

RAPPORT D'ÉTUDE
DRS-08-95145-11842B

19/03/2010

**Etat des connaissances sur les risques liés au
stockage géologique du CO₂**

Rapport n°1 : les risques en phase d'injection

INERIS

maîtriser le risque |
pour un développement durable |

Etat des connaissances sur les risques liés au stockage géologique du CO₂.

Rapport n°1 : les risques en phase d'injection

Direction des Risques du Sol et du Sous-sol

PREAMBULE

Le présent rapport a été établi sur la base des informations fournies à l'INERIS, des données (scientifiques ou techniques) disponibles et objectives et de la réglementation en vigueur.

La responsabilité de l'INERIS ne pourra être engagée si les informations qui lui ont été communiquées sont incomplètes ou erronées.

Les avis, recommandations, préconisations ou équivalent qui seraient portés par l'INERIS dans le cadre des prestations qui lui sont confiées, peuvent aider à la prise de décision. Etant donné la mission qui incombe à l'INERIS de par son décret de création, l'INERIS n'intervient pas dans la prise de décision proprement dite. La responsabilité de l'INERIS ne peut donc se substituer à celle du décideur.

Le destinataire utilisera les résultats inclus dans le présent rapport intégralement ou sinon de manière objective. Son utilisation sous forme d'extraits ou de notes de synthèse sera faite sous la seule et entière responsabilité du destinataire. Il en est de même pour toute modification qui y serait apportée.

L'INERIS dégage toute responsabilité pour chaque utilisation du rapport en dehors de la destination de la prestation.

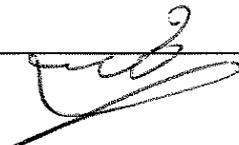
	Rédaction	Vérification	Approbation
NOM	Philippe GOMBERT Alain THORAVAL	Franz LAHAIE Régis FARRET	Mehdi GHOREYCHI
Qualité	Responsable de l'unité ESEG et Ingénieur à l'unité RNOS, à la Direction des Risques du Sol et du Sous-Sol	Ingénieur à l'unité AS2G et Chef de Projet Captage et stockage du CO ₂ , à la Direction des Risques du Sol et du Sous-Sol	Directeur des Risques du Sol et du Sous-sol
Visa			

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	13
1.1 Contexte et objectif de l'étude	13
1.2 Champ du présent document	15
1.2.1 Les quatre maillons de la chaîne et leurs phases de vie	15
1.2.2 Les risques	16
2. GENERALITES SUR LE STOCKAGE GEOLOGIQUE DU CO₂	17
2.1 Un outil de lutte contre le changement climatique	17
2.2 La filière captage et stockage géologique du CO ₂ (CSC).....	18
2.2.1 Le captage	19
2.2.1.1 Postcombustion.....	19
2.2.1.2 Oxycombustion.....	20
2.2.1.3 Précombustion	21
2.2.2 Le transport	21
2.2.3 L'injection.....	22
2.2.4 Le stockage	23
2.3 Les milieux de stockage envisagés	23
2.3.1 Aquifères salins profonds	24
2.3.1.1 Principes du stockage	24
2.3.1.2 Sites de stockage existants ou potentiels.....	26
2.3.2 Gisements d'hydrocarbures épuisés.....	29
2.3.2.1 Principe du stockage	29
2.3.2.2 Sites de stockage existants ou potentiels.....	30
2.3.3 Gisements de charbon.....	31
2.3.3.1 Principe du stockage	31
2.3.3.2 Sites de stockage existants ou potentiels dans le charbon	33
2.3.4 Roches basiques et ultrabasiques	35
2.3.4.1 Principe du stockage	35
2.3.4.2 Potentialités de stockage en France métropolitaine et outremer.....	35
2.4 Nature du fluide injecté.....	36
2.4.1 Le CO ₂	36
2.4.2 Les impuretés	39
2.5 Les différentes phases de la vie de la filière.....	40
2.6 La réglementation en matière de CSC	41
2.7 Les retours d'expérience utiles pour l'évaluation des risques	43
2.7.1 Les analogues industriels	43
2.7.1.1 Le stockage de gaz naturel et d'hydrocarbures.....	43
2.7.1.2 La récupération assistée d'hydrocarbures par injection de CO ₂	43

2.7.1.3	La récupération assistée de méthane dans les veines de charbon...	44
2.7.1.4	Le stockage géologique de déchets radioactifs.....	44
2.7.2	Les analogues naturels.....	45
3.	IDENTIFICATION DES RISQUES LIES AU STOCKAGE GEOLOGIQUE DU CO₂	55
3.1	Généralités et définitions sur l'analyse des risques.....	55
3.2	Analyse de l'accidentologie	56
3.3	Les principaux phénomènes redoutés et leurs mécanismes initiateurs	58
3.3.1	Mécanismes liés aux puits d'injection	59
3.3.2	Mécanismes et effets potentiels liés au réservoir	62
3.4	Les critères de choix des sites	63
4.	ELEMENTS D'EVALUATION DES ALEAS LIES AUX FUITES DE PUIITS...	67
4.1	Description des différents types de fuites de CO ₂ par le puits.....	67
4.1.1	Fuite soudaine	67
4.1.2	Fuite diffuse	69
4.2	Perturbations mécaniques induites par le creusement du puits	70
4.2.1	Perturbations instantanées	70
4.2.2	Perturbations différés.....	70
4.2.3	Sollicitation des cuvelages lors de leur mise en place	71
4.2.4	Influence de la qualité des cimentations	72
4.3	Perturbations apparaissant lors de la phase d'injection	73
4.3.1	Corrosion des aciers.....	74
4.3.2	Réactions chimiques sur les ciments.....	78
5.	ELEMENTS D'EVALUATION DES ALEAS LIES AUX PERTURBATIONS DU RESERVOIR DANS LE PROCHE-PUITS	83
5.1	Définition du proche-puits.....	83
5.2	Perturbations du champ de contraintes liées à l'injection du CO ₂	84
5.2.3	Evaluation du risque de rupture au toit du réservoir	89
5.2.4	Évaluation du risque de cisaillement des discontinuités	90
5.2.5	Risques sismiques et de mouvements de terrain	91
5.3	Perturbations physico-chimique liées à l'injection de CO ₂	92
5.3.1	Risque lié au CO ₂	92
5.3.2	Risque lié aux impuretés du CO ₂ injecté	94
5.3.3	Risque de remobilisation d'éléments-traces	96
5.3.3.1	Cas des fluides hydrothermaux riches en CO ₂ (analogues naturels)	96
5.3.3.2	Cas des éléments minéraux de l'analogue industriel du Frio	96
5.3.3.3	Cas de la matière organique dans l'analogue industriel de Frio	102
5.3.3.4	Autres résultats obtenus.....	103
5.4	Risque bactériologique.....	104
5.4.1	Flore bactérienne de subsurface	104
5.4.2	Flore bactérienne profonde.....	104

6. CONCLUSION ET PERSPECTIVES	105
7. BIBLIOGRAPHIE	107
8. LISTE DES ANNEXES	117
Rappel sur le comportement du CO ₂	119
Propriétés physico-chimiques	119
Comportement thermodynamique.....	119
Solubilisation du CO ₂	122
Réactions géochimiques :	123
Toxicologie.....	125
Valeurs limites d'exposition professionnelle	126
Toxicité aiguë sur l'Homme	126
Toxicité chronique sur l'Homme	126
Annexe 2 :	129
Mécanismes physico-chimiques du stockage géologique de CO ₂	129
Annexe 3 :	131
Description d'un puits d'exploitation d'un stockage de gaz naturel	131
Généralités.....	131
Equipement de la tête de puits.....	132
Equipements en fond de puits.....	133

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Capacités théoriques de stockage de CO ₂ dans différents types de formations géologiques (IPCC, 2005)	24
Tableau 2 : Capacités de stockage géologique de CO ₂ en aquifère salin profond dans quelques pays européens (Bentham & Kirby, 2005)	28
Tableau 3 : Caractéristiques de quelques projets de récupération assistée de pétrole utilisant du CO ₂ en Amérique du Nord (Gozalpour et al., 2005)	30
Tableau 4 : Estimation des capacités théoriques de stockage de CO ₂ 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)	34
Tableau 5 : Caractéristiques de quelques fuites de réservoirs naturels de CO ₂ (Lewicki et al., 2006)	47
Tableau 6 : Caractéristiques et conséquences de quelques fuites naturelles et artificielles de gaz (Lewicki et al., 2006)	51
Tableau 7 : vitesse de corrosion des aciers (Mulders, 2007)	76
Tableau 8 : Temps (années) nécessaire pour corroder un tubage (calcul basé sur les données de Moreira, 2004)	77
Tableau 9 : Vitesse d'avancement du front de dissolution (d'après Mulders, 2007)	80
Tableau 10 : Temps théorique nécessaire à la dissolution d'un bouchon de ciment (d'après Mulders, 2007)	81

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Périodes de vie d'un complexe de CSC (les durées mentionnées sont approximatives)	15
Figure 2 : Représentation des aléas relatifs à la filière CSC (Hovorka et al°, 2004)	18
Figure 3 : Schéma de principe d'une installation de captage-transport-stockage de CO ₂ (document IFP)	18
Figure 4 : Principaux procédés et systèmes de captage de CO ₂ (GIEC, 2005) ...	19
Figure 5 : Options de stockage géologique profond du CO ₂ (d'après Cook, 1999)	24
Figure 6 : Dissolution du CO ₂ dans l'aquifère salin profond d'Upsira (Torp, 2007)	26
Figure 7 : Schématisation de l'extraction de gaz et de l'injection du CO ₂ sur le site de Sleipner (IPCC, 2005)	27
Figure 8 : Localisation des principaux bassins sédimentaires de l'Europe (CO ₂ GeoNet, 2008).....	28
Figure 9 : Impact de l'injection de CO ₂ sur la production de gaz naturel du site de Weyburn (Preston et al., 2005) – BOPD = Barrels of Petrol Per Day	29
Figure 10 : Principaux sites potentiels de stockage géologique de CO ₂ en gisements d'hydrocarbures épuisés en France (de Marliave, 2007)	31
Figure 11 : Stockage géologique du CO ₂ en gisement houiller avec récupération du CH ₄ (Pokryszka, 2009)	33
Figure 12 : Le bassin de l'Arc (BRGM, IFP, INERIS, SNET, 2004 - 2005).....	34
Figure 13 : Gammes de changement d'état du CO ₂ (Span & Wagner, 1996 – le point critique correspond à T = 31°C et P = 7,4 MPa).....	37
Figure 14 : Diminution de volume du CO ₂ en fonction de la profondeur de stockage (CO ₂ GeoNet, 2008).....	38
Figure 15 : Phases de vie d'un stockage souterrain d'hydrocarbures (Charmoille & Thoraval, 2008)	40
Figure 16 : Impact en surface d'une fuite naturelle de CO ₂ (Lombardi 2007).....	48
Figure 17 : Localisation des principaux analogues naturels de stockage de CO ₂ en France (CO ₂ GeoNet, 2008).....	49
Figure 18 : Variations d'intensité du flux de CO ₂ en surface sur le site analogue naturel de Sainte-Marguerite (Pokryszka & Charmoille, 2008).....	52
Figure 19 : Localisation du puits fuyard (SL1) et impact isotopique d'une fuite de CO ₂ sur l'aquifère superficiel près de Montmiral (Lafortune, 2007)	53
Figure 20 : Représentation schématique des éléments à prendre en compte pour l'identification des enjeux au niveau d'un site de stockage géologique de CO ₂ (Bouc et al. 2006)	59
Figure 21 : Présentation de voies de fuites dans un puits d'injection de CO ₂ abandonné (Celia et al., 2004)	60
Figure 22 : Conséquences en surface d'un blow-out (Skinner, 2003).....	68

Figure 23 : Exemples de fuites diffuses de CO ₂ : (a) formation de bulle en tête d'un puits (Bachu, 2007) ; (b) apparition de bulles à la surface d'une mare au voisinage de la source thermale de Sainte Marguerite (63)	69
Figure 24 : Schéma des détériorations de la cimentation suite à sa mise en place (Huerta et al., 2007)	72
Figure 25 : Exemple de détérioration de la cimentation (Huerta et al., 2007) : (a) chenal de boue ; (b) Défaut de centrage ; (c) Microfissures radiales	73
Figure 26 : Variation de l'épaisseur du cuvelage en acier et de la vitesse de corrosion au cours du temps (Patroni, 2007).....	75
Figure 27 : Vitesse de corrosion de différents alliages en fonction de la température (150 et 175°C) à une pression partielle de CO ₂ de 0,482 MPa (d'après Moreira, 2004)	76
Figure 28 : Visualisation du front de carbonatation d'un ciment au contact du CO ₂ (Barlet-Gouédard, 2007)	78
Figure 29 : Altération de la porosité du ciment Portland d'après Barlet-Gouédard et al. (2006) cités par Randhol et al. (2007)	80
Figure 30 : Taux de carbonatation du ciment Portland (Barlet-Gouédard et al., 2006).....	81
Figure 31 : Succession des fronts réactifs dans l'environnement d'un puits injecteur de CO ₂ (Azaroual et al., 2007b).....	83
Figure 32 : Zonage phénoménologique du puits et du proche puits d'injection du CO ₂ (Azaroual et al., 2007b)	84
Figure 33 : Simulation de l'évolution de la pression au cours du temps dans un aquifère salin profond (Magnier et Michel, 2007)	86
Figure 34 : Evolution de la pression en fonction du débit d'injection et de la distance au puits injecteur (Azaroual et al., 2007b).....	87
Figure 35 : Évolution simulée de la pression dans un gisement épuisé d'hydrocarbures pendant l'étape de production des hydrocarbures, puis pendant l'injection du CO ₂ , d'après Thoraval et Vidal-Gilbert. (2006).	88
Figure 36 : Analyse des ruptures dans le réservoir au droit du puits injecteur à l'aide des cercles de Mohr d'après (Thoraval et Vidal-Gilbert, 2006), cités dans (PICOREF, 2007).....	90
Figure 37 : Evaluation du risque de cisaillement en fonction de l'orientation des discontinuités d'après (Thoraval et Vidal-Gilbert, 2006), cités dans (PICOREF, 2007).....	91
Figure 38 : Simulation de l'évolution spatiale de la concentration molale et du pH suite à l'injection de CO ₂ dans un aquifère salin profond (Knauss et al., 2005) ...	95
Figure 39 : Concentrations en Fe et Mn dans les saumures Frio de 2004 à 2006 (Kharaha, 2006)	98
Figure 40 : pH estimé par modélisation thermodynamique et état de saturation des différents minéraux dans la saumure de la formation Frio avant l'injection de CO ₂ en fonction de la pression partielle de CO ₂ aux conditions de sub-surface (Kharaka, 2006).....	99
Figure 41 : Evolution de la concentration en carbone organique dissous (DOC) dans les saumures de Frio (Kharaka et al., 2009).....	101

Figure 42 : Changement de phase du CO ₂ selon les conditions de pression et de température régnant dans les bassins sédimentaires (Bachu, 2003).....	120
Figure 43 : Densité du CO ₂ selon la température et la pression (Bachu, 2003) .	121
Figure 44 : Densité du CO ₂ en fonction de la profondeur (Bachu, 2003)	121
Figure 45 : Solubilité du CO ₂ dans les solutions de NaCl en fonction de la concentration en NaCl de la solution à 48bar (Portier et Rochelle, 2005)	122
Figure 46 : Solubilité du CO ₂ en fonction de la pression dans les solutions de NaCl de 1 et 3 m (Portier et Rochelle, 2005).....	123
Figure 47 : Exemple de puits d'injection (Lécolier, 2007)	131
Figure 48 : Catégories de puits selon leur architecture (Patroni, 2007).....	132
Figure 49 : Descriptif technique d'une tête de puits d'injection de CO ₂	133
Figure 50 : Descriptif des éléments techniques en fond de puits d'injection de CO ₂	133

1. INTRODUCTION

1.1 CONTEXTE ET OBJECTIF DE L'ETUDE

La lutte contre le changement climatique est un des défis majeurs de notre temps. Selon le rapport spécial du GIEC¹ (2005) sur les scénarios d'émissions de gaz à effet de serre, les émissions mondiales (en équivalent-CO₂) vont augmenter de 25 à 90 % entre 2000 et 2030. Il devrait s'en suivre un réchauffement d'environ 0,2°C par décennie au cours des vingt prochaines années.

Face à ce problème d'enjeu mondial, la France s'est engagée en 2003, sur la scène internationale, à diviser par 4 d'ici 2050 ses émissions de gaz à effet de serre, dont le plus répandu est le dioxyde de carbone ou gaz carbonique (CO₂). Le Grenelle de l'environnement a par ailleurs confirmé ces objectifs et proposé plusieurs pistes d'actions.

Au delà des efforts nécessaires pour le développement massif des énergies propres, l'une des solutions aujourd'hui sérieusement envisagées pour réduire les émissions de CO₂ dans l'atmosphère consiste à le capter à la sortie d'installations industrielles particulièrement émettrices, à le transporter vers des zones propices au stockage souterrain puis à l'injecter dans des couches géologiques profondes jugées aptes à le retenir sur de très longues périodes de temps (plusieurs centaines à plusieurs milliers d'années).

Cette filière industrielle en devenir est communément appelée « captage et stockage géologique du CO₂ » (CSC) ou, en anglais, « Carbon Capture and Storage » (CCS). Le rapport du GIEC (IPCC, 2006) a permis de chiffrer que cette solution pourrait représenter 15 à 55 % de la totalité des réductions d'émissions requises d'ici à 2100 pour stabiliser le niveau de concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Actuellement, il n'existe que quelques sites de stockage géologique de CO₂ opérationnels à travers le monde mais de nombreux projets sont à l'étude, également en France. Au delà du site en gisement épuisé de Rousse (Lacq), dont la reconversion en stockage de CO₂ est actuellement en cours, le Grenelle de l'Environnement prévoit de subventionner l'implantation d'un ou plusieurs projets démonstrateurs de captage, transport et stockage de CO₂ dans un aquifère salin profond.

Outre les questions de la faisabilité technique, de la viabilité économique et de l'efficacité environnementale d'une telle solution, se posent les problèmes de la sécurité des personnes et des biens ainsi que de l'impact sur le milieu environnant, à court et long-terme, de telles opérations.

En effet, les pratiques de captage, transport et stockage du CO₂ ne sont pas, a priori, dénuées de tout risque. L'évaluation de ces risques suscite d'ailleurs une part importante de l'effort de recherche consacré au CSC depuis plusieurs années. Cette évaluation est particulièrement délicate du fait du faible retour d'expérience disponible. Les complexes de stockage de CO₂ les plus anciens ne sont opérationnels que depuis une dizaine d'années et aucune expérimentation d'abandon, par exemple, n'a encore été menée dans ce domaine.

¹ Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (en anglais IPCC pour « Intergovernmental Panel on Climate Change »)

Dans ce contexte, l'évaluation des risques repose en grande partie sur les retours d'expériences acquis par l'injection de CO₂ dans les gisements pétroliers à des fins de récupération plus importante d'hydrocarbures, ou bien dans d'autres domaines, par exemple le stockage souterrain de gaz naturel et d'hydrocarbures. Concernant ces derniers, le retour d'expérience ne peut avoir qu'une représentativité limitée dans la mesure où le CO₂ présente des spécificités, en particulier :

- c'est un composé soluble dans l'eau, qui peut donc être transporté dans l'aquifère hôte sur des distances de plusieurs kilomètres ;
- lorsqu'il est dissout dans l'eau, il devient réactif et peut accroître la corrosion des matériaux constitutifs des puits (acier des cuvelages, cimentation des puits, bouchons de scellement mis en place lors de l'abandon) ;
- il peut également, par des réactions de précipitation et/ou de dissolution, générer des modifications structurelles au sein de la roche encaissante, aussi bien dans le réservoir qu'au niveau de la couverture. L'étanchéité de cette dernière peut alors s'en trouver dégradée à long-terme ;
- par ses capacités de dissolution il peut également remettre en solution, dans l'aquifère hôte, des éléments traces initialement présents à l'état solide dans la roche réservoir et dont le relargage dans l'aquifère hôte n'est pas souhaitable (métaux lourds, actinides) ;
- le CO₂ est destiné à être stocké pour une très longue période de temps, de l'ordre du millier d'années : le choix du site, la conception du stockage, les matériaux utilisés, les paramètres d'exploitation ainsi que la procédure d'abandon et de surveillance du site doivent donc être repensés dans cet objectif de pérennité ;
- un stockage de CO₂, à la différence d'un stockage de gaz ou d'hydrocarbures, s'opère uniquement dans le sens de l'injection et non par cycles d'injection/soutirage ;
- dans la plupart des options envisagées, le CO₂ sera injecté à l'état supercritique, sous une pression élevée (supérieure à 7,4 MPa) et pendant une longue durée (plusieurs décennies); l'impact d'une telle injection sur l'intégrité du puits, du réservoir et de la couverture doit donc être étudié.

Ainsi, l'évaluation des risques liés à l'injection et surtout, au stockage du CO₂ dans le sous-sol, est plus difficile à mener compte tenu des spécificités de ce produit, des échelles de temps sur lesquelles le stockage est envisagé et du faible retour d'expérience sur les interactions possibles du CO₂ avec le milieu hôte et les matériaux constitutifs des puits sur de si longues échelles de temps.

Afin d'assurer un déploiement maîtrisé de cette technologie pour la santé et pour l'environnement et de veiller à la mise en place d'une réglementation adaptée, il est essentiel pour l'Administration française de disposer d'une vision claire de l'état actuel des connaissances sur les risques.

Pour répondre à ce besoin, l'INERIS se charge d'une synthèse bibliographique complète des risques liés à l'injection et au stockage géologique du CO₂. Le présent document constitue le premier rapport d'avancement de ce travail et se limite à la phase d'injection du CO₂.

1.2 CHAMP DU PRESENT DOCUMENT

1.2.1 LES QUATRE MAILLONS DE LA CHAÎNE ET LEURS PHASES DE VIE

Un complexe de CSC est en fait une chaîne d'activités qui comprend quatre maillons (captage, transport, injection et stockage) et dont le cycle de vie s'étale sur trois grandes périodes (Figure 1):

- La période d'exploitation, d'une durée de 40 à 50 ans, elle-même divisée en :
 - o Une phase de conception, d'une durée de quelques années, qui comprend le choix du site et les premières mesures in situ destinées à l'établissement d'un « état zéro » ;
 - o Une phase d'injection pendant laquelle les quatre maillons CSC précisés ci-dessus sont en fonctionnement avec, en outre, la mise en place d'une surveillance serrée du stockage ;
 - o Une phase de fermeture où l'on procède au démantèlement des installations de surface, au comblement du puits d'injection et à la mise en place de la surveillance à long terme du stockage ;
- Deux périodes relatives au seul stockage, et totalisant une durée de l'ordre d'un millénaire :
 - o Une période de mémoire : il s'agit d'une période pendant laquelle l'humanité conserve la mémoire du stockage et des risques associés – sa durée est incertaine, mais on estime qu'elle ne saurait dépasser 300 ans ; cette période inclut la phase durant laquelle la société assure une surveillance, active ou allégée, du site ;
 - o Une période 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.

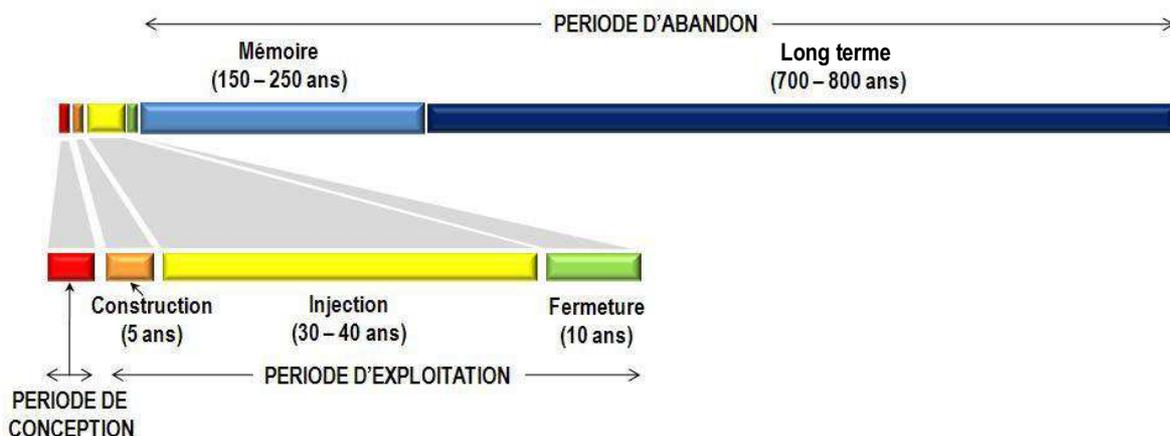


Figure 1 : Périodes de vie d'un complexe de CSC
(les durées mentionnées sont approximatives)

Le présent rapport a pour objet la période d'exploitation, et plus spécifiquement la phase d'injection (la période de conception n'est pas prise en compte, du fait de l'absence de risques). Précisons que la période d'exploitation est la seule au cours de laquelle tous les maillons de la chaîne sont sollicités : lors des périodes ultérieures, seuls les maillons « injection » et « stockage » sont à considérer – ce sera l'objet d'un rapport ultérieur de l'INERIS.

1.2.2 LES RISQUES

Précisons que ce rapport traite les quatre voies de stockage actuellement envisageables, à savoir : les aquifères salins profonds, les gisements d'hydrocarbures déplétés, les gisements houillers et les roches basiques. Toutefois, le stockage à l'état gazeux, comme cela peut être réalisé dans le charbon, sort du champ de cette étude.

En ce qui concerne l'étude des risques, l'accent est mis sur aquifères salins profonds et les gisements d'hydrocarbures déplétés, qui constituent a priori les pistes les plus prometteuses, notamment en termes de volume disponible.

Les risques concernés sont principalement :

- les risques liés aux puits d'injection (éruption de CO₂, fuites localisées ou diffuses) principalement du fait de la corrosion des cuvelages ou de la perte d'étanchéité de la cimentation ;
- les risques de perturbations THMC² et bactériologiques du réservoir dans la zone proche de la base du puits qui renferme essentiellement du CO₂ à l'état supercritique.

En outre, ce document présente les généralités sur la filière CSC, les programmes de recherches en cours ainsi que des exemples ou des projets de sites de stockage.

Un deuxième rapport prévu au 2^e semestre 2010 reprendra ces éléments et les complètera par l'évaluation des risques à moyen et à long terme liés au stockage géologique du CO₂, au cours de la phase de fermeture ainsi que de la période d'abandon, à savoir :

- le risque de fuite du CO₂ à travers le recouvrement (intègre ou fracturé) lors du développement du panache de CO₂ ;
- le risque de perturbations THMC² et bactériologiques engendrées par la propagation du panache de CO₂ au sein du réservoir ;
- dans le cas des stockages en aquifères salins profonds, le risque de migration du panache injecté sur une longue distance, du fait de l'écoulement de la nappe, et les fuites éventuelles de CO₂ par des objets éloignés (failles distantes, puits abandonnés, puits de surveillance, etc.) ;
- le risque de contamination des aquifères superficiels et des écosystèmes par des intrusions de CO₂ et/ou de saumure potentiellement chargés en éléments traces toxiques (métaux lourds, actinides) ;
- l'impact sanitaire sur l'homme de fuites potentielles à moyen et long terme.

² Thermo-Hydro-Mécano-Chimiques

2. GENERALITES SUR LE STOCKAGE GEOLOGIQUE DU CO₂

2.1 UN OUTIL DE LUTTE CONTRE LE CHANGEMENT CLIMATIQUE

Le captage, le transport et le stockage du CO₂ dans des formations géologiques profondes est une solution largement étudiée au plan international pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Soutenant les efforts de recherche et développement dans ce domaine, l'Union Européenne a financé un certain nombre de programmes au cours des dernières années (Recopol, ICBM, SACS, CASTOR, ENCAP, CO₂sink). Ceux-ci couvrent tous les domaines technologiques de la filière CSC allant du captage, au transport et au stockage du CO₂.

En France, une étude prospective nationale sur la stratégie de la politique énergétique a été menée en 2001 par divers organismes de recherche (ADEME, BRGM, CEA, CNRS, IFP). Parmi les mesures de réduction des émissions de gaz à effet de serre préconisées, la priorité aux technologies de stockage géologique du CO₂ a été considérée comme une option forte face aux problèmes du changement climatique mais également pour créer de la valeur ajoutée industrielle (BRGM, 2005).

A l'heure actuelle, il n'existe qu'une dizaine de sites de stockage de CO₂ en fonctionnement dans le monde, dont les plus importants sont : Sleipner (Norvège), Weyburn et Zama (Canada), In Salah (Algérie), Snovit (Norvège), K12b (Pays-Bas), Blue Lake (Etats-Unis) et Ketzin (Allemagne). Cependant, plusieurs dizaines d'autres sites sont à l'étude dont, en France, le site de Rousse (dans le bassin de Lacq), et les sites de Claye-Souilly, de Massy-Palaiseau ou de St-Martin-de-Bossenay, dans le bassin parisien.

Bien que le site de Sleipner soit en activité depuis 1996, la technologie CSC est encore émergente. De ce fait, la problématique de l'évaluation des risques souffre d'un cruel manque de retour d'expérience et reste encore assez théorique.

La prise en compte de l'aspect sécurité (sanitaire et environnementale) dès la phase préliminaire d'un projet de stockage est pourtant nécessaire au développement durable de la filière ainsi qu'à son acceptation par la population. De nombreux travaux témoignent d'un besoin de renforcement de la recherche portant sur les risques, la sécurité et l'impact environnemental. Par ailleurs, la réglementation à venir demandera des études fiables de risque et d'impact pour l'ensemble de la filière de CSC sur lesquelles le législateur devra s'appuyer.

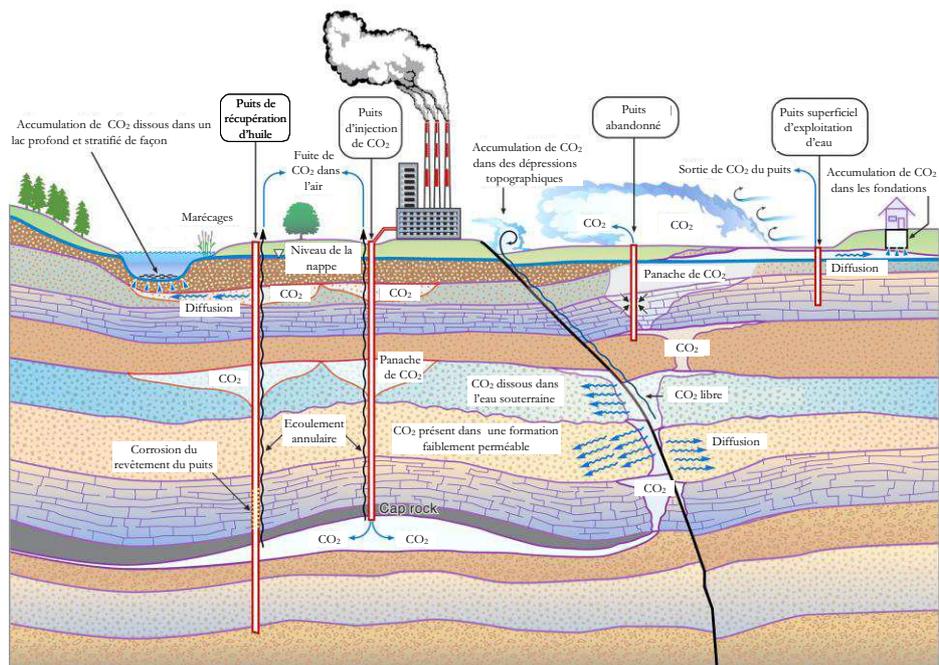


Figure 2 : Représentation des aléas relatifs à la filière CSC (Hovorka et al°, 2004)

2.2 LA FILIERE CAPTAGE ET STOCKAGE GEOLOGIQUE DU CO₂ (CSC)

Comme cela a déjà été précisé, la filière CSC peut être décomposée en quatre principaux éléments (Figure 3) : le captage, le transport, l'injection et enfin le stockage à long-terme du CO₂. Chacun de ces éléments constitue un « système fonctionnel » qu'il faudra analyser de manière spécifique en termes de risques.

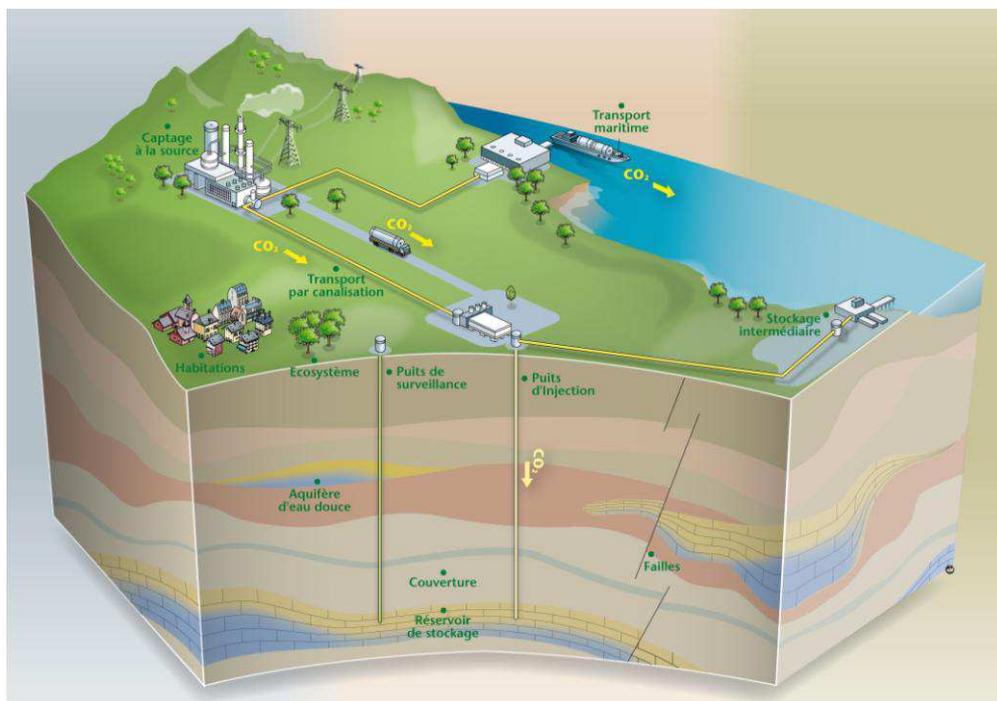


Figure 3 : Schéma de principe d'une installation de captage-transport-stockage de CO₂ (document INERIS & CorporateFiction)

2.2.1 LE CAPTAGE

Le premier chaînon de la filière CSC est le captage du CO₂ au sortir d'industries fortement émettrices : centrales électriques, centrales thermiques à combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz), cimenteries, raffineries, etc. Le procédé utilisé pour le captage est important pour la suite de la filière, notamment pour ce qui concerne l'évaluation des risques sanitaires et environnementaux, car il détermine la nature et la concentration des impuretés qui accompagneront le CO₂ dans le réservoir (voir chapitre 2.4.2).

Trois principaux procédés de captage sont actuellement à l'étude : la postcombustion, l'oxycombustion et la précombustion (Figure 4).

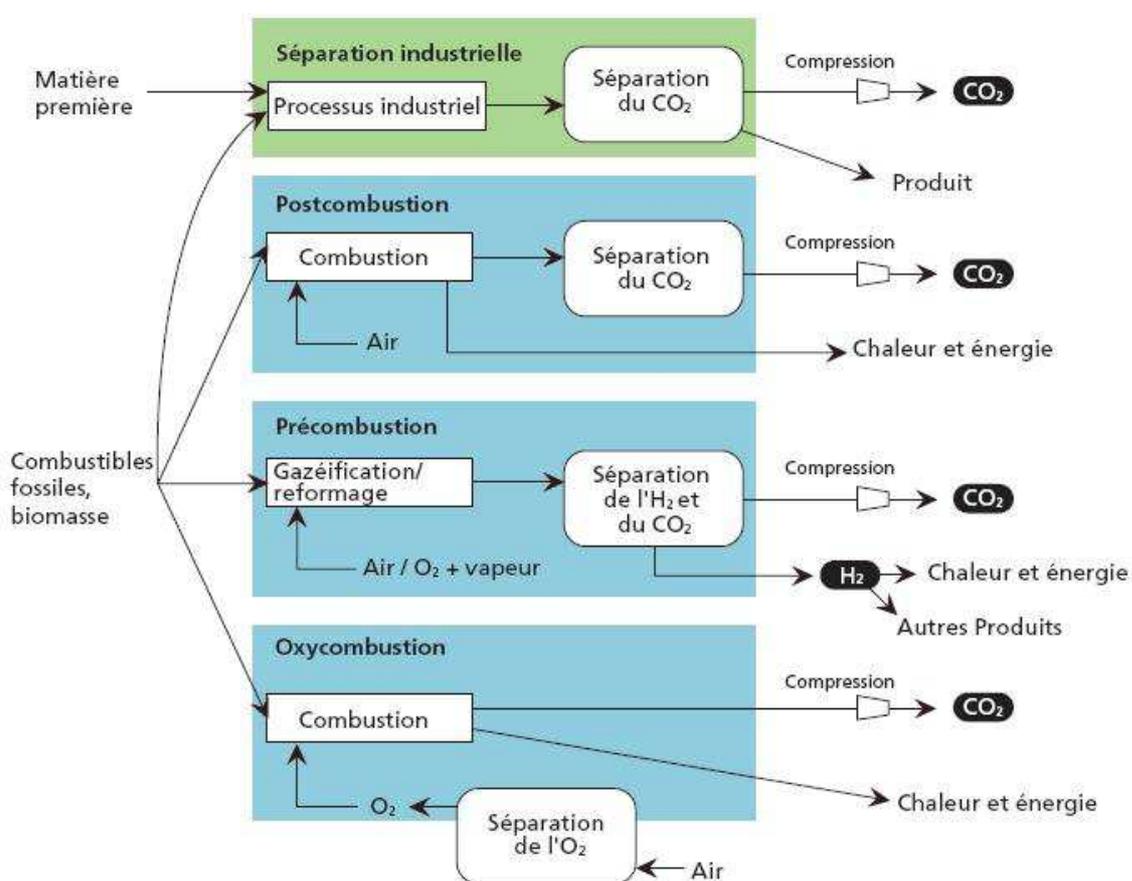


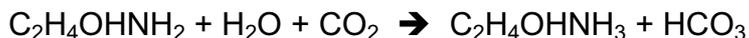
Figure 4 : Principaux procédés et systèmes de captage de CO₂ (GIEC, 2005)

2.2.1.1 POSTCOMBUSTION

Pour capter le CO₂ dans les fumées, il est possible d'utiliser des procédés analogues à ceux qui permettent de traiter le gaz naturel. Le CO₂ est alors extrait dans des colonnes de lavage grâce à un solvant chimique qui est ensuite régénéré par distillation (IFP, 2008).

Actuellement, la séparation postcombustion alliée au captage de CO₂ est testée dans une douzaine d'usines dans le monde (Cribellier et al., 2005). Le procédé de captage est basé sur l'absorption chimique : il s'agit d'un procédé où le CO₂ est absorbé dans

un solvant liquide par la formation d'un adhérent chimiquement composé. L'absorbant le plus ordinairement utilisé est le monoéthanolamine (MEA), de formule $C_2H_4OHNH_2$. La réaction fondamentale est :



Le solvant passe ensuite par une unité de régénération où il est réchauffé, généralement avec de la vapeur d'eau circulant à contre-écoulement, de façon à séparer le CO_2 . On obtient un flux de CO_2 extrêmement concentré (au delà de 99%) qui peut ensuite être condensé. Le solvant « maigre » est refroidi à 40-65°C et recyclé dans la colonne d'absorption. La présence d'oxygène résiduel dans les fumées de combustion conduit cependant à l'oxydation progressive des solutions de capture, impliquant une consommation d'amines de l'ordre de 1 à 1,5 kg par tonne de CO_2 produit, ainsi que la formation de déchets liquides acides à éliminer (Lim, 2009).

Afin de réduire les coûts et la taille des colonnes d'absorption et de régénération, de nouveaux procédés et solvants sont testés par plusieurs industriels. On peut également citer l'exemple du procédé d'absorption avec une membrane à micropores, constituée de polytétrafluoroéthylène qui filtre le gaz de combustion du dissolvant. La membrane possède le plus grand ratio « aire de contact/volume donné », mais elle ne permet pas toute seule la séparation de CO_2 du reste des gaz de combustion. C'est le solvant qui doit absorber sélectivement le CO_2 .

D'autres procédés existent pour capter le CO_2 , en postcombustion, par exemple la fracturation cryogénique et l'adsorption utilisant des tamis moléculaires. A ce jour, ces procédés sont moins rentables énergétiquement que l'absorption chimique.

2.2.1.2 OXYCOMBUSTION

Quand un carburant fossile est brûlé dans l'air, la fraction du CO_2 dans le gaz produit est de 3 à 15%, en fonction du contenu en carbone du carburant et de la quantité d'air disponible pour la combustion (Cribellier et al., 2005). La séparation du CO_2 du reste des gaz de combustion (surtout du N_2) par des moyens chimiques ou physiques est coûteuse et consommatrice d'énergie. Une alternative est donc de brûler le carburant avec de l'oxygène pur ou de l'air enrichi en oxygène : de ce fait, le gaz de combustion renfermera principalement du CO_2 et de l'eau.

Ce mode de combustion, dit oxycombustion, permet d'obtenir des fumées concentrées en CO_2 (de 95 à 98%), qu'on peut alors séparer, sous pression, à moindre coût (IFP, 2008). Les procédés envisagés impliquent la recirculation des fumées de combustion (« Flue gas recycling - FGR ») et leur mélange en amont du foyer avec l'oxygène pour contrôler et limiter la température de combustion (Lim, 2009). Le procédé de séparation de gaz le plus coûteux énergétiquement (jusqu'à 15% de la production électrique d'une usine) a lieu en amont afin de produire l'oxygène.

Ce procédé est dans un état de développement moins avancé que le captage en postcombustion, aussi est-il principalement envisagé sur de nouvelles installations. Il peut également être mis en place sur des installations existantes, moyennant des modifications importantes des chaudières et de leur cycle de fonctionnement.

On notera enfin qu'il existe des procédés alternatifs, tels le « chemical looping », pour lesquels l'oxygène n'est pas fourni directement mais par voie chimique, par exemple par réaction avec un oxyde métallique (voir exemple au 2.4.2).

2.2.1.3 PRECOMBUSTION

Une alternative à la combustion directe du combustible fossile consiste à convertir celui-ci en un gaz de synthèse (IFP, 2008). Ceci est réalisé par une étape d'oxydation partielle (gazéification du charbon, de coke pétrolier ou reformage de gaz naturel) qui produit un mélange d'hydrogène et de monoxyde de carbone. Après un traitement à l'eau, ce gaz de synthèse est alors à son tour converti en un mélange de CO₂ et d'hydrogène. Le CO₂ peut être séparé en utilisant le phénomène de pression-équilibre-absorption dans des dissolvants chimiques, tels que le méthanol ou le polyéthylène de glycol (Cribellier et al, 2005). L'hydrogène peut alors être acheminé dans une turbine pour produire de l'électricité.

La technique de précombustion s'applique communément dans les installations qui pratiquent la gazéification de charbon en cycle combiné. Actuellement, ces installations ne produisent pas d'électricité mais du gaz de synthèse et divers autres produits dérivés.

Un des plus grands obstacles au développement de cette technique est son coût : la production d'électricité est meilleur marché dans les usines à charbon pulvérisé que dans celles à gaz de synthèse. La précombustion pourrait être également exploitée quand le gaz naturel est utilisé comme combustible, cependant il n'est pas encore prouvé qu'elle soit préférable à la postcombustion. Dans ce cas, un gaz de synthèse (CO₂ et H₂) est formé en faisant réagir le gaz naturel avec la vapeur d'eau.

2.2.2 LE TRANSPORT

Les installations industrielles émettrices de CO₂ ne se trouveront pas forcément au droit d'un site géologique apte au stockage souterrain de ce gaz³. Il conviendra donc de le comprimer et de le transporter sur plusieurs dizaines à centaines de kilomètres, de préférence à l'état supercritique : en effet, dans cet état son volume est réduit (proche de celui du CO₂ liquide) tandis que sa viscosité reste proche de celle d'un gaz, ce qui limite les pertes de charges.⁴

Il n'y a pas différence majeure, sur le principe, entre le transport du CO₂ et le transport d'autres substances tels que, par exemple, le gaz naturel. Celui-ci s'opérera par canalisations, vraisemblablement enterrées, dont il conviendra de bien choisir les caractéristiques (type de matériau, diamètre, épaisseur, revêtement) en fonction des conditions de transport du CO₂ (pression, humidité, durée d'utilisation envisagée, etc.).

Les scénarios de risques associés à ce type d'installation sont bien connus et bénéficient d'un retour d'expérience important dans le domaine du transport de gaz naturel (voir par exemple GESIP, 2008).

Pour la fonction « transport » comme pour la fonction « captage », des équipements industriels spécifiques seront mis en place, ils seront utilisés seulement en période d'exploitation, puis ils seront démantelés et surtout ils ne joueront plus aucun rôle au cours des périodes suivantes (mémoire, long terme – cf. 1.2.1).

³ Le concept « captage ready » est cependant en train de voir le jour dans l'Union Européenne ; il consiste à prévoir, dans les nouvelles implantations industrielles, la place pour installer (en surface) une future unité de captage, de transport et éventuellement d'injection de CO₂.

⁴ Pour en savoir davantage sur l'état supercritique, se reporter au sous-chapitre 2.4.

2.2.3 L'INJECTION

Contrairement aux systèmes de captage et de transport, le système d'injection jouera un rôle important au cours de toutes les périodes de vie de la filière : sa fonction première est bien entendu d'injecter le CO₂ en période d'exploitation mais, une fois fermé et comblé, il demeurera présent à long terme. Comme nous le verrons ultérieurement, il aura même un rôle particulier en termes d'analyse des risques, puisqu'il traverse la couverture et sera soumis à la corrosion.

L'injection du CO₂ est probablement l'opération la plus critique de la filière CSC au plan de la sécurité. Elle s'appuiera sur des techniques pétrolières relativement éprouvées, cependant l'utilisation de ces techniques dans le contexte du stockage de CO₂ nécessitera vraisemblablement des adaptations du fait des spécificités de ce fluide (état supercritique, acidité, fort pouvoir solvant, etc.).

Sans préjuger de ses limites, on peut envisager que c'est la technologie actuelle des puits d'exploitation dans le contexte d'un stockage de gaz naturel en aquifère qui inspirera les futurs puits d'injection de CO₂ – c'est d'ailleurs le cas pour les premiers sites de stockage de CO₂. Le système d'injection sera donc constitué :

- d'un cuvelage métallique, c'est-à-dire un ensemble de tubes concentriques traversant les terrains de recouvrement jusqu'au réservoir. Ce cuvelage sera cimenté aux terrains de manière à assurer la stabilité des parois du forage et à contribuer à l'étanchéité.
- d'une colonne de production (qu'on appellera plutôt dans ce cas « colonne d'injection »), située à l'intérieur du cuvelage, par laquelle le CO₂ transitera jusqu'au réservoir. Cette colonne comprendra notamment :
 - un tubage descendant jusqu'au niveau du réservoir,
 - un certain nombre d'éléments de sécurité (organe de sectionnement à sécurité positive isolant automatiquement le puits en cas de chute de pression anormale en tête de puits, obturateur annulaire permettant d'assurer l'ancrage du tubage sur le cuvelage et l'isolement de l'espace annulaire compris entre les deux avec le réservoir) ;
- d'éléments de fond comprenant notamment :
 - un dispositif de raccordement à la colonne de production,
 - des crépines permettant d'éviter l'entraînement de corps solides dans la colonne d'injection,
 - un dispositif de fermeture et d'ancrage en bas de la dernière crépine ;
- d'une tête de puits située à la surface et comportant un certain nombre de robinets manuels pour les opérations de maintenance.

Comme pour le transport en surface, il est utile d'injecter le CO₂ sous forme supercritique⁵ afin de réduire le volume à stocker comme celui à injecter, tout en limitant les pertes de charge. Ce qui implique que la profondeur du puits d'injection soit d'au moins de 800 m, profondeur à partir de laquelle la pression hydrostatique garde le CO₂ à l'état supercritique. Dans la plupart des cas, la profondeur d'injection se situera plutôt entre 1000 et 2000 m (voire plus). Le débit d'injection sera de l'ordre

⁵ Hors le cas particulier du stockage par adsorption à l'état gazeux sur du charbon, l'injection et donc le stockage se feront sous forme supercritique. Cependant, comme cela est illustré au chapitre 2.3, après formation d'une « bulle » de CO₂ supercritique; le CO₂ se dissoudra peu à peu en phase aqueuse ou sera piégé en phase minérale.

de quelques kg/s à dizaines de kg/s, ce qui nécessitera des diamètres de tubage de l'ordre de 25 cm (10").

Au-delà du (ou des) puits d'injection, il peut être également envisagé, à des fins de surveillance, de réaliser un certain nombre de puits de contrôle dans le recouvrement du stockage. Ces puits de contrôle peuvent être utilisés pour détecter, en phase d'injection voire après la fermeture du stockage, une éventuelle venue de CO₂ dans des niveaux supérieurs poreux et perméables grâce à un suivi régulier de la pression et/ou de la composition de l'eau.

2.2.4 LE STOCKAGE

Le dernier maillon de la filière CSC, qui est aussi celui qui est conçu pour durer le plus longtemps, est le stockage⁶. Du fait de sa durée (de l'ordre des milliers d'années), le stockage représentera la phase la plus délicate à gérer et nécessitera un cahier des charges très strict. Pourtant, c'est la phase sur laquelle le retour d'expérience est le moins important puisque le plus ancien site de stockage géologique de CO₂, celui de Sleipner en Norvège, n'est en fonctionnement que depuis 1996.

2.3 LES MILIEUX DE STOCKAGE ENVISAGES

L'étude des gîtes naturels de CO₂ et de gaz naturel nous a appris que - dans certaines conditions favorables - du gaz peut se trouver naturellement piégé pendant des périodes de plusieurs millions d'années (IPCC, 2005 ; Lewicki et al 2006 ; Lombardi, 2007). Ces réservoirs naturels de CO₂ peuvent être vus comme des « analogues naturels » au stockage de CO₂, la différence majeure étant que dans ce cas, le CO₂ n'est pas produit par l'activité humaine superficielle mais provient d'une activité naturelle profonde d'origine volcanique, magmatique ou hydrothermale.

Plusieurs milieux géologiques sont envisagés pour le stockage du CO₂ (Tableau 1 et Figure 5) :

- les aquifères salins profonds, susceptibles de pouvoir accueillir à eux seuls jusqu'à 10 000 GtCO₂ soit (en théorie) plus que la totalité du CO₂ qui doit disparaître du cycle atmosphérique au cours du XXI^e siècle ;
- les gisements d'hydrocarbures épuisés (jusqu'à 900 GtCO₂) ;
- les veines de charbons inexploitées (jusqu'à 200 GtCO₂) ;
- les roches basiques et ultrabasiques (potentiel non encore quantifié).

La récupération assistée d'hydrocarbures dans les champs pétrolifères (Enhanced Oil Recovery ou EOR) ou la récupération assistée de méthane dans les veines de charbons (Enhanced Coal Bed Methane Recovery ou ECBMR) offrent également des possibilités de séquestration de CO₂ dans des formations géologiques profondes bien que la finalité de ces opérations ne soit pas à proprement parler le stockage de CO₂ (voir Figure 5).

⁶ Notons que certains auteurs intègrent dans le terme « stockage » à la fois le système d'injection et le stockage proprement dit – comme nous l'avons déjà précisé, ces deux éléments ont des rôles distincts, tous deux importants, à jouer dans le long terme, notamment pour l'analyse des risques.

ERROR: undefinedresource
OFFENDING COMMAND: findresource

STACK:

/28
/CSA
/28