

Reservoir type	Lower estimate of storage capacity (GtCO ₂)	Upper estimate of storage capacity (GtCO ₂)
Oil and gas fields	675 ^a	900 ^a
Unminable coal seams (ECBM)	3-15	200
Deep saline formations	1,000	Uncertain, but possibly 10 ⁴

^a These numbers would increase by 25% if 'undiscovered' oil and gas fields were included in this assessment.

Tableau 1 : Capacités théoriques de stockage de CO₂ dans différents types de formations géologiques (IPCC, 2005)

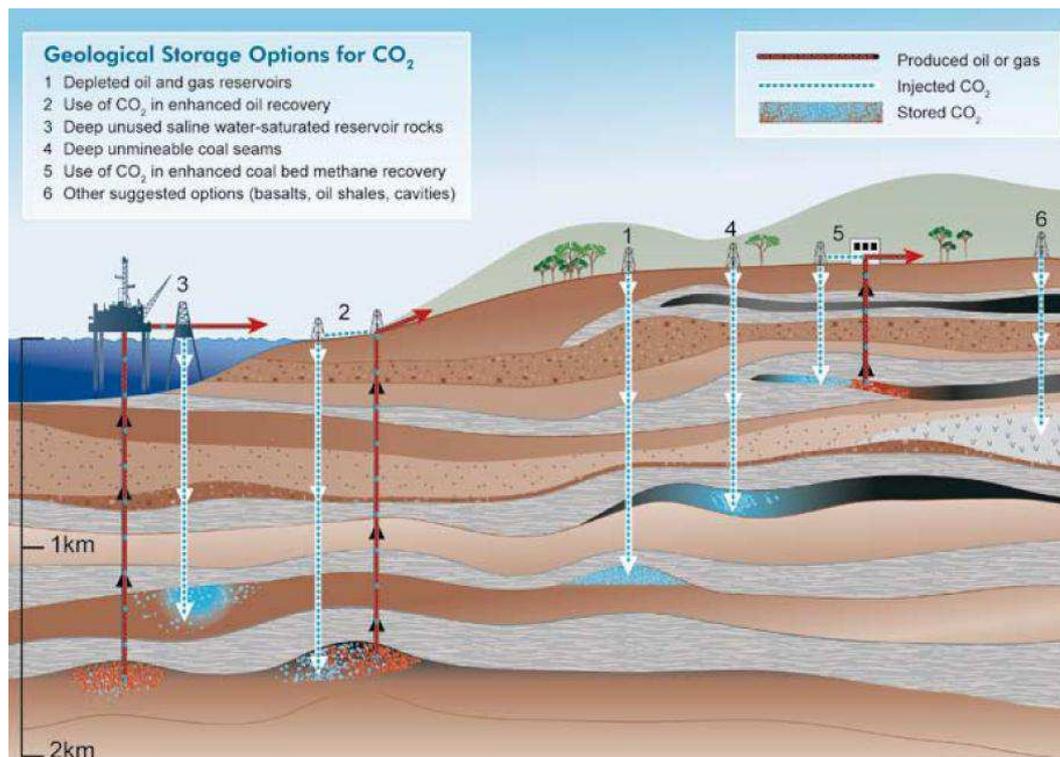


Figure 5 : Options de stockage géologique profond du CO₂ (d'après Cook, 1999)

2.3.1 AQUIFERES SALINS PROFONDS

2.3.1.1 PRINCIPES DU STOCKAGE

On appelle aquifère une formation géologique poreuse et perméable qui contient de l'eau. Les aquifères peuvent être classés en deux types suivant leur profondeur et la qualité de l'eau qu'ils renferment :

- les plus superficiels contiennent de l'eau douce et sont fréquemment utilisés pour l'alimentation en eau potable ;
- les plus profonds contiennent de l'eau salée, en l'état impropre à la consommation humaine et sont donc susceptibles de servir au stockage géologique du CO₂ ; on les classe sous l'appellation « aquifères salins profonds ».

Il se peut également que l'eau présente dans l'espace intergranulaire de la roche (porosité) soit partiellement remplacée par d'autres fluides : ces aquifères salins profonds abritent alors des gisements de pétrole, de gaz naturel ou de CO₂, d'origine profonde (volcanique, magmatique, hydrothermale).

Le principe du stockage de CO₂ en aquifères salins profonds est donc d'imiter ces analogues naturels, stables sur des millions d'années, en stockant du CO₂ dans les pores des roches. En termes de volume de stockage potentiel de CO₂, il s'agit du milieu réservoir qui renferme la plus grande capacité.

Les aquifères salins profonds seront donc la principale cible du stockage géologique du CO₂ du fait de leur extension importante, notamment au sein des grands bassins sédimentaires tels que le bassin de Paris. Ces aquifères peuvent piéger du CO₂ par trois mécanismes principaux (Bachu, 2003 ; Portier et Rochelle, 2005) :

- piégeage hydrodynamique sous forme de « bulle » de CO₂ supercritique ; ce mode de piégeage est prépondérant dans le champ dit « proche-puits » ;
- piégeage en phase aqueuse par dissolution dans l'eau de l'aquifère à plus grande distance du puits injecteur ;
- piégeage en phase minérale par interactions eau/roche au sein de l'aquifère.

La prépondérance de l'un ou l'autre de ces mécanismes dépend de la nature des roches réservoirs existantes (carbonatées, siliceuses, etc.) et du type d'aquifère hébergé (poreux, fissuré, karstifié). Cependant, quelque soit ce mécanisme, il semble évident que l'introduction massive de CO₂ dans des aquifères profonds fortement minéralisés induira une perturbation des équilibres chimiques et des propriétés thermodynamiques du système CO₂-H₂O-NaCl qui est à la base de leur fonctionnement hydrogéochimique.

Dans le cas d'un aquifère salin profond, en s'éloignant du puits d'injection, on devrait rencontrer successivement quatre zones distinctes au sein desquelles les réactions chimiques différeront (Bemer et al., 2007) :

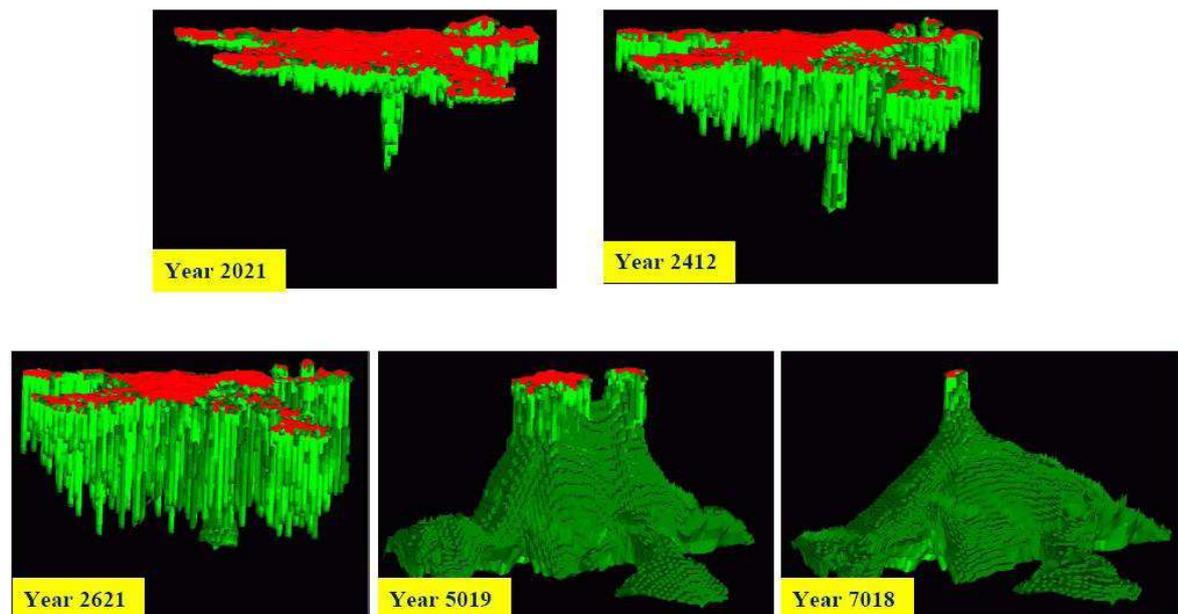
- une zone asséchée, saturée en CO₂ gazeux, renfermant des minéraux plus ou moins déshydratés ;
- une zone diphasique renfermant du CO₂ gazeux et de la saumure acidifiée car fortement chargée en CO₂, où prédominent les phénomènes de dissolution de minéraux et éventuellement de re-précipitation à une certaine distance ;
- une zone saturée par de la saumure chargée en CO₂ où se produisent encore des phénomènes de dissolution de minéraux et/ou de re-précipitation ;
- une zone intacte, saturée par de la saumure en place.

A la fin de la période d'injection, Brosse et al. (2007) décrivent les mécanismes qui se produisent dans un réservoir de stockage de CO₂ : le panache de gaz supercritique atteint sa taille maximale puis, l'injection cessant, « la solubilisation de CO₂ dans l'eau, jusqu'alors active aux marges du panache, devient dominante, et permet un retour progressif par « imbibition » de l'eau dans le réservoir, tandis que le panache s'amenuise et que les contraintes mécaniques sont relaxées ».

A terme, le CO₂ sera donc principalement dissout dans la saumure ou minéralisé sous forme de carbonates : la forme finale de la fixation du carbone présent dans le CO₂ dépendra à la fois de la durée d'observation du site et du type de réservoir impliqué

dans le stockage. Ainsi, dans un aquifère salin hébergé dans une roche réservoir carbonatée, Knauss et al. (2005) ont simulé l'injection de CO₂ pur, d'une part, et l'injection de CO₂ renfermant des impuretés (H₂S ou SO₂) d'autre part. Dans le cas du CO₂ pur ou du mélange CO₂-H₂S, environ 61% des moles de carbone stocké devraient se trouver fixées sous forme solide au bout de 100 ans alors que seulement 39% resteraient en solution dans la saumure. Ces auteurs notent cependant que l'injection conjointe de SO₂ inverse la tendance avec 53% de carbone fixé sous forme solide et 47% sous forme dissoute. Cette différence est principalement due au pH qui, même après un siècle de retour à l'équilibre, est encore trop bas dans le dernier cas pour permettre un même taux de minéralisation du carbone injecté.

Par contre, dans l'aquifère salin profond du site de Sleipner, hébergé par les sables siliceux de la formation d'Upsira, Torp (2007) a modélisé l'évolution du CO₂ (injecté pendant environ 20 ans) sur une période de 7 000 ans (Figure 6). Il apparaît que la dissolution du CO₂ dans la saumure commence à être significative à partir de 2 000 ans après l'injection et qu'elle est totale seulement au bout de 7 000 ans. Plus dense que la saumure initialement renfermée dans l'aquifère, celle qui aura été enrichie en CO₂ finira par couler à la base de la formation. Dans ces sables siliceux, la fixation du carbone par voie minérale n'a pas été étudiée.



(en rouge, le CO₂ supercritique ; en vert, le CO₂ dissous)

Figure 6 : Dissolution du CO₂ dans l'aquifère salin profond d'Upsira (Torp, 2007)

2.3.1.2 SITES DE STOCKAGE EXISTANTS OU POTENTIELS

Bien que les aquifères salins profonds représentent une option prometteuse pour le stockage du CO₂, il n'existe actuellement qu'un seul site au monde de stockage de CO₂ dans ce type de réservoir (Bentham & Kirby, 2005) : il s'agit du site norvégien de Sleipner, situé en mer du Nord Figure 7).

En fonctionnement depuis 1996, ce site d'injection de CO₂ est implanté à proximité d'un gisement de gaz naturel exploité à 2 500 m de profondeur. Le CO₂ est présent à titre d'impureté à hauteur de 9% environ dans le gaz naturel et, au lieu d'être rejeté dans l'atmosphère, il est réinjecté in situ dans une formation sableuse située à une profondeur de 1000 m environ (Figure 7). La durée prévue d'injection est de 20 ans, au débit de 1 MtCO₂/an.

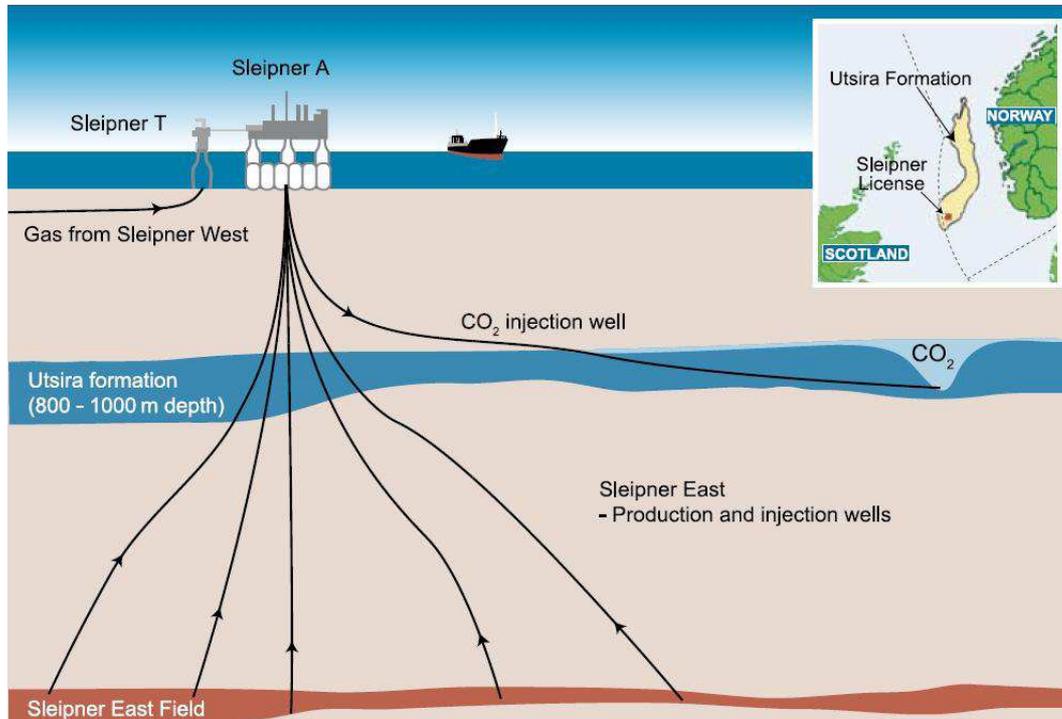


Figure 7 : Schématisation de l'extraction de gaz et de l'injection du CO₂ sur le site de Sleipner (IPCC, 2005)

Pourtant, des bassins sédimentaires susceptibles d'héberger des aquifères salins profonds existent en Europe, par exemple en Mer du Nord ou sur le pourtour des Alpes (CO₂GeoNet, 2008).

Une des plus vastes zones potentiellement aptes au stockage géologique du CO₂ est ainsi le « Bassin Permien Sud » qui s'étend de l'Angleterre jusqu'à la Pologne en traversant les Pays-Bas, le Danemark et l'Allemagne (représenté par la grande ellipse sur la Figure 8). On y trouve de nombreuses roches réservoirs carbonatées (calcaires) ou siliceuses (grès et sables) dont la porosité est remplie d'eau saline, de pétrole ou de gaz naturel.

En outre, ces roches réservoirs sont interstratifiées avec des couches argileuses, parfois très épaisses, qui sont donc a priori susceptibles de faire obstacle à la migration verticale des fluides.

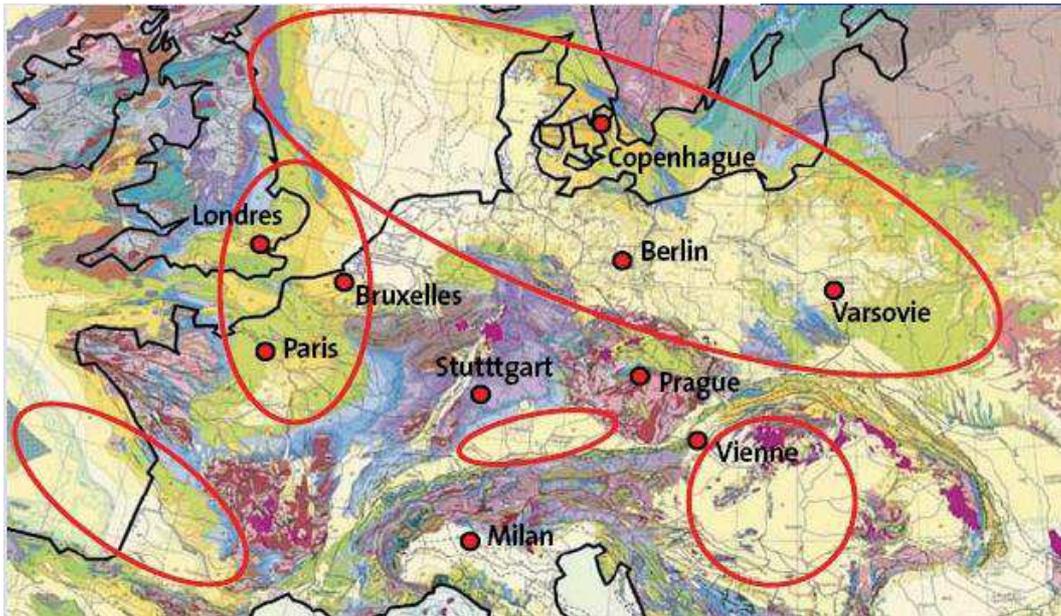


Figure 8 : Localisation des principaux bassins sédimentaires de l'Europe (CO₂GeoNet, 2008)

Deux grandes études ont ainsi été menées en 1996 (projet JOULE II) et en 2003 (projet GESTCO) dans le but d'estimer les potentialités de stockage géologique de CO₂ en aquifère salin profond dans plusieurs pays européens (Tableau 2). Pour la France, ces études montrent un potentiel de stockage compris entre 0,6 et 26 GtCO₂, essentiellement localisé dans le bassin parisien.

Country	Saline aquifer storage (Gt)	Report
United Kingdom Southern North Sea	14.7	GESTCO
Selected Onshore and near shore aquifers Denmark	16	GESTCO
Germany	23-43	GESTCO
Offshore Norway (traps)	13	GESTCO
Offshore Norway (open)	278	GETSCO
The Netherlands	1.6	GESTCO
Greece	2.2	GESTCO
Belgium (Campine Basin)	0.1	GESTCO
Paris Basin:		GESTCO
Dogger aquifer,	0.008-4	
Triassic aquifer (Keuper and Bunter)	0.6-22	
Country	Saline aquifer storage (Mt)	Report
Denmark (onshore aquifers)	5596	JOULE 11
France (onshore in traps)	1527	JOULE 11
Germany (onshore in traps)	472	JOULE 11
Italy (onshore and offshore traps)	473	JOULE 11
Netherlands (onshore traps)	1014	JOULE 11
Norway (traps)	10852	JOULE 11
Norway (open)	475887	JOULE 11
Spain (traps onshore and offshore)	1466	JOULE 11
United Kingdom (traps)	8808.94	JOULE 11

Tableau 2 : Capacités de stockage géologique de CO₂ en aquifère salin profond dans quelques pays européens (Bentham & Kirby, 2005)

En France, il n'existe pas à ce jour de site de stockage géologique de CO₂ dans des aquifères salins profonds. Toutefois, au moins deux projets pilotes sont à l'étude dans le bassin de Paris (projets démonstrateurs soumis à l'ADEME en 2009) :

- un projet de captage et de stockage intégré de CO₂, porté par Veolia sur le site de Claye-Souilly en Seine-et-Marne ;
- un projet de captage et stockage de CO₂ dans le bassin parisien, non encore précisément localisé, qui sera porté par GDF-Suez et Total.

2.3.2 GISEMENTS D'HYDROCARBURES EPUISÉS

2.3.2.1 PRINCIPE DU STOCKAGE

Des décennies d'opérations ont montré qu'il est possible d'injecter le CO₂ dans des gisements de pétrole et de gaz (Metstor, 2008) : le procédé de récupération assistée d'hydrocarbures par injection de CO₂ est couramment utilisé par l'industrie pétrolière depuis une quarantaine d'années car le CO₂ injecté aide à récupérer une partie des hydrocarbures résiduels de gisements difficiles ou en baisse de production (Gozalpour et al., 2005). Il s'agit de la technique de récupération assistée de pétrole (Enhanced Oil Recovery ou EOR.) ou de gaz (Enhanced Gas Recovery ou EGR). La Figure 9 montre ainsi l'impact de l'injection de CO₂ sur le gisement de production de gaz naturel de Weyburn au Canada : la production de gaz naturel, qui aurait dû diminuer jusqu'à environ 1 000 barils/jour en 2004, est remontée à 7 000 barils/jour au cours de l'année qui a suivi le début de l'injection du CO₂.

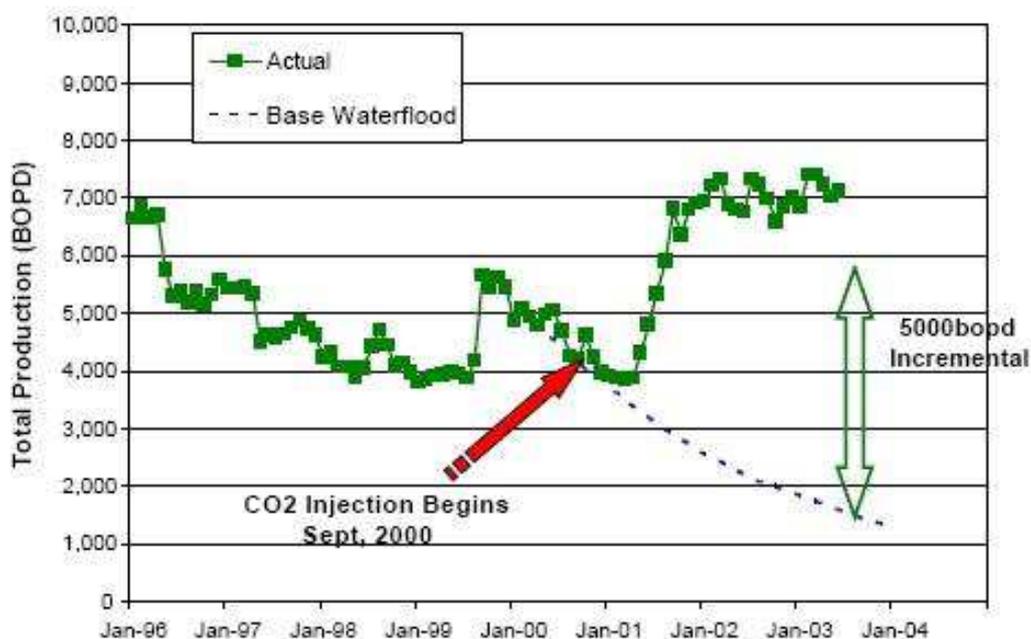


Figure 9 : Impact de l'injection de CO₂ sur la production de gaz naturel du site de Weyburn (Preston et al., 2005) – BOPD = Barrels of Petrol Per Day

La prise en compte des émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère a conduit à étudier, ces dernières années, le potentiel de stockage durable du CO₂ dans des gisements épuisés⁷ d'hydrocarbures, qu'ils soient en fin d'exploitation ou abandonnés. Si les conditions de réservoirs sont adéquates, l'injection de CO₂ peut permettre à la fois d'augmenter notablement la récupération d'huile et de stocker définitivement du CO₂ dans les formations géologiques. Le potentiel de stockage du CO₂ associé à l'EOR (Enhanced oil Recovery) est important puisqu'environ 60 % du CO₂ injecté est effectivement retenu dans le réservoir. De plus, il y a peu de défis technologiques majeurs à relever, les sites concernés sont clairement identifiés leurs structures sont connues et bien étudiées (Metstor, 2008) et leur existence même montre leur étanchéité aux fluides (non agressifs). Cependant, les volumes concernés sont nettement plus faibles que dans le cas précédent des aquifères salins.

2.3.2.2 SITES DE STOCKAGE EXISTANTS OU POTENTIELS

Gozalpour et al. (2005) ont recensé quelques sites de gisements épuisés actuellement en fonctionnement sur le territoire nord-américain (Tableau 3). Par ailleurs, d'après le rapport House of Commons (2006) :

- le Canada disposerait de 30 sites d'injection de gaz acide (mélange de CO₂ et H₂S) au débit de 0,003 à 0,06 Mt/an dans des réservoirs épuisés de pétrole ;
- Abu Dhabi injecterait actuellement 0,4 Mt/an de gaz acides dans le même type de gisements.

Location	Plant type	CO ₂ supply (Mt/y)	EOR field	Operator
Oklahoma	Fertiliser	0.7	NE Purdy, Sho-Vel-Tum	Anadarko, Chaparral Energy
Colorado	Gas processing	1.2	Rangely	ChevronTexaco
Wyoming	Gas Processing	0.6	Lost Solider, Wertz	Merit Energy
Texas	Gas Processing	1.3	Sharon Ridge	ExxonMobil
Saskatchewan	Coal Gasification	1.8	Weyburn	EnCana Energy
Alberta	Ethylene Plant	0.1	Joffre Viking	PanWest Petroleum

Tableau 3 : Caractéristiques de quelques projets de récupération assistée de pétrole utilisant du CO₂ en Amérique du Nord (Gozalpour et al., 2005)

En France, TOTAL a estimé les capacités de stockage de CO₂ en gisement d'hydrocarbures épuisés à 425 MtCO₂ dont plus de la moitié pour le seul site de Lacq (de Marliave, 2007). Un projet expérimental d'injection de 300 000 tCO₂ sur 2 ans est d'ailleurs actuellement en cours au droit du champ épuisé de Rousses dans les Pyrénées-Atlantiques (Total, 2007).

⁷ « depleted » en anglais d'où l'angliscisme « déplété » que nous n'avons pas choisi d'utiliser ici

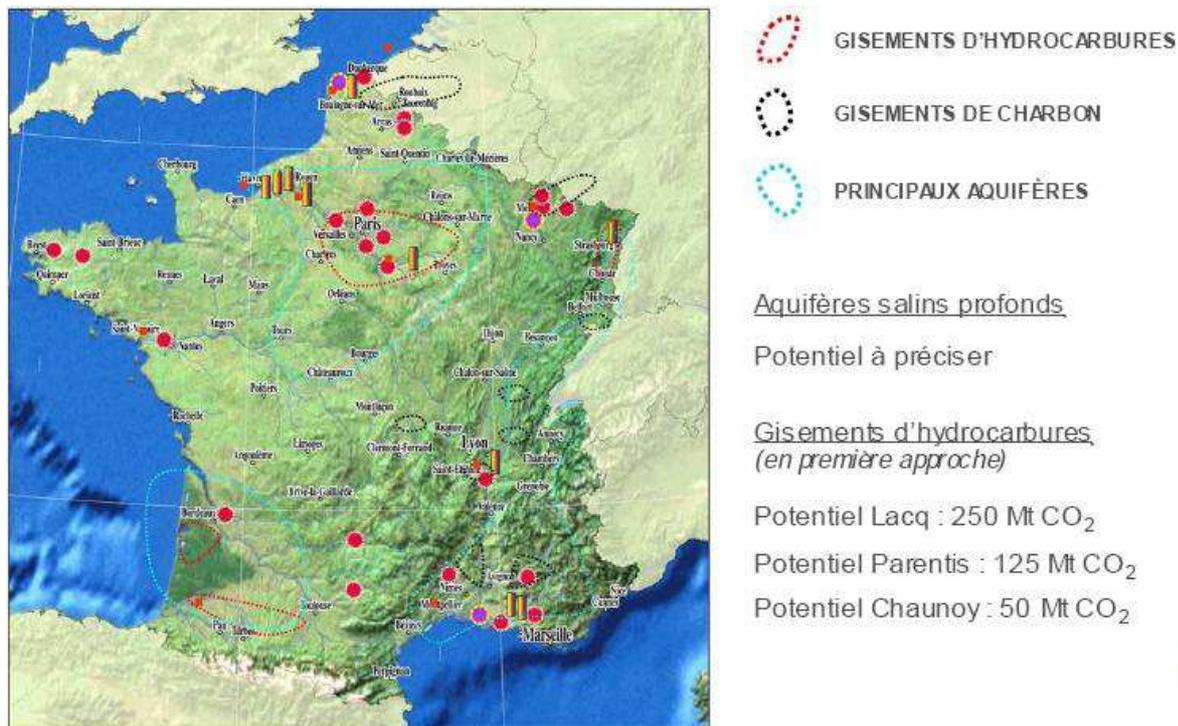


Figure 10 : Principaux sites potentiels de stockage géologique de CO₂ en gisements d'hydrocarbures épuisés en France (de Marliave, 2007)

2.3.3 GISEMENTS DE CHARBON

2.3.3.1 PRINCIPE DU STOCKAGE

Le charbon est une roche sédimentaire formée au cours des temps géologiques à partir de la macération de matières organiques. Au-delà de son caractère énergétique, le charbon est un milieu hétérogène et microporeux qui est caractérisé par une très grande surface spécifique interne, de l'ordre de 20 à 400 m²/g (Metstor, 2008 ; Pokryszka, 2009). Cette propriété lui confère un potentiel théorique important de stockage de gaz, par adsorption du gaz dans la structure interne du charbon d'une part et par emmagasinement comme gaz libre dans les vides (macroporosité, fissures, fractures...) d'autre part :

- du fait de la très grande surface interne du charbon, l'adsorption est largement prépondérante et peut représenter 90% ou plus du gaz contenu dans le gisement ;
- en fonction de la porosité du charbon et de la pression d'équilibre du gaz, le gaz sous forme libre emmagasiné dans les pores pourra représenter jusqu'à 10% voire plus du volume total de gaz contenu dans le charbon ;

En considérant des pressions de gaz injecté de l'ordre de 5 à 6 MPa, les couches de charbon peuvent potentiellement emmagasiner à long terme par adsorption jusqu'à 40 m³ voire 60 m³ de CO₂ par tonne de charbon. Cette capacité d'emmagasinement correspond à au moins 5 fois (voire 10 fois pour les gisements de charbons les plus poreux) la quantité de gaz que peut renfermer une roche réservoir classique de volume semblable dans des conditions similaires. D'autre part, le risque de fuites est réduit dans ce cas car le CO₂ reste fortement adsorbé sur le charbon (Charrière et al, 2008).

Les différentes études réalisées pour évaluer le potentiel de stockage de CO₂ dans le charbon s'intéressent aux veines situées à des profondeurs telles que l'extraction en est absolument inenvisageable (Metstor, 2008). Cette solution a pour elle la proximité de nombreux sites industriels autrefois implantés au droit des gisements de charbon exploités : c'est notamment le cas des usines sidérurgiques du Nord et de l'Est de la France ainsi que de certaines centrales thermiques au charbon (Gardanne dans le bassin houiller de Provence).

Malgré la faible perméabilité naturelle des charbons français, qui amoindrit l'injectivité en CO₂, les gisements de charbon constituent, en France et plus généralement en Europe, un potentiel théorique important de stockage de CO₂, notamment au droit de certaines industries fortement émettrices de ce type de gaz (sidérurgie, centrales thermiques).

En outre, il convient de noter que l'adsorption du CO₂ aurait pour effet de désorber naturellement le gaz présent dans le charbon (grisou), essentiellement constitué de CH₄ : en effet, le potentiel d'adsorption du CO₂ sur le charbon est généralement deux fois plus élevé que celui du CH₄ (Charrière et al., 2008) et il est admis que l'on peut, lors de l'injection de CO₂, remplacer 1 mole de CH₄ par 2 à 5 moles de CO₂.

Cette caractéristique est très importante car, dans le cas d'un gisement contenant une quantité significative de CH₄, celui-ci pourrait être récupéré à des fins industrielles en parallèle avec l'injection de CO₂ (Figure 11). Il s'agit de la technique de récupération assistée du méthane dans les veines de charbon (Enhanced Coal Bed Methane Recovery ou ECBM – voir précisions au paragraphe 2.7). Le stockage du CO₂ en gisement houiller peut alors devenir économiquement attractif, sachant que les gisements houillers en France ont classiquement des teneurs totales en méthane de l'ordre de 5 à 25 m³/tonne de charbon (Gaucher et al., 2007).

Ainsi, aux Etats-Unis, le méthane issu des veines de charbon est devenu depuis une vingtaine d'années, une source importante et non conventionnelle de gaz naturel (Shi et Durucan, 2005). L'injection de CO₂ dans les veines de charbon pour augmenter la récupération de CH₄ est une technologie qui pourrait permettre d'augmenter l'efficacité de la production de méthane tout en stockant des volumes importants de CO₂ anthropique.

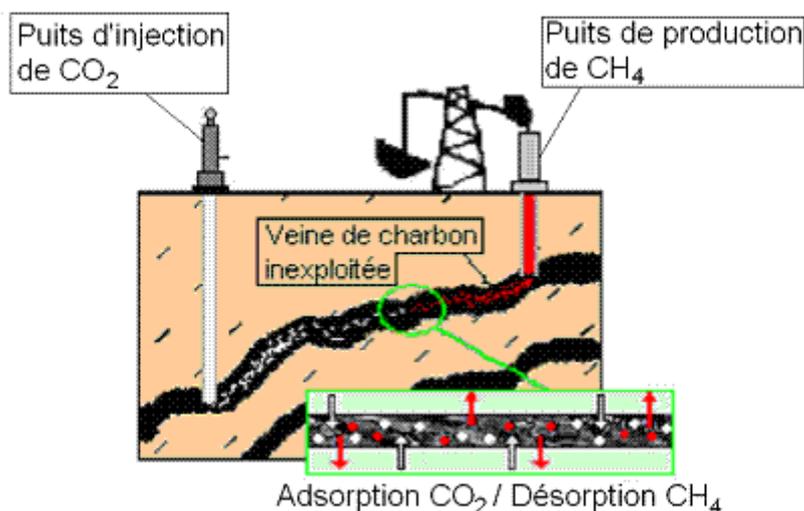


Figure 11 : Stockage géologique du CO₂ en gisement houiller avec récupération du CH₄ (Pokryszka, 2009)

2.3.3.2 SITES DE STOCKAGE EXISTANTS OU POTENTIELS DANS LE CHARBON

A ce jour, il n'existe qu'un seul cas d'application industrielle de stockage géologique de CO₂ en gisement houiller. Il concerne le bassin charbonnier de San Juan aux Etats-Unis (Nouveau-Mexique et Colorado) qui présente des perméabilités élevées. Depuis 1996, ce gisement a reçu l'injection de plus de 100 ktCO₂ avec une augmentation significative de la production conjointe de CH₄.

Au Canada, un mini-pilote d'injection a temporairement été exploité : il a montré la difficulté à prédire le comportement du gaz, notamment en raison du gonflement du charbon qui a significativement réduit sa perméabilité (Holloway, 2002).

En France, le projet Metstor (2008) s'est porté sur un exemple d'évaluation de la capacité théorique de stockage du CO₂ sur une partie non exploitée du Bassin Houiller de Gardanne, situé entre Marseille et Aix-en-Provence (Figure 12), mais aucun projet industriel de stockage géologique de CO₂ dans ce type de gisement n'est en cours.

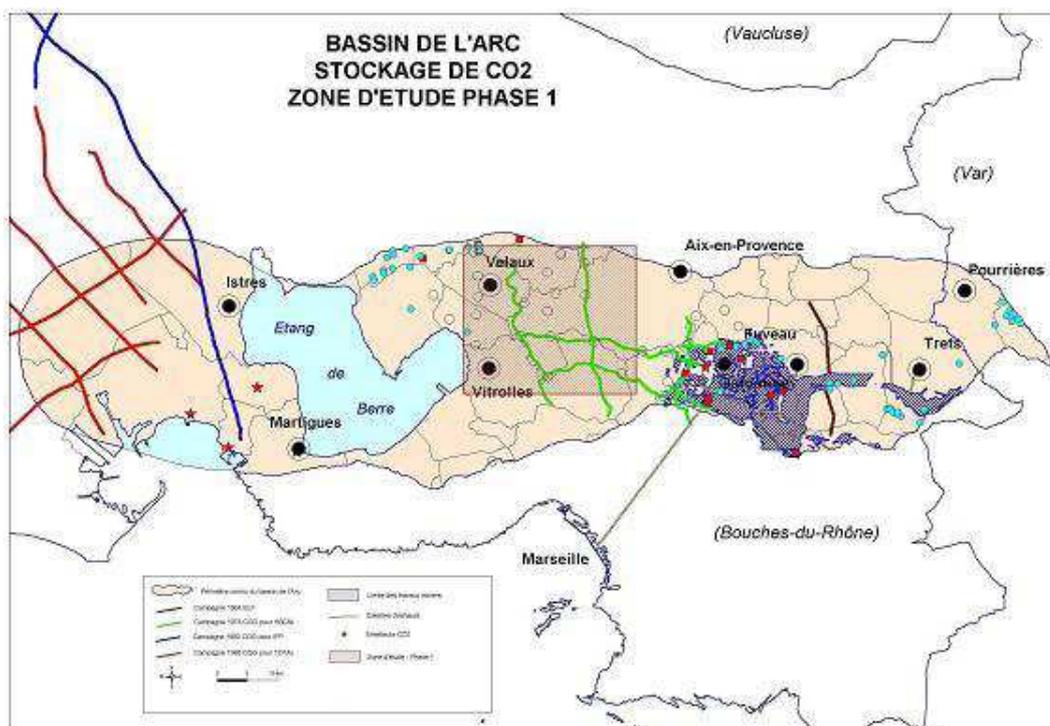


Figure 12 : Le bassin de l'Arc (BRGM, IFP, INERIS, SNET, 2004 - 2005)

L'exemple du bassin houiller de Gardanne tient compte de paramètres du gisement connus ou estimés dans le cadre du programme RTPG « Filière du charbon propre ». Le Tableau 4 présente ainsi les résultats obtenus pour certains panneaux du gisement situés entre 500 et 1 500 m de profondeur, en supposant une pression de CO₂ de 5 MPa. Pour situer l'ordre de grandeur, la capacité de stockage ainsi estimée correspond à environ 20 ans d'émission de CO₂ de la centrale thermique de Gardanne située à proximité du site de stockage analysé.

Tranche de profondeur (m)	500 à 1 000	1 000 à 1 500
Superficie du gisement (km ²)	40	89
Volume de charbon brut (Mm ³)	159	447
Volume de charbon pur (Mm ³)	143	402
Porosité moyenne du charbon (%)	10	10
Température du milieu (°C)	27	32
Pression finale de gaz (MPa)	5	5
Capacité d'adsorption du CO ₂ (t/t)	0,074*	0,070*
Capacité totale de stockage (adsorption et porosité) (Mt)	17	45

* en tenant compte de la présence de gaz originels non récupérés et de la température du gisement

Tableau 4 : Estimation des capacités théoriques de stockage de CO₂ dans la zone Vitrolles Aix-en-Provence du Bassin Houiller de Gardanne pour une pression finale de gaz de 5 MPa (Metstor, avec participation de l'INERIS, 2008)

2.3.4 ROCHES BASIQUES ET ULTRABASIQUES

2.3.4.1 PRINCIPE DU STOCKAGE

De gigantesques formations de roches basiques et ultrabasiques existent dans de nombreux endroits du monde. Elles jouent un rôle majeur dans le cycle du carbone, notamment en réagissant naturellement avec le CO₂ (Metstor, 2008). Ces interactions impliquant la roche et le CO₂ atmosphérique produisent des carbonates au détriment des silicates présents dans les minéraux constitutifs des roches basiques et ultrabasiques. Ce phénomène de minéralisation est susceptible de retenir le carbone pendant plusieurs millions d'années, soit un temps largement compatible avec un rééquilibrage de l'atmosphère terrestre.

Le principe est donc d'injecter du CO₂ dans des terrains potentiellement donneurs de cations, en milieu acide, afin de provoquer la précipitation de carbonates ou « carbonatation ». Cette carbonatation est régie par une réaction minérale simple qui s'écrit sous la forme (Metstor, 2008) :



où M est un cation (généralement divalent : Mg²⁺, Fe²⁺, Ca²⁺, etc.). A haute température, cette réaction peut se produire directement par interaction avec les fluides mais à basse température, ce qui serait le cas des conditions réelles de stockage de CO₂, plusieurs étapes sont nécessaires pour aboutir à l'apparition des phases carbonatées susceptibles de piéger le CO₂.

Contrairement au cas des aquifères salins profonds, les formations sédimentaires adaptées à ce type de stockage sont peu nombreuses. Par contre, les roches d'origine mantellique contiennent en quantité des minéraux silicatés riches en Ca, Fe et Mg, et sont donc des candidats potentiels pour la minéralisation du carbone : ce sont principalement l'olivine, l'orthopyroxène, le clinopyroxène et la serpentine. La quantité stockée peut atteindre – voire dépasser – 1200 kgCO₂/m³ de roche soit, par exemple, 80 fois plus que les grès formant certains aquifères salins profonds (Xu et al., 2004). D'autres phases minérales sont également susceptibles de réagir avec le CO₂ comme les spinelles, les feldspaths et les verres basaltiques.

Sur le plan pétrographique, les roches candidates devront être riches en cations, ce qui va généralement de pair avec une pauvreté en silicé. On distingue ainsi les roches basiques (basaltes, phonolites, ophiolites, gabbros, etc.) et les roches ultrabasiques, encore plus pauvres en silice, comme les péridotites ou les serpentinites.

2.3.4.2 POTENTIALITES DE STOCKAGE EN FRANCE METROPOLITAINE ET OUTREMER

Depuis le Précambrien, la France a connu de nombreux épisodes magmatiques et volcaniques qui ont produit des roches basiques. Le Massif Central constitue la portion du territoire où le magmatisme a été le plus actif et où l'on retrouve les terrains volcaniques les plus étendus à l'affleurement. On peut estimer à 9 300 km², soit 1,7 % du territoire, la superficie totale couverte par les formations basiques et ultrabasiques en France continentale.

En Corse, la carte géologique montre un paysage magmatique contrasté. Alors que la Corse centrale et méridionale est essentiellement granitique, la pointe nord renferme des terrains basiques et ultrabasiques (ophiolites, serpentinites).

Outremer, les roches basaltiques sont majoritairement présentes en Polynésie, dans les Antilles et à l'île de la Réunion alors que la Nouvelle Calédonie présente de vastes domaines de roches ultrabasiques (péridotites, serpentinites, etc.). Sur l'île principale de la Grande Terre, ces roches recouvrent ainsi près d'un tiers des territoires émergés soit 5 500 km², le Grand Massif du Sud étant l'un des plus grands massifs ultrabasiques au monde.

En outre, suite à l'exploitation minière intensive dans ces massifs, des terrils de roches ultrabasiques ont été (et sont encore) massivement produits : ils pourraient être utilisés par des procédés de carbonatation du CO₂.

Cependant, l'absence de données pétrophysiques, géophysiques et hydrogéologiques suffisamment précises sur ces formations, notamment à grande profondeur, rend actuellement délicate l'estimation de leurs capacités réelles en termes de volume de stockage pour le CO₂ (Metstor, 2008).

En outre, les volumes stockables sont probablement réduits par rapport aux autres types de réservoirs, en particulier en France métropolitaine. Cette solution pourrait néanmoins être intéressante localement pour les territoires riches en roches ultrabasiques (La Nouvelle Calédonie, localement la Corse) ou basiques (La Réunion, la Corse et dans une moindre mesure le Massif Central).

2.4 NATURE DU FLUIDE INJECTE

2.4.1 LE CO₂

Le fluide injecté sera essentiellement composé de CO₂. Celui-ci pourra se trouver dans deux états différents selon le type de réservoir géologique ciblé :

- CO₂ gazeux essentiellement pour les gisements de charbon inexploités, du fait de la forte capacité d'adsorption de ce gaz par le charbon ;
- CO₂ supercritique pour les aquifères salins profonds, les gisements épuisés d'hydrocarbures et les roches basiques/ultrabasiques du fait de la profondeur des réservoirs ciblés.

L'état supercritique est intermédiaire entre l'état gazeux et l'état liquide (voir Annexe 9.1) : un fluide supercritique se caractérise par une masse volumique comparable à celle d'un liquide mais avec des propriétés de transport (viscosité) comparables à celles d'un gaz. Dans le cas du CO₂, ce changement d'état survient à partir d'un « point critique » situé aux alentours de 31°C et de 7,4 MPa (Figure 2).

En ce qui concerne la toxicité, le CO₂ n'est pas à proprement parler un gaz toxique (sauf à forte concentration, voir Annexe 1) mais il a néanmoins des effets directs sur la santé humaine. Avant tout, c'est un gaz inerte pouvant se substituer à l'oxygène de l'air : une atmosphère sous oxygénée peut conduire à la mort par asphyxie si la teneur en oxygène se raréfie. Le dioxyde de carbone est également le régulateur de la respiration. Une augmentation de la teneur en CO₂ de l'air inhalé cause une accélération importante du rythme de la respiration entraînant rapidement la perte de

conscience, puis l'arrêt irréversible des centres nerveux et des fonctions respiratoires et cardiaques.

Plusieurs valeurs seuils sont mentionnées dans la littérature. En France, celles qui sont recommandées par le Ministère sont les suivantes : 10% pour les premiers effets létaux (1% de létalité) et 5% pour les effets irréversibles (il s'agit de % de volume dans l'air).

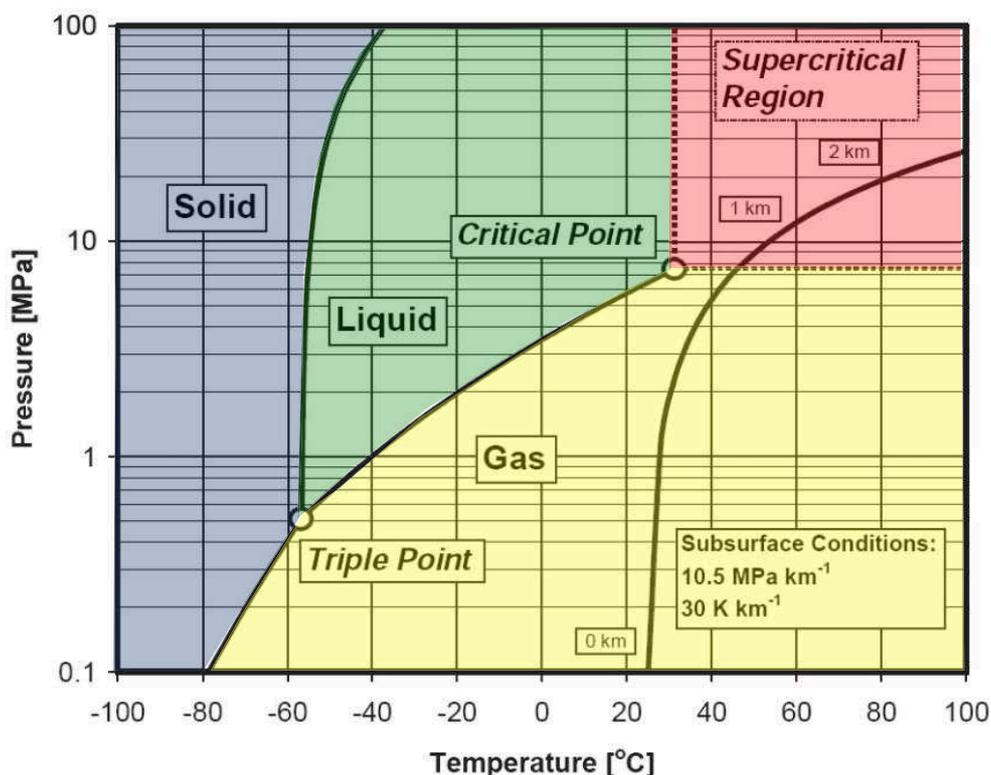


Figure 13 : Gammes de changement d'état du CO₂ (Span & Wagner, 1996 – le point critique correspond à $T = 31^{\circ}\text{C}$ et $P = 7,4 \text{ MPa}$)

L'intérêt d'injecter et de stocker le CO₂ sous forme supercritique est la réduction drastique de volume qui accompagne ce changement de phase . Ainsi, un volume de 1 000 m³ de CO₂ gazeux en surface se réduit à seulement 3,8 m³ de CO₂ supercritique. Dans le sous-sol, en conditions hydrostatiques, le CO₂ sera à l'état supercritique à partir de 800 m de profondeur (voir Figure 14).

Ce volume diminue encore légèrement jusqu'à 2 000 m de profondeur, pour atteindre 2,7 m³, puis la diminution de volume devient négligeable (alors que le coût d'injection augmente significativement).

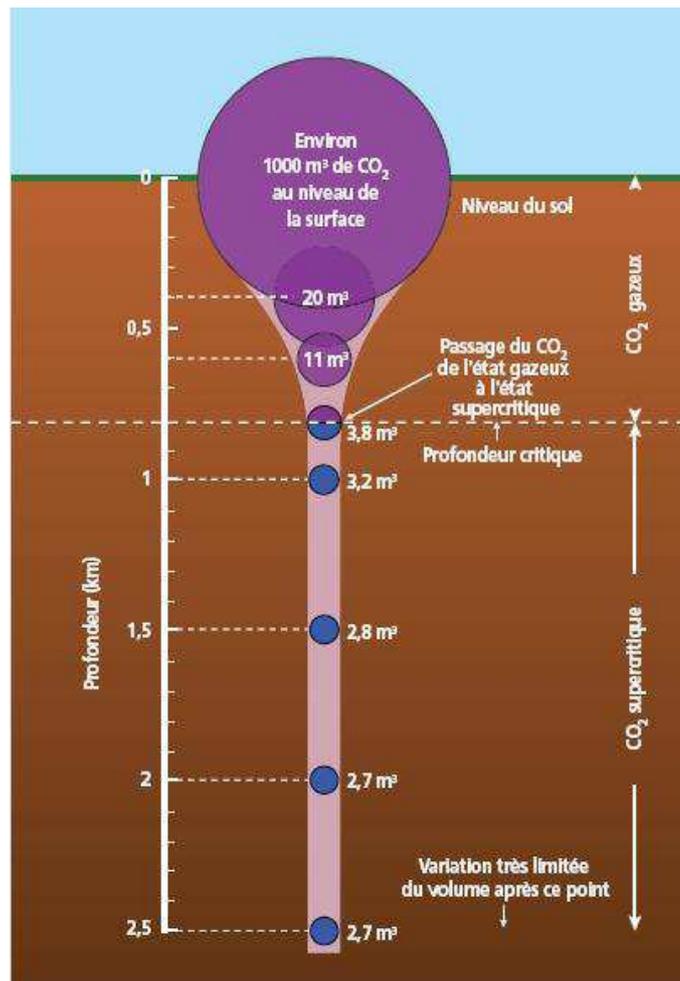


Figure 14 : Diminution de volume du CO₂ en fonction de la profondeur de stockage (CO₂GeoNet, 2008)

Les conditions de pression et de température nécessaires pour maintenir le CO₂ à l'état supercritique à toutes les phases de la filière sont les suivantes :

- en surface, le CO₂ devra être artificiellement maintenu à au moins 7,4 MPa et 31°C pour pouvoir être transporté et injecté à l'état supercritique ;
- en profondeur, viendra s'ajouter une pression hydrostatique d'environ 10,5 MPa/km et un gradient géothermique de l'ordre de 30°C/km (BRGM, 2004).

Ainsi, à titre d'exemple, les conditions d'équilibre seront :

- à 1000 m. de profondeur, de 60°C et 18 MPa environ ;
- à 2000 m. de profondeur, de 90°C et 28 MPa environ.

2.4.2 LES IMPURETES

Sur le plan législatif, la directive européenne 2009/31/CE relative au stockage géologique du dioxyde de carbone stipule dans son article 12 : « Un flux de CO₂ est majoritairement composé de dioxyde de carbone. À cet effet, aucun déchet ni autre matière ne doit y être ajouté en vue de son élimination. Cependant, un flux de CO₂ peut contenir des substances qui se sont accidentellement associées dès la source ou lors des opérations de captage ou d'injection et des substances traces peuvent y être ajoutées afin d'aider à contrôler et à vérifier la migration du CO₂. Les concentrations de ces substances sont inférieures aux niveaux qui seraient susceptibles :

a) de compromettre l'intégrité du site de stockage ou des infrastructures de transport appropriées ;

b) de présenter un risque significatif pour l'environnement ou la santé humaine ; ou

c) d'enfreindre les dispositions de la législation communautaire applicable ».

Jacquemet et al. (2007) précisent que le gaz en provenance d'une unité productrice d'électricité est « un CO₂ impur » et que la nature et la teneur des impuretés « seront fonction du type de combustible employé, du type de procédé de conversion énergétique de la centrale et du type de procédé de captage ».

Ainsi, dans le cas de l'oxycombustion il y aura environ 10% d'impuretés dans le CO₂ produit dont « le triplet N₂+O₂+Ar, les SO_x et les NO_x » ainsi que de l'eau. Or, on sait qu'à partir du SO₂, il peut se produire de l'acide sulfurique (après dissolution-dissociation et oxydation dans l'eau), ce qui peut engendrer – pour les injections en aquifère – une attaque sulfatique des ciments des puits d'injection ainsi que du réservoir dans le champ proche-puits.

En ce qui concerne les rejets industriels, Lachet et al. (2007) indiquent que le CO₂ capturé contiendra également des contaminants comme SO₂, NO_x, H₂S, N₂, O₂, Ar, H₂O, etc. Leur concentration pourra atteindre 0,2% à 10% en volume.

Dans le cas des procédés de post-combustion, le CO₂ capté contiendra nécessairement une part de l'absorbant utilisé (ex : une amine). Cependant, des impuretés peuvent également être observées dans le cas de l'oxycombustion, par exemple des complexes métalliques. Hoteit et al (2007) ont ainsi testé un procédé de combustion aux oxydes métalliques recyclables qui prévoit une combustion en boucle chimique (« chemical looping ») grâce à l'oxygène fournie par un oxyde métallique (ici le NiO-NiAl₂O₄) au lieu de l'oxygène de l'air. Au final, on obtient des fumées « composées majoritairement de gaz carbonique et de vapeur d'eau d'une part, et de l'oxyde métallique réduit, d'autre part ».

Le captage du CO₂ étant actuellement le chaînon le plus coûteux de toute la filière CSC, la course au rendement énergétique risque de se traduire par un recours plus important aux solvants, donc par un degré d'impuretés plus fort du CO₂ obtenu. Ainsi, Camy-Portenabe & Bouillon (2007) signalent-ils déjà que l'utilisation d'un solvant plus concentré en amine (40% au lieu de 30%) engendrera un gain énergétique de 6% dans le coût de captage postcombustion du CO₂.

Enfin, une étude INERIS en cours montre que les rejets issus d'installations de combustion, comme de tout procédé de traitement des hydrocarbures, contiennent des composés inorganiques (métaux principalement : Pb, Cd, etc.) et des composés organiques (COV : composés organiques volatils, HAP : Hydrocarbures aromatiques polycycliques) dotés d'un certain potentiel toxique. Les quantités sont a priori très faibles, mais il conviendra d'en étudier le devenir à long terme.

2.5 LES DIFFERENTES PHASES DE LA VIE DE LA FILIERE

Comme défini au 1.2.1 (voir également Figure 1), les principales périodes de vie d'une filière CSC complète sont :

- La période de conception

Préalablement à la réalisation d'un stockage géologique, lorsque les études de pré faisabilité puis de faisabilité technique ont validé le choix du site, la première étape consiste en la réalisation d'un « état zéro ». Dans le cas du stockage géologique de CO₂, une partie importante de cet état zéro concernera la mesure du flux de CO₂ naturellement émis par le site, préalablement à toute injection.

- La période d'exploitation, d'une durée de 40 à 50 ans environ, elle-même subdivisée en une phase d'injection suivie d'une phase de fermeture.

La « période d'exploitation », telle que définie en 1.2.1, commencera par le creusement du (ou des) puits d'injection – vraisemblablement en parallèle à la construction des unités de captage. Le forage terminé sera ensuite équipé par un cuvelage métallique, destiné à prévenir tout risque d'éboulement des terrains traversés, qui devra être cimenté sur toute sa hauteur afin d'assurer une parfaite étanchéité. L'équipement du forage sera complété par des vannes et une tête de forage destinée à son raccordement sur la canalisation d'amenée du CO₂.

A ce stade, la phase d'injection pourra débuter par la réalisation préalable de tests d'injectivité afin de régler le débit et la pression d'injection en fonction des caractéristiques du site. La durée d'injection prévisible sera de l'ordre de quelques dizaines d'années (20 à 50 ans a priori, au vu des potentiels des sites de stockage et du retour d'expérience sur les stockages souterrains d'hydrocarbures). Les quatre maillons de la chaîne CSC fonctionnent alors (captage, transport, injection, stockage) avec, en outre, la mise en place d'une surveillance serrée du stockage.

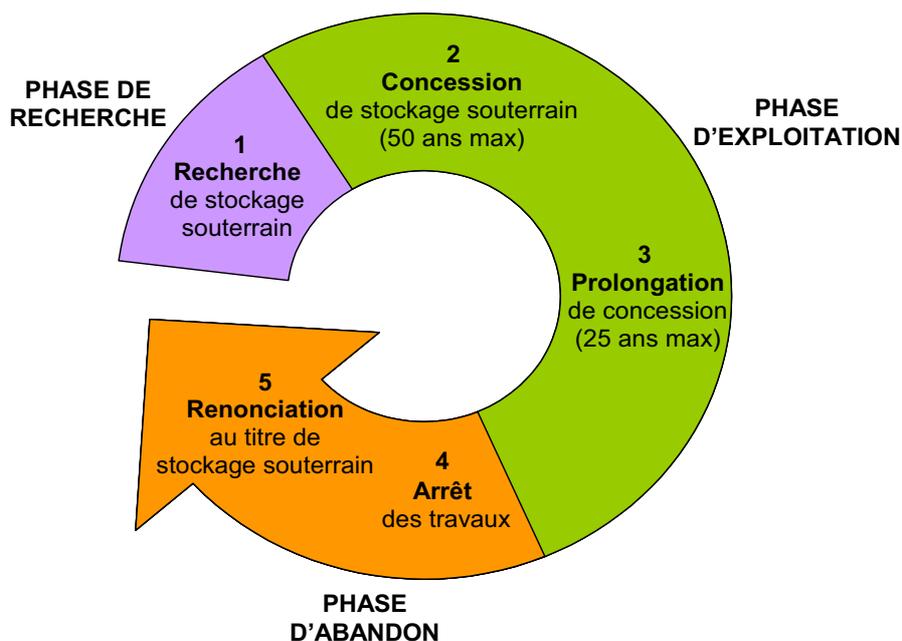


Figure 15 : Phases de vie d'un stockage souterrain d'hydrocarbures (Charmoille & Thoraval, 2008)

A la fin de cette période, le (ou les) puits d'injection seront fermés et comblés par un matériau inerte sur toute leur hauteur. Commencera alors la phase de fermeture du site qui devrait durer une à deux dizaine(s) d'années.

- La période d'abandon, d'une durée de l'ordre d'un millénaire,

A la suite de la période d'exploitation, le site sera abandonné et sa responsabilité sera transférée à une autorité administrative compétente qui devra en assurer la surveillance pendant plusieurs dizaines d'années. Commence alors la période d'«abandon» – qui sera également subdivisée en deux phases :

- Une phase de mémoire pendant laquelle l'humanité conserve la mémoire du stockage et des risques associés et peut de ce fait continuer à assurer une surveillance, active ou allégée, du site ;
- Une phase de long terme (ou d'oubli), la plus longue (700 à 800 ans) au cours de laquelle l'existence même du stockage et des risques associés aura été oubliée.

2.6 LA REGLEMENTATION EN MATIERE DE CSC

Du point de vue réglementaire, on doit distinguer les activités de surface et souterraines. Les premières (captage et transport du CO₂) ne comportent pas de spécificités majeures par rapport aux autres activités industrielles et peuvent donc sans difficulté être encadrées en France par les dispositions du Code de l'Environnement. En revanche, la réglementation en matière de stockage géologique du CO₂ proprement dit est toujours en cours d'élaboration. A priori, elle combinera les usages relatifs au Code Minier et ceux relatifs au Code de l'Environnement.

Actuellement deux principaux textes ont été élaborés (voir Annexe 9) : la Directive européenne 2009/31/CE du 23 avril 2009 et un texte français communément appelé « Grenelle 2 ». Les points fondamentaux de la Directive sont les suivants :

- Elle concernera les stockages de CO₂ de capacité supérieure à 100 kt⁸ situés dans les pays de l'Union Européenne et leur Zone Economique Exclusive (ZEE) ; le CO₂ est destiné à être « confiné parfaitement et en permanence » (rédaction du projet de fin 2008 : « indéfiniment confiné »).
- Elle affirme le principe des permis d'exploration pour chercher les sites de stockage potentiels dans une zone donnée, puis des permis de stockage . Pour ces derniers, le dossier de demande et le permis émis devront inclure une caractérisation du site de stockage, une évaluation de la sécurité et de l'impact environnemental, les mesures de surveillance, les mesures correctives en cas de problème, les mesures à mettre en place au moment de la fermeture.⁹
- Le flux de CO₂ injecté devra être majoritairement composé de CO₂ sans ajout d'autres matières, à l'exception des impuretés produites lors du processus de combustion, de captage ou d'injection et des éléments ajoutés pour faciliter la surveillance du site (traceurs).
- Des « utilisateurs » (producteurs de CO₂) pourront avoir accès à un réseau de transport et à des sites de stockage qui seront opérés par des « exploitants ».

⁸ En-deçà de ce seuil, on se place dans le cadre d'une installation de recherche.

⁹ La Directive affirme en son article 1 que « l'objectif du stockage géologique du CO₂, en toute sécurité pour l'environnement, est le confinement permanent du CO₂ de façon à prévenir et, lorsque cela est impossible, à supprimer le plus possible les effets néfastes et tout risque pour l'environnement et la santé humaine. »

- La fermeture d'un site sera prononcée à l'arrêt définitif de l'injection de CO₂ mais l'opérateur en restera responsable et devra en assurer la surveillance pendant une période à définir.
- Le transfert de responsabilité à une autorité compétente (qui devra en assurer la surveillance) aura lieu après démantèlement des installations d'injection, condamnation des puits et versement d'une somme correspondant au coût de la surveillance pendant une certaine période.

Au niveau national, la loi « Grenelle 1 » (21/10/2008) a créé un groupe de travail sur la lutte contre les changements climatiques et a prôné une division par quatre des émissions françaises de gaz à effet de serre d'ici 2050 ; elle prévoit l'amplification des efforts de recherche et de développement pour expérimenter le captage et le stockage industriel du CO₂, comprenant le financement de la mise au point des pilotes pour la filière CSC et la validation des orientations technologiques à prendre par la suite. Le second texte, intitulé « Loi d'engagement national pour l'environnement » (dit « Grenelle 2 »), est encore à l'état de projet mais a été examiné à l'Assemblée et au Sénat ; il contient un article 28 spécifique pour la filière CSC :

- Contrairement à la Directive, ce texte visé uniquement les sites pilotes, en précisant qu'ils ne devront pas excéder 500 000 tonnes (ni 5 ans d'exploitation).¹⁰
- Les sites devront respecter à la fois les intérêts du Code Minier et ceux du Code de l'Environnement. L'acte d'autorisation sera délivré après enquête publique et le dossier de demande comprendra une étude des dangers. Un mécanisme de garantie financière est prévu, afin d'assurer à la fois la surveillance du site et le maintien en sécurité de l'installation, en incluant la remise en état après fermeture.
- L'acte d'autorisation déterminera la composition du gaz injecté, la durée d'injection et la masse injectée (< 500 000 t), les caractéristiques du site de stockage (périmètre et formations géologiques concernées), ainsi que d'autres éléments qui seront à préciser par un décret en Conseil d'Etat.
- Les autorités compétentes pourront imposer des études complémentaires, en amont ou durant l'exploitation et, au moment de la fermeture, des travaux ou des mesures de surveillance
- Un bilan d'exploitation sera fourni chaque année ; parallèlement un comité local d'information et de concertation sera mis en place.
- Une déclaration d'utilité publique est possible si le titulaire de l'autorisation n'est pas le propriétaire du sol. Parallèlement, le transport par canalisation constitue une opération d'intérêt général – comme pour d'autres produits.

¹⁰ Le titre précise «sites pilotes de stockage », mais il semble bien que c'est l'ensemble de la filière qui est concerné : captage et transport, notamment. Par ailleurs, ce texte sera vraisemblablement complété par un autre qui encadrera l'usage des sites définitifs de stockage, et qui transcrira notamment la Directive.

2.7 LES RETOURS D'EXPERIENCE UTILES POUR L'EVALUATION DES RISQUES

2.7.1 LES ANALOGUES INDUSTRIELS

2.7.1.1 LE STOCKAGE DE GAZ NATUREL ET D'HYDROCARBURES

Les sites industriels de stockage de gaz (gaz naturel ou gaz carbonique) peuvent être considérés comme des analogues industriels des futurs sites de stockage géologique du CO₂. De nombreuses similarités existent en effet (transport du gaz, technique de forage, prospection du réservoir, modélisation, surveillance des fuites) mais des différences majeures sont à noter :

- le CO₂ est un gaz agressif vis-à-vis des tubages en acier et des ciments classiquement utilisés (en revanche il n'est ni inflammable ni explosif) ;
- les sites de stockage géologique de CO₂ seront mis en pression pendant toute la durée d'injection alors que les sites de stockage de gaz ou d'hydrocarbures sont généralement remplis et vidés de manière cyclique ;
- les sites de stockage géologique de CO₂ seront abandonnés une fois remplis alors que les sites de stockage de gaz ou d'hydrocarbures sont vidés autant que possible avant leur abandon ;
- la durée de vie d'un site de stockage géologique de CO₂ devra être de plusieurs centaines à milliers d'années alors qu'elle n'est pas destinée à excéder a priori une centaine d'années dans le cas d'un stockage de gaz.

L'Agence Internationale de l'Energie (IEA en anglais) a estimé que 340 milliards de m³ de gaz naturel sont actuellement stockés dans le monde au sein de 634 installations souterraines de stockage réparties dans 25 pays (IEA, 2006) : ce volume est l'équivalent de 910 Mt de CO₂. La plupart des stockages de gaz naturel du monde se font en gisements épuisés d'hydrocarbures (83,5%) et en aquifères (12,6%). En France cependant, du fait du manque de gisements d'hydrocarbures, 79% des stockages de gaz naturel sont réalisés en aquifère. Au nombre de 14, ils sont situés entre 400 et 1 630 m de profondeur et seulement le tiers d'entre eux dépasse la profondeur de supercriticité du CO₂. La capacité de ces stockages de gaz en milieu poreux (aquifères et gisements épuisés d'hydrocarbures) en France varie de 475 à 7 000 Mm³ de gaz, soit l'équivalent de 1 à 15 MtCO₂ (Charmoille & Thoraval, 2008).

En prenant en compte à la fois les analogues industriels et les analogues naturels (voir § 2.7.2), on dispose d'un retour d'expérience qui concerne les puits de CO₂ et de CH₄ dans des réservoirs naturels de CO₂ ou dans des sites de stockage souterrain de gaz.

La durée cumulée de stockage dans les différents sites mondiaux est de l'ordre 20 000 ans alors que le nombre d'accidents recensés depuis 1970 est de 17 (IEA, 2006). La fréquence des accidents est donc de $8,39 \cdot 10^{-4}$ site⁻¹ an⁻¹ soit une durée de retour de 1 192 ans par site. En tenant compte du nombre de puits, on arrive à une probabilité d'accident de $2,02 \cdot 10^{-5}$ puits⁻¹ an⁻¹ et une durée de retour de 49 505 ans par puits. Lewicki et al. (2006) font cependant remarquer que, d'une façon générale, les fuites sont assez peu relatées dans la littérature.

2.7.1.2 LA RECUPERATION ASSISTEE D'HYDROCARBURES PAR INJECTION DE CO₂

Il existe plus de 70 sites de récupération assistée d'hydrocarbures dans le monde (EOR et EGR, Enhanced Oil (resp. Gas) recovery) dont 59 dans le seul état américain du Texas (House of Commons, 2006). Le site le plus connu est celui de Weyburn au Saskatchewan (Canada) dans lequel il est prévu d'injecter 20 MtCO₂ entre 2000 et

2015, parallèlement à l'extraction de 122 millions de barils de pétrole. Cependant, le site de Rangely (Etats-Unis) a déjà donné lieu à une injection de 25 MtCO₂ depuis sa mise en fonction en 1986 et le site de West Pearl Queen (Etats-Unis) 2,1 MtCO₂ depuis 2002.

On notera également le projet néerlandais CRUST qui a débuté en 2004 afin de faciliter la récupération de gaz naturel. Il prévoit d'injecter approximativement 8 MtCO₂ au rythme de 0,02 à 0,50 MtCO₂/an. Le CO₂ est injecté par GDF-Suez dans le réservoir sableux offshore à l'aide du puits dénommé K12B.

2.7.1.3 LA RECUPERATION ASSISTEE DE METHANE DANS LES VEINES DE CHARBON.

En ce qui concerne la récupération assistée de méthane au sein des gisements de charbon (ECBMR, déjà présenté au paragraphe 2.3.3), il n'existerait à ce jour que des projets pilotes d'après le rapport britannique House of Commons (2006) :

- projet COAL-SEQ dans un charbon particulièrement perméable du Nouveau-Mexique (USA) ;
- projet RECOPOL en Pologne qui, en 2003, a injecté 10tCO₂ dans un charbon du Carbonifère à raison de 1t/jour ; cet essai a montré que les gisements européens de charbons de l'ère Primaire nécessiteraient un stade préalable de fracturation artificielle afin d'augmenter leur perméabilité ;
- projet pilote d'injection dans le bassin de Qinshui dans l'Est de la Chine ; ce micro-pilote¹¹ d'injection a permis d'injecter 200 tCO₂ en 1 mois afin de modéliser la récupération assistée de méthane (Jianping et al. 2007).

Cependant, depuis 2003, le Japon dispose également d'un pilote à petite échelle d'injection de CO₂ en gisement de charbon à 900 m de profondeur : il s'agit du site démonstrateur de Yubari où seulement 200 tCO₂ ont été injectés, à raison de 10t/jour dans un charbon du Tertiaire.

On notera qu'en 1998, le Canada a disposé d'un petit site démonstrateur à Fenn Big Valley où 200 tCO₂ ont été injectées dans un charbon du Crétacé.

Enfin, un site expérimental d'injection de 1500 à 2000 tCO₂ va être mis en place dans une mine de charbon espagnole dans le cadre du programme RFCS¹² « Carbolab » qui a débuté en 2009.

2.7.1.4 LE STOCKAGE GEOLOGIQUE DE DECHETS RADIOACTIFS

La problématique du stockage géologique de déchets radioactifs présente un certain nombre de similitudes avec celle du stockage géologique du CO₂ (Benson et al., 2002) :

- nécessité d'une longue phase de sélection préalable du site de stockage pressenti, justifiée par des études pluridisciplinaires (géologiques, environnementales, sanitaires et sociétales) ;
- caractérisation de l'environnement rapproché et éloigné du site sur plusieurs dizaines à centaines de km² (hydrogéologie, géophysique, géochimie, mécanique des roches, mesures en laboratoire, tests *in situ*, analyse de données, modélisation mathématique, etc.) ;

¹¹ ce micro-pilote fait partie d'un vaste projet de récupération assistée de méthane qui a débuté en 2005 et qui prévoit, d'ici 2010, le creusement de 400 puits et la production de 5 Mm³ de méthane.

¹² Research Fund for Coal and Steel

- nécessité de développer une méthodologie d'analyse de risques à long terme comme la méthode FEPs¹³ (mise au point pour l'industrie nucléaire notamment aux Etats-Unis), les méthodes probabilistes, etc. ;
- questionnement quant à la pertinence des modèles mathématiques utilisés pour simuler l'écoulement et le transport sur une période de temps (quelques millénaires), largement supérieure à celle pour laquelle ils ont été conçus et testés ;
- nécessité de créer une législation spécifique et pluri-générationnelle pour la gestion à long terme de ces sites.

De ce fait, Abou Akar et al. (2005) considèrent que les méthodes d'évaluation des risques pour les stockages de déchets radioactifs « sont les plus pertinentes et disponibles pour l'évaluation des risques du stockage de CO₂ ». Il précise également que le rôle de la modélisation à long terme (plusieurs milliers d'années) des phénomènes couplés thermo-hydro-mécano-chimiques est crucial dans les deux cas. Or, cette modélisation est bien développée et avancée pour les stockages de déchets radioactifs.

Cependant, il existe également des différences sensibles qui font que la technologie mise au point pour l'étude des sites de stockage de déchets radioactifs ne sera pas directement transposable à la technologie CSC (Benson et al., 2002) :

- Contrairement aux radionucléides, le CO₂ n'est pas considéré comme un produit toxique à faible concentration et il ne présente pas d'effet cumulatif à long terme sur les organismes.
- Les sites de stockage de déchets radioactifs seront limités à quelques uns dans les pays industriels disposant d'une technologie basée sur le nucléaire alors qu'il devrait y avoir, à terme, plusieurs milliers de sites de stockage géologique de CO₂ répartis dans le monde.
- Le stockage de déchets radioactifs est basé sur le concept des barrières multiples. Ainsi, le premier niveau de sécurité des stockages de déchets radioactifs est artificiel et consiste en la mise en place de barrières actives (vitrification des déchets, stockage dans des conteneurs en acier ou en béton). Pour sa part, le stockage géologique du CO₂ devra reposer uniquement sur une sécurité naturelle de type passif (étanchéité des parois du réservoir souterrain).

2.7.2 LES ANALOGUES NATURELS

Certains formations souterraines renferment naturellement du CO₂ depuis des milliers voire des millions d'années : il s'agit de formations poreuses surmontées de terrains étanches (argiles, argilites, schistes) et alimentées par du CO₂ profond d'origine magmatique ou provenant de la décomposition thermique des carbonates lors de l'enfouissement à forte profondeur des roches sédimentaires (parfois des deux à la fois).

¹³ les « FEPs » pour « Features-Events-Processes » (dispositifs-événements-processus) ont été mis au point pour aider à l'analyse des risques dans le domaine nucléaire ; ils ne constituent pas à proprement parler une méthode, mais permettent d'identifier et de hiérarchiser tous les paramètres et événements impliqués dans le processus de stockage, tels que les caractéristiques d'un site, les techniques de confinement ou bien encore le comportement humain (Wagner & Kirkes, 2002 ; Abou Akar et al., 2005).

Ces formations peuvent donc être considérées comme des « analogues naturels » des futurs sites de stockage géologique de CO₂, d'autant plus que la plupart d'entre eux sont (ou on été) exploités par forages profonds et qu'un certain nombre furent naturellement ou artificiellement. Pour Abou Akar et al. (2005), les analogues naturels permettent d'ailleurs d'étudier les différents aspects du dégagement de CO₂ en surface. Ce sont d'excellents sites de tests des techniques de mesure et de surveillance de la migration de CO₂ vers la surface.

En dépit de ces fuites, ces sites conservent du CO₂ du fait d'une productivité régulière en provenance des profondeurs. Lewicki et al. (2006) font cependant remarquer que certains de ces analogues naturels ont une vitesse de remplissage nettement inférieure aux futurs débits d'injection des sites de stockage géologique de CO₂ : ils ne pourront donc pas systématiquement fournir d'information sur les processus transitoires liés à la rapidité de l'injection comme les dommages géomécaniques localement induits par la (sur)pression.

Lewicki et al. (2006) ont recensé une douzaine d'analogues naturels étudiés dans le monde dans le but de caractériser les risques de fuites liés aux futurs sites de stockage géologique de CO₂ (Tableau 5). Lorsqu'elles parviennent en surface, les fuites naturelles sont généralement faibles et diffuses. C'est également ce que montre Lombardi (2007) en Italie, pays caractérisé par une intense activité volcanique et hydrothermale. Dans des conditions favorables, le CO₂ peut être piégé dans des réservoirs souterrains pendant plusieurs centaines de millions d'années et les fuites sont essentiellement dues aux failles actives ou récemment activées. En analysant plus de 16 000 échantillons de gaz du sol au droit de 4 000 km² de zones tectoniquement actives d'Italie, caractérisées par la présence de nombreuses sources carbogazeuses, Lombardi (2007) a obtenu une concentration volumique de CO₂ supérieure à 20% dans 0,15% des échantillons, ce qui représente 6 km².

Site	CO ₂ source	Geologic model for accumulation	Event triggering leakage	Pathway for leakage	Type of surface leakage
A1. Mammoth Mountain, CA USA	Magmatic + thermal decomposition of carbonates	Accumulation at ~2 km depth in porous/fractured rock under caprock	Seismic activity and reservoir pressurization	Faults and fractures	Fast, diffuse, vent, spring
A2. Solfatara, Italy	Magmatic + thermal decomposition of carbonates	Relatively shallow zone of fractured rock contains gas phase and overlies aquifers, then magma body at several km depth	No specific leakage event captured	Faults and fractures	Diffuse and vent
A3. Albani Hills, Italy	Magmatic + thermal decomposition of carbonates	Deep pressurized reservoirs in structural highs of sedimentary bedrock	Slow releases with several sudden large releases also occurring, possibly triggered by seismic activity	Faults and fractures	Diffuse, vent, spring/well, 1995 and 1999 events fast
A4. Clear Lake, CA, USA	Thermal decomposition of metasedimentary rocks, minor magmatic component	CO ₂ derived from liquid-dominated geothermal reservoir hosted in marine metasedimentary rocks	No specific leakage event captured	Faults and fractures	Gas vents, springs
A5. Latera caldera, Italy	Thermal decomposition of carbonates, magmatic component	CO ₂ accumulates in liquid-dominated, carbonate geothermal reservoir capped by hydrothermally altered volcanics	No specific leakage event captured	Faults and fractures	Diffuse, vent, spring
A6. Mátradereske, Hungary	Geothermal/copper-zinc mineralization	CO ₂ accumulates in karst water reservoir (~1 km depth)	No specific leakage event captured	Faults and fractures	Diffuse, vent, spring
A7. Dieng, Indonesia	Magmatic	Unknown	Volcanic, possibly "pneumatic", eruptions	Fissure	Eruptive, gas vents, springs
A8. Southern Negros, Philippines	Geothermal	Unknown	Unknown	Faults	Gas vents, springs, diffuse (kaipohans)
A9. Rabaul, Papua New Guinea	Magmatic	Unknown	Unknown	Fractures	Fast, vent
A10. Lakes Monoun and Nyos, Cameroon	Magmatic	Accumulation in deep lake and stable stratification	Rapid lake turnover triggered at Monoun by landslide; Nyos trigger unknown	NA	Eruptive (limnic)
A11. Laacher See, Germany	Magmatic	NA	Seasonal lake overturn and mixing	NA	Diffusive and bubbling from lake surface, diffuse from lake shore
A12. Paradox Basin, UT, USA	Thermal decomposition of carbonates	Reservoirs are vertically stacked, sandstone units, in fault-bounded anticlinal folds, capped by shale/siltstone units	No specific leakage event captured	Faults and fractures	Diffuse, gas seeps, springs
A13. Florina Basin, Greece	Thermal decomposition of carbonates	Reservoirs are vertically stacked, limestone and sandstone units (upper unit at 300 m depth), capped by silts and clays.	No specific leakage event captured	Slow leakage along rock discontinuities	Springs, gas seeps

NA not applicable

Tableau 5 : Caractéristiques de quelques fuites de réservoirs naturels de CO₂ (Lewicki et al., 2006)

Les conclusions tirées par Lombardi (2007) quant aux processus de fuite sont les suivantes :

- Dans ces analogues naturels, la perméabilité du réservoir peut être faible à grande profondeur ; de ce fait, les migrations de gaz y sont parfois difficiles et seule joue la diffusion, phénomène lent agissant à l'échelle géologique ;
- une migration significative de gaz peut néanmoins survenir par transport lié à la différence de pression ; il suffit pour cela que le gaz soit, dans le réservoir profond, à une pression égale à la pression lithostatique (ou proche) de

manière à créer son propre chemin de migration à travers le recouvrement par le biais de fractures ouvertes.

D'autre part, le principal impact d'une fuite concentrée de CO₂ en surface est de stimuler la végétation puis, dès lors que la teneur en CO₂ dépasse 20 à 30% dans l'atmosphère, de la faire dépérir sur une petite superficie. Sur la Figure 16, on voit bien apparaître une auréole de dépérissement de la végétation autour du point d'émission de CO₂ mais on constate également que la croissance de la végétation redevient normale à quelques mètres de distance seulement.



Figure 16 : Impact en surface d'une fuite naturelle de CO₂ (Lombardi 2007)

Il existe également une dizaine d'analogues naturels en France, essentiellement localisés dans le sud-est de la France (voir Figure 17) ainsi que dans le Massif Central (notamment le site de Sainte-Marguerite dans le Puy-de-Dôme). Certains sont captés par forages profonds comme le site de Montmiral dans la Drôme. De même, les nombreuses sources carbo-gazeuses de notre territoire sont également l'indice de zones de production de CO₂ avec accumulation naturelle dans un aquifère profond, le plus souvent en relation avec la surface par le biais d'accidents tectoniques (failles).