétrole et du gaz: par nécessité, l'industrie pétrolière dispose depuis longtemps de procédés efficaces pour **capturer les gaz acides (H<sub>2</sub>S et CO<sub>2</sub>)**

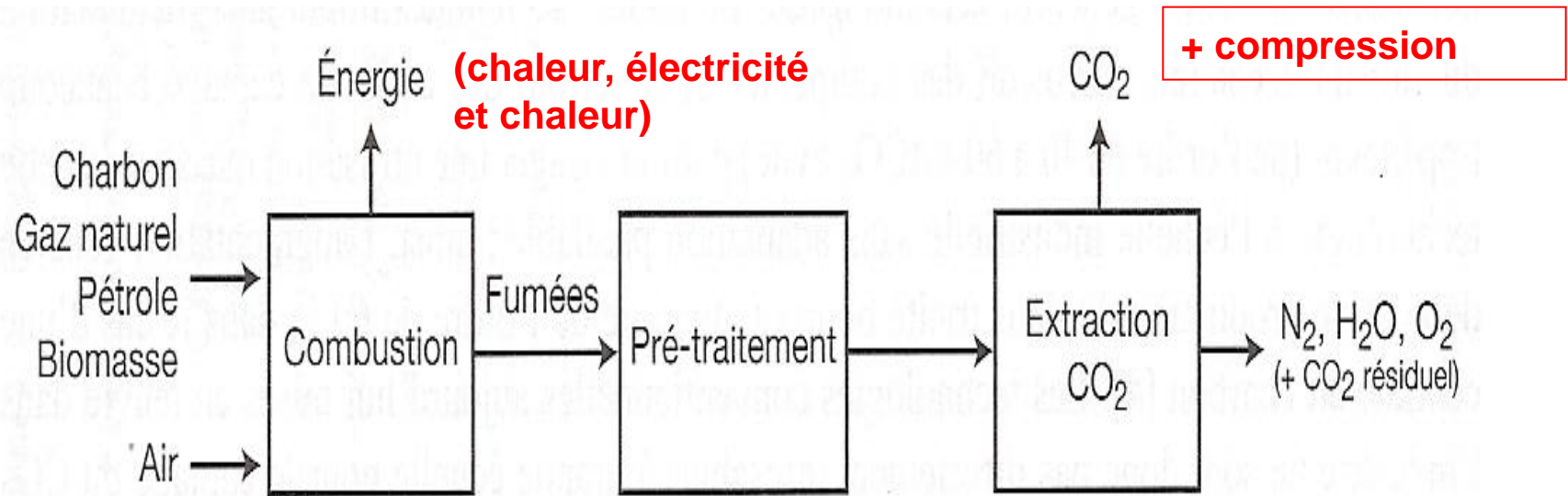


Usine de désulfuration du gaz de Lacq-Mourenx ( document Total.com)

Depuis plus de trente ans, dicit la Société TOTAL, la part du gaz naturel ne cesse de croître sur le marché énergétique mondial. Les opérateurs gaziers et pétroliers ont produit les gisements les plus simples et les moins coûteux. Mais dans les décennies à venir, ils devront se confronter à des champs de gaz de plus en plus acides. **En effet, 40 % des réserves restantes de gaz sont acides, environ 10 milliards de mètres cubes contenant plus de 10 % de sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) et au moins 20 milliards de mètres cubes recelant plus de 10 % de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>).**

Procédés mis en œuvre par exemple par la société Total: Diéthanolamine (DEA), Méthyl-diéthanolamine (MDEA), MDEA activée (ex ajout de aminoéthyléthanolamine), solvants hybrides (chimique+ physique), procédés cryogéniques (par ex SPREX®, SPREX CO<sub>2</sub>®). **A Sleipner et In-Salah, le captage se fait par un procédé de BASF utilisant la MDEA.**

# Le captage sur les installations de combustion: Le captage en postcombustion, **le seul possible sur les installations existantes** (Lecomte et al.2010)



**observations: Les fumées sont à basse pression et température d'environ 50 à 100 °C, peu concentrées en CO2. Les solvants physiques ne sont pas adaptés, et les solvants chimiques ne sont pas actuellement pleinement opérationnels sur de grosses unités. Les fumées contiennent des oxydes de soufre et d'azote qui doivent être éliminés par un prétraitement.**



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

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

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

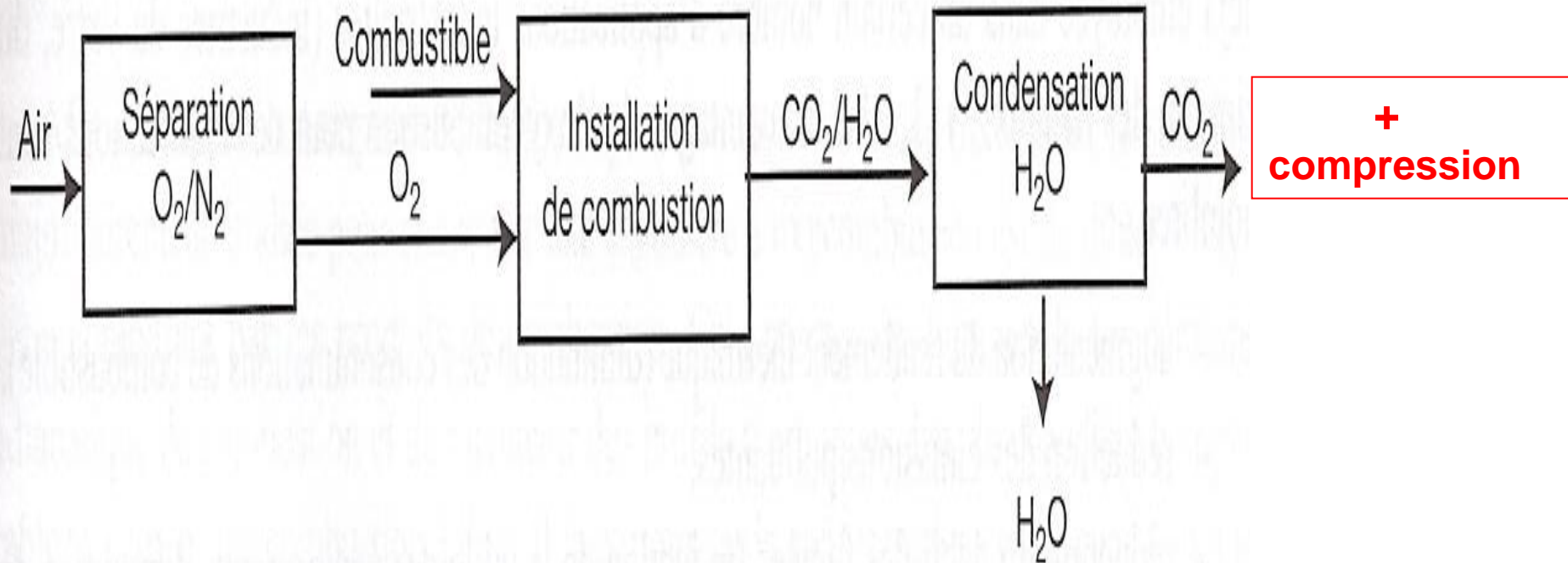
<sup>b</sup> Gaz issu des traitements suivants : filtration, la désulfuration est faite dans le réacteur par ajout de chaux.

# Post combustion: projet Castor, centrale électrique au charbon d'Esbjerg, Danemark



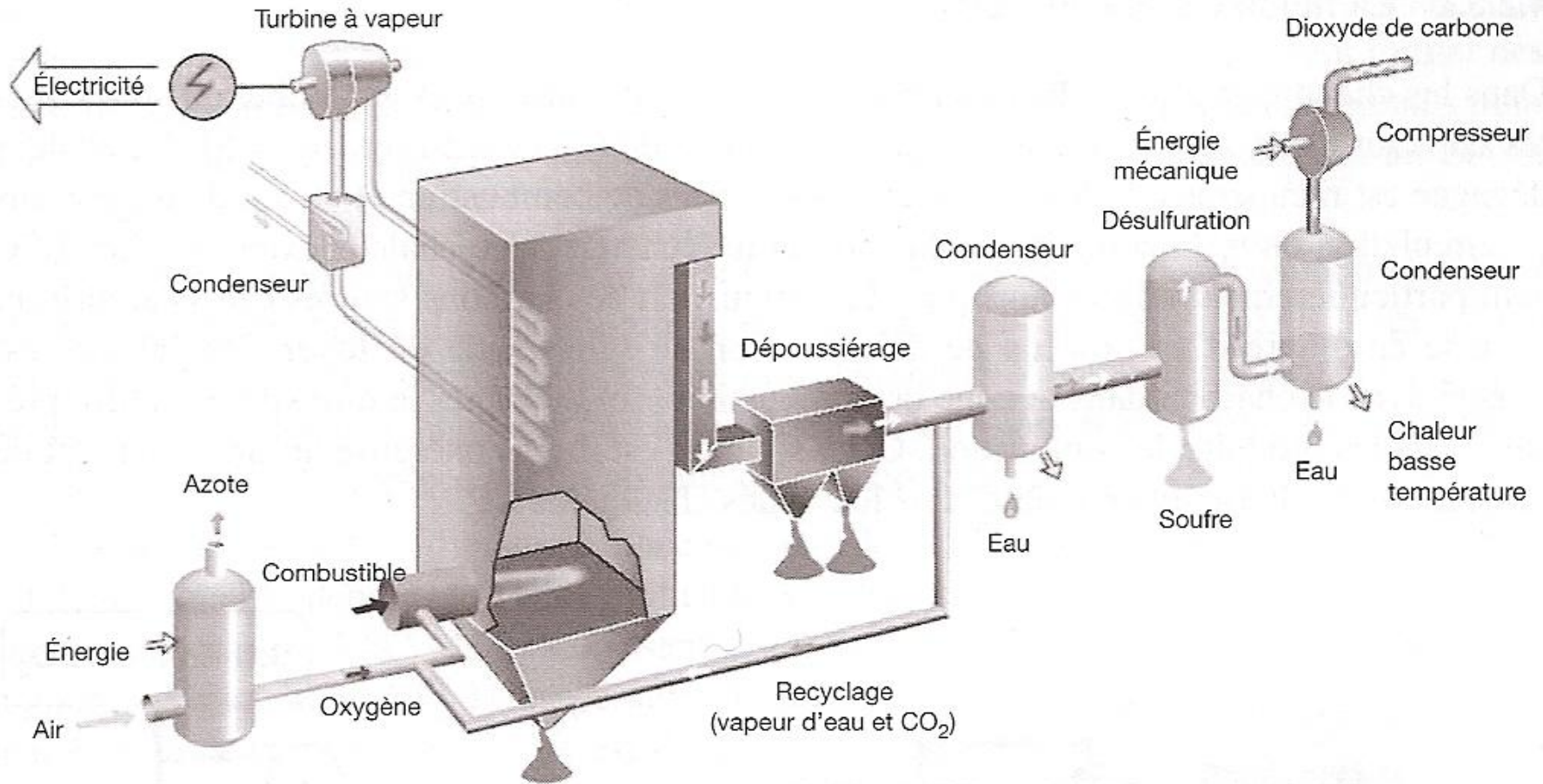
**observations: recherche sur les méthodes chimiques de captage, la plus puissante réalisation au monde en postcombustion sur centrale électrique avec 1 tonne de CO<sub>2</sub> capté à l'heure sur deux ans, ce qui est très peu!**

# Le captage en oxycombustion



**Observations:** On obtient des fumées bien plus concentrées en CO<sub>2</sub>, 90 à 95%. Il n'y a donc plus besoin, en principe, de procédé de séparation du CO<sub>2</sub>. Mais l'utilisation de l'oxygène pur augmente très fortement les températures de combustion, ce qui pose un problème de résistance des matériaux. Pour éviter cet inconvénient, on peut mélanger l'oxygène avec les gaz de combustion. Très peu d'unités opérationnelles pour l'instant, et seulement de petite taille.

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



## Oxycombustion: Centrale à charbon de 30 MW de Schwarze Pumpe (Sud de Berlin). (Vatenvall et, initialement, Gaz de France)

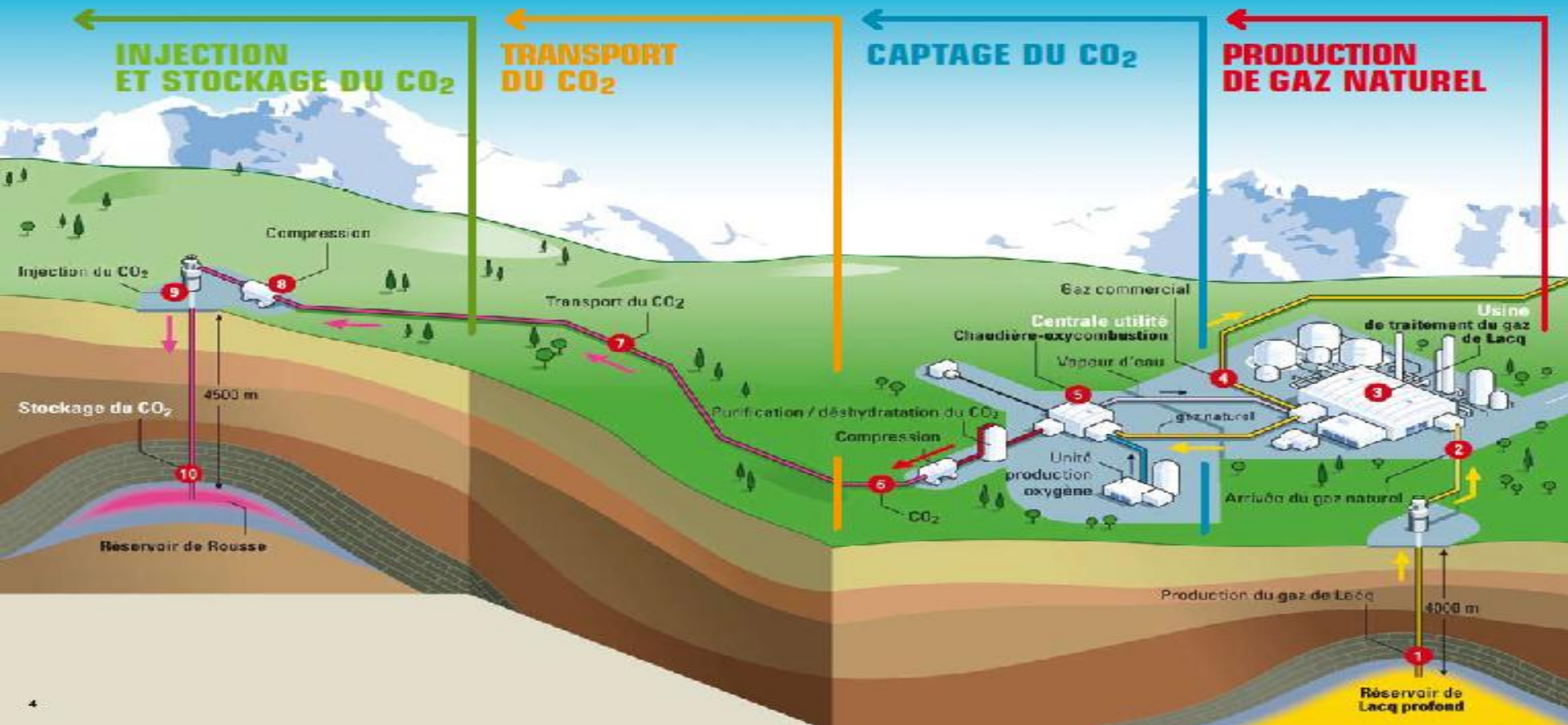


**Le CO<sub>2</sub> capté depuis 2011 est actuellement transporté par camion pour être injecté dans le petit stockage pilote de Ketzin. Initialement il devait être injecté dans le gisement d'Altmark (gaz de France) à 400 kms de là ! L'absence de législation adaptée et les protestations «populaires» ont stoppé pour l'instant ce projet !**

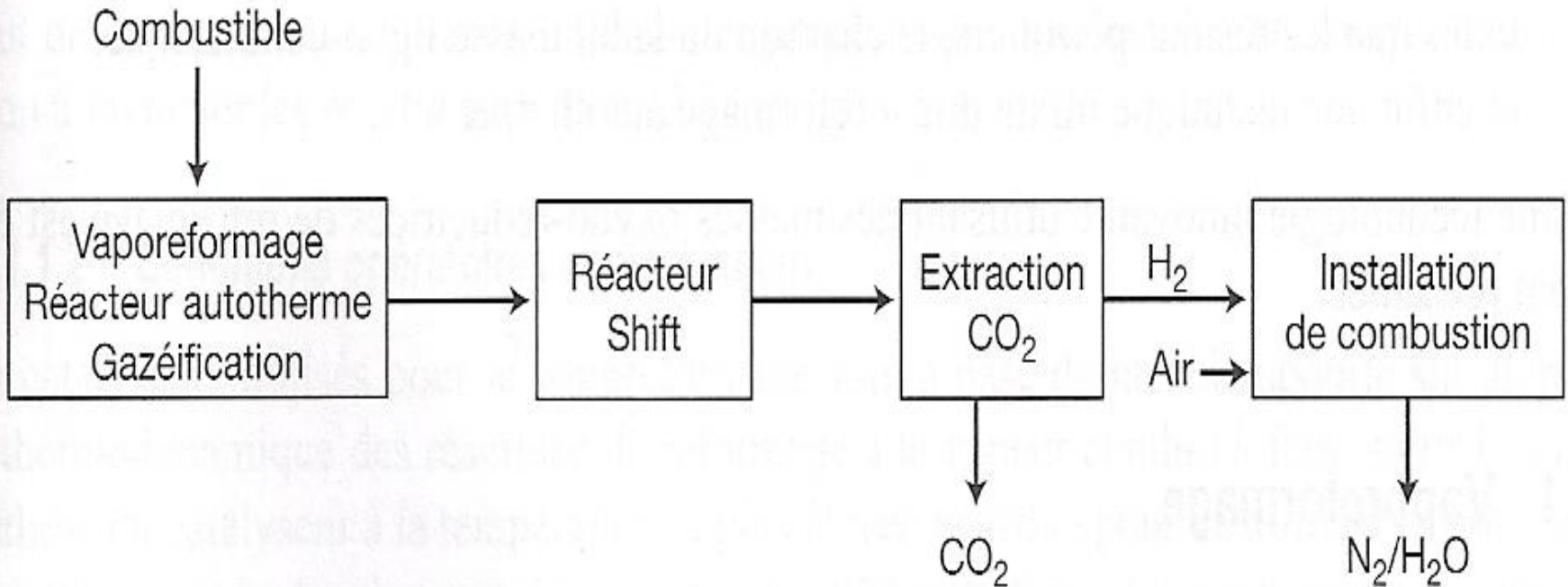
Oxycombustion: une unité de production de vapeur de 30 MW de l'usine de traitement du gaz de Lacq. Captage du CO<sub>2</sub> sans solvants et stockage dans le gisement épuisé de Rousse près de Lacq. Transport en phase gazeuse à 27 bars seulement. **150 000t CO<sub>2</sub> stockées sur deux ans.**

(Document Compagnie Total)

## LA PREMIÈRE CHAÎNE COMPLÈTE DE CAPTAGE ET DE STOCKAGE DE CO<sub>2</sub> INDUSTRIEL



# Le captage en précombustion (Lecomte et al.2010)

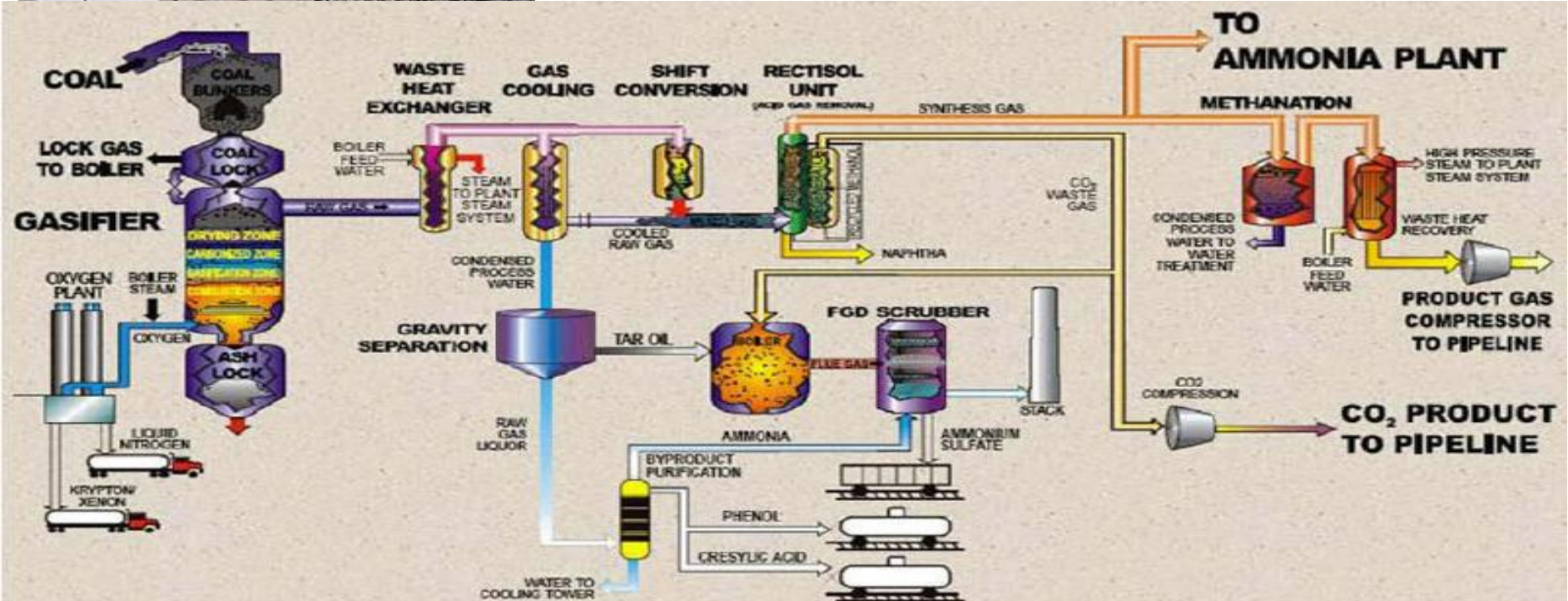


**+ compression**

**Observations: En fait, il s'agit d'unités classiques de production d'hydrogène à partir de combustibles carbonés par production de « gaz de synthèse (CO + H2) » par vaporéformage et « shift conversion », que l'on équipe de captage de CO2. L'électricité, ou plus généralement l'énergie, est produite à partir de la combustion de l'hydrogène.**

**On obtient des fumées très concentrées en CO2, permettant l'utilisation de solvants physiques. Pas de grosses unités opérationnelles, quelques pilotes, de nombreux projets.**

# Captage en oxy et précombustion: Le Great Plains Synfuels Plant à Beulah, North Dakota, qui alimente Weyburn en CO<sub>2</sub>



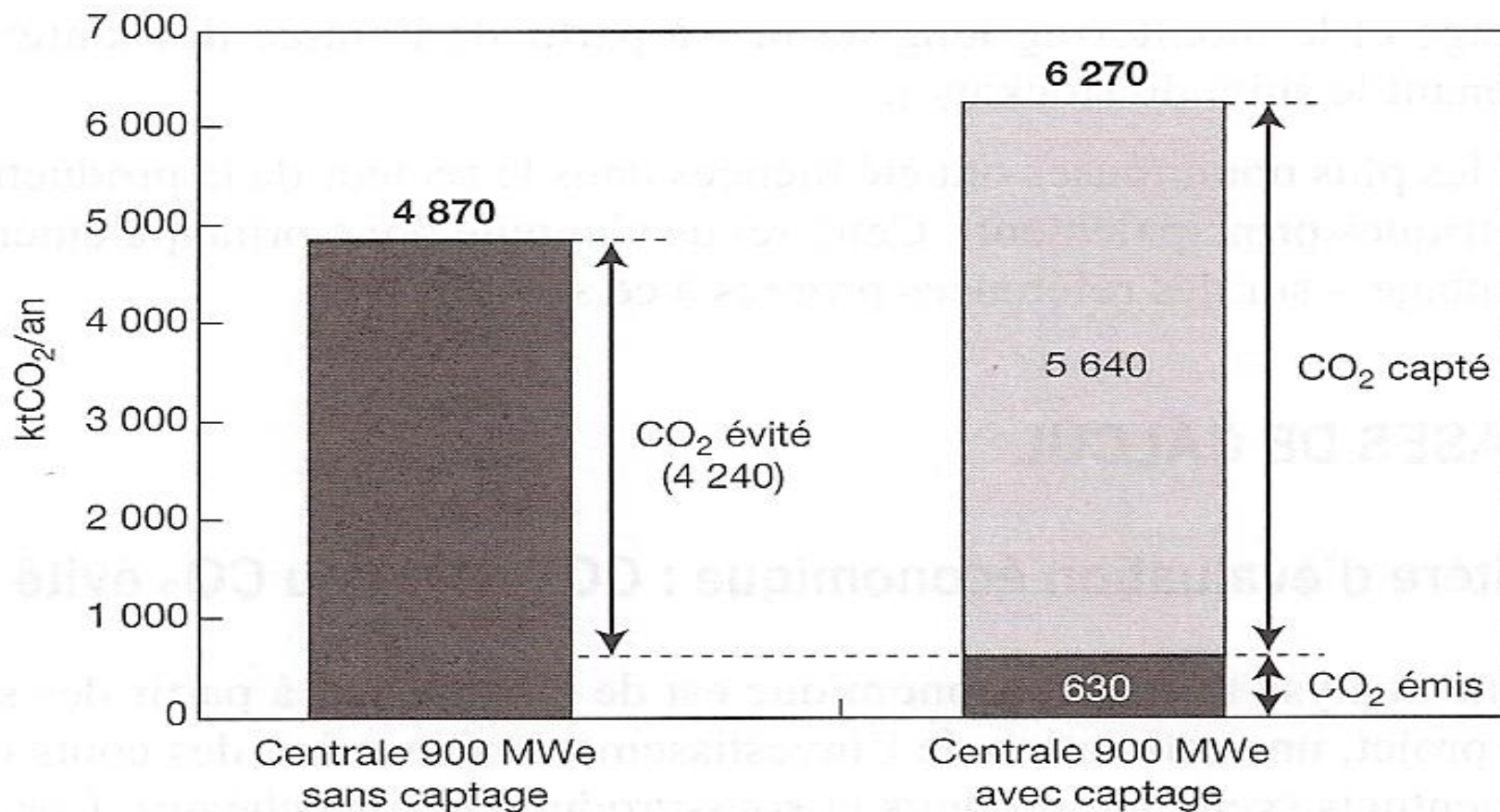
**Observations:** usine de gazéification du charbon avec production de méthane (synthetic natural gas (SNG)). La concentration du CO<sub>2</sub> dans le gaz après shift conversion permet des procédés physiques de captage (méthanol, procédé Rectisol de Lurgi).



# Conclusion sur les techniques

- Validées pour le transport (expérience des Etats-Unis)
- Validées pour le captage sur champ (In Salah, Sleipner...), assez largement validées pour le captage sur de petites unités pour les centrales électriques, très peu de réalisations et quelques projets en chimie-raffinage, quasiment rien pour les autres industries.
- Insuffisamment validées pour le stockage: retour d'expérience insuffisant pour une bonne maîtrise des risques, alertes pour Weyburn et Sleipner, volumes disponibles dans des conditions indiscutables peut-être bien moins importants qu'annoncés, **acceptation sociale insuffisante, absence d'encadrement juridique...**

#### 4- Les rendements: Comparaison des émissions de CO<sub>2</sub> entre un émetteur non équipé de captage, ici une centrale à charbon de 900 MW, avec le même émetteur équipé en captage post-combustion. (IFPEN et Lecomte et al. 2010)



**Le rendement de l'élimination du CO<sub>2</sub> est de 87%, mais le CSC entraîne une augmentation de la production de CO<sub>2</sub>, donc de la consommation de combustible, de 29%, hors transport et stockage.**

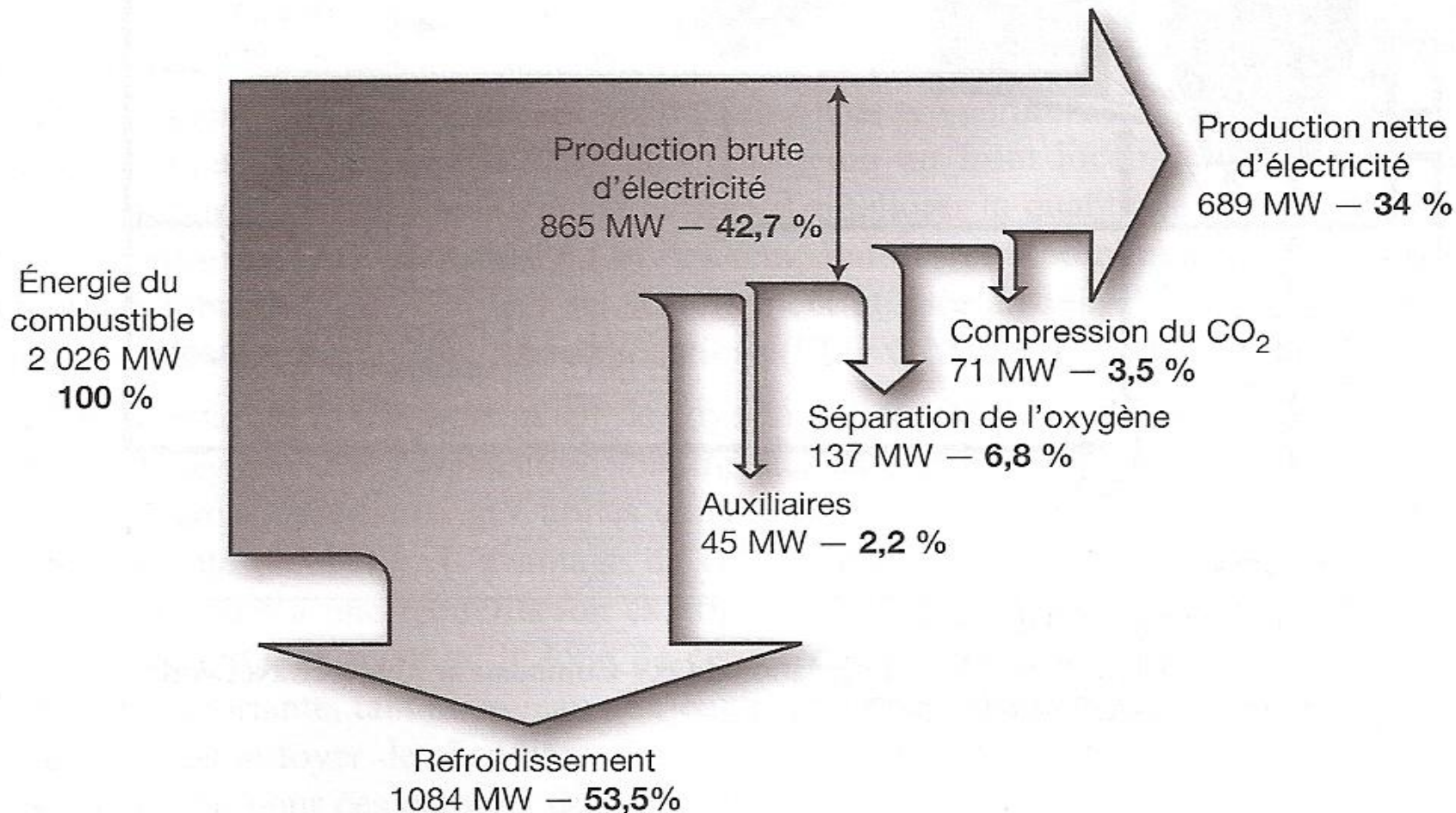
**Les rendements:** Rendements électriques nets pour une centrale à charbon moderne de 1400 MW thermiques avec ou sans captage post-combustion: **une perte relative de rendement de 22,2 %, hors pertes d'énergie dues au transport et au stockage** (Lecomte et al .2010)

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

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

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

# Bilan thermique d'une chaudière à charbon pulvérisé fonctionnant en oxycombustion. La perte de rendement est ici de 20,3 % ( Lecomte et al. 2010 et Univ.de Newcastle)



Observations: bilan hors énergie nécessaire au transport et au stockage

# Conclusions: les rendements

- **Taux de captage du CO<sub>2</sub> de 85 à 90 % ce qui est excellent.**
- **Mais baisse de rendement global (en y incluant la consommation énergétique du transport et du stockage) des centrales électriques à combustibles fossiles actuelles de l'ordre de 30%.**
- **Mais augmentation de la consommation de combustibles fossiles d'environ un tiers, ce qui mérite réflexion s'il y a tension sur les ressources!**

## 5- Les coûts: Coûts d'investissement et de fonctionnement pour une centrale électrique à charbon moderne de 1400 MW thermiques avec ou sans captage postcombustion. (Lecomte et al.2010)

| Coûts d'investissement (M€)        |              |
|------------------------------------|--------------|
| Centrale                           | 710          |
| Captage postcombustion             | 190          |
| Compression à 110 bar <sup>a</sup> | 100          |
| <b>TOTAL</b>                       | <b>1 000</b> |

| Coûts opératoires (M€/an) <sup>b</sup> |           |
|--|-----------|
| Charbon                                | 66        |
| Utilités centrale                      | 4         |
| Utilités captage                       | 10        |
| <b>TOTAL</b>                           | <b>80</b> |

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

<sup>b</sup> Y compris compression du CO<sub>2</sub> à 110 bar, hors transport et réinjection.

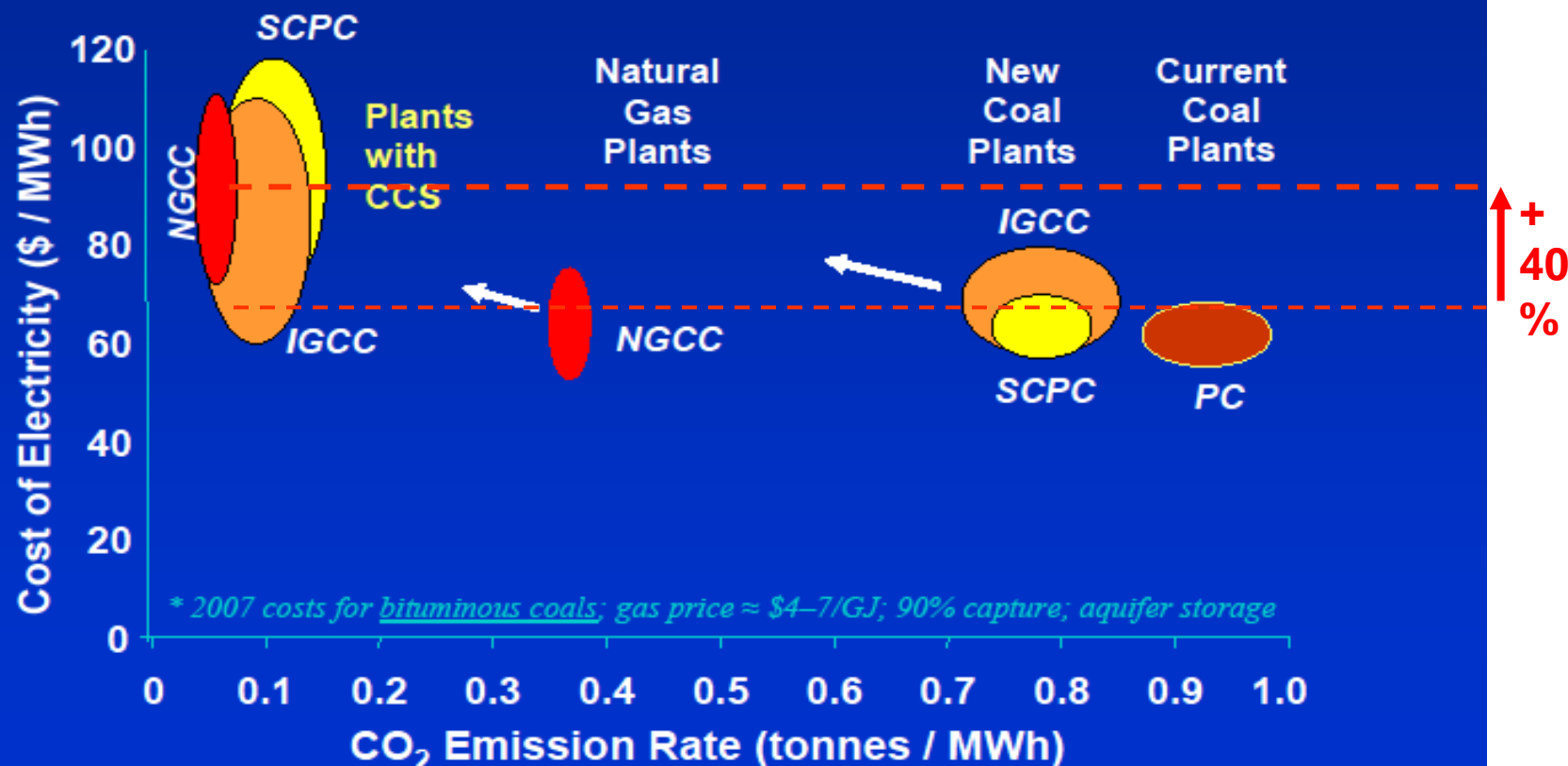
# Les coûts: Coût estimé du CSC pour une centrale neuve à charbon ou lignite de 900 MW électriques à l'horizon 2020.

(Lecomte et al. 2010 d'après McKinzey 2008)

|                       | Coût,<br>€/tCO <sub>2</sub> évité | % moyen    | Bases retenues   |
|-----------------------|-----------------------------------|------------|--|
| Captage               | 25-32                             | ≈ 70       | <ul style="list-style-type: none"> <li>– Taux de captage : 90-92 %</li> <li>– Impact du captage sur le rendement du procédé : 7 à 12 points de rendement</li> <li>– Facteur d'utilisation des installations : 86 %</li> <li>– Compression du CO<sub>2</sub> incluse</li> </ul> |
| Transport             | 4-6                               | ≈ 11       | <ul style="list-style-type: none"> <li>– Hypothèse d'un réseau commun de transport de 200 à 300 km sans pompage intermédiaire</li> <li>– Transport <i>onshore</i> (plage basse) ou <i>offshore</i> (plage haute)</li> </ul>  |
| Stockage              | 4-12                              | ≈ 19       | <ul style="list-style-type: none"> <li>– Hypothèse d'injection à 1 500 m de profondeur</li> <li>– Stockage <i>onshore</i> (plage basse) ou <i>offshore</i> (plage haute)</li> </ul>  |
| <b>Total probable</b> | <b>35-50</b>                      | <b>100</b> |  |

# Les coûts: Surcoût du CCS pour les centrales à charbon et à gaz des Etats-Unis (E.Rubin 2008)

## Cost of New Power Plants with and without CCS





# Les Coûts (d'après Lecomte et al. 2010)

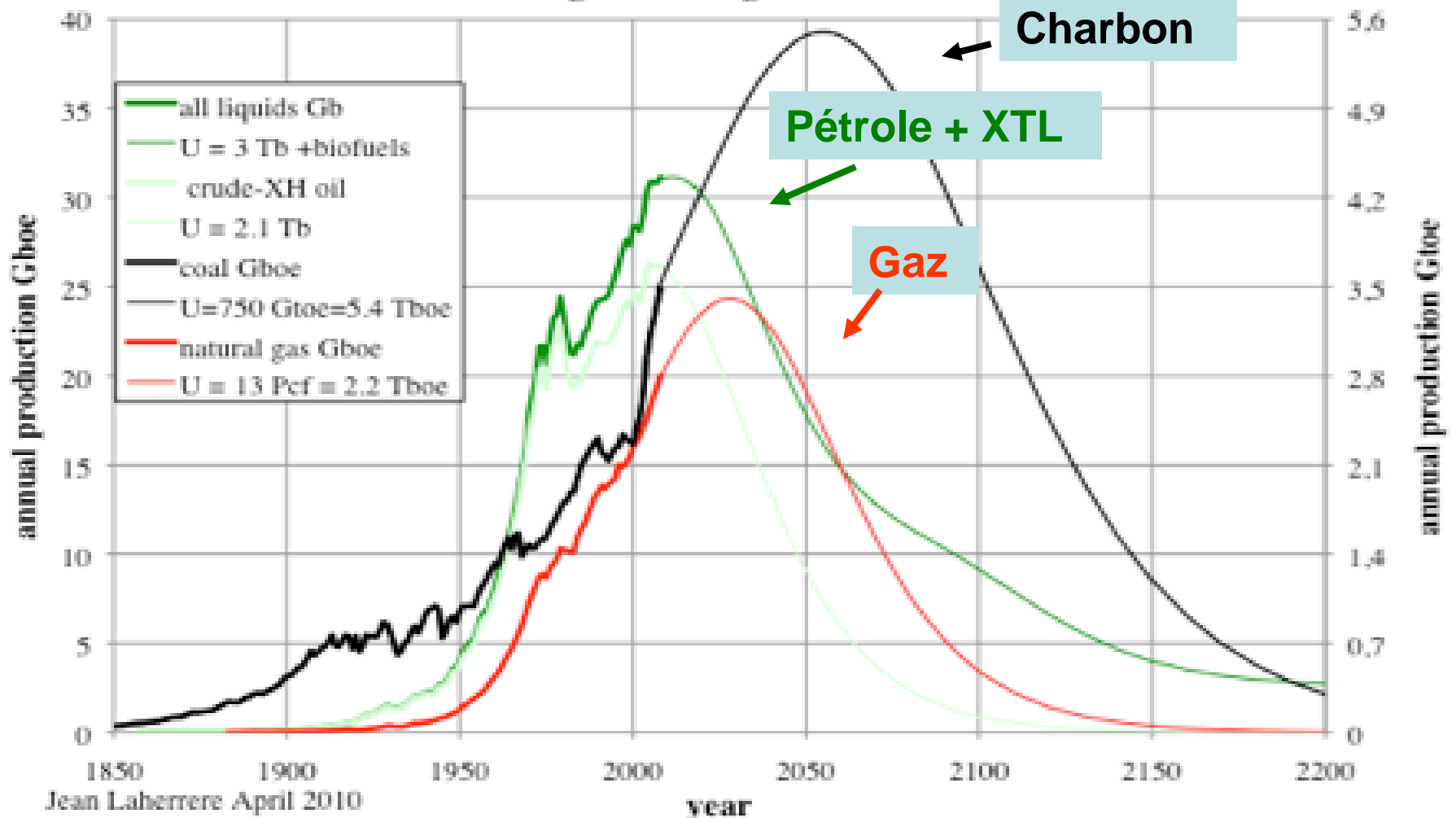
- Les ordres de grandeur des coûts par tonne de CO<sub>2</sub> évité pourraient être en 2020 en Europe de l'ordre de :
- **35 à 50 €** pour les **centrales électriques à charbon**, ce qui se traduit par une augmentation moyenne de l'ordre de 35 % du coût de l'électricité produite.
- **45 à 55 €** pour les **hauts-fourneaux des aciéries**
- **60 à 140 €** pour les **cimenteries**
- **80 €** pour les **raffineries** mais sans doute beaucoup plus pour le secteur **chimie-pétrochimie**, fait de petites unités dispersées
- Là dedans les coûts du **transport** seraient de **1 à 10 €** par tonne, selon les distances, les difficultés physiques des zones traversées et le débit des conduites et de **3 à 30 €** par tonne pour le **stockage** selon les types de stockage et leur facilité d'accès.
- L'utilisation du CO<sub>2</sub> pour la récupération assistée permettrait de compenser ces coûts par la vente du pétrole récupéré à hauteur d'environ 10 à 15 Euros par tonne de CO<sub>2</sub>.
- Le coût du traitement sur champ du gaz et du pétrole inclut déjà le captage. **Les coûts supplémentaires sont ceux du transport et du stockage, modérés si l'on injecte le CO<sub>2</sub> dans le gisement ou à son voisinage.**

# Conclusion pour les coûts

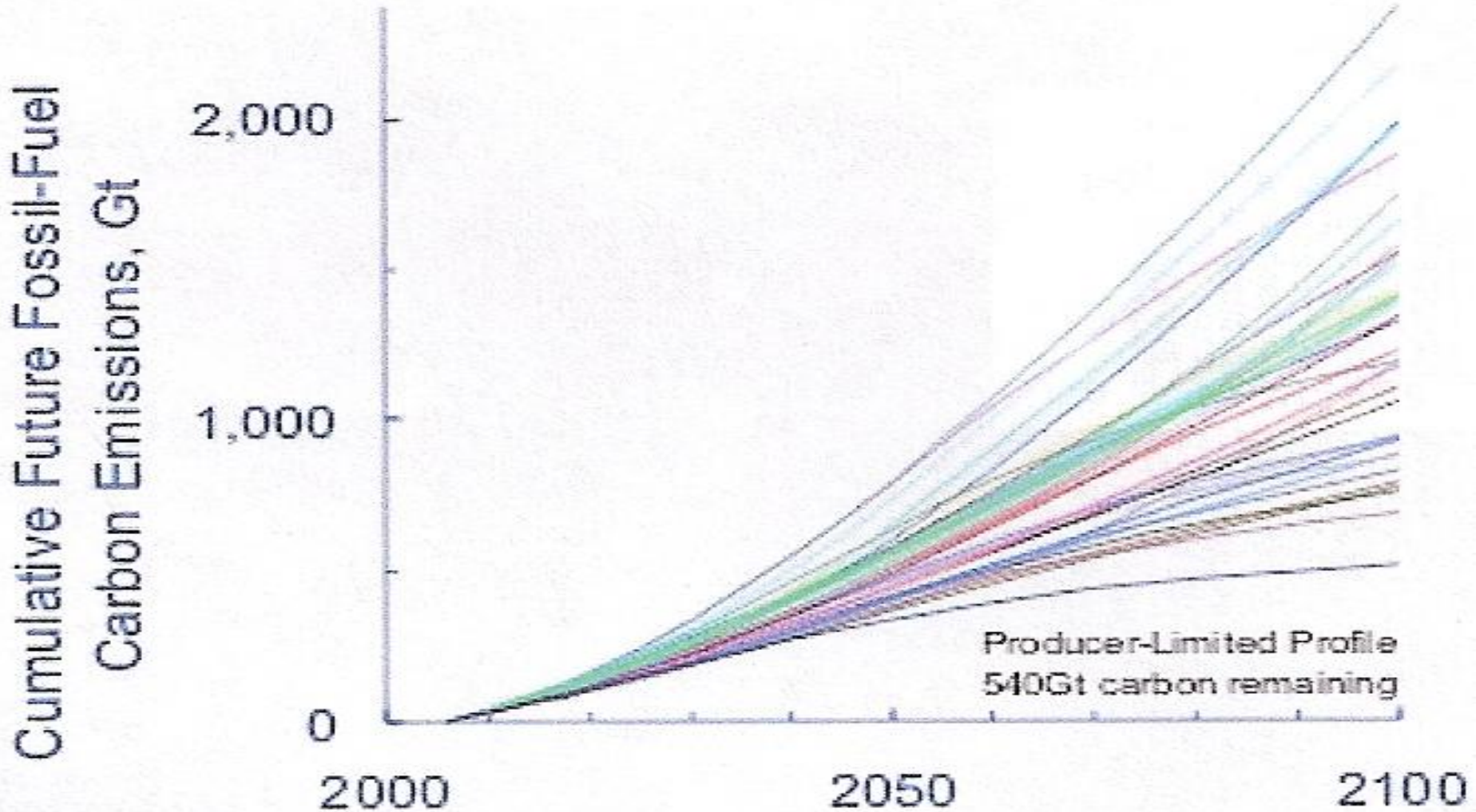
- L'évaluation des coûts reste approximative. Les coûts de transport sont assez bien cernés, les coûts du captage beaucoup moins bien, mais auront sans doute tendance à baisser, **ceux du stockage en aquifère salin sont sans doute sous-estimés.**
- **Les coûts dans l'industrie sont les moins élevés pour l'électricité. Mais le renchérissement corrélatif du prix de l'électricité est de l'ordre de 35 à 40 %, ce qui est un gros handicap dans un contexte de compétition avec des sources d'électricité non émettrices de CO2.**
- L'utilisation du CO2 en récupération assistée permettrait semble-t-il de récupérer de 10 à 15 euros par tonne de CO2 stockée.
- Les coûts de la tonne de CO2 évitée par le CSC sont très supérieurs au coût actuel du CO2 sur le marché «cap and trade» ( $\approx 15$  euros/t). **L'incitation financière actuelle à développer le CSC est donc très insuffisante.**
- C'est dans le domaine du traitement sur champ du pétrole et du gaz, où le captage, opération la plus coûteuse, est déjà intégré, que la situation est la plus favorable, comme le montre l'exemple de Sleipner où une taxe d'environ 35 Euros par tonne de CO2 émise a décidé Statoil à stocker les émissions. **Un coût du CO2 de l'ordre de 30 Euros/t serait sans doute suffisant pour encourager ce type d'opération.**

# Et maintenant la question qui fâche: les quantités productibles de combustibles fossiles justifient-elles l'effort mis sur le CSC?

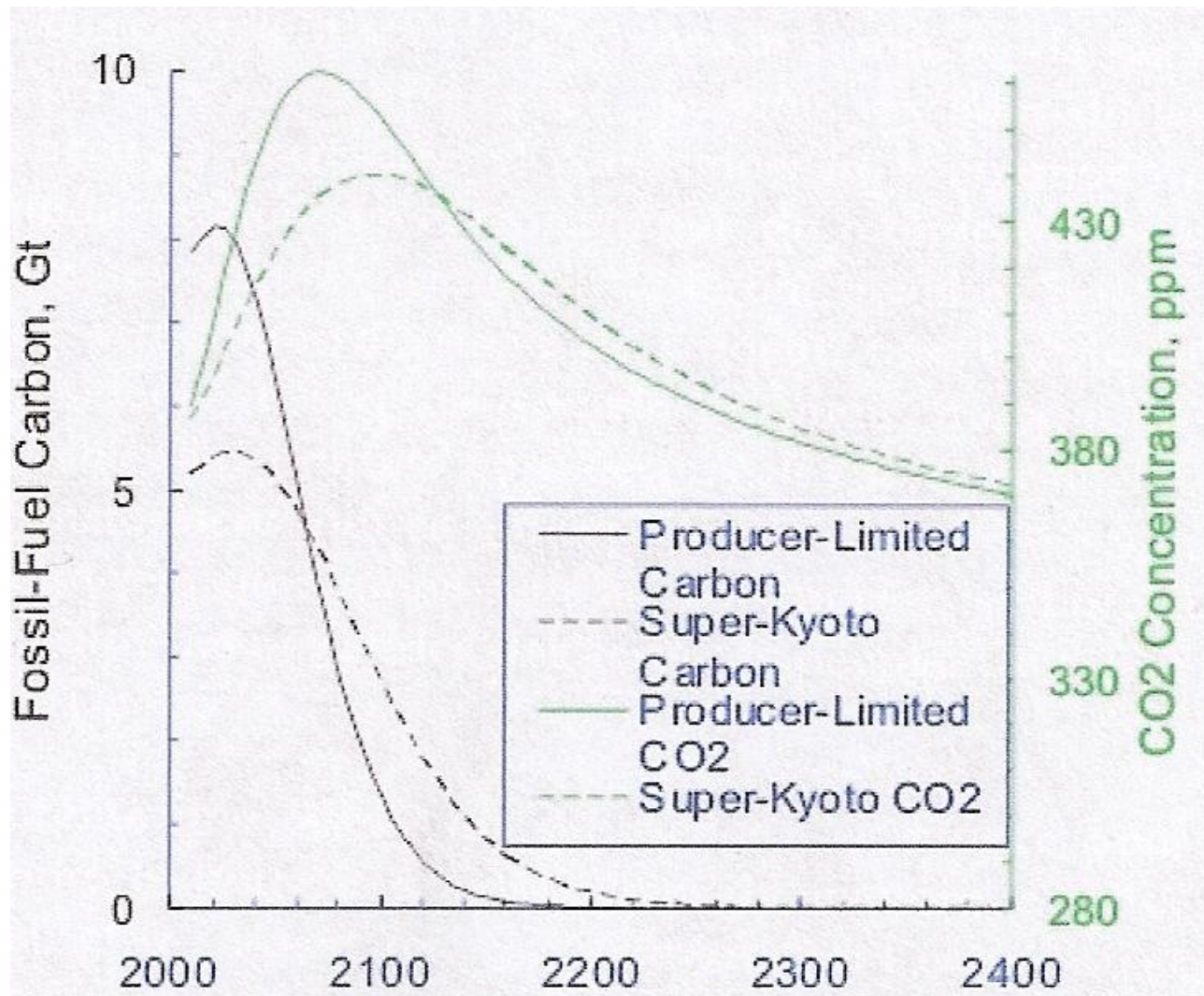
World fossil fuels annual production & forecasts assuming no above ground constraint



# Comparaison des émissions de carbone prévues par les scénarios du GIEC avec celles des émissions prévues par un modèle contraint par les prévisions des productions de combustibles fossiles (D.Rutlege 2007)



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



**Mais à condition  
De ne pas  
développer  
les schistes  
bitumineux  
Ni la gazéification  
souterraine**

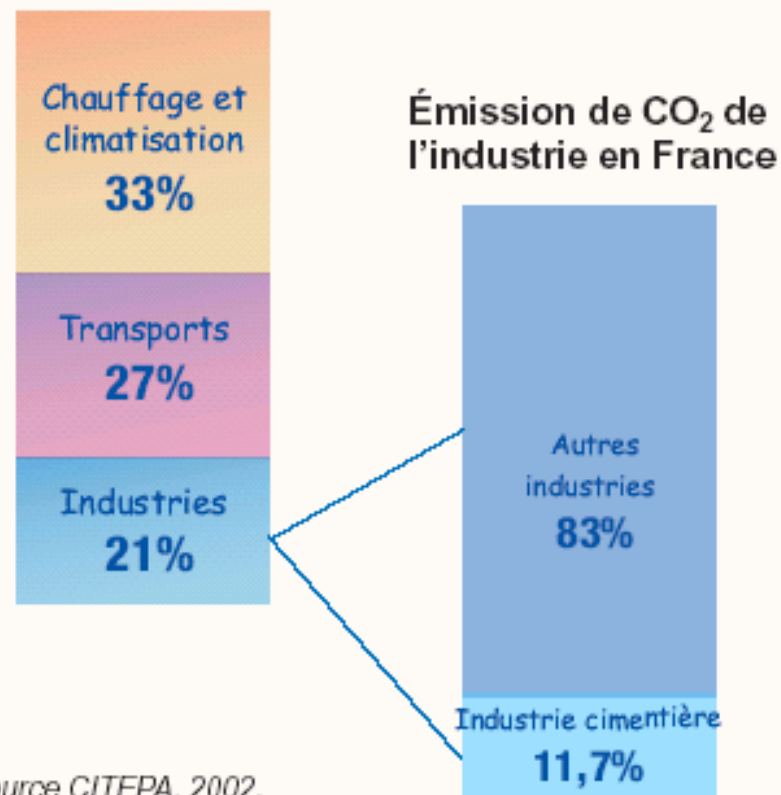


**sauvonsleclimat.org**

**idées pour le futur, actions au présent**

**Merci pour votre attention**

## Émission de CO<sub>2</sub> en France



Source CITEPA, 2002.

| <b>Energie MIX de LAFARGE</b> | <b>2004</b> | <b>2005</b> | <b>2006</b> |
|-------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Charbon                       | 45,3%       | 40,0%       | 43,5%       |
| Coke                          | 28,2%       | 30,6%       | 28,0%       |
| Pétrole                       | 6,2%        | 6,5%        | 5,8%        |
| Produits visqueux             | 0,3%        | 0,3%        | 0,4%        |
| Gaz                           | 11,5%       | 11,9%       | 11,6%       |
| Biomasse                      | 2,1%        | 2,1%        | 2,3%        |
| Déchets                       | 6,5%        | 8,6%        | 8,4%        |
| Autres                        | 0,0%        | 0,05%       | 0,05%       |

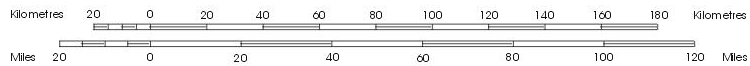
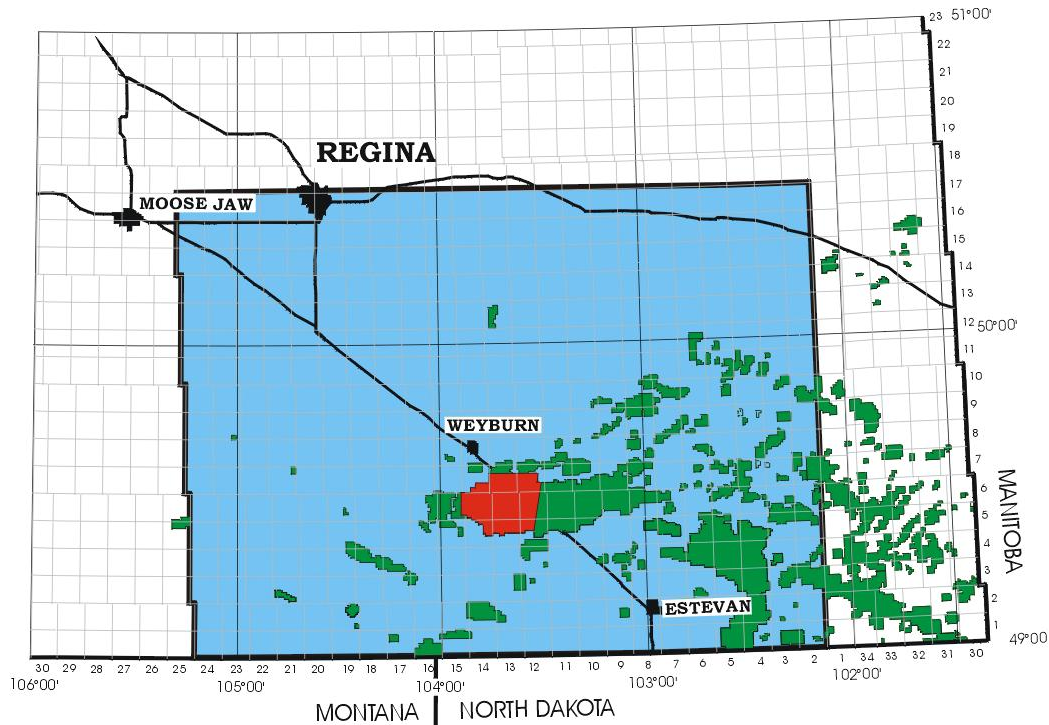


# CO2 et revenu des ménages

## 8. Structure des émissions de CO<sub>2</sub> par quintile de niveau de vie

|  | Q1           | Q2           | Q3           | Q4           | Q5           | Ensemble     |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>Émissions de CO<sub>2</sub> (Mt)</b>            | <b>41,7</b>  | <b>59,9</b>  | <b>74,9</b>  | <b>89,0</b>  | <b>110,7</b> | <b>376,2</b> |
| Émissions de CO <sub>2</sub> (tonnes par ménage)   | 8,3          | 11,9         | 14,9         | 17,7         | 22,0         | 14,9         |
| Émissions de CO <sub>2</sub> (tonnes par personne) | 3,6          | 5,0          | 6,3          | 7,4          | 9,7          | 6,4          |
| <b>Part des émissions selon la catégorie %</b>     | <b>11,1</b>  | <b>15,9</b>  | <b>19,9</b>  | <b>23,7</b>  | <b>29,3</b>  | <b>100,0</b> |
| Produits alimentaires et boissons non alcoolisées  | 12,6         | 12,1         | 11,4         | 10,9         | 10,5         | 11,2         |
| Boissons alcoolisées et tabac                      | 1,1          | 1,2          | 1,1          | 1,1          | 1,1          | 1,1          |
| Habillement et chaussures                          | 2,5          | 2,8          | 2,9          | 3,2          | 3,0          | 3,1          |
| Logement   | 43,4         | 37,0         | 34,0         | 32,2         | 31,5         | 34,1         |
| dont électricité gaz et autres combustibles        | 39,2         | 33,4         | 30,4         | 28,3         | 26,8         | 30,1         |
| Meubles articles de ménage et entretien            | 3,5          | 4,2          | 4,5          | 4,9          | 6,5          | 5,0          |
| Santé  | 2,6          | 2,5          | 2,1          | 1,9          | 1,8          | 2,1          |
| Transports   | 25,3         | 29,8         | 32,8         | 33,2         | 30,9         | 31,2         |
| dont dépenses d'utilisation de véhicule            | 20,6         | 23,8         | 26,8         | 26,0         | 23,2         | 24,5         |
| Communications                                     | 1,0          | 0,9          | 0,8          | 0,8          | 0,7          | 0,8          |
| Loisirs et culture                                 | 3,9          | 4,6          | 4,9          | 5,4          | 6,2          | 5,3          |
| Éducation  | 0,2          | 0,2          | 0,2          | 0,3          | 0,3          | 0,3          |
| Hôtels - cafés et restaurants                      | 1,5          | 2,1          | 2,4          | 3,1          | 3,9          | 2,8          |
| Autres biens et services                           | 2,3          | 2,6          | 2,7          | 2,9          | 3,6          | 2,9          |
| <b>Total</b>                                       | <b>100,0</b> | <b>100,0</b> | <b>100,0</b> | <b>100,0</b> | <b>100,0</b> | <b>100,0</b> |

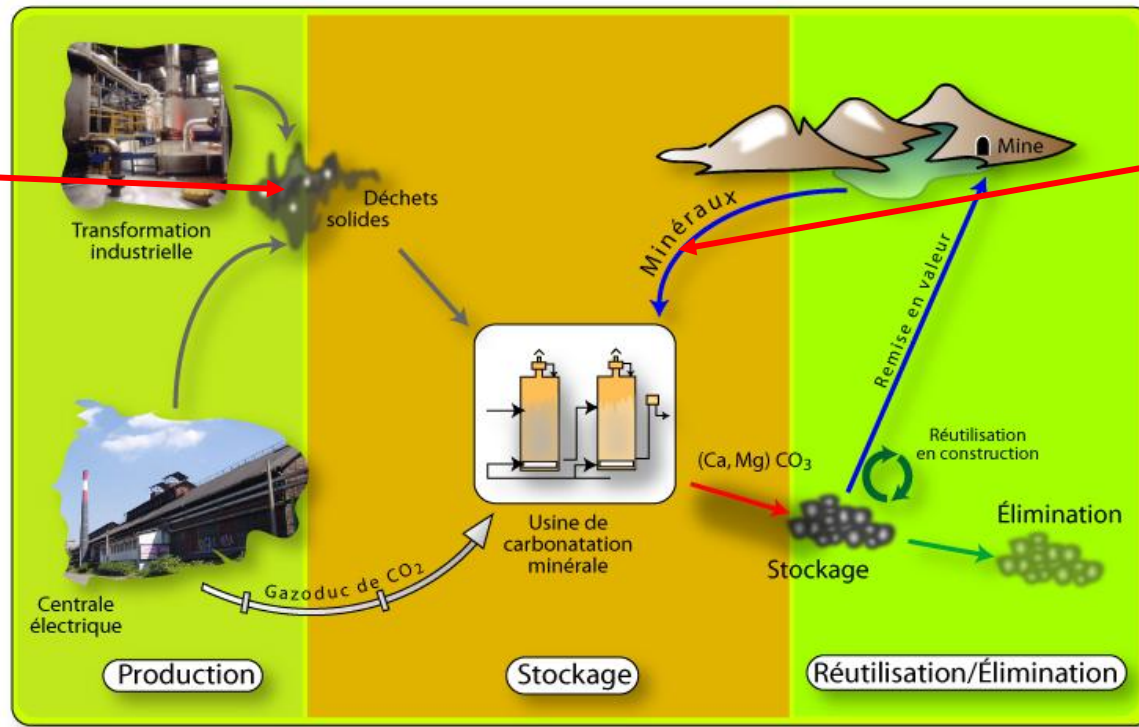
Sources : SGEI, Insee.



- Weyburn CO<sub>2</sub> Monitoring Project - proposed coverage for the geoscience framework**
- Weyburn Field**
- Oil fields - southeastern Saskatchewan**

# Le stockage par carbonatation de minéraux provenant de processus industriels ou d'exploitations minières

Ex: laitiers de hauts-fourneaux



Ex: haldes de mines métalliques

Energy Research Center of the Netherlands 2005

**Difficultés: lenteur de la cinétique de carbonatation, énormité des tonnages à traiter ( ≈ 2 à 3 Gt par Gt de CO<sub>2</sub> stocké), compétition avec les autres utilisations des matériaux, consommation d'énergie ( broyage, transport ...)**

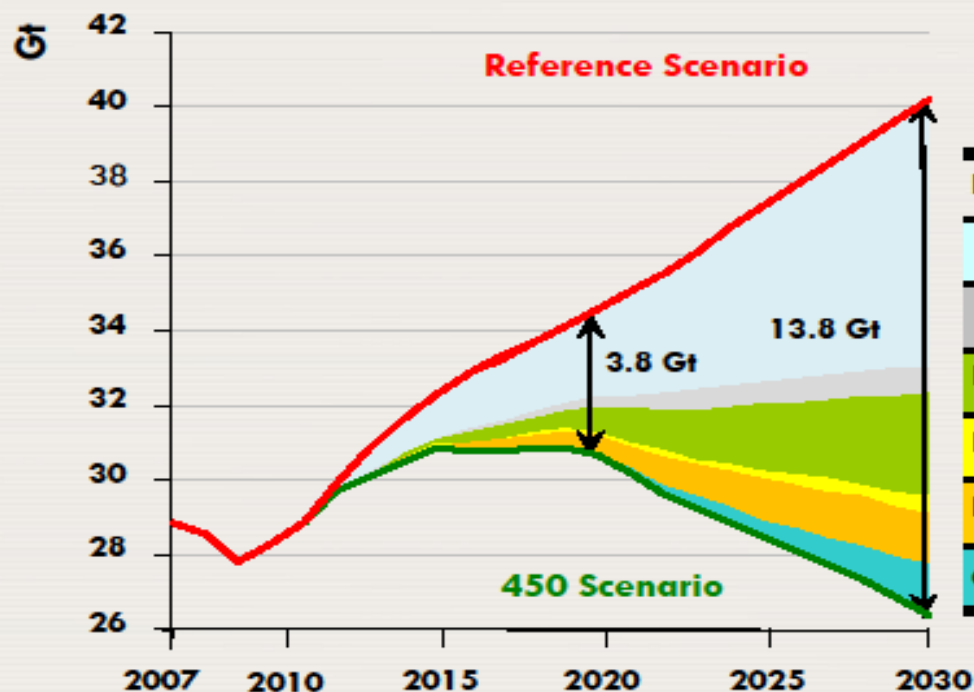
# Worldwide Activity

- ~ 65 CCS projects of different scales and scope are underway, planned or proposed in different parts of the world  
(here is a sample)

Source: MIT, 2008

| Project Name             | Location  | Feedstock    | Size MW     | Capture Process | CO2 Fate  | Start-up  |
|--------------------------|-----------|--------------|-------------|-----------------|-----------|-----------|
| Total Lacq               | France    | Oil          | 35          | Oxy             | Seq       | 2008      |
| Vattenfall Oxyfuel       | Germany   | Coal         | 30/300/1000 | Oxy             | Undecided | 2008      |
| AEP Alstom Mountaineer   | USA       | Coal         | 30          | Post            | Seq       | 2008      |
| Callide-A Oxy Fuel       | Australia | Coal         | 30          | Oxy             | Seq       | 2009      |
| GreenGen                 | China     | Coal         | 250/800     | Pre             | Seq       | 2009      |
| Williston                | USA       | Coal         | 450         | Post            | EOR       | 2009-15   |
| NZEC                     | China     | Coal         | Undecided   | Undecided       | Seq       | 2010      |
| E.ON Killingholme        | UK        | Coal         | 450         | Pre             | Seq       | 2011      |
| AEP Alstom Northeastern  | USA       | Coal         | 200         | Post            | EOR       | 2011      |
| Sargas Husnes            | Norway    | Coal         | 400         | Post            | EOR       | 2011      |
| Scottish& So Ferrybridge | UK        | Coal         | 500         | Post            | Seq       | 2011-2012 |
| Naturkraft Kårstø        | Norway    | Gas          | 420         | Post            | Undecided | 2011-2012 |
| ZeroGen                  | Australia | Coal         | 100         | Pre             | Seq       | 2012      |
| WA Parish                | USA       | Coal         | 125         | Post            | EOR       | 2012      |
| Coastal Energy           | UK        | Coal/Petcoke | 800         | Pre             | EOR       | 2012      |
| UAE Project              | UAE       | Gas          | 420         | Pre             | EOR       | 2012      |
| Appalachian Power        | USA       | Coal         | 629         | Pre             | Undecided | 2012      |
| Wallula Energy           | USA       | Coal         | 600-700     | Pre             | Seq       | 2013      |
| RWE npower Tilbury       | UK        | Coal         | 1600        | Post            | Seq       | 2013      |
| Tenaska                  | USA       | Coal         | 600         | Post            | EOR       | 2014      |
| BP Rio Tinto Kwinana     | Australia | Coal         | 500         | Pre             | Seq       | 2014      |
| UK CCS project           | UK        | Coal         | 300-400     | Post            | Seq       | 2014      |
| Statol Mongstad          | Norway    | Gas          | 630 CHP     | Post            | Seq       | 2014      |
| RWE Zero CO2             | Germany   | Coal         | 450         | Pre             | Seq       | 2015      |
| Monash Energy            | Australia | Coal         | 60 k bpd    | Pre             | Seq       | 2016      |
| Powerfuel Hatfield       | UK        | Coal         | 900         | Pre             | EOR       | Undecided |
| ZENG Worsham-Steed       | USA       | Gas          | 70          | Oxy             | EOR       | Undecided |
| Polygen Project          | Canada    | Coal/Petcoke | 300         | Pre             | Undecided | Undecided |
| ZENG Risavika            | Norway    | Gas          | 50-70       | Oxy             | Undecided | Undecided |
| E.ON Karlshamn           | Sweden    | Oil          | 5           | Post            | Undecided | Undecided |

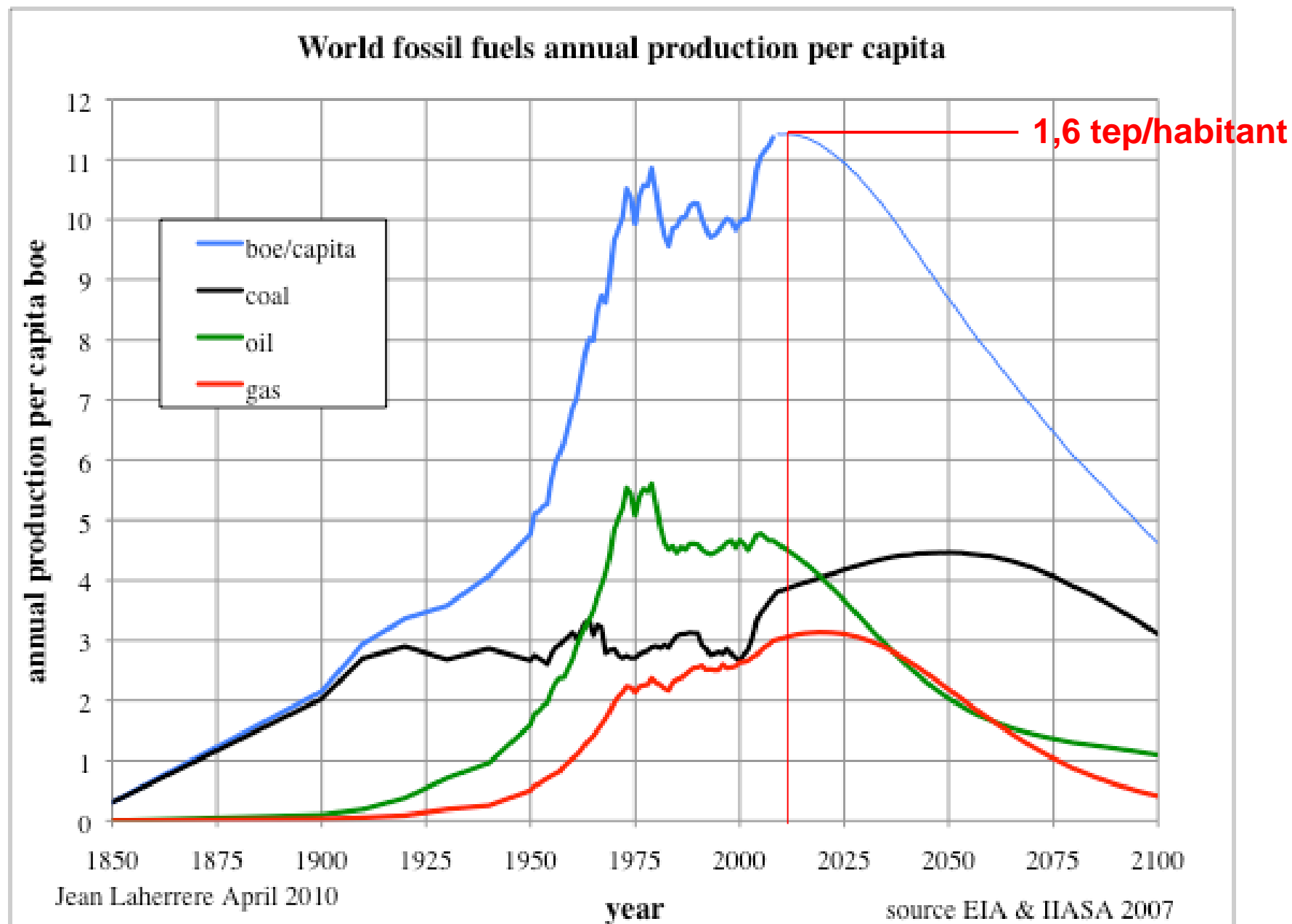
# World abatement of energy-related CO<sub>2</sub> emissions in the 450 Scenario



|              | Share of abatement % |      |
|--------------|----------------------|------|
|              | 2020                 | 2030 |
| Efficiency   | 65                   | 57   |
| End-use      | 59                   | 52   |
| Power plants | 6                    | 5    |
| Renewables   | 18                   | 20   |
| Biofuels     | 1                    | 3    |
| Nuclear      | 13                   | 10   |
| CCS          | 3                    | 10   |

*Efficiency measures account for two-thirds of the 3.8 Gt of abatement in 2020, with renewables contributing close to one-fifth*

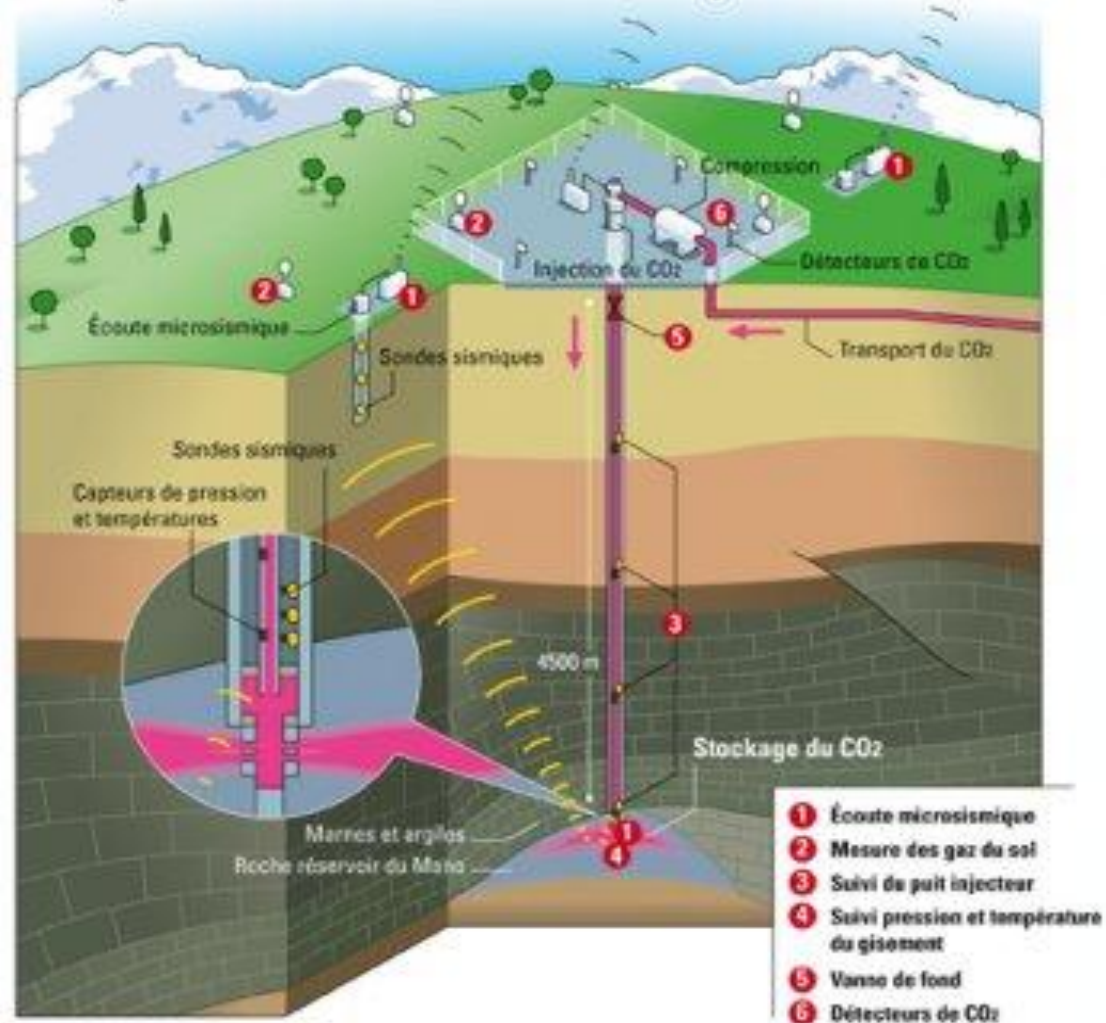
**Selon l'ASPO, la quantité de combustibles fossiles disponibles par habitant de la planète va décroître de plus en plus vite après 2010.**



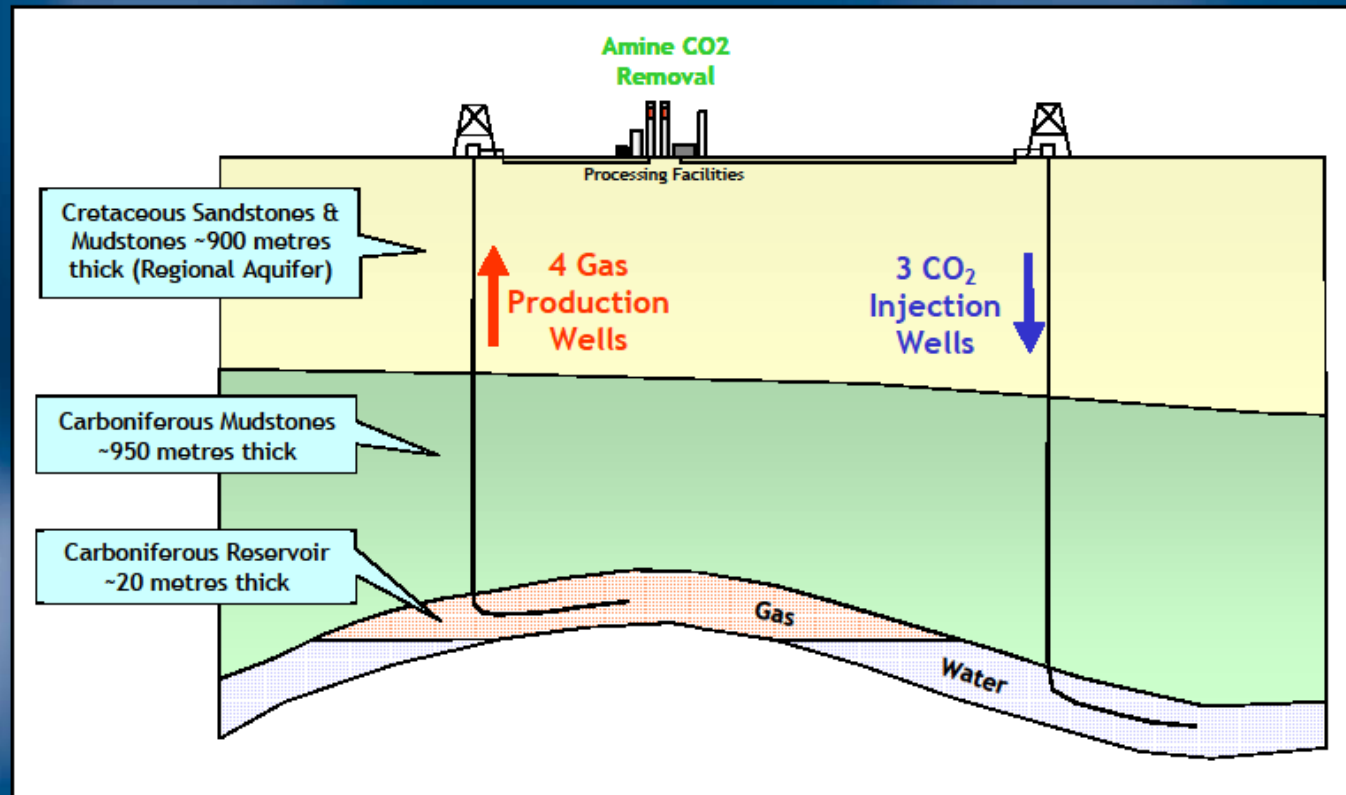
# Injection de CO<sub>2</sub> à Lacq



## Pilote CO<sub>2</sub> du bassin de Lacq Dispositif de surveillance de l'injection de CO<sub>2</sub>



# CO<sub>2</sub> Storage at Krechba





# Stockage de CO<sub>2</sub>, pilote de Ketsin (Allemagne)

