



Lignes de conduite pour la sécurité d'un site de stockage géologique de CO₂

Rapport final

BRGM/RP-60369-FR

Avril 2012



INERIS



École des Ponts
ParisTech



Géosciences pour une Terre durable

brgm

Lignes de conduite pour la sécurité d'un site de stockage géologique de CO₂

Rapport final

BRGM/RP-60369-FR

Avril 2012

Étude réalisée dans le cadre de la
Convention MEDDTL – BRGM n°SU0007803

**O. Bouc, H. Fabriol, E. Brosse, F. Kalaydjian, R. Farret, Ph. Gombert, P. Berest,
V. Lagneau, JM. Pereira, T. Fen-Chong**
Avec la collaboration de
T. Le Guéan, Z. Pokryszka

Vérificateur :

Nom : D. Bonijoly

Date :

Signature :

Approbateur :

Nom : H. Modaressi

Date :

Signature :

En l'absence de signature, notamment pour les rapports diffusés en version numérique,
l'original signé est disponible aux Archives du BRGM.

Le système de management de la qualité du BRGM est certifié AFAQ ISO 9001:2008.

Mots clés : stockage géologique de CO₂, sécurité, lignes de conduite, risques, MEDDTL

En bibliographie, ce rapport sera cité de la façon suivante :

Bouc O., Fabriol H., Brosse E., Kalaydjian F., Farret R., Gombert Ph., Berest P., Lagneau V., Pereira JM., Fen-Chong T. (2012) Lignes de conduite pour la sécurité d'un site de stockage géologique de CO₂. BRGM/RP-60369-FR, 154 p., 3 annexes.

Synthèse

Le stockage géologique de CO₂ consiste à enfouir du dioxyde de carbone (CO₂), en général d'origine anthropique, dans une roche réservoir qui peut l'accueillir en grandes quantités et le maintenir durablement isolé de l'atmosphère, avec un impact minimal et acceptable sur la sécurité et la santé humaine, les ressources du sous-sol et l'environnement. La Commission Européenne a publié le 23 avril 2009 une directive créant un cadre juridique pour « *le stockage géologique, en toute sécurité pour l'environnement, du dioxyde de carbone afin de contribuer à la lutte contre le changement climatique* ». Elle a été transcrite en droit national via la loi Grenelle II (loi 2010-788), l'ordonnance 2010-1232 et le décret 2011-1411. Afin de compléter ces dispositions réglementaires, l'administration souhaite établir une circulaire précisant les principales attentes en matière de démonstration de sécurité d'un stockage géologique de CO₂.

Par courrier en date du 27 octobre 2010, les Directeurs Généraux de la Prévention des Risques et de l'Energie et du Climat (Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable, des Transports et du Logement) ont sollicité la création d'un Groupe de Travail constitué d'établissements publics : ce groupe rassemble, sous la conduite du BRGM, l'IFP Energies Nouvelles, l'INERIS, Mines ParisTech, l'Ecole des Ponts ParisTech, l'IFSTTAR et le Laboratoire de Mécanique des Solides de l'Ecole Polytechnique. Il a été chargé de rédiger le présent guide, qui propose des lignes de conduite pour la sécurité d'un site de stockage géologique de CO₂ et a pour vocation de fournir l'argumentation technique justifiant la position de l'administration.

Ce guide commence par rappeler les objectifs du stockage géologique de CO₂, les différentes formes de stockage et les perspectives en France. Il résume les éléments théoriques relatifs à l'évolution d'un stockage dans le temps. Il présente les différentes étapes de la vie d'un stockage, depuis la synthèse régionale jusqu'à l'évolution à long terme, avec les jalons opérationnels et administratifs qui y sont associés.

Dans un second temps, le guide détaille les composants d'un stockage : objets géologiques, puits, installations de surface, fluide injecté ; et il détermine les limites d'un complexe de stockage. Puis il définit les cinq fonctions de sécurité auxquelles doit répondre un stockage :

- FS-1 : Assurer le confinement, dans une partie spécifiée du sous-sol, du fluide injecté ;
- FS-2 : Prévenir un relâchement, massif ou diffus, de gaz à la surface du sol ou en proche surface susceptible d'affecter la santé des travailleurs et du public ;

- FS-3 : Prévenir un déplacement de fluides ou de substances dissoutes susceptible d'effets indésirables sur l'écosystème ou les ressources, notamment en eau potable ;
- FS-4 : Limiter les perturbations d'ordre mécanique, hydraulique et chimique apportées aux formations géologiques à l'échelle régionale ;
- FS-5 : Favoriser l'évolution vers une situation de stabilité à long terme.

Il souligne les principales qualités techniques attendues pour les remplir.

Un troisième chapitre présente les principes de la gestion de la sécurité d'un stockage de CO₂, qui doivent être appliqués au vu des conditions spécifiques au site. La sécurité dépend en premier lieu des caractéristiques naturelles du site choisi. Elle repose sur une démarche itérative, visant à cumuler les mesures de maîtrise du risque, et qui répète successivement les mêmes étapes : acquisition de connaissances, identification des scénarios d'évolution potentielle (en distinguant évolution normale ou altérée), analyse et évaluation des risques, mise en place de mesures de prévention, surveillance et mise en œuvre de mesures correctives si nécessaire. Ce processus s'appuie sur le retour d'expérience et doit en retour y contribuer. L'analyse des risques s'appuie sur la simulation numérique, par la création de modèles statiques et dynamiques pour étudier les comportements possibles du stockage. Elle intègre une gestion rigoureuse des incertitudes. Le processus de gestion des risques doit aboutir à un niveau de confiance suffisant dans la démonstration que le CO₂ restera confiné en toute sécurité à long terme. Ceci constitue une condition nécessaire pour procéder au transfert de responsabilité à l'État, évaluée sur la base de trois conditions : conformité entre modèles et observations, absence de fuite détectable et évolution vers la stabilité à long terme. Dans ce chapitre, le guide propose un tableau des phénomènes majeurs à prendre en compte dans les scénarios d'évolution, et met en avant des dispositions ou modalités d'étude particulières pour certains scénarios de risque.

Le quatrième chapitre décline ces principes de sécurité aux différentes étapes de l'évolution d'un stockage. En guise de conclusion, le chapitre 5 fait la synthèse des recommandations émises dans ce guide : principes directeurs et dispositions techniques en ce qui concerne, notamment :

- les caractéristiques géologiques ;
- la qualité du flux de CO₂ injecté ;
- la pression maximale ;
- les puits ;
- les dispositifs de surveillance.

Il souligne également le besoin d'une communication régulière et transparente de l'exploitant envers l'administration et les différentes parties prenantes. Enfin, un glossaire définit les principaux termes techniques employés.

Sommaire

1. Introduction	9
1.1. CONTEXTE ET OBJECTIFS DU PRESENT DOCUMENT	9
1.1.1. Principe du stockage géologique de CO ₂	9
1.1.2. Cadre juridique	9
1.1.3. Buts du document	11
1.2. OBJECTIFS DU STOCKAGE GEOLOGIQUE DE CO ₂	12
1.2.1. Objectif climatique : pérennité	12
1.2.2. Objectif de sécurité.....	12
1.3. RAPPEL DE QUELQUES DEFINITIONS REGLEMENTAIRES.....	12
1.4. LES DIFFERENTES FORMES DE STOCKAGE	13
1.4.1. Stockage en <i>aquifères*</i>	14
1.4.2. Stockage en gisements matures ou épuisés d'hydrocarbures	16
1.4.3. <i>Veines de charbon*</i>	17
1.4.4. Formations de stockage potentielles en France	18
1.4.5. Evolution d'un stockage et échelles de temps	20
1.5. LE CYCLE DE VIE D'UN STOCKAGE DE CO ₂	27
2. Fonctions et composants d'un stockage géologique de CO₂.....	29
2.1. DE QUELS ELEMENTS UN STOCKAGE GEOLOGIQUE EST-IL CONSTITUE ?.....	29
2.1.1. Objets géologiques.....	30
2.1.2. Puits	31
2.1.3. Installations de surface.....	32
2.1.4. Fluide injecté	33
2.1.5. Complexe de stockage, périmètre(s) de stockage	34
2.2. FONCTIONS D'UN STOCKAGE GEOLOGIQUE ET <i>FONCTIONS DE SECURITE*</i>	35
2.2.1. Stocker la quantité visée de CO ₂ dans la durée d'opération anticipée	36
2.2.2. Assurer la sécurité du stockage.....	38
2.3. PRINCIPALES QUALITÉS TECHNIQUES ATTENDUES.....	42
2.3.1. Propriétés de la <i>couverture*</i>	43
2.3.2. Propriétés de la roche <i>hôte*</i>	46

2.3.3. Pression d'injection.....	48
2.3.4. Conception des puits	49
2.3.5. Capacité de surveillance et d'intervention.....	50
2.3.6. Autres considérations	51
3. Comment appréhender la sécurité d'un stockage ?	53
3.1. PRINCIPES GENERAUX POUR LA <i>GESTION DES RISQUES</i> *	53
3.2. TYPOLOGIE ET RECENSEMENT DES RISQUES	55
3.2.1. Sources de risque	55
3.2.2. Typologie de phénomènes dangereux.....	58
3.2.3. Identification de scénarios de risque.....	60
3.3. <i>RETOUR D'EXPERIENCE</i> *	68
3.4. ANALYSE ET EVALUATION DES SCENARIOS D'EVOLUTION DU STOCKAGE	70
3.4.1. La simulation numérique comme outil privilégié.....	70
3.4.2. Scénarios d'évolution normale.....	72
3.4.3. Scénarios d'évolution altérée.....	74
3.4.4. Gestion des incertitudes	77
3.5. <i>SURVEILLANCE</i> *	79
3.5.1. Objectifs	79
3.5.2. Méthodes	83
3.5.3. Questions majeures pour la conception d'un dispositif de surveillance ...	88
3.5.4. Contenu du plan de surveillance.....	89
3.6. MESURES DE <i>MAITRISE DES RISQUES</i> *.....	91
3.6.1. Recommandations générales	91
3.6.2. Conception des plans de maîtrise du risque	93
3.6.3. Cas particulier de la récupération du fluide injecté.....	96
3.7. UNE DEMARCHE ITERATIVE TOUT AU LONG DU PROJET	97
3.7.1. Transfert de responsabilité et évolution à long terme.....	98
3.8. EXIGENCES MINIMALES ENVERS LES SCENARIOS DE RISQUES ESSENTIELS	101
3.8.1. Défaillance de la tête de puits conduisant à une éruption	101
3.8.2. Fuite par la cimentation d'un puits	103
3.8.3. Atteinte d'un puits ou d'une faille non détectés	105
3.8.4. Vulnérabilité à un séisme.....	106

3.8.5. Réactivation de faille	107
3.8.6. Dégradation de la couverture	107
3.8.7. Déplacements de saumure.....	108
4. Comment assurer la sécurité d'un stockage de CO₂ aux différentes étapes ?	111
5. Bilan - Recommandations	119
5.1. POINTS-CLES DE LA REUSSITE D'UN STOCKAGE.....	119
5.1.1. Conception initiale	119
5.1.2. Maîtrise technique : modélisation, surveillance et mesures de maîtrise des risques	120
5.1.3. Transparence et suivi: le dialogue entre l'exploitant et l'administration .	121
5.2. PRINCIPALES DISPOSITIONS TECHNIQUES A ENVISAGER POUR GARANTIR LA SECURITE ET LA PERENNITE DU STOCKAGE	122
5.3. FERMETURE ET TRANSFERT DE RESPONSABILITE	126
6. Glossaire.....	127
7. Références.....	149

Liste des illustrations

Illustration 1.4-1 : Principe du stockage en aquifère profond ou en gisement d'hydrocarbures	14
Illustration 1.4-2 : Différents types d'aquifères : aquifère ouvert monoclinale (A), aquifère ouvert présentant un piège structural (B), aquifère fermé (C)	16
Illustration 1.4-3 : Evolution des propriétés physiques avec la profondeur	21
Illustration 1.4-4 : Evolution du fluide injecté dans un anticlinal homogène ; illustration de différents types de piège structural*.....	22
Illustration 1.4-5 : Evolution du fluide injecté dans un anticlinal hétérogène	23
Illustration 1.4-6 : Illustration du concept de piégeage hydrodynamique*	24
Illustration 1.4-7 : Simulation de l'évolution dans le temps des différentes formes de piégeage du CO ₂ à Sleipner (d'après Audigane et al., 2007. Supercritique fait référence au CO ₂ en phase dense, distincte de la saumure ; ceci regroupe le piégeage stratigraphique et le piégeage capillaire)	27
Illustration 1.5-1 : Les différentes étapes de la vie d'un stockage géologique de CO ₂ . Le schéma suppose que les opérations vont à leur terme suivant la procédure « normale », à l'exclusion d'une fermeture anticipée à l'initiative de l'Etat.....	28

Illustration 2.1-1 : Principaux éléments (ou composants) d'un stockage de CO ₂	30
Illustration 2.3-1 : Schéma des composants d'un stockage	43
Illustration 2.3-2 : Illustration de l'intérêt d'utiliser des injecteurs horizontaux (source INERIS, inspiré de Carlsen et al. 2010).....	50
Illustration 3.2-1 : Exemple d'arbre des causes pour les scénarios de fuite à travers la couverture ou par une faille	61
Illustration 3.2-2 : Exemple d'arbre des causes pour les scénarios de fuite par un puits	62
Illustration 3.5-1 : Profil sismique recoupant le panache de CO ₂ à Sleipner, à partir des données de sismique 3D (a) de 1994, (b) de 2008 et (c) cube des différences. L'effet du CO ₂ peut être observé clairement en comparant la ligne de base de 1994 avec la répétition de 2008. Le profil des différences démontre l'absence d'anomalie au-dessus du réservoir (Arts et Vandenweijer, 2011). Reservoir top : sommet du réservoir, base de la couverture.	85
Illustration 3.7-1 : Logique de validation des capacités à la fois rétrospective (réalisée à t _n) et prospective (constatée à t _{TR}) de la dernière version des modèles (version résultant de la mise à jour n)	100

Liste des tableaux

Tableau 1 - Seuils d'effets aigus[] du CO ₂ (d'après Note du 16/11/07 du Ministère chargé de l'Ecologie relative à la concentration à prendre en compte pour l'O ₂ , le CO ₂ , le N ₂ et les gaz inertes).....	56
Tableau 2 - Phénomènes, milieux impactés et éléments vulnérables en jeu dans les scénarios de risque liés au stockage géologique de CO ₂	59
Tableau 3 - Phénomènes majeurs à considérer lors de l'établissement des différents scénarios de risque.....	67
Tableau 4 - Quelques exemples de mesures de traitement du risque. Certaines peuvent relever de plusieurs catégories, suivant le moment où elles sont appliquées.	95
Tableau 5 – Déclinaison des activités liées à la sécurité aux différentes étapes d'un stockage géologique de CO ₂	113

Liste des annexes

Annexe 1 Site, formation, complexe de stockage : limites et périmètres pour le stockage de CO ₂	155
Annexe 2 Pistes de réflexion pour l'établissement de grilles d'appréciation de la gravité des scénarios d'évolution altérée	163
Annexe 3 Etude bibliographique sur les accélérations maximales en profondeur.....	167

1. Introduction

1.1. CONTEXTE ET OBJECTIFS DU PRESENT DOCUMENT

1.1.1. Principe du stockage géologique de CO₂

Le stockage géologique de CO₂ consiste à enfouir du dioxyde de carbone (CO₂), en général d'origine anthropique, dans une roche *réservoir** qui peut l'accueillir en grandes quantités et le maintenir durablement isolé de l'atmosphère, avec un *impact** minimal et acceptable sur la sécurité et la santé humaine, les ressources du sous-sol et l'environnement.

Le stockage géologique de CO₂ est, après le captage et le transport, le dernier segment d'une technologie industrielle appelée *captage et stockage de CO₂*[¹]* (CSC). Cette technologie a pour objectif global de contribuer, au sein d'un large éventail de technologies et de pratiques[²], à l'atténuation du changement climatique.

1.1.2. Cadre juridique

Le stockage géologique de CO₂ a donné lieu depuis le milieu des années 2000 à l'adaptation des textes juridiques existants, afin d'encadrer cette nouvelle technologie. Certaines particularités, notamment le maintien à long terme du CO₂ dans le milieu géologique, ont justifié l'élaboration de dispositions spécifiques.

Conventions internationales

Deux conventions internationales dont l'objectif est la protection du milieu marin ont été amendées pour ouvrir la possibilité d'une injection de CO₂ dans des formations géologiques situées sous les fonds marins : le Protocole de Londres, en 2006, puis la Convention OSPAR, en 2007.

Cadre européen

La Commission européenne a publié la Directive 2009/31/CE du 23 avril 2009 relative au stockage géologique du dioxyde de carbone. Celle-ci a pour objet la création d'un cadre juridique pour « *le stockage géologique, en toute sécurité pour l'environnement, du dioxyde de carbone (CO₂) afin de contribuer à la lutte contre le changement*

¹ Les termes suivis d'un astérisque sont définis dans le glossaire (chapitre 6).

² e.g., Pacala & Socolow (2004).

climatique ». Elle prohibe en revanche l'injection de CO₂ dans la colonne d'eau du milieu marin.

Cadre français

La loi 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (dite « Loi Grenelle II ») a institué au livre II, titre II, chapitre IX du Code de l'Environnement une section 5 encadrant la recherche de formations souterraines aptes au stockage géologique de CO₂. Elle soumet ces travaux à la détention d'un permis exclusif de recherche, délivré au titre du Code Minier.

L'ordonnance 2010-1232 du 21 octobre 2010 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne en matière d'environnement a ajouté, au même chapitre du Code de l'Environnement, une section 6 encadrant l'exploitation d'un *site** de stockage géologique de CO₂. Elle soumet les travaux d'exploitation à la délivrance d'une autorisation au titre de la législation sur les Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE). Cette autorisation est conditionnée à la justification par l'exploitant de la détention, au titre du Code Minier, d'une concession de stockage géologique de CO₂ couvrant le périmètre et la formation géologique considérés.

Le décret 2011-1411 du 31 octobre 2011 complète la transposition de la Directive 2009/31/CE. Il précise les modalités réglementaires de délivrance ou de retrait des autorisations mentionnées ci-dessus, de mise à l'arrêt et de transfert de responsabilité du site. Il fixe également les obligations de l'exploitant, et soumet le stockage géologique de CO₂ à certaines des dispositions de deux décrets relatifs au Code Minier :

- Décret 2006-648 du 2 juin 2006 relatif aux titres miniers et aux titres de stockage souterrain ;
- Décret 2006-649 du 2 juin 2006 relatif aux travaux miniers, aux travaux de stockage souterrain et à la police des mines et des stockages souterrains.

Enfin, le décret 2012-384 du 20 mars 2012 modifiant la nomenclature des installations classées a créé deux nouvelles rubriques pour le captage (rubrique 2960) et le stockage géologique du CO₂ à des fins de lutte contre le changement climatique (rubrique 2970) : un stockage géologique de CO₂, y compris les installations de surface nécessaires à son fonctionnement, est soumis à autorisation avec servitudes d'utilité publique.

La notion de risque*, au cœur du cadre réglementaire

Le stockage géologique de CO₂ a recours à des *sites de stockage**, dont l'exploitation est encadrée par la réglementation. À l'échelle d'un site, les opérations de stockage ont

pour objectif d'injecter une quantité déterminée de CO₂ dans un piège souterrain bien défini, dit *piège géologique**, et de s'assurer que ce piège est efficace^[3]. Fondée sur l'efficacité prouvée du piège, la sécurité du site de stockage est au cœur de la réglementation. Ainsi, les dispositions de la Directive 2009/31/CE cherchent à obtenir qu'« *il n'existe pas de risque significatif de fuite ni de risque significatif pour l'environnement ou la santé* ». Sa transposition française, en faisant entrer le stockage de CO₂ dans le champ de la législation ICPE, vise également la protection de l'homme et de l'environnement. Ces textes imposent que l'exploitant fournisse une étude de dangers pour démontrer la maîtrise des risques, pendant l'exploitation comme à long terme. Ils fixent comme objectif que le stockage géologique de CO₂ soit « *permanent* » et qu'il soit « *sûr* ».

1.1.3. Buts du document

La Directive 2009/31/CE, notamment par son annexe 1, pose les bases de la *gestion des risques** pour le stockage géologique de CO₂. D'autres textes, qui n'ont pas de valeur juridique^[4], proposent des cadres pour l'évaluation et la maîtrise de ces risques. L'objectif du présent document est de décliner et préciser ces différents textes dans le contexte réglementaire français.

Ce guide présente ainsi les principes à respecter pour assurer la sécurité d'un stockage géologique de CO₂ et les attentes techniques auxquelles la démonstration de sécurité doit satisfaire. Il s'adresse en premier lieu à l'administration, mais pourra aussi informer les exploitants potentiels et l'ensemble des parties prenantes au stockage géologique de CO₂. Il concerne avant tout les projets visant une application à échelle industrielle.

Le stockage géologique de CO₂ étant encore actuellement à un stade de développement, ce guide entend plutôt préciser les objectifs à atteindre que préconiser les moyens à mettre en œuvre, afin de laisser la place à des améliorations technologiques.

Après une introduction générale sur le stockage géologique de CO₂, ce guide présente d'abord les *fonctions de sécurité** qui doivent être respectées et les principales propriétés des composants du stockage qui contribuent à les assurer, puis les exigences en termes de démonstration et de maintien de la sécurité. Il décline enfin ces principes au cours des différentes étapes de la vie d'un stockage.

³ Ce guide utilise le terme *piège* au sens qu'il a pris dans la communauté du stockage géologique de CO₂. Il diffère ainsi du sens pétrolier usuel, qui évoque une structure tridimensionnelle fermée : comme l'indique la Section 1.4, les *pièges* ne se limitent pas aux gisements d'hydrocarbures.

⁴ Lignes directrices publiées par la Commission européenne (2011 a, b, c), lignes directrices et cadre d'évaluation et de maîtrise des risques de la Convention OSPAR (2007), lignes directrices du consortium CO₂Qualstore (DNV, 2009) ou du World Resources Institute (2008), norme ISO 31000:2009.

1.2. OBJECTIFS DU STOCKAGE GEOLOGIQUE DE CO₂

En exigeant qu'il soit « *permanent et sûr* », les textes réglementaires assignent au stockage géologique de CO₂ deux objectifs distincts.

1.2.1. Objectif climatique : pérennité

Le premier objectif tient à la raison d'être même du stockage géologique de CO₂. Afin de répondre aux besoins de limitation des émissions atmosphériques de gaz à effet de serre, le CO₂ stocké doit rester confiné suffisamment longtemps pour que l'effet sur l'évolution du climat global soit tangible. D'après le Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC, 2005), la rétention, en moyenne sur l'ensemble des formes de stockage, de 90% du CO₂ au bout de 1000 ans constituerait une contribution efficace sur le plan climatique. Cette valeur ne constitue toutefois nullement un seuil de tolérance pour chaque site pris individuellement. Aux termes de la réglementation, le stockage géologique de CO₂ doit ainsi pouvoir être considéré comme **permanent**.

1.2.2. Objectif de sécurité

Le second objectif consiste à ne pas induire localement, par l'activité de stockage géologique de CO₂, de risque significatif. La réglementation impose ainsi que chaque site de stockage géologique de CO₂ soit **sûr**. En d'autres termes, elle exige de prévenir et, lorsque cela est impossible, de limiter autant que faire se peut les risques induits par toute opération de stockage pour l'environnement et la santé humaine. Cet objectif de sécurité doit être assuré à court comme à long termes. Il implique de préserver :

- La **santé et la sécurité humaine**, pour les travailleurs et le public ;
- Les **écosystèmes**, terrestres ou marins ;
- La **disponibilité des ressources** du sous-sol et du sol exploitables, en particulier les **ressources en eau**.

1.3. RAPPEL DE QUELQUES DEFINITIONS REGLEMENTAIRES

En complément du glossaire proposé au chapitre 6 du présent guide, nous rappelons ici trois définitions réglementaires. Au sens de la section 6 du Code de l'Environnement :

- « *Le dioxyde de carbone s'entend comme un fluide composé essentiellement de dioxyde de carbone. Ce fluide ne doit contenir ni déchet ni aucune autre matière ajoutée en vue de son élimination. Il peut néanmoins contenir des substances qui se sont associées dès la source ou lors des opérations de captage ou d'injection. Des substances traces peuvent également y être ajoutées afin d'aider à contrôler et à vérifier la migration du dioxyde de carbone. Les concentrations de toutes les substances ainsi associées ou ajoutées sont inférieures aux niveaux qui seraient*

susceptibles de compromettre l'intégrité du site de stockage ou des infrastructures de transport appropriées, de présenter un risque significatif pour l'environnement ou la santé humaine ou d'enfreindre les dispositions de la législation communautaire applicable. » (article L. 229-33)

- « *Un site de stockage géologique de dioxyde de carbone est constitué d'un volume défini au sein d'une formation géologique, celle-ci s'entendant d'une division lithostratigraphique au sein de laquelle s'observent des couches de roche distinctes pouvant faire l'objet d'une cartographie ainsi que des installations de surface, d'injection et de surveillance qui y sont associées. » (article L. 229-34)*
- « *Le complexe de stockage comprend le site de stockage et le domaine géologique environnant qui est susceptible d'influer sur l'intégrité et la sécurité globales du stockage, c'est-à-dire les formations de confinement secondaire. » (article R. 229-65)*

Des commentaires et des compléments à ces définitions sont proposés dans les sections 2.1.4 et 3.2.1 (composition du fluide injecté), 2.1.5 (*complexe de stockage**), et dans l'Annexe 1 (*site**, *formation**, *complexe**) du présent guide.

1.4. LES DIFFERENTES FORMES DE STOCKAGE

Le stockage géologique de CO₂ vise à injecter le CO₂ dans des *pièges géologiques** qui présentent des propriétés adéquates en termes de *capacité**, *d'injectivité**, et *d'intégrité**.

Deux situations sont avant tout concernées (Illustration 1.4-1) : les *aquifères** impropres à d'autres utilisations, souvent appelés ***aquifères (salins) profonds**** ; et les ***gisements d'hydrocarbures exploités****. Dans les deux cas, on cherche à localiser le stockage dans une roche sédimentaire à la fois ***poreuse**** (où le volume disponible pour les fluides est élevé), ***perméable**** (les fluides y circulent aisément), et surmontée d'un sédiment qui est au contraire très peu perméable et capable d'assurer l'étanchéité à très long terme du stockage. Ces deux couches sédimentaires superposées, le plus souvent épaisses de plusieurs dizaines de mètres, sont appelées respectivement le ***réservoir**** (ou roche *hôte**) et la ***couverture****. Le stockage peut avoir lieu dans des formations^[5] géologiques situées dans les sous-sols continentaux (*onshore*), ou sous les fonds marins (*offshore*).

⁵ On utilise ici le terme « formation » dans le sens qu'il a en géologie sédimentaire. Des commentaires sont donnés sur ce point dans l'Annexe 1.

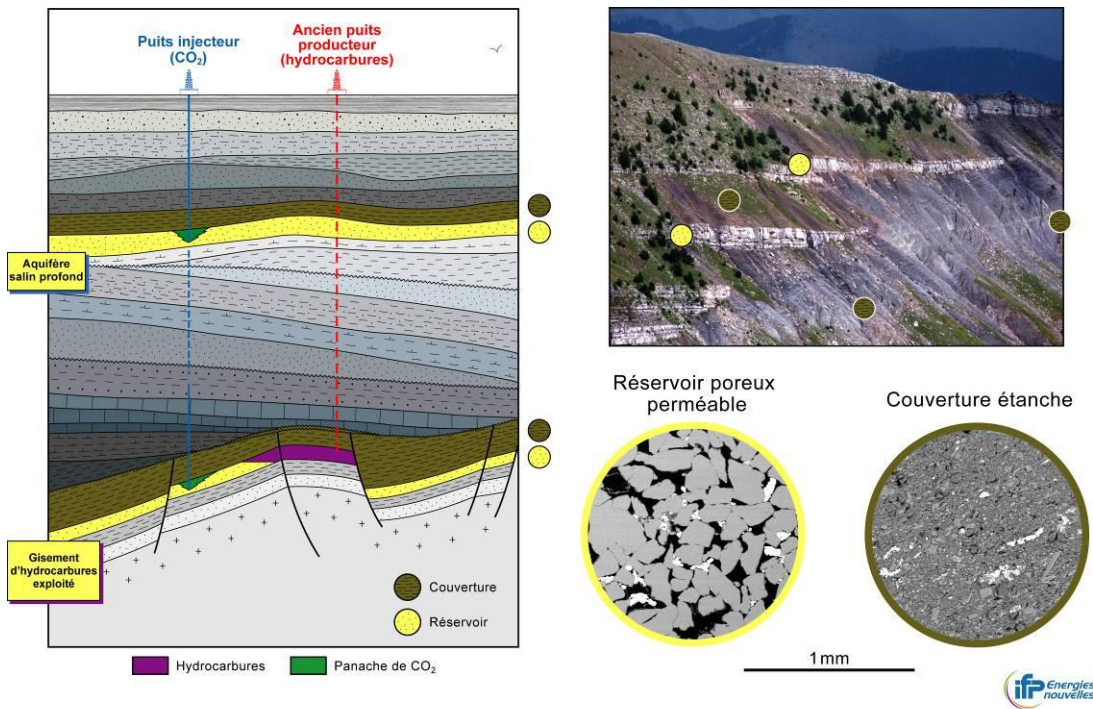


Illustration 1.4-1 : Principe du stockage en aquifère profond ou en gisement d'hydrocarbures

D'autres situations sont envisagées, de manière aujourd'hui marginale. D'une part, il s'agit de **veines de charbon*** qui, pour diverses raisons (profondeur, épaisseur, morcellement tectonique...), ne peuvent être exploitées. Le stockage et le *confinement** sont alors assurés par une même propriété physique, particulière au charbon : la rétention par *adsorption** préférentielle du CO₂ vis-à-vis du gaz initialement présent. D'autre part, il s'agit des roches basiques et ultrabasiques. Ces situations, marginales actuellement, ne sont pas traitées dans les chapitres suivants de ce guide.

1.4.1. Stockage en aquifères*

Les *aquifères profonds** susceptibles d'être explorés pour le stockage géologique de CO₂ sont des couches sédimentaires poreuses et perméables, enfouies de préférence au-delà de 800 m environ⁶, et dont le volume poreux est totalement saturé par de l'eau contenant une forte charge minérale dissoute. Cette salinité élevée, et dans certains cas la profondeur de la roche, rendent l'eau inexploitable. À l'inverse, les aquifères dont les caractéristiques physico-chimiques répondent aux critères fixés par la réglementation pour la production d'eau potable ne sauraient être envisagés pour

⁶ Profondeur à laquelle, dans les conditions habituelles de gradient géothermique, le *point critique** du CO₂ (T_c et P_c) est dépassé. Le fluide injecté devient alors beaucoup plus dense qu'un gaz (voir Section 1.4.5).

une utilisation comme hôte de stockage géologique de CO₂ (cf. considérant 46 de la Directive 2009/31/CE).

Les aquifères sont en général hétérogènes. La circulation des fluides y est plus facile dans certaines couches que dans d'autres. La *continuité hydraulique** peut être assurée sur des étendues parfois considérables (centaines de km). Une telle *unité hydraulique** joue un rôle privilégié au sein de certaines formations sédimentaires, qu'il s'agisse de propager des variations de pression, ou, le cas échéant, de canaliser les *migrations** de fluides en mouvement (eau, substance injectée).

On distingue les *aquifères fermés**^[7] ou *ouverts** (Illustration 1.4-2), en se référant à leurs conditions aux limites :

- Soit toutes les limites latérales sont hydrauliquement « fermées » par d'autres formations ou d'autres entités géologiques ;
- Soit il existe une limite « ouverte » vers l'atmosphère, que ce soit une zone de recharge continentale, ou une zone d'exutoire (continentale ou sous-marine), nécessairement très loin du site de stockage (dizaines à centaines de km).

Dans le cas des aquifères de très grande extension, le caractère ouvert ou fermé doit être relativisé en fonction de la taille du stockage. En outre, l'évaluation du comportement hydraulique aux limites latérales de tels aquifères relève de la compréhension géologique du bassin dans son entier. Elle résultera en général d'une approche de modélisation numérique, capable d'intégrer des paramètres de nature très variée (propriétés des roches, piézométrie, composition des eaux...).

L'injection de quantités importantes de CO₂ dans un aquifère fermé propage une augmentation de pression sur de grandes distances, voire sur la totalité de l'*unité hydraulique**. Des techniques d'ingénierie sont envisageables pour mieux répartir, ou pour modérer, une augmentation excessive de la pression (puits multiples, production d'eau, ...). À l'inverse, l'injection massive dans un aquifère ouvert risque d'entraîner des déplacements de *saumure** sur les frontières, dont il faudra apprécier les conséquences.

La connaissance des aquifères profonds provient de l'exploration pétrolière et gazière et, dans certaines régions urbanisées, de la prospection géothermique. Le plus souvent, ils demeurent mal connus dans de vastes secteurs, et sur de longues portions de leurs frontières. C'est ainsi que le caractère plus ou moins ouvert / fermé des unités hydrauliques peut être difficile à apprécier.

⁷ Nous n'utiliserons pas le terme « *confiné* » qui peut prêter à confusion avec le terme « *captif* » des hydrogéologues, celui-ci renvoyant à la notion de *pression hydrostatique**.

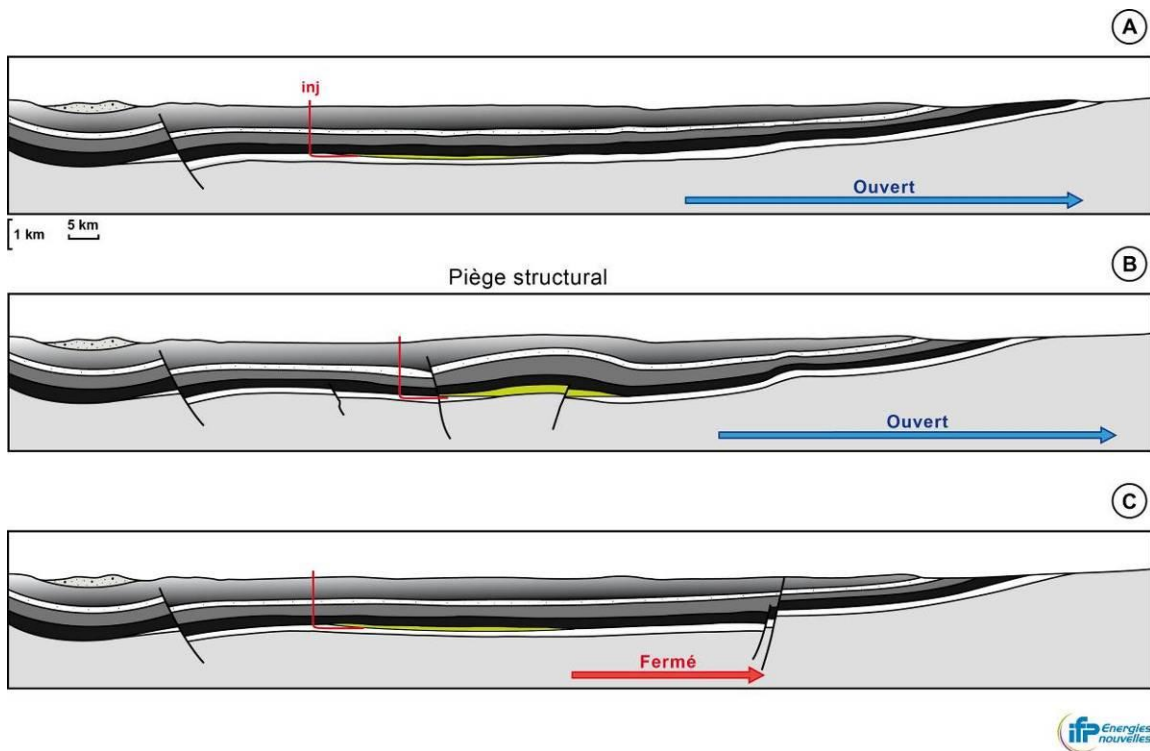


Illustration 1.4-2 : Différents types d'aquifères : aquifère ouvert monoclinale (A), aquifère ouvert présentant un piège structural (B), aquifère fermé (C)

1.4.2. Stockage en gisements matures ou épuisés d'hydrocarbures

La conversion en stockage de CO₂ d'un gisement d'hydrocarbures, mature ou épuisé, présente un avantage considérable, celui de disposer dès la conception initiale du projet d'un grand nombre de données sur le sous-sol. L'étape de caractérisation s'en trouve considérablement facilitée – même si certains paramètres spécifiques, dont la connaissance est exigée par un projet de stockage géologique de CO₂, restent à acquérir. L'existence d'un piège efficace pour les hydrocarbures est aussi une indication favorable sur leur capacité à confiner le CO₂, bien qu'il faille par des mesures appropriées en vérifier l'efficacité. Les gisements matures présentent également un intérêt économique par la capacité qu'ils offrent à produire éventuellement une quantité additionnelle d'hydrocarbures (pétrole ou gaz).

Un handicap des gisements d'hydrocarbures, en revanche, résulte de la présence de puits, quelquefois nombreux, parfois anciens et ce principalement pour les gisements d'huile, et susceptibles de jouer le rôle de vecteur de migration verticale pour les fluides. Leur état et leur *complétion** devront être soigneusement examinés au moyen d'études de terrain, à moins que la documentation existante ne fournisse suffisamment d'informations. Si nécessaire, on pratiquera un *reconditionnement*†. Dans des situations favorables, certains puits existants seront convertis en puits opérationnels pour le stockage. Le coût induit par le reconditionnement des puits anciens, selon des modalités qui en permettront l'abandon et l'intégrité à long terme, devra être pris en

compte dans l'opportunité économique de convertir un gisement d'hydrocarbures en site de stockage de CO₂. Par ailleurs, l'historique de pression subi pouvant avoir endommagé la couverture, il est nécessaire de s'assurer que celle-ci a conservé son intégrité.

Plusieurs cas sont à distinguer selon la nature des gisements considérés :

- Les gisements d'huile et de gaz **matures** :
 - *Les gisements d'huile mature* sont des gisements qui ont été produits d'abord par dépressurisation puis éventuellement par injection d'eau. L'injection de CO₂ dans de tels horizons peut conduire à produire une quantité additionnelle significative d'huile. On parle alors de récupération améliorée de pétrole par injection de CO₂. Ce faisant, vis-à-vis du stockage ultérieur de CO₂, l'étape de *récupération assistée** présentera un avantage appréciable dans la mesure où l'effort d'ingénierie consenti se traduira par une meilleure connaissance du réservoir, et par une optimisation des capacités de stockage.
 - *Les gisements de gaz matures* possèdent quant à eux encore du gaz. Il convient de les recomprimer pour pouvoir assurer une production additionnelle. Le CO₂ est utilisé essentiellement pour assurer cette recompression.
- *Les gisements déplétés* : Lorsque l'exploitation d'un gisement d'hydrocarbures a pris fin, le réservoir peut offrir une capacité et des conditions d'injection intéressantes pour le stockage géologique de CO₂, en particulier lorsque la production a fait baisser la pression de manière significative. C'est souvent le cas des gisements de gaz.

Le présent guide sur la sécurité du stockage géologique de CO₂ ne traite pas de la récupération assistée par injection de CO₂, qui est considérée par la réglementation comme une technique d'exploitation des hydrocarbures.

1.4.3. Veines de charbon*

Le charbon a la capacité de fixer du CO₂ à sa surface; lequel conduit à la désorption de méthane (le « gaz de houille »). A l'instar du stockage de CO₂ dans des réservoirs pétroliers et gaziers, il est donc possible de combiner stockage de CO₂ et production d'hydrocarbures. On parle alors de récupération améliorée de gaz de houille (ECBM, en anglais pour *Enhanced Coal Bed Methane*).

Selon les caractéristiques du charbon (pouvoir d'adsorption, perméabilité, surface spécifique, contenu en gaz, ...), ces capacités seront plus ou moins prononcées.

Les veines de charbon visées sont celles qui ne peuvent être exploitées de façon économique par les techniques minières, soit du fait de leur profondeur, soit du fait de leur épaisseur insuffisante. Elles peuvent alors offrir une option de stockage de CO₂

par adsorption. Une fois le CO₂ adsorbé, ces veines de charbon deviendront définitivement impropres à une production, quand bien même l'amélioration des conditions techniques ou économiques l'aurait permis.

1.4.4. Formations de stockage potentielles en France

Le stockage géologique de CO₂ sur le territoire français concerne trois bassins sédimentaires :

- Le bassin de Paris, très étendu, offre vraisemblablement des potentialités de stockage en aquifère importantes. Des études préliminaires ont évalué son potentiel à 26 GtCO₂^[8] (Bonijoly *et al.*, 2003). Ce chiffre paraît largement surestimé : il repose sur un corpus limité d'informations géologiques, et ne tient notamment pas compte du comportement réel en pression des unités hydrauliques envisagées pour le stockage. Les formations visées sont principalement :

- o L'aquifère carbonaté du Dogger. Atteignant jusqu'à 1800 m de profondeur, il est, dans une grande partie du centre du bassin, suffisamment profond et salé pour se prêter au stockage géologique de CO₂. Il est surmonté par les argilites du Callovo-oxfordien qui présentent de très bonnes caractéristiques de couverture. Epais de plusieurs dizaines de mètres, jusqu'à 350 m, le Dogger se compose de plusieurs faciès, dont tous n'ont pas de bonnes propriétés réservoirs. L'épaisseur des faciès favorables peut atteindre 150 m.

Cet aquifère présente un fort potentiel géothermique dans sa portion la plus profonde, à l'est de Paris. Largement caractérisé pour cet usage, il fait actuellement l'objet de nombreuses exploitations géothermiques. On trouve également du pétrole dans certains secteurs de cet aquifère. Enfin, il constitue une source d'eau, notamment pour l'eau potable, près de ses affleurements aux limites du bassin, c'est-à-dire à grande distance de la zone propice au stockage de CO₂.

- o Les formations silicoclastiques du Trias : les Grès du Trias Inférieur (Buntsandstein) dans l'est du bassin, et les aquifères du Keuper au centre et à l'ouest. Les Grès du Trias Inférieur constituent la principale ressource en eau potable à la bordure est du bassin, où il affleure (Lorraine). En allant vers l'ouest, leur épaisseur diminue tandis que la formation devient plus profonde. Elle atteint 1500 m à sa limite ouest, en Champagne. C'est ainsi que, dans sa portion ouest, cette formation pourrait être exploitée pour le stockage de CO₂. Elle y possède une épaisse couverture argileuse du Keuper. Les grès de Chaunoy et de

⁸ Nombre basé sur l'hypothèse d'un coefficient d'efficacité de 6% - voir discussion de ce coefficient en Section 2.2.1.

Donnemarie, quant à eux, sont très étendus et presque intégralement situés à une profondeur suffisante pour stocker du CO₂ ; ils atteignent au centre du bassin plus de 2500 m de profondeur et des épaisseurs considérables (jusqu'à 300 m). Ils sont surmontés par les argiles du Lias. Les aquifères du Keuper donnent lieu à des exploitations d'hydrocarbures ; ils sont aussi le siège d'opérations de stockage saisonnier de gaz naturel, notamment dans le sud-ouest du bassin où trois stockages sont situés à plus de 800 m de profondeur ; ils présentent enfin un potentiel géothermique intéressant (Bouchot *et al.*, 2008).

Les gisements d'hydrocarbures du bassin de Paris sont de petite taille ; aussi le potentiel de stockage de CO₂ dans ces gisements est limité : seules des opérations de faible ampleur seraient envisageables, pour une capacité totale de stockage en gisements d'hydrocarbures dans le bassin de Paris estimée autour de 100 Mt CO₂ (Le Thiez, 2006).

- Le Bassin aquitain présente avant tout un intérêt pour le stockage en gisements d'hydrocarbures, dans les sous-bassins de l'Adour et de Parentis. Leur capacité de stockage a été évaluée de l'ordre de 600 Mt CO₂ ; elle est essentiellement constituée par trois gisements : le gisement de gaz de Lacq, les gisements de pétrole de Parentis et, dans une moindre mesure, de Cazeaux. Les autres gisements semblent trop petits pour donner lieu à des opérations de stockage de CO₂ de taille industrielle (projet EU Geocapacity, 2009). Par ailleurs, le potentiel de stockage en aquifère dans ce bassin n'a pas été évalué. Ce bassin présente un fort potentiel géothermique, en particulier les aquifères de l'Eocène, du Paléocène et du Crétacé, qui peuvent atteindre des profondeurs comparables à celles visées pour le stockage de CO₂. Les stockages souterrains de gaz naturel existant dans le Bassin aquitain sont situés à des profondeurs (500 à 600 m) plus faibles que celles visées pour le stockage de CO₂.
- Le bassin du Sud-Est est caractérisé par une structuration complexe d'un point de vue tectonique. Les études géologiques passées ont porté avant tout sur les aquifères peu profonds, et la connaissance des formations profondes demeure actuellement insuffisante pour apprécier les potentialités de stockage à échelle industrielle. Une variété de configurations pourrait néanmoins se prêter à ces activités : grandes structures plissées, bassins peu déformés, voire injection dans le charbon. De plus, des capacités de stockage pourraient être disponibles *offshore* sous les fonds de la Méditerranée.

Dans l'état actuel des connaissances, et en comparaison de pays européens comme l'Allemagne ou les Pays-Bas, la géologie française présente peu de pièges structuraux de grandes dimensions, susceptibles de recevoir des quantités de CO₂ en ligne avec les réductions d'émissions visées. Les investigations pour de grands stockages s'orientent donc plutôt vers des aquifères propices au *piégeage hydrodynamique**.

Il n'a pas été réalisé jusqu'à présent d'inventaire systématique des potentialités et capacités précises de stockage en France. Un tel travail d'évaluation, suggéré à

l'article 4 de la Directive 2009/31/CE, permettrait d'orienter les travaux de recherche de formation aptes au stockage en garantissant une cohérence nationale^[9]. Des projections précises des capacités de stockage supposent de plus des travaux de modélisation pour rendre compte de la réponse réelle des *unités hydrauliques** à l'injection de CO₂, en particulier le comportement en pression qui constituera en général le facteur limitant. L'échelle à laquelle aborder ces questions peut dépasser l'échelle habituelle des permis d'exploration.

1.4.5. Evolution d'un stockage et échelles de temps

À quelle profondeur stocker ?

Gazeux dans les conditions de la surface, le dioxyde de carbone pur devient beaucoup plus dense au-delà de 31°C et 7,4 MPa^[10] (Illustration 1.4-3). Ces conditions de température et de pression sont habituellement atteintes, dans les bassins sédimentaires, à une profondeur de 750 à 1000 m, selon la valeur du gradient géothermique. L'augmentation de densité qui correspond à cet état thermodynamique est un facteur très favorable au stockage, puisqu'elle permet de loger plus de matière dans un volume donné. Dans cet état, le CO₂ a les propriétés de viscosité d'un gaz et de densité d'un liquide ; il est moins dense que l'eau.

Par ailleurs, la *porosité** et la *perméabilité** des roches sédimentaires ont tendance à décroître à mesure que la profondeur augmente. C'est un effet du tassement progressif, ou *compaction*, des terrains au cours de l'histoire géologique, sous la charge des dépôts sédimentaires qui se sont accumulés peu à peu dans le bassin. À enfouissement et âge croissants, une couche présente une capacité moindre à renfermer des fluides, et à les laisser circuler.

Parallèlement, la pression des fluides contenus dans la porosité augmente. Elle est en général voisine de la distribution verticale de pression déterminée par une colonne d'eau remontant jusqu'à la surface du sol (distribution dite *hydrostatique**), mais avec des écarts parfois importants par rapport à celle-ci. Accroître la profondeur de stockage conduit donc à un coût plus élevé, pour la mise en pression du gaz.

⁹ On peut citer à cet égard l'existence de plusieurs atlas dédiés au stockage géologique de CO₂ : celui du DoE / NETL pour les États-Unis et le Canada, qui en est à sa troisième édition (NETL, 2010 a) ; celui de l'Allemagne édité par le BGR (Meyer *et al.*, 2008) ; ou encore celui de Hooper *et al.* (2005) pour le bassin de Gippsland, en Australie. Ils constituent des exemples d'inventaire des capacités et des potentialités de stockage, aux échelles nationales et / ou de bassin.

¹⁰ Il s'agit du *point critique** (31,05°C et 73,8 bar). Au-delà, l'état est dit "supercritique". Lorsque CO₂ est mélangé à de faibles proportions d'autres gaz, le point critique peut être sensiblement modifié.

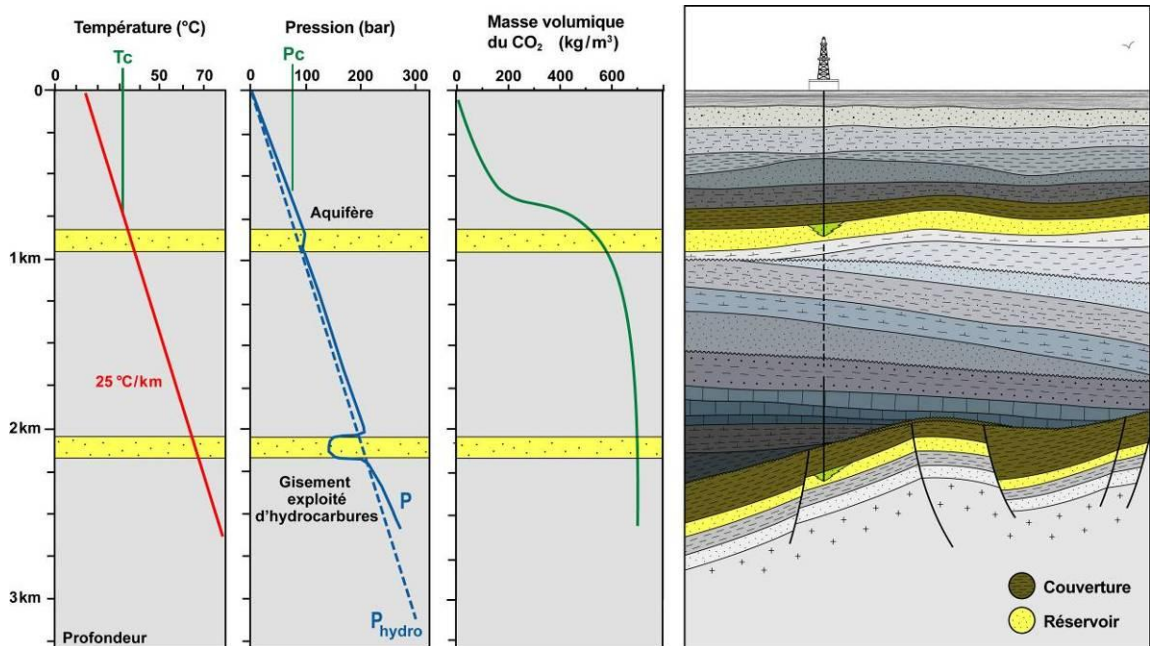


Illustration 1.4-3 : Evolution des propriétés physiques avec la profondeur

Lorsqu'il est possible, le choix d'une profondeur de stockage résulte d'une part du respect d'une profondeur minimale qui assure une densité élevée et d'autre part des inconvénients d'une profondeur trop grande qui serait pénalisante pour la qualité des réservoirs, les coûts de compression et de forage et enfin les possibilités de *surveillance**.

Que devient le CO₂ injecté ?

Le dioxyde de carbone est injecté par un ou plusieurs puits, à une pression suffisante pour pénétrer dans le réservoir. Dès lors, en tant que *phase fluide**, telle que décrit plus haut, il se déplace à l'intérieur de celui-ci en réponse à des forces variées qui conjuguent leurs effets :

- les différences de pression entretenues par l'injection, ainsi que les éventuels gradients préexistants (qui déterminent les écoulements au sein du réservoir ou du *recouvrement sédimentaire**),
- la force de gravité due au contraste de *masse volumique* (ou de densité) entre le CO₂ et les autres fluides, en général plus lourds (eau salée dans le cas des aquifères, eau salée et huile dans le cas des gisements – nous revenons plus loin sur le cas particulier du gaz naturel),
- les forces dites *capillaires*, liées aux interfaces courbées qui matérialisent la limite entre les phases fluides, et donc à la distribution des fluides dans l'espace poreux.

Tant que le régime d'injection est maintenu, l'eau présente dans le réservoir tend à être chassée par le CO₂ qui se met en place (on appelle *drainage* cette dynamique). Si du pétrole ou du gaz est également présent, la situation est plus compliquée et le comportement des mélanges hydrocarbures / CO₂ doit être soigneusement étudié. Comme indiqué dans la Section 1.4.2, un intérêt économique peut en découler.

Les propriétés du réservoir, différentes d'un point à un autre, sont plus ou moins favorables aux écoulements. Avec la présence simultanée de plusieurs fluides en proportions variables, elles opposent aux mouvements du CO₂ une résistance qui peut varier beaucoup selon la localisation dans la formation rocheuse. Dans les sédiments de perméabilité assez homogène, sous l'action des forces de gravité, le CO₂ aura tendance à former un **panache*** compact, qui viendra se placer au sommet (ou *toit*) du réservoir, au contact de la couverture. Si, en outre, un piège géologique *structural** est présent (voir plus bas – c'est le cas des gisements, en général), le fluide stocké y sera confiné dans un bref délai après l'injection (Illustration 1.4-4). En revanche, dans une roche de perméabilité hétérogène, le CO₂ aura tendance à se diviser, et à rester au moins en partie piégé dans des situations intermédiaires, assez loin de la couverture (Illustration 1.4-5). Qu'il soit dû aux hétérogénéités, ou à l'hydrodynamisme naturel de l'aquifère, le morcellement du panache peut devenir tel que, dans certaines parties du réservoir, le CO₂ est réduit à l'état de vestiges isolés, de taille suffisamment petite pour qu'ils soient immobilisés par les forces capillaires. On parle de **piégeage capillaire*** (ou **piégeage résiduel***).

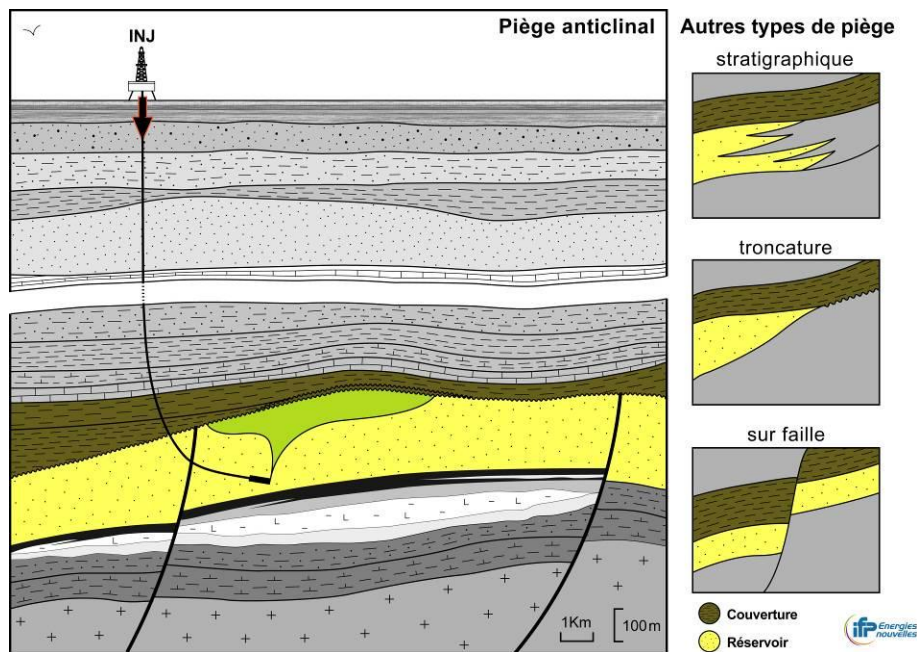


Illustration 1.4-4 : Evolution du fluide injecté dans un anticlinal homogène ; illustration de différents types de piège structural*

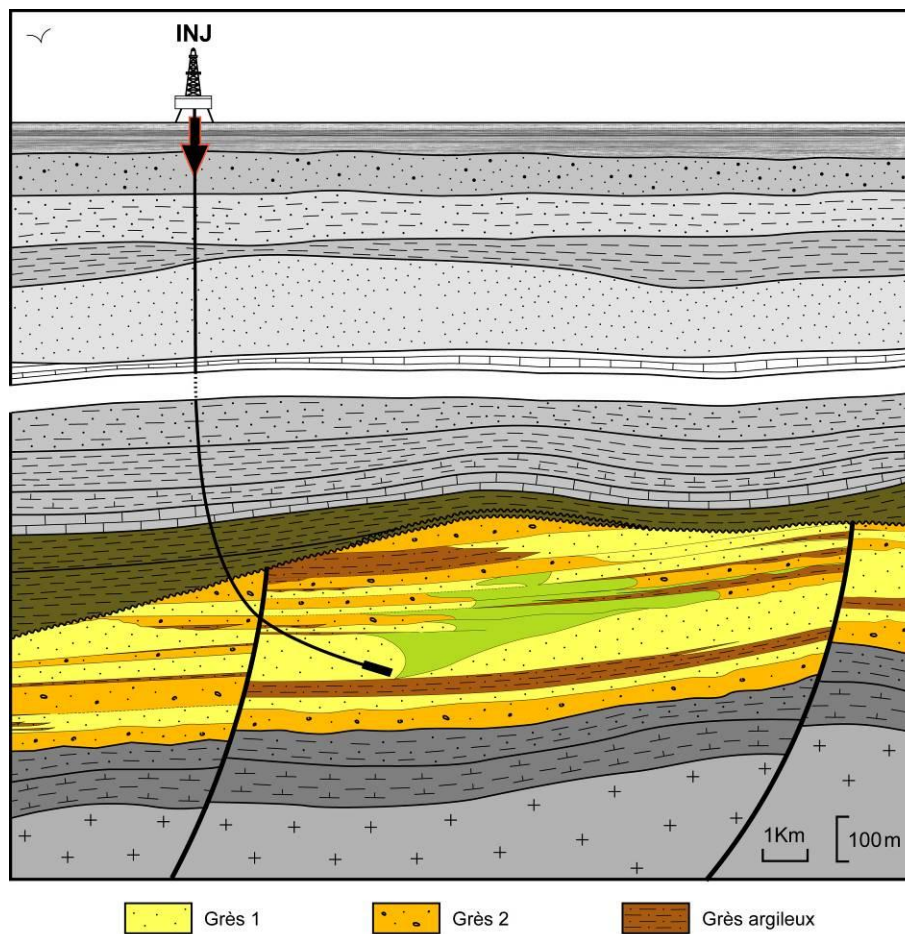


Illustration 1.4-5 : Evolution du fluide injecté dans un anticlinal hétérogène

Lorsqu'on injecte dans un aquifère, deux situations peuvent se présenter :

- soit, comme on vient de le voir, on a sélectionné un site où le réservoir occupe un *piège structural** (Illustration 1.4-4) – dans ce cas rempli d'eau salée et non pas d'hydrocarbures ;
- soit le réservoir n'est structuralement limité que par sa couverture (Illustration 1.4-6) – c'est par exemple le cas dans l'aquifère d'Utsira à Sleipner, où du CO₂ est injecté depuis 1996.

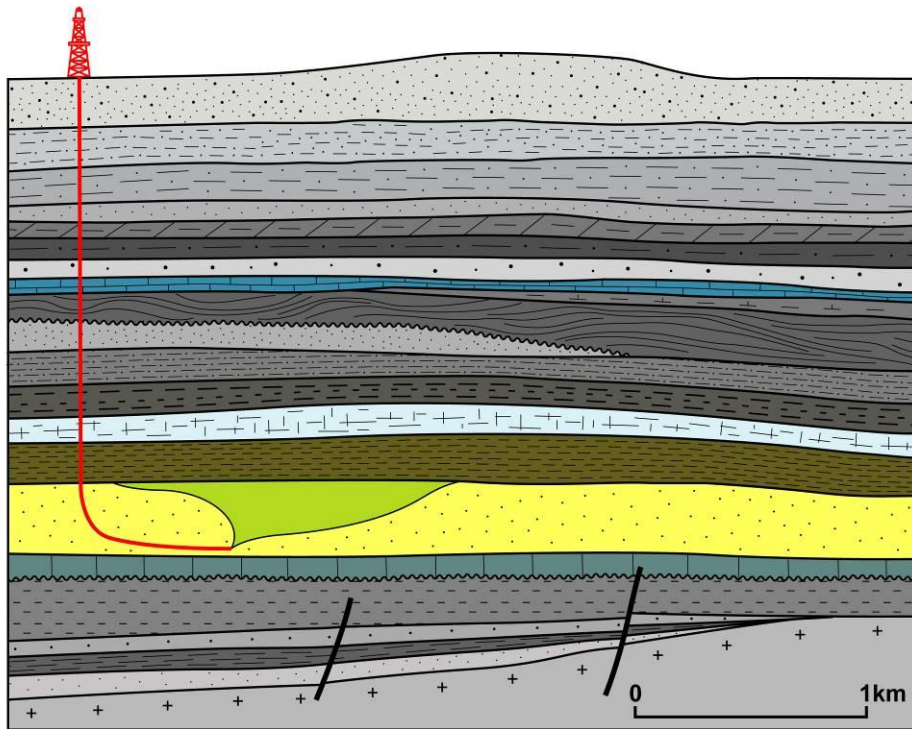


Illustration 1.4-6 : Illustration du concept de piégeage hydrodynamique*

La première situation, bien maîtrisée déjà par la pratique du stockage de gaz naturel en aquifère, permet de prévoir quelle sera l'emprise du panache. On pourra définir une capacité maximale de stockage (celle du piège, jusqu'à son niveau de « trop-plein »^[11]). En revanche, la seconde situation souffrira d'une plus grande incertitude dès qu'il s'agira de prédire la localisation du CO₂ injecté. Toutefois, dans les conditions qui règnent aux profondeurs de stockage visées, et dès lors que la couche réservoir est presque horizontale, l'absence de piège structural ne signifie pas que le panache de CO₂ sera le jouet d'une migration latérale rapide et de grande ampleur. On pourra continuer à parler de piégeage, mais cette fois **hydrodynamique***. En pratique, la situation se traduira par une incertitude plus large sur la position et les déplacements du fluide stocké. Enfin le premier cas, moins coûteux que le second en termes de surveillance et d'études, aura en revanche l'inconvénient en général d'offrir moins de capacité (voir Section 2.2.1).

¹¹ Le contact CO₂ / eau ne doit pas descendre au-dessous de la profondeur à laquelle est situé le point le plus bas du piège, appelé *ensellement critique**. On désigne sous le nom de **fermeture*** la hauteur entre le point le plus haut du réservoir, dans le piège, et l'ensellement critique. La valeur de la fermeture permet d'apprécier le caractère plus ou moins marqué du piège.

La *solubilité** du CO₂ dans l'eau salée [12] a diverses implications, notamment sur le plan des capacités de stockage et sur le plan géochimique. Sa *dissolution** s'accomplit plus ou moins vite, en fonction des dimensions de l'interface qui se développe peu à peu entre les fluides à mesure que l'injection se poursuit. À cet égard, la division du panache par l'hétérogénéité du réservoir est un facteur qui accélère la dissolution. Les modélisations, et les quelques pilotes déjà opérationnels (exemple de Sleipner), montrent que la mise en solution devrait se prolonger très largement après l'étape d'injection.

Après l'injection, à mesure que les différences de pression diminuent, et que la dissolution fait chuter la quantité de CO₂ encore présente sous forme de phase fluide, l'eau salée située aux marges du panache revient de toutes parts occuper l'espace poreux (on appelle *imbibition* cette nouvelle dynamique). Dans ce régime de stabilisation, le piégeage capillaire qui régnait déjà dans quelques zones se généralise, et l'efficacité de la dissolution augmente.

La dissolution dans l'eau est porteuse de potentialités intéressantes en termes de capacité et de confinement du stockage, mais aussi, paradoxalement, de certains risques localisés. Les potentialités intéressantes viennent de deux facteurs :

- la quantité même de CO₂ qui peut être stockée, sous la forme de molécules dissoutes (***piégeage par dissolution****) ;
- dans certains cas, la possibilité à long terme d'immobiliser une partie du CO₂ dissous dans des carbonates minéraux, une forme à la fois compacte et absolument sans risque[13] (***piégeage minéralogique****).

En revanche, le CO₂ dissous rend l'eau salée plus acide, et lui donne ainsi un certain pouvoir corrosif vis-à-vis de nombreux minéraux et matériaux. Le risque principal associé à cette propriété est la dégradation des ciments, la perte d'adhérence entre le ciment et le *tubage**[14] (*casing*) des puits et par suite la perte éventuelle d'étanchéité entre le réservoir de stockage et tout ce qui est situé au-dessus. Il s'agit là d'un souci technique important – mais pas insurmontable – posé par le stockage géologique de

¹² La solubilité varie avec la température et la pression, ainsi qu'avec la nature et la quantité des sels dissous de la saumure. À titre indicatif, dans les conditions du stockage géologique, on peut retenir que la solubilité est de 1 à 5 % en fraction massique de la saumure. La densité et le volume molaire de celle-ci se trouvent légèrement augmentés. Noter que la solubilité dans les hydrocarbures est couramment 10 fois plus élevée.

¹³ On pourrait ajouter un troisième facteur avantageux, simulé par les modèles : l'eau enrichie en CO₂ dissous étant légèrement plus dense que celle du réservoir aurait alors tendance à migrer vers le bas de la roche hôte. Un tel mécanisme est de nature à favoriser la dissolution du panache, car l'eau se renouvelle dans son voisinage, et à renforcer le confinement.

¹⁴ Suivant la prescription du Journal Officiel du 25 novembre 2006, nous utilisons le terme *tubage*, et non *cuvelage*, pour désigner « un tube ou ensemble de tubes d'acier que l'on descend dans les puits de pétrole pour en consolider les parois » et traduire ainsi le concept de *casing*.

CO₂. L'altération des minéraux qui constituent le milieu rocheux lui-même est aussi un sujet dont il faut se préoccuper, mais là encore les risques potentiels les plus sérieux sont attachés à des emplacements précis, où les réactions se trouvent entretenues dans la durée par un processus de transport de la matière dissoute.

En résumé, le CO₂ injecté se répartit entre plusieurs formes, dont les proportions relatives dans le réservoir géologique varient au cours du temps :

- un fluide moins dense que l'eau, présent sous la forme d'un panache qui du fait de la poussée d'Archimède (gravité) a tendance à s'élever dans le milieu poreux jusqu'à rencontrer la barrière imperméable de la couverture ;
- en amont du panache s'il migre, puis tout autour de lui lorsqu'il se résorbe après l'injection, des vestiges de la phase injectée, immobilisés par les forces capillaires et se dissolvant peu à peu ;
- du CO₂ dissous dans l'eau salée (et dans les hydrocarbures s'il y a lieu), en proportion fortement croissante avec le temps dès lors que l'injection a cessé ;
- dans certains cas, des carbonates solides formés au détriment d'autres minéraux moins stables qui préexistaient dans la roche.

La mobilité du CO₂ connaît sa période la plus active pendant l'injection, parce qu'à ce moment-là un régime très dynamique est entretenu par l'entrée de fluide qui est pratiquée dans le réservoir (pression d'injection, contrastes de répartition des fluides, efforts mécaniques). Ensuite, le stockage désormais constitué entre dans une période beaucoup plus calme de relaxation progressive, au cours de laquelle le panache a tendance à se résorber peu à peu par dissolution.

Par rapport à la masse de CO₂ injectée, la quantité relative qui se trouve piégée sous forme dissoute ou en phase libre varie au cours du temps. L'évolution dépend de nombreux paramètres, qui prennent des valeurs très différentes d'un stockage à l'autre : la configuration et les débits adoptés pour l'injection ; la quantité stockée ; les caractéristiques du réservoir, en particulier son hétérogénéité ; la connectivité hydraulique au sein de la formation hôte ; la nature des fluides présents initialement (saumure, ou saumure et hydrocarbures) ; la géométrie du piège, ou au contraire l'absence de piège structural ; la nature des minéraux... D'un point de vue général, il est possible - au mieux - d'indiquer des ordres de grandeur pour le déroulement dans le temps des différents phénomènes, par l'intermédiaire de modélisations prédictives (exemple de Sleipner à l'illustration 1.4-7). La constitution de gros stockages, impérative sur le plan économique, nécessite d'injecter pendant plusieurs décennies. L'opération reste continûment une étape de perturbation du sous-sol, de création de déséquilibres. Après l'injection, les équilibres se reconstituent progressivement : les différentiels de pression au sein de l'*unité hydraulique** s'atténuent en premier (quelques années au plus) ; dès lors, la migration du panache n'est plus gouvernée que par les forces gravitaires et capillaires (quelques dizaines d'années pour un réservoir moyennement hétérogène inséré dans un piège structural), mais aussi par l'hydrodynamisme naturel de l'aquifère si le piégeage est hydrodynamique (vitesses de

l'ordre de quelques cm / an) ; les équilibres entre phases fluides, la solubilisation notamment, se réalisent en un peu plus de temps (quelques centaines, voire milliers d'années). Enfin, les équilibres géochimiques, impliquant une transformation de certains minéraux, peuvent s'échelonner sur des périodes beaucoup plus longues (milliers d'années, et au-delà). Les impacts potentiels de ces divers phénomènes sont donc eux-mêmes échelonnés dans le temps.

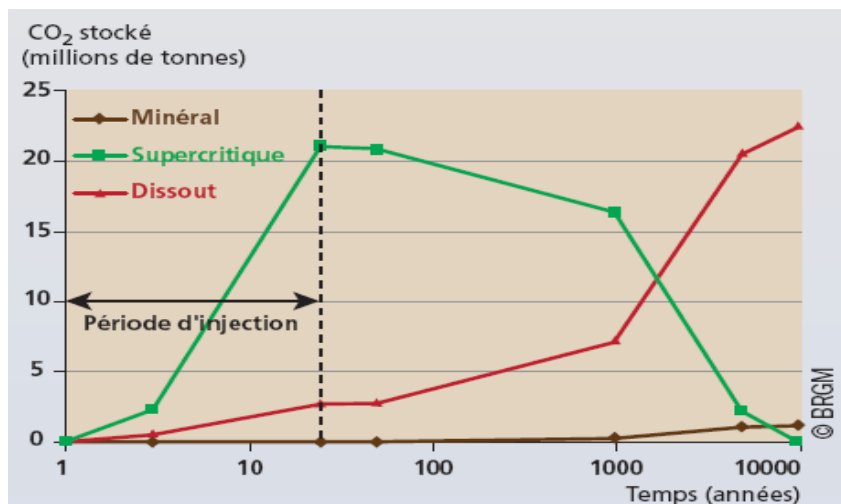


Illustration 1.4-7 : Simulation de l'évolution dans le temps des différentes formes de piégeage du CO₂ à Sleipner (d'après Audigane et al., 2007. Supercritique fait référence au CO₂ en phase dense, distincte de la saumure ; ceci regroupe le piégeage stratigraphique et le piégeage capillaire)

1.5. LE CYCLE DE VIE D'UN STOCKAGE DE CO₂

La réalisation d'un stockage de CO₂ s'insère dans un contexte national issu des politiques énergétique et environnementale décidées par l'Etat, en particulier en matière d'utilisation du sous-sol. L'ouverture de travaux d'exploration devrait être consécutive à une évaluation du potentiel de stockage des divers bassins sédimentaires à l'échelle du territoire national. À cet égard, le stockage géologique de CO₂ présente des particularités qui le distinguent nettement d'autres activités minières. D'une part, l'exigence de pérennité du stockage est une contrainte importante puisqu'elle entraîne un choix d'utilisation définitive d'une portion du sous-sol. D'autre part, dans la perspective, indispensable pour que la technologie ait l'effet climatique recherché, que de gros stockages (de l'ordre de la centaine de millions de tonnes de CO₂) soient constitués, il est nécessaire que certains paramètres soient abordés à l'échelle du bassin : typiquement, la réponse hydrogéologique régionale (propagation des surpressions, déplacements de saumures), dont l'étude ne peut se faire qu'à l'échelle du bassin.

La sélection puis la mise en œuvre d'un site de stockage se déroulent en plusieurs "étapes", de durées très différentes. Ces étapes sont jalonnées de rendez-vous administratifs. Les étapes et jalons principaux sont décrits par l'illustration 1.5-1.

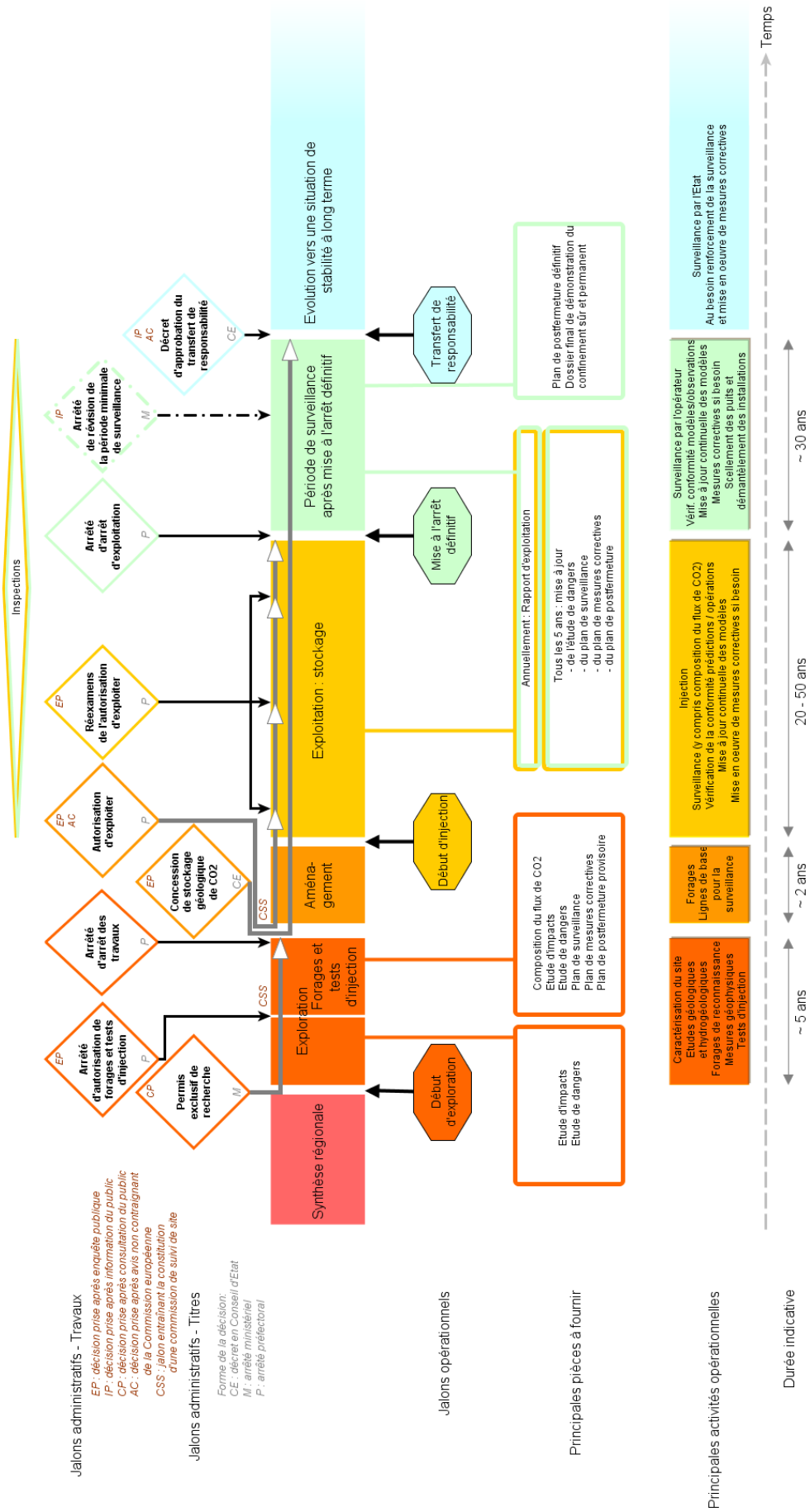


Illustration 1.5-1 : Les différentes étapes de la vie d'un stockage géologique de CO₂. Le schéma suppose que les opérations vont à leur terme suivant la procédure « normale », à l'exclusion d'une fermeture anticipée à l'initiative de l'Etat.

2. Fonctions et composants d'un stockage géologique de CO₂

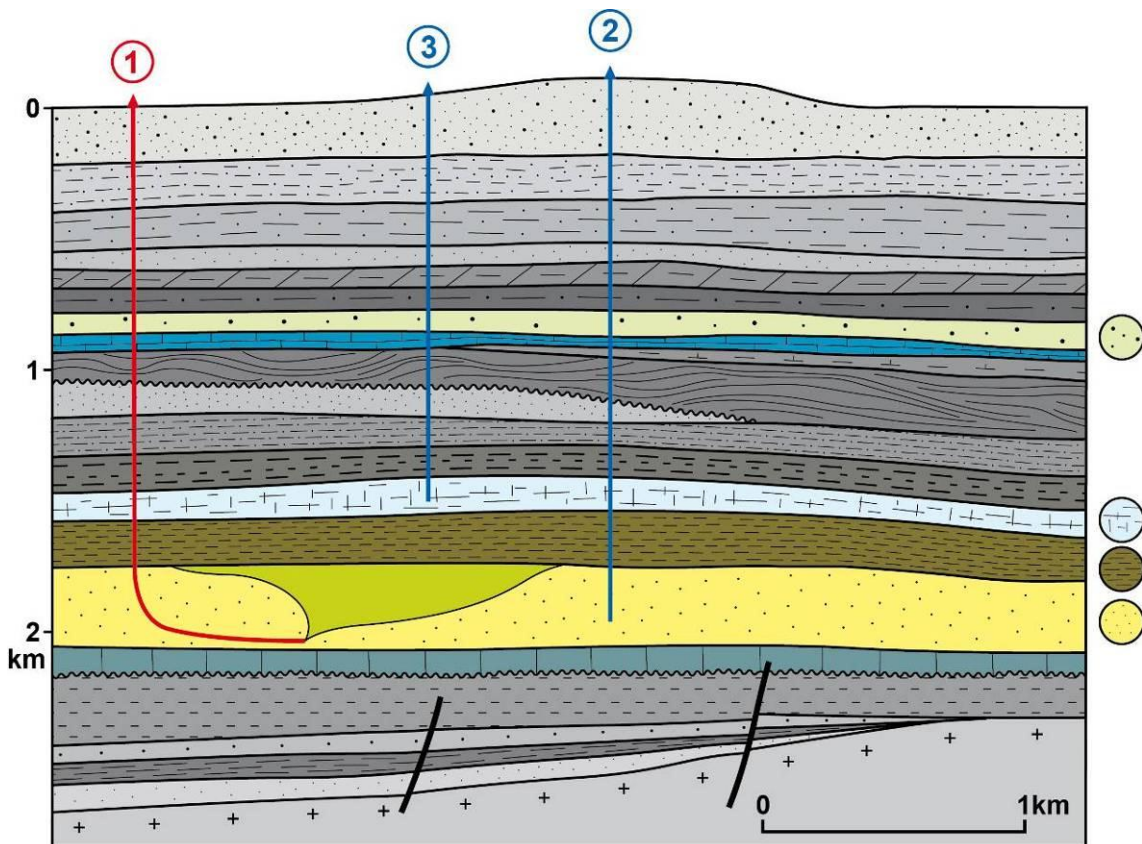
2.1. DE QUELS ELEMENTS UN STOCKAGE GEOLOGIQUE EST-IL CONSTITUE ?

Un stockage de CO₂ peut être décrit par quelques éléments et principes de fonctionnement simples, qui permettent de comprendre d'une part comment il s'insère dans le sous-sol et dans l'environnement de surface, d'autre part quelles sont les étapes successives de son exploitation. À ce schéma fondamental la réalité naturelle de chaque situation géologique surimpose bien sûr de multiples particularités.

Les éléments (ou composants) caractéristiques du site de stockage, dans son fonctionnement normal, peuvent être classés en plusieurs catégories (Illustration 2.1-1) :

- des objets (ou entités) géologiques,
- des puits, équipés selon leur fonction à chaque étape (injection, surveillance, etc.),
- des installations et des équipements de surface (incluant certains dispositifs de surveillance).

L'intégrité et la sécurité du stockage sont assurées par l'agencement d'un certain nombre d'éléments, barrières naturelles ou barrières ouvragées, pris dans chacune des trois catégories. La Directive 2009/31/CE a introduit la notion de « **complexe de stockage** »*, qui regroupe l'ensemble de ces éléments (voir Section 2.1.5). Une *fuite** est alors définie comme une sortie de CO₂ hors du complexe de stockage.



Objets géologiques:

- aquifère, ressource en eau
- aquifère supérieur, dit "de contrôle"
- couverture
- réservoir, hôte du stockage

Puits dédiés au stockage de CO₂ :

- injecteur **1**
- puits de surveillance latéral **2**
- puits de contrôle (aquifère de contrôle) **3**



Illustration 2.1-1 : Principaux éléments (ou composants) d'un stockage de CO₂

2.1.1. Objets géologiques

Le stockage tire parti des propriétés offertes par certains objets naturels, constitutifs du sous-sol :

- un **réservoir*** poreux et perméable offrant des caractéristiques adéquates en termes d'injectivité et de capacité (ce réservoir est inséré dans une **unité hydraulique***, caractérisée par un certain comportement hydraulique),

- une **couverture*** étanche, qui en général surmonte immédiatement le réservoir,
- un **recouvrement sédimentaire***, succession de terrains qui reposent par-dessus la couverture, et qui peuvent contenir, en principe à bonne distance verticale du réservoir, une ou plusieurs couches **aquifères exploitables pour l'eau**, et donc vulnérables.

La nature du piège géologique, structural ou non, est une caractéristique fondamentale du stockage (Illustration 1.4-4).

Au sein du recouvrement, une couche aquifère relativement proche du réservoir de stockage peut être choisie pour effectuer des mesures de suivi (pression, voire analyses chimiques...) : on parle d'**aquifère de contrôle***.

Une roche de couverture doit satisfaire des critères exigeants vis-à-vis de l'étanchéité. On parle d'**aquiclude***, formation sédimentaire quasi fermée aux circulations de fluides. Dans certains contextes géologiques, la couverture au sens strict ne surmonte pas immédiatement le réservoir, mais en est séparée par une couche qui, tout en retardant les mouvements de fluides, ne les arrête pas tout à fait – il s'agit d'un **aquitard***. Dans une variante de cette configuration, bien illustrée à Sleipner, le réservoir est séparé en plusieurs unités perméables, épaisses typiquement de quelques mètres, par des bancs moins perméables, voire en partie imperméables, qui retardent le cheminement du CO₂ vers le toit de la roche hôte.

La continuité des terrains sédimentaires est rompue par deux grands types d'entité géologique :

- latéralement, par des **fractures*** et des **failles*** ;
- verticalement, par des **discordances***.

Le rôle joué par ces objets dans la connectivité hydraulique du réservoir doit être documenté par l'exploitant.

2.1.2. Puits

Un puits est foré pour relier à la surface une couche sédimentaire donnée, tout en l'isolant des autres couches. Les puits dédiés au stockage permettent d'atteindre le réservoir, ou certaines couches choisies pour la **surveillance*** :

- en ce qui concerne la **formation hôte**, les types suivants sont distingués :
 - **puits d'injection** du CO₂, dont on cherche à réduire le nombre par un choix judicieux de la localisation et de la trajectoire (puits vertical, horizontal voire complexe – multi-branches) ;
 - **puits de surveillance*** (ou encore d'observation), latéral ou périphérique, permettant de détecter l'impact du panache (mesures,

échantillonnage), voire d'intervenir rapidement en cas de nécessité (voir Section 3.5.2) ;

- s'il s'agit d'un gisement d'hydrocarbures, puits de production et le cas échéant puits d'injection d'eau (de tels puits sont scellés par un bouchon de ciment selon les normes en vigueur, lorsque l'exploitation du gisement est achevée) ;
- si le schéma d'exploitation l'exige, puits dédiés à la production et à la réinjection de saumures en provenance du réservoir de stockage ;
- pour un **aquifère de contrôle***, situé dans le recouvrement (voir ci-dessus) : **puits de contrôle***, qui reste isolé du réservoir de stockage, et qui permet d'effectuer des mesures, de procéder à des échantillonnages, voire d'intervenir en cas de fuite détectée (voir Section 3.5.2) ;
- en ce qui concerne la surveillance des **masses d'eaux protégées**, relativement proches de la surface, on peut utiliser des puits de profondeur limitée, instrumentés de manière à détecter des écarts de composition des eaux induits par le comportement du stockage. Ces mesures peuvent servir notamment à contrôler la qualité de l'eau en des endroits stratégiques, comme à proximité des captages d'eau ; toutefois, de par leur nature ponctuelle, elles ne suffisent pas à garantir une détection infaillible d'une intrusion de CO₂.

Des puits issus de travaux antérieurs peuvent être présents dans l'environnement du stockage. On distinguera entre les puits qui atteignent des formations géologiques profondes (exploitation des hydrocarbures, géothermie...), qu'ils soient ou non réutilisés pour le stockage ; et les puits qui concernent les masses d'eau superficielles, en principe séparées de la zone de stockage par une épaisse série de recouvrement.

2.1.3. Installations de surface

Exploiter un site de stockage nécessite un certain nombre d'installations de surface, qui peuvent éventuellement être réparties dans plusieurs implantations séparées :

- installation dédiée à la réception du CO₂ et à son conditionnement avant injection :
 - terminal d'arrivée du CO₂ et voies d'accès (en cas de transport autrement que par canalisation) ;
 - cuves de stockage tampon éventuel ;
 - conduites, compresseur et pompe(s) ;
 - réchauffeur ;
 - éventuellement réchauffeur et séparateur ;

- installation dédiée à un puits ;
- installation dédiée à un équipement de surveillance.

Ces installations, encadrées par les dispositions de la réglementation ICPE, ne sont pas traitées dans le présent document. Elles ne sauraient être concernées que dans la mesure où elles peuvent jouer un rôle dans les risques liés au comportement dans le sous-sol (par exemple un arrachement de la tête d'un puits est une cause possible de fuite de ce puits).

2.1.4. Fluide injecté

Conformément à la réglementation, le fluide injecté sera toujours « *composé essentiellement de dioxyde de carbone* » (Code de l'Environnement, art. L. 229-33) : sa teneur en CO₂ sera en général supérieure à 90 ou 95%. Néanmoins, suivant le secteur industriel concerné et le type de procédé de captage retenu, la composition du mélange de gaz obtenu peut varier d'une manière sensible, aussi bien qualitativement que quantitativement. Outre le CO₂, les constituants (ou composés) suivants sont potentiellement présents, à divers niveaux de concentration : des composés gazeux (O₂, N₂, SO_x, H₂S, NO_x, H₂, CO, Ar...) mais également, à l'état de trace, des composés métalliques (Cd, Hg, Pb...) ou organiques (benzène, hydrocarbures aromatiques polycycliques...). Après leur dissolution dans l'eau, ces substances annexes, même très minoritaires, peuvent avoir un impact important sur la réactivité chimique des minéraux constituant les réservoirs et les couvertures, et sur celle des matériaux formant les puits d'injection ou de surveillance du site. À cet égard, on attend que l'effet le plus notable soit une accentuation de la baisse de pH subie par les saumures, en présence de gaz acides (H₂S, SO_x, NO_x) qui se dissolvent. Dans le cas de réservoirs pétroliers déplétés, l'introduction de gaz oxydants (notamment l'oxygène), co-injectés avec le CO₂, pourrait induire des réactions avec les hydrocarbures résiduels.

Les facteurs principaux qui influencent la composition du mélange gazeux sont les suivants :

- Le secteur industriel d'origine : d'une manière générale, les effluents issus de la combustion d'hydrocarbures comporteront des teneurs variables en composés oxydants (O₂, NO_x, SO_x) ; pour les effluents issus des aciéries, le mélange comportera des parts variables de gaz réduits (CO, H₂).
- Le type de procédé de captage : la concentration du CO₂ dans les effluents est un compromis entre pureté recherchée (ou taux d'impureté accepté) et dépense énergétique du procédé.
- Les éventuels composés générés par le procédé de captage lui-même : *a priori* nulles pour la cryogénie, les membranes et l'oxycombustion, les émissions associées peuvent inclure des particules fines pour les procédés de chemical looping (oxydes métalliques) ou des vapeurs ou aérosols dans les procédés d'absorption (solvants volatils ou produits de dégradation de ces solvants).

Malgré un nombre significatif d'études, les connaissances et les méthodes sont encore insuffisantes aujourd'hui pour prédire en routine l'impact des substances annexes sur les composants du stockage.

2.1.5. Complexe de stockage, périmètre(s) de stockage

Le stockage de CO₂ doit satisfaire une exigence de confinement pérenne vis-à-vis de l'atmosphère et des environnements de surface, ainsi que de certaines ressources. En termes de risque (Chapitre 3), il faudra évaluer la *vraisemblance** que surviennent des *fuites** vers des compartiments identifiés comme sensibles (voir Section 3.2.1), et l'impact de ces fuites. Une conception de la sécurité visant à cumuler les mesures de *maîtrise du risque** conduit à considérer le stockage proprement dit, qui est constitué pour l'essentiel d'un volume de roche réservoir occupé par le fluide injecté, et de plusieurs ouvrages spécialement dimensionnés, comme un sous-ensemble intégré dans un système plus large. Ce système, appelé **complexe de stockage***, représente vis-à-vis du confinement en fonctionnement normal une enceinte ultime, apte à contenir les migrations significatives^[15] du CO₂, y compris à long terme.

La Directive européenne, qui a introduit le complexe de stockage, en donne cependant une définition qui laisse ouvertes plusieurs interprétations (voir Annexe 1). Dans le présent guide l'accent est mis sur le **rôle de la couverture** et la nécessité d'une caractérisation complète et rigoureuse de celle-ci – sans du tout méconnaître les difficultés que cela implique. Ainsi, bien que la complexité géologique rende possible l'existence de « *confinements secondaires* » (terme de la Directive), nous considérons :

- qu'un stockage doit être doté d'une couverture principale (ou ultime) sur laquelle portera l'effort de caractérisation exigé ;
- et que l'exploitant ne peut faire reposer sa conception des opérations sur l'action d'un système de confinement secondaire situé structurellement au-dessus de cette couverture principale.

En d'autres termes, **le toit du complexe (dans sa partie géologique) coïncide avec celui de la couverture principale**. Si un aquifère de contrôle est défini, il est situé hors du complexe, de manière à offrir les meilleures caractéristiques possibles pour surveiller le complexe.

Latéralement, la partie géologique du complexe sera délimitée de manière à insérer les zones qui connaîtront un contact direct avec la substance injectée, y compris lorsqu'elle est sous forme dissoute. La part de la modélisation prédictive

¹⁵ *migration significative* : par opposition au déplacement extrêmement lent, mais inévitable, qui affectera le CO₂ par diffusion dans l'eau à travers les roches et matériaux assurant le confinement du stockage. On estime qu'à l'exclusion de tout autre phénomène un front de diffusion mettra entre 100 000 ans et 1 million d'années pour parvenir au toit d'une couverture dont l'épaisseur est de 100 m (Brosse *et al.*, 2011).

étant ici très grande, nous recommandons que les dimensions du complexe soient réévaluées :

- au moment de la fermeture du site, lorsqu'une dynamique de relaxation se met en place ;
- à certaines étapes plus rapprochées (par exemple, lors d'une inspection décennale), lorsque le stockage n'est pas constitué au sein d'un piège structural : il s'agit alors de tenir compte de la meilleure connaissance acquise sur l'hétérogénéité du réservoir.

Le complexe de stockage sera défini d'une manière spécifique pour chaque site, en fonction de sa configuration et de l'opération de stockage projetée. Le complexe de stockage est le volume de référence pour évaluer les fuites, celles-ci étant la manifestation d'un comportement dégradé.

L'évaluation des risques devra aussi prendre en compte des **impacts qui peuvent s'exercer à l'extérieur du complexe**, même lorsque le stockage fonctionne normalement : effets latéraux de pression, déformation des terrains, déplacements de saumures... Ces impacts sont calculables de manière prédictive, et vérifiables par des mesures sur le terrain. Le stockage est en principe dimensionné pour qu'ils se maintiennent à des niveaux faibles et acceptables, comme c'est le cas par exemple aujourd'hui pour l'exploitation pétrolière et gazière.

Des considérations et choix précédents découle le périmètre de la concession, ou encore de stockage, prévu au titre du Code Minier (Décret 2006-648 modifié, art. 24). Ce périmètre est une projection en surface de l'enveloppe du complexe, avec si nécessaire une zone tampon supplémentaire. Dans le cadre du présent guide, nous recommandons, de plus, la définition d'un **périmètre de protection** de manière à recouvrir le complexe de stockage et la partie de l'aquifère de contrôle dédiée à la surveillance du stockage. Les usages dans ce périmètre de protection seraient contrôlés (interdiction de prélèvements importants d'eau par exemple) afin qu'ils ne compromettent pas la sécurité du stockage de CO₂, par exemple en influençant la migration du panache ou en altérant la capacité de l'aquifère de contrôle à jouer son rôle.

2.2. FONCTIONS D'UN STOCKAGE GEOLOGIQUE ET FONCTIONS DE SECURITE*

Le double objectif du stockage géologique de CO₂ se traduit par deux grandes fonctions assignées au stockage :

- Stocker la quantité visée de CO₂ dans la durée d'opération anticipée ;
- Assurer la sécurité du stockage.

2.2.1. Stocker la quantité visée de CO₂ dans la durée d'opération anticipée

La première fonction se décline en deux parties : pour une opération de stockage donnée, les caractéristiques géologiques du site retenu et ses équipements doivent permettre d'injecter la quantité totale de CO₂ prévue (*capacité* de stockage), pendant le délai escompté (*injectivité*).

Disposer d'une capacité de stockage adéquate

La capacité de stockage correspond à la masse totale de CO₂ qu'un site est capable de recevoir et de retenir par les différents mécanismes de piégeage (*cf.* Section 1.4.5). Cette grandeur dépend de ces mécanismes, et donc du concept de stockage retenu.

La méthodologie d'évaluation des capacités de stockage développée par le CSLF^[16] (Bachu *et al.*, 2007) fait usuellement référence. Elle insiste sur la distinction entre différentes échelles d'évaluation, du pays au site en passant par les échelles du bassin et de la région. A mesure que la résolution d'étude s'affine, la quantité de données nécessaire au calcul augmente et l'incertitude diminue. A l'échelle du bassin, la masse de CO₂ pouvant être stockée dans des aquifères profonds est estimée de l'ordre de 0,4 à 5,5% du volume poreux de la formation considérée multiplié par la masse volumique du CO₂ en conditions de fond (NETL, 2010 a). Certains auteurs suggèrent néanmoins des valeurs encore plus faibles, jusqu'à 0,1% pour des structures hydrauliquement fermées (Thibeau et Mucha, 2010), dans lesquelles la capacité de stockage dépend alors entièrement de la compressibilité du réservoir, et de la solubilisation (phénomène lent). La réalité est certainement plus nuancée, dès lors que les unités hydrauliques hôtes ont une taille appréciable à l'échelle du bassin (*e.g.*, Zhou & Birkholzer, 2011). Pour passer à une évaluation plus précise à l'échelle d'un secteur régional ou d'un site, une telle approche volumétrique rend mal compte des effets de pression, qui seront déterminants pour la quantité de CO₂ effectivement stockée (*e.g.* IEA GHG, 2010). De plus, l'expérience est actuellement encore trop faible et la variabilité entre sites est trop forte pour qu'une approche statistique valide ces estimations de capacités de stockage.

La méthode du CSLF préconise que l'évaluation de la capacité d'un site de stockage de CO₂ en aquifère repose sur la modélisation numérique des différents mécanismes de piégeage pertinents durant la phase d'injection, dans les conditions d'exploitation proposées pour le site considéré.

- Pour un confinement stratigraphique dans un piège structural, la capacité rend compte du volume de pore que le CO₂ peut effectivement occuper. Elle dépend donc des dimensions du piège et de sa porosité, mais aussi des propriétés gouvernant le déplacement des fluides : perméabilité et perméabilités relatives à

¹⁶ Carbon Sequestration Leadership Forum

l'eau et au CO₂, saturation résiduelle en eau, hétérogénéités du réservoir, différence de densité entre fluides, stratégie d'injection.

- Dans le cas d'un piégeage hydrodynamique, le stockage fait appel à plusieurs mécanismes : en complément des caractéristiques évoquées ci-dessus, elle doit prendre en considération les mécanismes de piégeage résiduel, faisant intervenir la saturation résiduelle en CO₂, et par solubilité, déterminé notamment par la pression, la température, la salinité et la vitesse d'écoulement de la saumure dans la formation, voire le piégeage minéralogique, dont l'appréhension, complexe, nécessite une connaissance fine de la minéralogie de l'aquifère, de la composition des fluides ainsi que des surfaces spécifiques.

Seule la modélisation peut fournir une évaluation intégrant ces différents phénomènes. L'estimation de la capacité évoluera donc au cours des opérations, à mesure que la quantité de données disponibles augmente et que la compréhension du fonctionnement du système s'améliore. En conséquence, l'estimation initiale par un exploitant de la capacité de stockage de son site, fondée sur les données issues du programme d'exploration, constitue une valeur préliminaire ; l'exploitant peut être amené, au cours des opérations, à revoir à la hausse ou à la baisse ses prévisions d'injection pour tenir compte des enseignements issus du programme de suivi.

Dans le cas d'un stockage en gisement d'huile ou de gaz, l'évaluation de la capacité est plus aisée, du fait de la meilleure connaissance du réservoir, grâce aux données de production. Elle fait néanmoins appel elle aussi à des simulations numériques, tenant compte du volume du réservoir, de la porosité, de la quantité d'hydrocarbure initial en place, du facteur de récupération, de la pression et de la température.

Disposer d'une injectivité suffisante pour assurer les débits correspondant aux objectifs de stockage

L'injectivité d'un puits est caractérisée par sa capacité à délivrer un débit donné dans une couche réservoir pour une pression de fond de puits restant en deçà de la pression de fracturation. Cette injectivité est directement proportionnelle à la perméabilité de la couche réservoir et, si le puits est vertical, à l'épaisseur de la couche.

Les techniques actuelles de forage permettent de forer des puits horizontaux voire multibranches caractérisés par une injectivité améliorée du fait de la plus grande surface réservoir interceptée par le puits.

Dans le souci de minimiser les investissements et les risques de fuite, du fait de la création par les puits de chemins préférentiels d'accès aux terrains sus-jacents, l'exploitant cherchera en général à maximiser l'injectivité des puits pour n'avoir à en forer et utiliser qu'un nombre minimal. Il devra néanmoins démontrer que les opérations d'ingénierie réalisées à cette fin ne compromettent pas le respect de l'objectif de confinement.

L'injectivité des puits peut varier au cours de l'injection de CO₂, et ce pour différentes raisons : déstabilisation des argiles, dissolutions – précipitations, dépôts d'*asphaltènes** dans le cas de gisements d'hydrocarbures, etc. Des analyses pétrophysiques et chimiques sont donc indispensables pour qualifier l'injectivité des puits, initialement et en cours d'injection.

2.2.2. Assurer la sécurité du stockage

Assurer la sécurité du stockage consiste à confiner le fluide et préserver les enjeux humains et environnementaux, à court comme à long terme. Ceci se décompose en cinq *fonctions de sécurité**, que l'exploitant a la charge de garantir en permanence :

1. Assurer le confinement, dans une partie spécifiée du sous-sol, du fluide injecté ;
2. Prévenir un relâchement, massif ou diffus, de gaz à la surface du sol ou en proche surface susceptible d'affecter la santé des travailleurs et du public ;
3. Prévenir un déplacement de fluides ou de substances dissoutes susceptible d'effets indésirables sur l'écosystème ou les ressources, notamment en eau potable ;
4. Limiter les perturbations d'ordre mécanique, hydraulique et chimique apportées aux formations géologiques à l'échelle régionale ;
5. Favoriser l'évolution vers une situation de stabilité à long terme.

[FS-1] Assurer le confinement, dans une partie spécifiée du sous-sol, du fluide injecté

Le CO₂ doit être maintenu isolé de l'atmosphère pendant une durée suffisamment longue pour que son stockage contribue à la limitation de l'effet de serre. Le milieu géologique, à cet égard, a l'avantage d'offrir des configurations aptes à confiner à long terme un fluide peu dense comme le CO₂. L'exploitant doit identifier la zone géologique capable de réaliser un tel confinement, et de maintenir le CO₂ isolé des *compartiments sensibles**. Cette zone constitue le complexe de stockage. Une fuite est définie comme un déplacement hors de ce complexe du fluide injecté (*cf.* Section 2.1.5), détectable ou susceptible d'effets défavorables.

L'extension horizontale de cette zone dépend du site et des conditions d'exploitation envisagées. Dans le cas d'un stockage en piège structural, elle sera définie par les limites de la structure géologique. Dans un concept de piégeage hydrodynamique, ses limites ne correspondront à aucune frontière physique, mais à des prévisions de l'exploitant. La partie spécifiée du sous-sol peut comprendre verticalement plusieurs couches, dans le cas où existent des formations de confinement secondaire. La présence d'autres ressources souterraines doit être prise en compte par l'exploitant dans le dimensionnement de l'injection, de sorte que l'extension prévue n'empiète pas sur des ressources à ne pas compromettre.

La réalisation de **cette fonction de sécurité contribue au premier plan à celle des deux fonctions de sécurité suivantes**. En ceci, le confinement ne se restreint pas au CO₂, mais concerne l'ensemble des substances co-injectées.

Pour assurer cette fonction, il faut une bonne connaissance de la structure géologique, des propriétés d'écoulement des différentes formations et de leur état de fissuration. Ceci nécessite de bien comprendre le comportement hydraulique et chimique du fluide au fil du temps. Au-delà de ces considérations liées au milieu géologique, ceci conditionne la réalisation des puits et leur fermeture afin de prévenir la création de cheminements préférentiels.

[FS-2] Prévenir un relâchement, massif ou diffus, de gaz à la surface du sol ou en proche surface susceptible d'affecter la santé des travailleurs et du public

Cette fonction vise à préserver les personnes des effets d'émanations, en surface, de CO₂ ou de substances annexes issus du stockage, suite à des remontées dans ou le long des puits ou via des cheminements géologiques. Elle doit donc être assurée tout au long de la vie du stockage : pendant l'exploitation et la phase de surveillance active, mais aussi à long terme ; elle doit alors **être maintenue de manière passive**.

Cette fonction exige qu'en cas de fuite en surface, celle-ci n'induisse pas le dépassement des seuils critiques vis-à-vis de l'*exposition** humaine. Ceux-ci sont déterminés par des études toxicologiques et matérialisés, pour certaines substances au moins dont le CO₂, par des limites réglementaires. De même, cette fonction n'exclut pas un mouvement de fluide vers d'autres compartiments sensibles, toutefois un tel mouvement est pris en compte par les fonctions suivantes (FS-3 et 4). Concernant les substances annexes, cette fonction s'applique à la fois aux substances injectées dans le flux de CO₂ (ex. H₂S, CO, Hg... voir Section 2.1.4) et aux substances mobilisées dans le sous-sol (ex. H₂S, radon, métaux, composés organiques...).

Cette fonction doit être assurée par le confinement, dans le complexe de stockage, du fluide injecté. La démonstration de ce confinement est l'élément essentiel de l'analyse des risques. La défaillance du confinement doit être extrêmement peu probable. Il est préférable de pouvoir montrer que, si une telle défaillance survenait, cette fonction serait néanmoins maintenue par l'action de différents processus naturels au sein des terrains de recouvrement (atténuation, dilution, carbonatation...). La mise en œuvre de mesures techniques ou organisationnelles de prévention d'une exposition critique peut contribuer à la réalisation de cette fonction : par exemple, choix de l'implantation du site d'injection à distance de secteurs sensibles et de dépressions topographiques où le CO₂ serait susceptible de s'accumuler, intervention pour intercepter la fuite avant qu'elle n'atteigne la surface, ou mise en place de mesures actives de dilution en surface (*cf.* Section 3.6).

[FS-3] Prévenir un déplacement de fluides ou de substances dissoutes susceptible d'effets indésirables sur l'écosystème ou les ressources, notamment en eau potable

Le stockage de CO₂ ne doit pas nuire à l'écosystème en surface ni aux ressources souterraines, à commencer par l'eau potable qui constitue un enjeu majeur. L'exploitation d'un site doit donc limiter, en-deçà de seuils qui produiraient des effets indésirables, les mouvements de fluides, ou de substances dissoutes dans l'eau, qui atteindraient soit la surface soit des ressources souterraines. Comme la fonction précédente, celle-ci doit être assurée aussi bien **pendant l'exploitation et la phase de surveillance active que de manière passive à long terme**. A l'instar de la fonction précédente, celle-ci n'interdit pas les mouvements de fluide, tant que leurs caractéristiques ne génèrent pas d'exposition critique pour les *éléments vulnérables** considérés.

Une variété de situations est visée par cette fonction :

- le mouvement ascendant de CO₂ ou de substances annexes (co-injectées ou mobilisées dans le sous-sol) jusqu'au sol et à la surface, avec les conséquences que ceci peut avoir pour l'écosystème ;
- le mouvement ascendant de CO₂, de substances annexes ou de saumure vers des aquifères d'eau potable ou d'autres types de ressources souterraines exploitables ;
- le mouvement latéral de CO₂, de substances annexes ou de saumure au sein de l'*unité hydraulique** où se tient le stockage vers des zones où sont présentes de telles ressources.

Les conséquences potentielles dépendent du phénomène et de la ressource considérée.

Le maintien de cette fonction peut résulter des caractéristiques naturelles des formations rencontrées (perméabilité, écoulement régional), mais également de la conception du site (éloignement par rapport aux ressources naturelles) ou de dispositions techniques (gestion de la pression, intervention en cas de fuite).

[FS-4] Limiter les perturbations d'ordre mécanique, hydraulique et chimique apportées aux formations géologiques à l'échelle régionale

L'injection de CO₂ dans une formation souterraine induit une perturbation du champ de pression en son sein. Celle-ci est susceptible de se propager à d'autres couches sous- ou sus-jacentes, et peut avoir une influence sur des distances pouvant être importantes, et à des degrés divers. Ces modifications de pression se répercuteront sur le fonctionnement hydrogéologique de la région. De plus, la perturbation en pression modifie l'état de contraintes des roches. Elle conduit au soulèvement des terrains en surface, qui dans la plupart des cas devrait toutefois rester modeste (millimétrique à centimétrique), et pourrait engendrer la réactivation d'une faille. Par

ailleurs, le CO₂ étant une substance réactive, son injection dans une formation où de l'eau est présente initialement modifie l'équilibre chimique. En cas de déplacement de CO₂, de substances annexes ou de saumure vers des aquifères sus-jacents, ceux-ci subiront également des modifications chimiques sur des distances potentiellement significatives.

En outre, ces processus interagissent : par exemple, la réactivation d'une faille pourrait être favorisée par une altération chimique ; les réactions chimiques avec les fluides (colmatage, dissolution) ou bien la réponse mécanique de la roche influencent sa porosité, ce qui peut affecter, en retour, le déplacement de CO₂.

Ces impacts du stockage sont, pour partie, inévitables. Les études accompagnant le dimensionnement permettront de les évaluer, au besoin en considérant les différents phénomènes de façon couplée. Il convient de limiter ces impacts autant que possible, pendant l'exploitation et la période de surveillance, mais aussi à long terme ; ils pourraient en effet subsister ou, pour les effets chimiques, ne se produire qu'après des durées assez longues.

Cette fonction concerne toute la pile stratigraphique, jusqu'à la surface. Il est nécessaire de limiter les effets mécaniques à des niveaux d'*intensité** tels qu'ils ne puissent engendrer des nuisances pour les biens en surface, notamment les bâtiments. Les éléments vulnérables concernés par cette fonction comprennent également les ressources exploitables (par exemple le potentiel géothermique d'un aquifère), dont la perturbation doit être réduite autant que possible.

La réalisation de cette fonction dépend avant tout des propriétés géologiques (géométrie, propriétés hydrauliques, chimiques et mécaniques). Elle peut s'appuyer également sur des dispositions de conception (stratégie d'injection) ou d'intervention (extraction de saumure pour relâcher la pression ou orienter la migration du panache).

[FS-5] Favoriser l'évolution vers une situation de stabilité à long terme

Une spécificité majeure du stockage géologique de CO₂, par rapport à d'autres activités industrielles, tient aux échelles de temps qu'il implique : le CO₂ injecté est laissé en place à l'issue de l'exploitation, et l'absence de risques à long terme doit être démontrée. La sécurité doit ainsi être garantie au-delà de l'échelle d'une vie humaine, et même au-delà des durées où un contrôle institutionnel peut raisonnablement être assuré. La gestion du site évoluera par étapes : exploitation, surveillance active par l'exploitant, puis transfert de responsabilité à l'État et, à terme, passage à une sécurité passive, c'est-à-dire absence de contrôle institutionnel. Le passage de l'une à l'autre de ces phases s'appuie sur la démonstration progressive de la stabilité du site à long terme, entendue comme un état où les évolutions sont très lentes, avec une relaxation significative des déséquilibres générés par l'injection. Cette démonstration comporte notamment la vérification périodique de l'adéquation entre les observations et les résultats des calculs prédictifs.

Cette évolution vers la stabilité est d'abord favorisée par les caractéristiques naturelles du complexe ; elle repose aussi sur la conception et le déroulement des opérations :

par exemple, la position et le nombre des puits influenceront sur le mouvement et la dissolution du CO₂ et sur la pression résultante, la composition du flux injecté sur l'évolution chimique. L'exploitant doit ainsi prendre en considération cette fonction de sécurité dès la conception du stockage.

2.3. PRINCIPALES QUALITÉS TECHNIQUES ATTENDUES

L'exploitant doit démontrer comment sont maintenues les fonctions de sécurité au cours d'une évolution normale du stockage. Il doit décrire quelles perturbations les affectent au cours des différents scénarios d'évolution altérée qui sont envisagées, et de quelle manière les fonctions de sécurité perturbées sont rétablies. La démonstration dépendra des conditions spécifiques au site. La réalisation des fonctions de sécurité peut être assurée intrinsèquement par les caractéristiques des composants du complexe de stockage, à commencer par les propriétés naturelles des formations géologiques, et/ou grâce à des mesures techniques et organisationnelles prises par l'opérateur pour la conception et l'exploitation de son site. Nous présentons dans cette section les principales caractéristiques attendues envers les composants du stockage (tels que schématisés à l'illustration 2.3-1) pour assurer la capacité et l'injectivité du stockage, d'une part, le confinement du fluide injecté, d'autre part. Une typologie des mesures dont dispose l'exploitant pour contribuer aux fonctions de sécurité est dressée à la Section 3.6.

L'effort de caractérisation pour le développement d'un stockage géologique de CO₂ portera avant tout sur la roche hôte et sur sa couverture, puis sur l'état des différents puits situés dans le complexe de stockage. Ces propriétés constituent la base pour démontrer que les fonctions du stockage seront assurées.

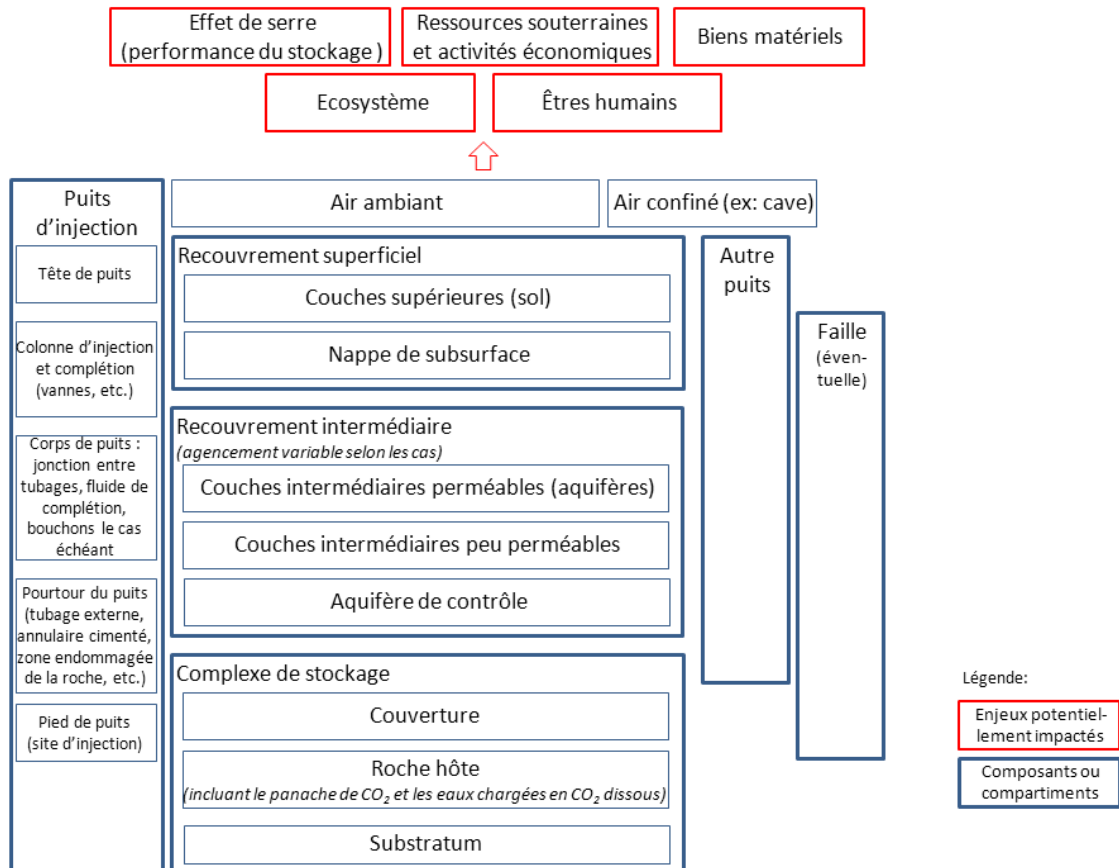


Illustration 2.3-1 : Schéma des composants d'un stockage

2.3.1. Propriétés de la couverture*

La *couverture** est la principale entité géologique qui assure que le fluide injecté restera confiné dans une partie spécifiée du sous-sol (FS-1, contribuant aux FS-2 et 3). Vis-à-vis de la migration des fluides, et en termes de comportement géomécanique ou géochimique, elle doit jouir de propriétés lui permettant d'assurer l'intégrité du stockage, et doit offrir une continuité spatiale suffisante de ces propriétés. Compte tenu de la géologie des bassins sédimentaires français, ce sont en général des formations argileuses, marneuses ou salifères qui présentent des propriétés de couverture favorables.

- **Capacité de piégeage capillaire** : La couverture possédera une capacité de *piégeage capillaire** compatible avec la surpression limite prévue dans la zone de stockage sous-jacente. Cette surpression est fixée par la somme de deux termes : le différentiel de pression qui correspond à la *hauteur maximale de « phase CO₂ »*

continue^[17] (appelée encore « *colonne de CO₂* ») anticipée pour le stockage, et la surpression due à l'injection. Une telle capacité de piégeage tient, d'une part, à la mouillabilité préférentielle des surfaces minérales par l'eau, d'autre part, à la faible dimension des diamètres d'accès aux pores, tant dans la matrice de la roche de couverture que dans un éventuel réseau de micro-fractures. Le seuil de pression auquel correspond un *déplacement capillaire**, autrement dit la possibilité de migration du gaz stocké dans la couverture, fera l'objet :

- de mesures simples telles que la porosimétrie mercure ;
- de mesures appropriées sur carotte, dans des conditions expérimentales qui reconstituent les états de pression et de contrainte *in situ*.

Dans le cas des anciens gisements d'hydrocarbures, lorsqu'une mouillabilité « mixte » eau / hydrocarbures a pu se développer au sein de la zone de stockage, des mesures dédiées à la mouillabilité au CO₂ devront être conduites.

- **Perméabilité** : À l'échelle du complexe de stockage, la couverture présentera une perméabilité compatible avec l'épaisseur et les surpressions prévues pendant la durée du stockage, (typiquement, inférieure au microdarcy ou 10⁻¹⁸ m², ce qui se traduira en général par un ordre de grandeur plus faible pour les mesures sur carotte, soit 10⁻¹⁹ m²). Dans ces conditions, si la migration du gaz stocké n'est pas empêchée par les propriétés capillaires décrites ci-dessus, elle restera limitée à la base de la couverture. Cette perméabilité devra être estimée en tenant compte du passage entre l'échelle de la carotte, à laquelle des mesures peuvent être effectuées, et l'échelle de la formation, à laquelle on a besoin de représenter la perméabilité *in situ*, y compris les effets de l'état de fracturation.
- **Propriété de diffusion** : Après dissolution du CO₂ dans la solution aqueuse, la diffusion opérera en raison du gradient de concentration entre le réservoir et la couverture. C'est un phénomène lent, mais inéluctable. Il implique qu'à long terme la base de la couverture soit nécessairement impactée par la présence et les effets du CO₂ dissous, en particulier celui des réactions minérales. Le flux de diffusion dépend d'un coefficient propre à la molécule considérée, de la porosité et de la structure du milieu poreux. Des mesures et des calculs devront être menés pour vérifier que le flux de diffusion au-delà de la couverture reste nul ou négligeable pendant des durées très longues (dizaines de milliers d'années). Ainsi, une couverture dont les propriétés de piégeage capillaire seraient satisfaisantes mais qui ne serait pas suffisamment épaisse pourrait aboutir à un flux diffusif trop important.
- **Réactivité minérale** : Le CO₂ dissous dans l'eau rend celle-ci plus acide, ce qui entraîne des possibilités de réactions impliquant les minéraux. Dès que de l'eau

¹⁷ Fluide dense composé très majoritairement de CO₂, et constituant le panache (cf. Section 1.4.5).

ainsi acidifiée est entrée dans la couverture, cette dernière est susceptible de connaître une transformation minéralogique, dont l'intensité pourra être appréciée par la prise en compte de la composition minérale dans un modèle géochimique. L'état actuel des connaissances montre des grandes incertitudes de prédiction reliées aux variétés de composition minérale et aux cinétiques des réactions. Ainsi les prédictions d'évolution géochimique devront être faites par scénarios, en s'appuyant sur des mesures de réactivité en laboratoire, et en tenant compte dans les simulations des différents choix possibles de valeurs de paramètres (e.g., utilisation comparée de plusieurs bases de données). On tentera de dégager les scénarios présentant un risque élevé de dégradation géochimique, par exemple lorsque le pouvoir tampon de la roche – qui donne plutôt lieu à un colmatage par précipitation minérale du CO₂ tant que le milieu reste confiné – est éliminé par la convection. Le cas de fissures fermées présentant une composition minérale distincte de celle de la matrice devra également être considéré.

- **Propriétés mécaniques et résistance à la rupture** : L'injection de CO₂ induit le plus souvent une variation substantielle de pression des fluides. Celle-ci se propage dans le réservoir, modifie l'état des contraintes, et déforme le milieu. Ainsi la couverture est-elle sollicitée mécaniquement par la nouvelle distribution des contraintes. Pour prévoir comment une roche répond à une sollicitation mécanique il faut connaître d'une part certaines caractéristiques qui lui sont propres, d'autre part dans quel champ de contraintes elle se trouve placée. Deux types de propriétés géomécaniques devront être mesurées, ou évaluées en cas d'absence d'échantillons correctement préservés : **(1)** les modules et paramètres qui interviennent dans des lois de comportement permettant de calculer les déformations lorsque pression et contraintes changent ; **(2)** des critères permettant d'estimer quels sont les **niveaux de contraintes susceptibles d'induire une rupture** de la roche. D'autre part, **l'état des contraintes *in situ* avant injection** devra être caractérisé. Ces différentes informations permettront de fixer le seuil de pression à ne pas dépasser à la base de la couverture pour éviter la rupture de celle-ci (FS-4). Intégrées dans un modèle de comportement du site, elles seront également utiles pour calculer la déformation des terrains induite par le stockage. On prendra garde de noter que, selon la configuration du site, le chemin de contraintes suivi en différents points de la couverture peut conduire à la génération de cisaillements importants en particulier à proximité de discontinuités marquées (failles, fractures...) et que la seule pression de fracturation ne suffit pas pour définir un critère d'intégrité mécanique du site.

Les propriétés qui viennent d'être passées en revue sont des attributs locaux de la roche, accessibles pour la plupart grâce à des mesures sur carotte. On attend de la couverture qu'elle possède les **propriétés adéquates sur une extension et une épaisseur suffisantes (plusieurs dizaines de mètres), sans discontinuité**. On privilégiera ainsi les zones à faible densité de failles et fractures. Pour démontrer cette capacité à l'échelle – au moins – du complexe de stockage, des méthodes

d'investigation adaptées devront être utilisées, qui reposent notamment sur l'utilisation de *diagraphties** et, si possible^[18], de tests en forage :

- une analyse sédimentologique des faciès caractéristiques de la couverture, qui se traduise par un schéma de l'architecture des dépôts, sur lequel appuyer l'intégration des données locales obtenues par ailleurs ;
- une collection raisonnée de propriétés hydrauliques et mécaniques sur les faciès représentatifs ;
- une étude régionale de la fracturation (à l'aide de la sismique pour les failles les plus importantes) ;
- une analyse de la fracturation de la roche *in situ*, paramètre crucial sur le plan hydraulique et sur le plan mécanique, quoique difficile à caractériser.

Des modèles numériques pourront aussi servir à montrer l'aptitude de la couverture à remplir son rôle à l'échelle du complexe de stockage – voire à une échelle plus large si des modifications importantes de pression sont attendues au sein de l'unité hydraulique.

2.3.2. Propriétés de la roche hôte*

La formation visée par le stockage doit en premier lieu permettre de réaliser la fonction de stockage : offrir une capacité suffisante, et une structure qui se prête à l'injectivité souhaitée. Les formations recherchées seront des grès ou des carbonates (calcaire ou dolomie).

En première analyse, les propriétés de la roche hôte ne sont pas fondamentales pour la sécurité du stockage : par exemple, les régimes d'écoulements au sein de l'*unité hydraulique** n'impactent pas directement les propriétés de confinement des barrières. Cependant, une bonne caractérisation de la formation hôte reste indispensable. En effet, la migration et l'évolution du CO₂ au sein du réservoir vont contraindre dans le temps et l'espace l'extension du panache de CO₂ : ainsi, elles définiront l'extension de la zone minimale dans laquelle les barrières devront jouer leur rôle, et plus généralement l'ensemble des contraintes (mécaniques, chimiques, ...) liées à la perturbation.

L'étude des caractéristiques du réservoir doit donc être suffisante pour contraindre les modèles *a priori*, sur la base desquels reposera l'étude de risque.

¹⁸ Pour les roches de faible perméabilité, l'état actuel des techniques de test ne permet pas d'accéder sur des durées courtes à l'ensemble des données nécessaires pour une interprétation en termes de structure de la perméabilité. Dans certains cas, des mesures dédiées de longue durée pourraient cependant se révéler possibles.

- **Profondeur** : bien qu'il ne s'agisse pas d'une obligation réglementaire, on cherchera en général à stocker le CO₂ dans les conditions décrites à la Section 1.4.5 : dans des formations où la pression est supérieure à 7.4 MPa et la température supérieure à 31°C, c'est-à-dire au-delà de 750 à 1000 m de profondeur. Il n'est pas forcément judicieux de chercher des stockages beaucoup plus profonds : le gain de densité avec la profondeur est faible au-delà de ces seuils ; la profondeur s'accroissant, la caractérisation devient plus difficile et les coûts des différents forages augmentent.
- **Propriétés géométriques** : la géométrie de la roche hôte dépend du concept de stockage adopté, à commencer par la présence ou non d'un piège structural. L'exploitant cherchera néanmoins en général des formations d'épaisseur importante (plusieurs dizaines de mètres) afin de disposer d'un plus grand volume de stockage pour une étendue donnée. Une grande étendue latérale de l'*unité hydraulique** permet d'atténuer l'augmentation de pression, en la distribuant sur une plus grande distance ; en revanche ceci implique d'étudier les perturbations potentiellement engendrées pour des usages lointains. Le concept de piégeage hydrodynamique concerne nécessairement des formations de grande extension ; dans ce cas, l'injection a lieu à grande distance (plusieurs dizaines de kilomètres) des zones où la formation affleure ou constitue une réserve d'eau douce.
- **Propriétés pétrophysiques** : la porosité et la perméabilité de la roche hôte déterminent le volume de CO₂ qui peut y être injecté. Afin de minimiser l'extension du panache de CO₂, il convient de rechercher des formations de porosité suffisante ; la littérature suggère des seuils de 10% (IEA GHG, 2009) ou de 15% (Chadwick *et al.*, 2008), bien que des valeurs inférieures ne soient pas exclues. La perméabilité doit également être suffisante pour que l'injection de CO₂ au débit souhaité n'engendre pas une surpression excessive (injectivité). En favorisant l'écoulement, une bonne perméabilité favorise également la dissolution du CO₂. Il paraît souhaitable que la roche hôte dispose d'une perméabilité de l'ordre de quelques dizaines de millidarcys (quelques 10⁻¹⁴ m²). Les valeurs avancées ici ne sont toutefois qu'indicatives, tant les deux paramètres perméabilité – porosité doivent être considérés conjointement pour évaluer l'injectivité et la capacité.
- **Réactivité minérale et propriétés des fluides** : les formations carbonatées présentent une forte réactivité, au contraire des formations silicoclastiques. La composition minérale de la roche hôte et les caractéristiques physico-chimiques de ses eaux doivent être caractérisées, afin de nourrir un modèle géochimique permettant d'appréhender le comportement du CO₂ et les évolutions chimiques, ainsi que leurs conséquences sur les propriétés pétrophysiques et mécaniques. La salinité et la température influent sur la solubilité du CO₂. Ainsi, au-delà des valeurs justifiant que l'eau ne constitue pas une ressource exploitable et que le CO₂ peut être stocké à l'état dense, des formations de salinité et de température modérées favoriseront la dissolution du CO₂.
- **Régime hydraulique** : la roche hôte ne doit pas constituer une ressource en eau, notamment pour la production d'eau potable. L'absence de communication hydraulique avec de telles ressources réduit le risque qu'elles subissent des

altérations. Dans le cas où la roche hôte est connectée hydrauliquement à des aquifères dont l'eau est exploitée, il est nécessaire de s'assurer que la propagation de pression n'engendre pas de déplacement de saumure susceptible d'affecter la qualité des eaux exploitées. Par ailleurs, l'écoulement régional dans un aquifère favorise le piégeage résiduel et la dissolution du CO₂.

La caractérisation *a priori* des propriétés du réservoir est compliquée par l'hétérogénéité inhérente aux objets géologiques. L'hétérogénéité du milieu peut par exemple déformer le panache de CO₂ par rapport aux attentes en milieu homogène, créer des accumulations locales...

Dans le cas du stockage en aquifère, cette hétérogénéité sera d'autant plus difficile à appréhender que les points de mesures seront généralement peu nombreux (à cet égard les gisements exploités présentent l'avantage de livrer une connaissance déjà assez détaillée du réservoir). Des modèles de distribution des paramètres clés doivent être élaborés, le plus simple étant le modèle homogène ; des données additionnelles peuvent être utilisées pour contraindre ces modèles : analogie avec des terrains similaires, modèle de genèse du réservoir. La variabilité spatiale des propriétés du système, liée à l'hétérogénéité du milieu géologique, n'est pas de même nature que l'incertitude de mesure : ces deux facteurs doivent être additionnés dans la reconstruction d'un milieu modèle.

Dès lors que des données existent en nombre suffisant pour contraindre un modèle sédimentologique, on peut avoir recours aux méthodes d'application courante dans l'industrie pétrolière pour caractériser les réservoirs, et représenter leurs propriétés à une échelle compatible avec les simulateurs d'écoulement.

La limite de connaissance que l'on peut avoir de l'hétérogénéité du milieu conduit à deux recommandations :

- elle doit être intégrée, par une étude de sensibilité (voir Section 3.4), dans la construction des modèles *a priori* d'évolution du système ;
- elle montre la nécessité de la révision des modèles *a priori* : en effet, la connaissance du milieu augmentera avec l'exploitation et permettra d'en réviser la représentation.

2.3.3. Pression d'injection

La surpression au toit du réservoir doit rester **inférieure à la pression capillaire d'entrée dans la couverture**. D'autre part, pour préserver l'intégrité mécanique de la couverture, le programme opérationnel sera conçu et mis en œuvre de manière à ce que **l'évolution des pressions au sein du réservoir ne génère pas de variations de contraintes dans la couverture susceptibles d'approcher son critère de rupture, avec des marges de sécurité satisfaisantes**. Dans le même souci, l'exploitant évitera les contextes où la pression initiale est significativement supérieure à la pression hydrostatique.

En conséquence, la pression maximale dans la formation réservoir doit être choisie à partir d'études spécifiques au site considéré, tenant compte notamment de l'épaisseur et des caractéristiques hydrauliques et mécaniques de la couverture, et examinant les modes de rupture en traction ou en cisaillement. D'où la nécessité d'estimer ces caractéristiques, comme indiqué à la Section 2.3.1, notamment la *pression d'entrée** du CO₂ dans la roche de la couverture et son critère de rupture.

A titre de comparaison, dans le cas des stockages de gaz naturel, cette pression maximale est le plus souvent comprise entre 1,3 et 1,45 MPa par 100 mètres d'épaisseur des terrains de recouvrement entre le toit de la formation réservoir et la surface du sol.

2.3.4. Conception des puits

D'une manière générale, on cherchera à réduire le nombre de puits au minimum compatible avec une surveillance efficace, car ce sont des points de faiblesse potentiels vis-à-vis du confinement. On cherchera également à limiter leur profondeur, et les traversées de la couverture. Il convient donc d'éviter les zones déjà traversées par un grand nombre de puits. En contrepartie, leur existence est en général à l'origine de connaissances géologiques utiles pour la caractérisation de la zone.

Pour l'injection, les puits **horizontaux** présentent plusieurs avantages :

- un puits horizontal évite de compromettre l'intégrité de la couverture au voisinage de la zone d'injection (Illustration 2.3-2), où la pression comme la concentration en CO₂ sont appelées à être les plus fortes ;
- positionné horizontalement, l'injecteur peut être plus long, ce qui permet de mieux répartir l'injection au sein du réservoir, donc de limiter les élévations locales de pression et de gagner en injectivité ; éventuellement, plusieurs injecteurs pourraient être raccordés à une même tête de puits ;
- puisque le panache de CO₂ va, dans un premier temps, remonter vers le toit de l'aquifère, il sera au-dessus de la partie horizontale du puits, qui ne constituera donc pas un vecteur de migration.

Cette technique, déjà mise en œuvre dans le cadre des stockages de Weyburn au Canada et de Sleipner en Norvège, est très largement utilisée en exploitation pétrolière.

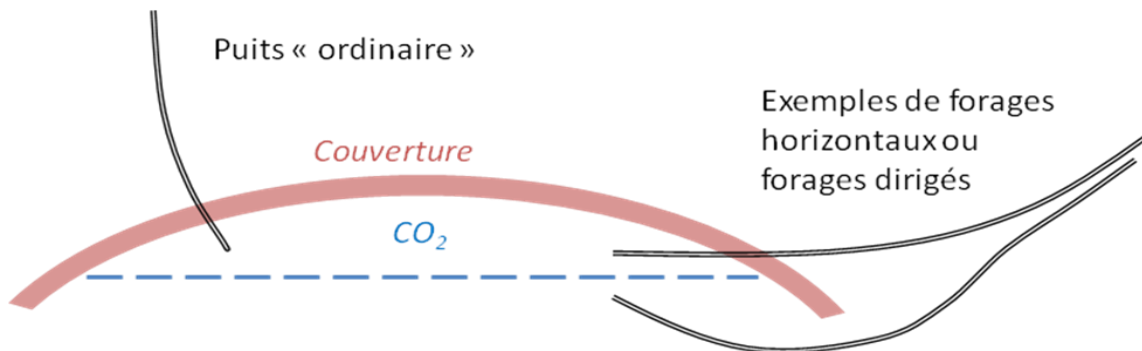


Illustration 2.3-2 : Illustration de l'intérêt d'utiliser des injecteurs horizontaux (source INERIS, inspiré de Carlsen et al. 2010)

2.3.5. Capacité de surveillance et d'intervention

Afin de garantir l'ensemble des fonctions de sécurité, il est indispensable que le site de stockage se prête à l'exercice de la surveillance. Ceci renvoie, d'une part, à des questions d'accessibilité (à la fois sur un plan logistique et sur le plan de la propriété) pour l'instrumentation du site et la réalisation des mesures, d'autre part, à des considérations techniques liées à la géologie locale.

Pour assurer la fonction de sécurité FS-1, et plus encore les FS-2 et 3, nous recommandons **la présence d'un aquifère de contrôle** au-dessus du complexe de stockage. Cet aquifère ne doit pas être en soi un *élément vulnérable**, c'est-à-dire qu'il ne peut s'agir d'un aquifère d'eau potable. Il a pour objectif de permettre la détection précoce d'une fuite de CO₂ au-delà de la couverture, et ainsi de déclencher la mise en œuvre des mesures correctives appropriées. Il fait l'objet, à cet effet, d'une surveillance à l'aide d'un ou de puits de contrôle, entre autres. L'exploitant doit être en mesure de justifier la sensibilité de détection d'une fuite dans cet aquifère de contrôle, au moins au moyen d'une modélisation sommaire. A défaut de la présence d'un tel aquifère, l'exploitant démontrera que ses dispositifs de surveillance apportent une sécurité équivalente vis-à-vis de la détection d'une fuite hors du complexe de stockage.

Par ailleurs, la surveillance fait appel à des mesures géophysiques conduites depuis la surface ou en forage. La sensibilité de ces méthodes dépend des propriétés des terrains traversés et de la roche hôte (épaisseur, porosité, salinité...). L'exploitant devra dans tous les cas démontrer la pertinence de son système de surveillance au vu des conditions locales et de la résolution visée (cf. Section 3.5) ; il privilégiera dans la mesure du possible les zones où certaines méthodes géophysiques sont applicables avec une résolution satisfaisante.

De même, l'applicabilité du programme de mesures correctives en cas d'évolution imprévue doit être validée. Il convient par exemple de s'interroger sur l'accès aux puits existants, s'il fallait y pratiquer une intervention comme un rebouchage.

2.3.6. Autres considérations

Lors du choix d'un site de stockage, il est évidemment nécessaire de s'interroger sur les autres usages existants ou potentiels de la roche hôte ou des formations environnantes : alimentation en eau, géothermie, exploitation ou stockage d'hydrocarbures... Le Code de l'Environnement (article L. 229-37) stipule que les nappes d'eau souterraines visées pour le stockage géologique de CO₂ doivent avoir été rendues naturellement « *de façon permanente impropres à d'autres utilisations* » (voir discussion dans l'Annexe 1). La démonstration peut être faite compte tenu des conditions technico-économiques du moment, mais il est difficile d'anticiper les développements technologiques futurs. Concernant les formations environnantes, leurs usages doivent être identifiés pour examiner leur compatibilité avec les activités de stockage géologique de CO₂ ; par exemple il convient de s'interroger sur la compatibilité entre un stockage de CO₂ qui modifie le champ de pression et l'exploitation géothermique d'un aquifère sus-jacent. En tout état de cause, afin de prévenir des accidents liés à une exploitation souterraine ultérieure, l'exploitant s'abstiendra d'implanter un stockage de CO₂ en un site qui présente des ressources exceptionnelles.

La sécurité d'un stockage doit être conçue et maintenue en fonction du caractère plus ou moins vulnérable de son environnement. Les **études et mesures de sécurité sont proportionnées aux enjeux** ; elles seront ainsi plus contraignantes pour un site situé dans une zone densément peuplée ou à proximité d'espaces naturels protégés. Réciproquement, on préférera implanter un stockage dans un secteur où la *vulnérabilité** est faible, c'est-à-dire, dans la mesure du possible, à distance raisonnable des villes, des zones faisant l'objet de mesures de protection renforcée de la nature, et hors des secteurs où la topographie est fortement vallonnée.

Dans leur choix de localisation, les maîtres d'ouvrage de stockages géologiques de CO₂ examineront également la proximité par rapport aux sources ponctuelles d'émission de CO₂, ciblées pour le captage. Bien que cette considération relève avant tout de calculs économiques, visant à minimiser le coût du transport de CO₂, notons qu'elle n'est pas sans influence en termes de sécurité globale de la chaîne Captage – Transport – Stockage : la minimisation de la distance de transport du CO₂ réduit les risques liés à ce maillon de la chaîne.

Vis-à-vis des recommandations du présent chapitre, il faut garder à l'esprit la complexité du milieu géologique. S'il reste maître de sélectionner tel ou tel site, l'exploitant n'a pas le moyen de remodeler ses caractéristiques naturelles. Aucun site de stockage n'est sans doute « parfait ». Mais de nombreuses configurations géologiques sont appropriées pour un stockage en toute sécurité. L'important est qu'elles soient correctement caractérisées, que le programme opérationnel et de sécurité soit adapté à leurs caractéristiques, ainsi qu'exposé au chapitre suivant, et qu'il soit scrupuleusement mis en œuvre.

3. Comment appréhender la sécurité d'un stockage ?

La législation sur les Installations Classées exige, pour l'autorisation d'exploiter un site de stockage géologique du CO₂, la réalisation d'une étude d'impacts et d'une étude de dangers (Code de l'Environnement, article R. 512-6). L'étude d'impacts décrit les incidences notables du projet sur l'environnement et la santé humaine. Elle doit donc refléter l'évolution attendue du stockage. L'étude de dangers présente les risques que l'exploitation peut générer, en cas d'accident, pour la santé, la sécurité et l'environnement. Les sites de stockage géologique de CO₂ constituent un type d'ICPE original, avec un périmètre jamais rencontré jusqu'à présent. Evolutions normales et évolutions altérées sont plus difficiles à distinguer que pour des installations industrielles classiques. Dans tous les cas, les *effets** indésirables pour l'homme comme pour l'environnement doivent être appréciés. Dans ce chapitre, nous décrivons la démarche à suivre pour démontrer que les fonctions de sécurité décrites au chapitre précédent sont assurées. Nous ne présumons pas de la façon d'organiser le dossier réglementaire : nous nous gardons (sauf cas signalé explicitement) de préciser la position que doivent occuper les travaux recommandés dans l'étude d'impacts, l'étude de dangers ou dans un autre document.

3.1. PRINCIPES GENERAUX POUR LA GESTION DES RISQUES*

La sécurité d'un stockage géologique de CO₂ repose avant tout sur le choix de sites aux caractéristiques géologiques adéquates. Elle repose ensuite sur la prise en compte de principes génériques, dont la déclinaison sur un site donné, très spécifique en revanche, tient compte des caractéristiques de chaque cas et des conditions d'exploitation envisagées.

Comme souligné dans le chapitre précédent, la sécurité des opérations pour l'homme et l'environnement doit être assurée aussi bien pendant la phase d'exploitation qu'à long terme.

La *gestion des risques** pour un site de stockage géologique de CO₂ s'appuie sur l'examen par l'exploitant, avant la rédaction des études réglementaires, du *retour d'expérience** pertinent, fondamental pour en assurer l'exhaustivité et la qualité (voir Section 3.3). L'évaluation de la sécurité du site vise à vérifier si les fonctions de sécurité (voir Section 2.2.2) sont assurées et seront maintenues à long terme. Elle se fonde sur l'identification des scénarios d'évolution possibles du complexe de stockage au fil du temps, en distinguant évolutions normales et altérées (voir Section 3.2.3). L'analyse du risque vise à identifier les situations de danger et leurs causes, en utilisant les informations et connaissances disponibles, puis à estimer le risque correspondant. La démarche repose sur la construction de *scénarios de risques**. Tout scénario de risque est la description d'une chaîne causale d'évènements et de processus, depuis un facteur déclenchant jusqu'à ses *conséquences** en termes d'*impact** sur des *éléments vulnérables**. Pour un scénario donné, l'évaluation du

risque requiert des protocoles fondés sur l'exploitation des informations disponibles, du retour d'expérience, d'avis d'experts et d'outils bien établis, notamment de modélisation numérique. Il est recommandé qu'elle établisse à la fois l'*intensité** des phénomènes, l'ampleur des *effets** sur les *éléments vulnérables**, et la *vraisemblance** (ou *probabilité** d'occurrence - voir Section 3.4). L'évaluation constitue la frontière entre l'estimation du risque et la maîtrise (ou gestion) du risque. Sur la base des résultats de l'analyse des scénarios de risque doivent être élaborés un programme de surveillance et un plan de mesures de maîtrise des risques. La surveillance (voir Section 3.5) a pour double objectif de fournir des observations de l'évolution réelle pour mieux la comprendre, et de détecter une déviation éventuelle par rapport à l'évolution attendue. Les mesures de maîtrise des risques^[19] (voir Section 3.6) visent à prévenir les évolutions altérées, ou à en corriger la cause ou les effets si elles se produisent. Le cumul des mesures de maîtrise du risque constitue un principe fort afin de parvenir à un niveau de sécurité élevé.

Cette démarche de gestion des risques, spécifique au site, se veut proportionnée à l'importance des risques engendrés par l'installation ; les efforts devraient ainsi être plus importants pour des projets de grande échelle. Elle constitue un processus itératif qui doit avoir lieu en continu tout au long du projet (voir Section 3.7). Initiés dès sa conception, l'évaluation de la sécurité et le programme de mesures de maîtrise des risques sont améliorés et adaptés en permanence pour tenir compte de la réduction des incertitudes apportée par les observations. En particulier, les données issues de la surveillance sont mises à profit pour affiner progressivement les scénarios de risque et la représentation du site et de son comportement dans les modèles. Cet enrichissement doit ainsi permettre d'atteindre un niveau de confiance suffisant dans la validité des prévisions d'évolution à long terme délivrées par ces modèles pour procéder au transfert de responsabilité. Le processus de gestion des risques, dans sa globalité, cherche à parvenir à la démonstration que la sécurité à long terme du site de stockage est assurée de manière passive, c'est-à-dire sans dépendre d'une intervention humaine. A cet égard, on considérera que la société peut légitimement préserver la mémoire du site de stockage pendant une période de l'ordre de 300 ans^[20]. Au-delà de cette période, la sécurité doit nécessairement être garantie de manière passive.

¹⁹ Dans ce document, nous réservons l'usage du terme « *barrières* », fréquemment utilisé au sens de mesures de maîtrise dans l'analyse de risques industriels, aux éléments physiques qui s'opposent aux migrations de fluide (roche imperméable, bouchon de puits...). Ces barrières contribuent évidemment à la maîtrise du risque.

²⁰ Dans le domaine des déchets radioactifs, la perte de mémoire de l'existence d'un stockage souterrain est située au-delà de 500 ans (ASN, 2008).

3.2. TYPOLOGIE ET RECENSEMENT DES RISQUES

3.2.1. Sources de risque

Les risques liés au stockage géologique de CO₂ peuvent résulter des effets :

- du CO₂ lui-même ;
- des substances annexes, co-injectées ou déplacées, susceptibles de migrer suite à l'injection de CO₂ ;
- des saumures ;
- de la mise en pression de la roche hôte.

Ils sont susceptibles d'affecter cinq types d'*éléments vulnérables** (ou *enjeux**, parfois également nommés *cibles*) :

- Les êtres humains ;
- Les ressources souterraines, en particulier les aquifères exploités pour la production d'eau potable. D'autres types de ressources sont les ressources géothermiques, d'hydrocarbures, minérales, les autres usages du volume poreux tels que le stockage de gaz naturel ;
- L'écosystème : faune et flore marines ou terrestres, sols, eaux de surface ;
- Les biens en surface, à commencer par l'environnement bâti, vulnérable aux effets mécaniques ;
- L'atmosphère, en termes d'émissions de gaz à effet de serre.

Ces éléments vulnérables peuvent être localisées dans différents types de milieux, que nous désignons ici par « *compartiments sensibles* »* (voir aussi l'illustration 2.3-1) :

- le milieu souterrain ;
- au-dessus du sol (ou des fonds marins), où nous distinguons :
 - o l'air libre ;
 - o les zones mal ventilées (caves, grottes...) ;
 - o les eaux de surface (nous y incluons aussi le milieu marin) ;
 - o la « surface » comme siège des biens anthropiques.

CO₂

Le dioxyde de carbone est une substance naturellement présente dans l'atmosphère à une concentration faible, de l'ordre de 380 ppm à l'époque actuelle. Il joue un rôle essentiel dans la régulation de la température du globe (effet de serre) et dans la photosynthèse. En ce qui concerne la physiologie humaine, le CO₂ est le premier régulateur de la respiration.

L'exposition* à des teneurs élevées en CO₂ est susceptible d'engendrer des effets néfastes pour l'homme, en fonction de l'intensité et de la durée de l'exposition. Ces effets tiennent à la fois à la toxicité propre du CO₂ et à une asphyxie liée à la raréfaction relative de l'oxygène. Ils se matérialisent, au-delà de quelques pour cents de CO₂ dans l'air, par l'accélération du rythme respiratoire et des maux de têtes et, pour des concentrations plus marquées, par des pertes de conscience voire la mort (Hepple, 2005). Les seuils d'effets aigus du CO₂, à prendre en compte dans les études de dangers, sont précisés dans une note^[21] du 16 novembre 2007 du Ministère chargé de l'Ecologie (Tableau 1). L'exposition à des teneurs inférieures à 1% ne provoque en revanche aucun effet physiologique. La Valeur (limite) Moyenne d'Exposition (VME^[22]) professionnelle indicative a été fixée à 0,5% en volume par un Arrêté^[23] du Ministère du Travail en date du 26 octobre 2007.

Tableau 1 - Seuils d'effets aigus^[24] du CO₂ (d'après Note du 16/11/07 du Ministère chargé de l'Ecologie relative à la concentration à prendre en compte pour l'O₂, le CO₂, le N₂ et les gaz inertes).

Effets	Effets létaux significatifs	Premiers effets létaux	Effets irréversibles
Concentration en CO ₂	20%	10%	5%

Les effets du CO₂ sur les écosystèmes sont moins bien renseignés et plus difficiles à appréhender, du fait de la grande variabilité des réponses d'une espèce à l'autre. Certains auteurs suggèrent que les seuils d'effets sur l'homme peuvent être des approximations convenables pour les animaux vivant en surface. Concernant les écosystèmes végétaux ou marins, des travaux de recherche en cours (e.g. Jones *et*

²¹ Note du 16 novembre 2007 relative à la concentration à prendre en compte pour l'O₂, le CO₂, le N₂ et les gaz inertes

²² Valeur limite établie pour une durée d'exposition égale à la journée de travail et correspondant aux risques à long terme. La VME peut être dépassée sur de courtes périodes, à condition de ne pas dépasser la valeur limite d'exposition à court terme (si elle existe).

²³ Arrêté du 26 octobre 2007 modifiant l'arrêté du 30 juin 2004 modifié établissant la liste des valeurs limites d'exposition professionnelle indicatives en application de l'article R. 232-5-5 du code du travail

²⁴ La réglementation utilise les définitions suivantes (INERIS, 2008), et considère une durée d'exposition de 1 à 60 minutes :

- Le « **seuil des effets létaux significatifs** » (SELS) correspond à la concentration dans l'air, pour une durée d'exposition donnée, au-dessus de laquelle on pourrait observer 5% de mortalité au sein de la population exposée.
- Le « **seuil des premiers effets létaux** » (SPEL) correspond à la concentration dans l'air, pour une durée d'exposition donnée, au-dessus de laquelle on pourrait observer 1% de mortalité au sein de la population exposée.
- Le « **seuil des effets irréversibles** » (SEI) correspond à la concentration dans l'air, pour une durée d'exposition donnée, au-dessus de laquelle des effets irréversibles pourraient apparaître au sein de la population exposée.

al., 2011), basés notamment sur l'observation d'analogues naturels (e.g. Beaubien *et al.*, 2008 ; Kruger *et al.*, 2009) ou des expérimentations d'injection de CO₂ dans les sols (e.g. West *et al.*, 2009), devraient fournir les connaissances nécessaires pour mieux prendre en compte, à l'avenir, ces impacts.

Le CO₂, gaz acide soluble dans l'eau, peut également engendrer des impacts sur la qualité des eaux souterraines ou de surface : dissous dans l'eau, il diminue le pH et déplace les équilibres géochimiques. Ces effets dépendent des propriétés hydrauliques et chimiques des eaux et des conditions de leur exposition au CO₂. Leur évaluation nécessite des études au cas par cas, dont il est difficile de tirer des conclusions génériques. De même, les impacts potentiels du CO₂ sur l'exploitation d'autres ressources souterraines requièrent un examen spécifique.

Substances annexes

Le terme « substances annexes » regroupe à la fois :

- Les composés injectés avec le flux de CO₂. Leur nature et leur concentration dépend du procédé industriel et du processus de captage employé (*cf.* Section 2.1.4). Conformément à la réglementation, la teneur du flux de CO₂ en impuretés sera cependant très faible.
- Les substances mobilisées par l'injection de CO₂ dans la roche hôte ou au cours de ses migrations (par exemple des éléments métalliques). Leur nature dépend de la composition minérale de l'aquifère et de la composition de ses eaux, des conditions d'injection, des chemins de migration suivis et des substances naturellement présentes dans les formations rencontrées.

L'étude des substances annexes comprend donc un grand nombre de configurations possibles ; elle doit être réalisée en fonction des conditions spécifiques au site et aux opérations. Certaines substances présentent des effets toxiques pour l'homme et les écosystèmes, ou sont susceptibles d'affecter les eaux souterraines ou l'exploitation d'autres ressources du sous-sol. Les seuils de toxicité pour certaines d'entre elles sont beaucoup plus faibles que ceux du CO₂. A titre d'exemple, le seuil des effets irréversibles pour l'exposition humaine au sulfure d'hydrogène (H₂S) est fixé à une teneur atmosphérique de 100 ppm ; la limite de qualité pour les eaux destinées à la consommation humaine sera fixée pour le plomb à 10 µg/L après 2013 (25 µg/L actuellement). Ces substances annexes sont donc susceptibles, en fonction de leur dilution dans le CO₂, d'engendrer des impacts plus importants que le CO₂ lui-même.

Saumure

Le déplacement de saumures dans les aquifères souterrains est susceptible de générer des impacts :

- quantitatifs : la modification des conditions de pression, et donc des écoulements des aquifères, peut modifier les conditions d'exploitation de ressources souterraines reposant sur l'extraction d'eau (production d'eau, géothermie) ou l'injection de substances (stockage souterrain de gaz naturel ou autre stockage de

CO₂). Soulignons que ces impacts peuvent être négatifs ou positifs pour l'activité concernée ; par exemple une augmentation de pression dans un aquifère peut améliorer le rendement des équipements de production d'eau.

- qualitatifs : la migration de saumure à forte salinité vers des ressources en eau exploitables est susceptible de provoquer leur dégradation. Ainsi, un déplacement de saumure pourrait mener, dans une zone d'exploitation d'eau, à une augmentation de la salinité au-delà des normes pour la production d'eau potable. Ces effets concernent en premier lieu les eaux souterraines mais aussi, éventuellement, en surface.

Pression

La mise en pression de l'*unité hydraulique** en réponse à l'injection de CO₂ modifie l'état de contraintes et est susceptible de générer des effets mécaniques affectant toute la pile stratigraphique. Ainsi, elle peut provoquer la réactivation de failles, et induire des événements sismiques. Il faut distinguer toutefois les événements microsismiques liés à la réponse du réservoir à la circulation de CO₂ du rejeu de failles affectant la couverture et les couches supérieures. Les premiers vont typiquement avoir une magnitude négative^[25] et ne pas remettre en cause l'intégrité du stockage (à titre d'exemple, le réseau de surveillance microsismique mis en place à Rousse a enregistré des événements dans le réservoir de magnitude -3.1 à -1.4). Dans le second cas, des magnitudes positives pourraient être atteintes et l'intégrité du stockage pourrait être compromise. Il n'existe toutefois pas, à l'heure actuelle, d'expérience d'un tel séisme induit par un stockage géologique de CO₂. Par ailleurs, il semble *a priori* peu prudent de fracturer volontairement le réservoir en vue d'en améliorer l'injectivité.

D'autre part, l'augmentation de pression peut se traduire par un soulèvement des terrains (ou surrection) en surface, de l'ordre de quelques millimètres à quelques centimètres, pendant la période où la pression demeure élevée (phase opérationnelle), puis un rabaissement. A titre d'exemple, sur le site pilote d'In Salah, une surrection de l'ordre de 5 mm/an est constatée depuis le début de l'injection de CO₂ en 2004 (Rutqvist *et al.*, 2010).

3.2.2. Typologie de phénomènes dangereux

Chacun des scénarios de risque associés au stockage géologique de CO₂ mène, *in fine*, à l'exposition de l'un des éléments vulnérables listés ci-dessus à l'un des huit *phénomènes impactants** du Tableau 2 (adapté de Farret *et al.*, 2010).

²⁵ La magnitude d'un séisme rend compte de l'énergie qu'il libère. Etant définie mathématiquement par un logarithme, la magnitude peut être négative si le séisme libère peu d'énergie (rupture de petite dimension et de faible déplacement).

Tableau 2 - Phénomènes, milieux impactés et éléments vulnérables en jeu dans les scénarios de risque liés au stockage géologique de CO₂

Phénomène	Compartiments sensibles	Principaux éléments vulnérables	Fonctions de sécurité concernées
Emission massive de CO₂ à l'air libre	Air libre	Êtres humains	2
		Effet de serre	1
Emanations lentes en surface	CO ₂ Air libre / zones mal ventilées	Êtres humains	2
		Ecosystème	3
		Atmosphère	1
	Substances annexes Air libre / zones mal ventilées	Êtres humains	2
		Ecosystème	3
Pollutions	CO ₂ Milieu souterrain	Aquifères et ressources souterraines	3
		Eaux de surface	3
	Substances annexes Milieu souterrain	Aquifères et ressources souterraines	3
		Eaux de surface	3
Perturbation des écoulements	Milieu souterrain	Aquifères et ressources souterraines	4
	Eaux de surface	Eaux de surface	4
Déformation ou rupture mécaniques	progressif Surface	Biens	4
	soudain Surface	Biens	4

En ce qui concerne les pertes de confinement du CO₂ lui-même, la distinction peut être faite entre :

- D'une part les émissions massives en surface, principalement en période d'exploitation et en provenance du réservoir de stockage, en cas d'éruption dans un puits opérationnel, ou si un cheminement préférentiel se crée (faille, ancien puits mal colmaté...), alors que la surpression importante permet au CO₂ non encore dissous de gagner la surface.

- D'autre part les fuites lentes, *a priori* à moyen ou long terme, qui sont susceptibles, soit d'atteindre la surface ou le fond de la mer, soit de contaminer les couches géologiques et notamment les nappes. Cela peut être la conséquence de différents scénarios de fuite, par un puits, à travers les couches géologiques, le long d'une faille (préexistante ou non), ou par un enchaînement de ces différents cheminements.

Mais les migrations et fuites dans les couches géologiques concernent également les substances annexes. Les pollutions qu'elles pourraient engendrer devront être examinées au cas par cas ; elles nécessitent à ce jour des recherches supplémentaires.

Le tableau ci-dessus recense les phénomènes capables d'affecter directement les enjeux. Notons que les processus mécaniques ou hydrauliques qu'il contient sont également susceptibles d'engendrer des effets indirects : ainsi, une rupture mécanique dans le complexe de stockage peut, d'une part, engendrer un séisme (effet direct) et, d'autre part, créer un chemin de remontée pour les fluides (effet indirect). Ces phénomènes sont donc également à considérer, dans une démarche d'identification des risques, sous l'angle de maillons de scénarios complexes.

3.2.3. Identification de scénarios de risque

L'identification des scénarios de risque distingue :

- des **scénarios d'évolution normale**, qui représentent les phénomènes prévus dans les différents compartiments au cours des différentes étapes du stockage, en tenant compte des *événements** naturels ou d'origine humaine qui peuvent l'affecter. Ils peuvent comporter des variantes pour prendre en compte les incertitudes qui subsistent au moment où ils sont établis.
- des **scénarios d'évolution altérée**, qui intègrent l'occurrence :
 - o d'événements similaires à ceux de l'évolution normale, mais d'ampleur exceptionnelle, ou
 - o d'événements très peu probables d'origine naturelle ou humaine.

En pratique, il est logique de démarrer l'analyse en considérant le système en « situation normale », ce qui permet de cerner les paramètres qui le définissent, et de rechercher ensuite toutes les « situations altérées ». L'apparition de l'une de celles-ci a, par définition, une vraisemblance jugée faible.

Les scénarios à prendre en considération doivent être définis en fonction des conditions spécifiques au site. Un certain nombre de méthodes et d'outils d'identification ou de représentation des scénarios de risque sont disponibles pour ce

faire : citons par exemple les arbres de défaillances^[26] ou les approches FEPs^[27]. L'exploitant pourra choisir librement la/les méthodes qu'il adopte pour établir les scénarios qu'il étudie, en fonction des caractéristiques propres à chaque projet (géologie, dimensionnement...). A titre d'exemple, l'illustration 3.2-1 et l'illustration 3.2-2 proposent une représentation possible des causes et conséquences des scénarios de fuite à travers la couverture ou une faille et à travers un puits, respectivement.

L'exploitant devra toutefois au minimum justifier comment ont été pris en compte les phénomènes synthétisés à la fin de cette section (Tableau 3), et décrits dans les paragraphes qui suivent. Le choix des scénarios pertinents et celui des plages de paramètres à considérer pour les représenter et les analyser reposeront sur le retour d'expérience sur des cas similaires, l'information disponible, sa qualité et sa résolution. L'exploitant devra également présenter comment ont été traitées les possibilités d'occurrences simultanées ou consécutives de plusieurs phénomènes.

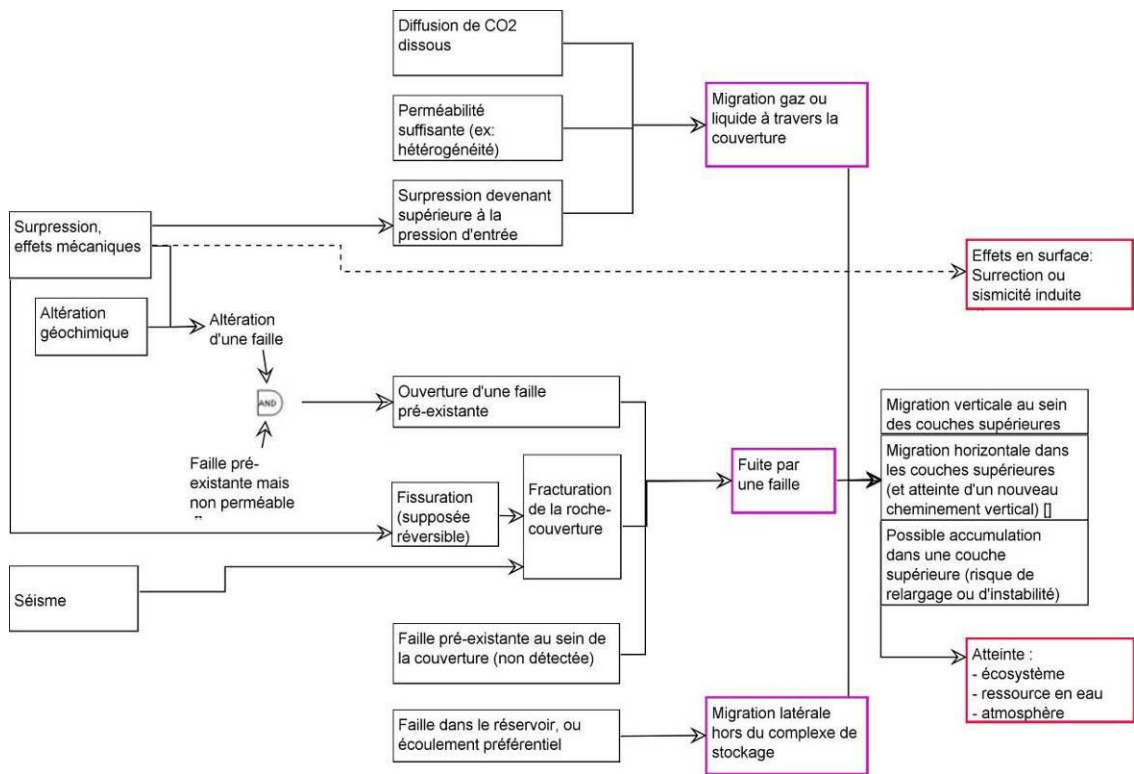


Illustration 3.2-1 : Exemple d'arbre des causes pour les scénarios de fuite à travers la couverture ou par une faille

²⁶ Cf. Norme CEI 61025 : « Analyse par arbre de pannes ».

²⁷ Caractéristiques, événements, processus (en anglais Features, Events, Processes) : cf. Savage *et al.*, 2004, ou Wildenborg *et al.*, 2005.

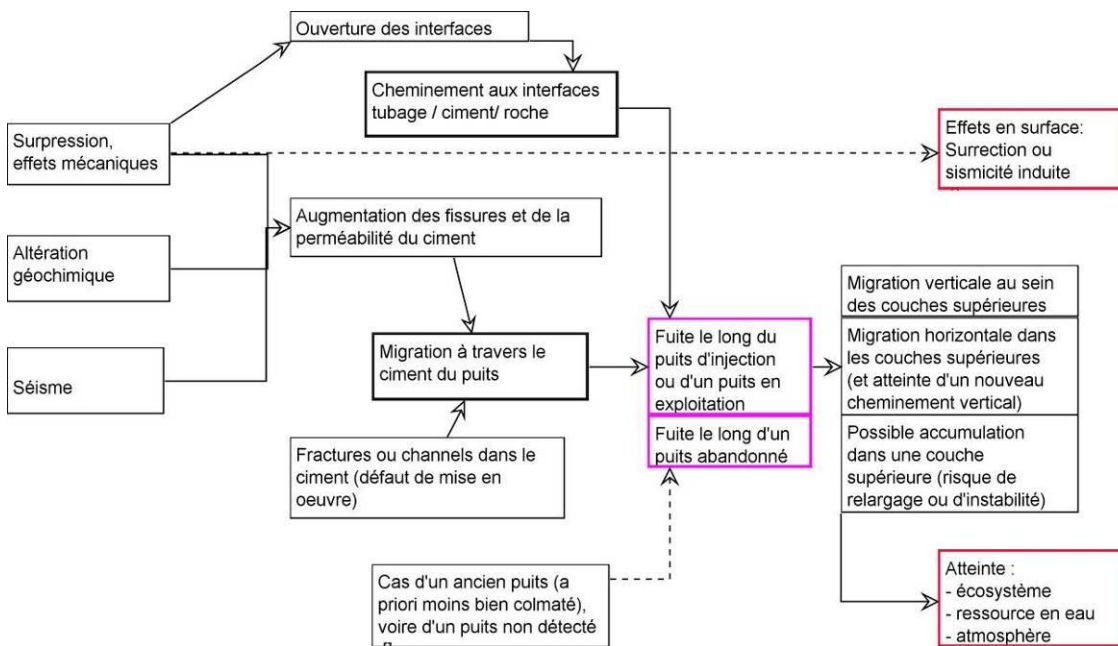


Illustration 3.2-2 : Exemple d'arbre des causes pour les scénarios de fuite par un puits

De plus, ce travail d'identification doit tenir compte d'éventuels impacts et risques induits (« effets dominos ») pour d'autres usages existants du sous-sol, par exemple si la mise en pression de l'aquifère compromet le confinement d'un stockage de gaz naturel, même relativement éloigné.

Scénarios d'évolution normale

Les scénarios d'évolution normale s'attacheront en premier lieu à évaluer :

- L'évolution du CO₂ au cours du temps, en termes de déplacement et de modes de piégeage, en tenant compte de l'hétérogénéité de la formation ;
- Les effets chimiques sur le réservoir et leurs conséquences sur ses propriétés pétrophysiques ;
- L'extension géographique de la surpression ;
- Le déplacement de saumure dans l'unité hydraulique*, voire hors de celle-ci aux exutoires ;
- Les réponses mécaniques à l'augmentation de pression dans l'unité hydraulique*, i.e. :
 - o la tenue mécanique de la couverture ;

- la possibilité de réactivation des failles existantes sous les effets conjoints de la pression et de la température, voire des évolutions chimiques ;
 - la déformation des terrains jusqu'en surface (possibilité de soulèvement) ;
 - la microsismicité induite raisonnablement attendue en réponse à l'apparition de fracturation dans le réservoir.
- Les modifications des écoulements dans le système hydrogéologique (écoulements dans les aquifères sus-jacents et communications entre aquifères) en réponse à l'augmentation de pression dans l'*unité hydraulique**.

Il devra également être démontré que, dans les conditions de fonctionnement attendues du stockage, aucun mouvement significatif de fluide (CO₂, substances annexes ou saumure) ne peut se produire hors de l'*unité hydraulique** :

- à travers la couverture, par mécanismes de transport advectif ou diffusif^[28], y compris suite à une altération chimique de la roche de couverture sous l'effet du CO₂ ;
- par une zone de fracture ou de faille existante ;
- à travers les puits en opération, en tenant notamment compte du comportement des interfaces (entre *tubage** et ciment, entre ciment et roche et zone endommagée par l'excavation), ainsi que de la dégradation chimique et/ou mécanique des matériaux au cours du temps ;
- à travers les puits abandonnés, de façon similaire.

Toute autre voie jugée pertinente au regard du cas particulier envisagé sera également examinée. Les résultats des calculs d'extension du CO₂ et de la surpression constitueront des données d'entrée pour l'étude de ces possibilités de remontée.

Ces scénarios d'évolution normale exploreront les plages d'incertitudes raisonnablement envisageables pour les différents paramètres en jeu. Ceci constituera le support de la définition, par contraste, des situations dans lesquelles les valeurs prédites sont dépassées.

L'exploitant peut éventuellement être amené à considérer plusieurs scénarios d'évolution normale, pour refléter des hypothèses d'évolutions distinctes que le niveau de connaissances initial ne permet pas de trancher : par exemple, hypothèses sur le

²⁸ Le transport d'une substance est dit advectif lorsqu'il est engendré par un écart à la distribution de pression d'équilibre, diffusif lorsqu'il est engendré par une différence de concentration.

comportement hydraulique d'une faille présente dans le réservoir (passante ou étanche), ou distinction entre écoulement dans un milieu relativement isotrope et présence d'une voie de migration préférentielle. Dans ce cas, des plages d'incertitudes sont prises en compte dans chacune des configurations envisagées. De façon alternative, les données disponibles peuvent conduire l'exploitant à résumer les différentes évolutions prévues en intégrant une gamme d'incertitudes permettant de couvrir toutes ces situations – qui pourront alors éventuellement être représentées sous la forme d'une zone enveloppe (par exemple pour le panache de CO₂ ou pour les effets de surpression).

Scénarios d'évolution altérée

Une situation « altérée » diffère de la situation « normale » en ce que l'évolution du site ne correspond pas aux prévisions, suivant les définitions adoptées en matière de stockages de déchets nucléaires (ASN, 2008). Dans un souci de présentation, nous distinguons dans ce qui suit trois types de scénarios d'évolution altérée :

- Dépassements des valeurs prévues ;
- Défaillances des composants du stockage ;
- Accidents.

Les frontières entre ces catégories peuvent cependant être floues.

• Cas de dépassement des valeurs prévues

Cette catégorie désigne les scénarios selon lesquels l'évolution du système est similaire à celle prévue par le scénario d'évolution normale, mais où les processus sont supposés plus rapides, ou plus intenses. Cela peut survenir si, dans la modélisation, on a sous-estimé un paramètre ou un phénomène, ou négligé des hétérogénéités. Trois exemples :

- L'extension du panache de CO₂ serait supérieure à la prévision de référence (évolution normale), et le CO₂ pourrait venir en contact de chemins potentiels d'écoulement vertical (puits, failles) non concernés dans le scénario d'évolution normale ;
- La dégradation des ciments des puits serait plus rapide qu'anticipée normalement ;
- La circulation des fluides serait plus rapide ou plus lente dans un aquifère sus-jacent.

A *priori*, la prise en compte des incertitudes permettra d'identifier ces « dépassements » et, le cas échéant, de comparer avec l'évolution normale. Les simulations d'évolution normale seront reprises avec des valeurs de paramètres jugées peu probables, mais néanmoins plausibles ; ou alors une étude probabiliste complète sera conduite.

• Défaillances des composants du stockage

Dans cette catégorie, il convient d'examiner :

- Les possibilités de défaillance des composants d'un puits, telles un défaut de conception ou une mauvaise mise en œuvre des ciments ;
- Les défaillances au sein de la couverture, comme une réduction localisée de l'épaisseur, ou l'existence d'une faille qui n'avait pas été détectée initialement ;
- La possibilité de présence de voies d'écoulement non détectées : chenal d'écoulement horizontal préférentiel, puits abandonné non recensé...

Le cas échéant, la possibilité d'une accumulation de CO₂ fuyant depuis le réservoir de stockage dans une formation moins profonde (« accumulation secondaire » au-dessus du complexe de stockage) sera envisagée. Agissant potentiellement comme un mode d'atténuation voire d'arrêt de la fuite, elle pourrait en revanche mener ensuite, si cette formation secondaire n'est à son tour pas associée à une couverture suffisamment étanche, à un phénomène de fuite aux conséquences différentes de la situation où la fuite se propagerait directement depuis le réservoir. Quoi qu'il en soit, cette accumulation hors du complexe de stockage constituerait une déviation par rapport au scénario d'évolution normale ; elle nécessiterait donc une réévaluation de la sécurité et la prise de mesures correctives.

Des éléments seront fournis par l'exploitant sur la magnitude des événements microsismiques envisageables en cas de dépassement de la pression de fracturation de la couverture.

La possibilité d'occurrence de phénomènes que les connaissances au moment de la constitution du dossier ne permettent pas de prévoir pourra être mentionnée (par exemple, la caractérisation sédimentologique initiale de la formation-hôte est déterminante pour délimiter le complexe de stockage dans le cas d'un piégeage hydrodynamique ; l'incertitude inhérente à cette caractérisation pourrait conduire à sous-estimer ou même ignorer l'incidence de connexions hydrauliques capables d'engendrer des fuites). Cependant des conclusions pourraient en être tirées quant à la nécessité d'une caractérisation plus approfondie, ou l'établissement de marges de sécurité (par exemple sur les paramètres considérés dans les modélisations ou l'étendue de la zone à inspecter).

• Accidents

On parlera d'accident lorsque survient un événement soudain, de nature *aléatoire**^[29]. Sa cause peut être aussi bien d'origine naturelle que liée à l'activité humaine : cette activité humaine regroupe à la fois les activités extérieures (causes exogènes) et l'activité liée à l'exploitation du stockage lui-même. Les principaux accidents à considérer sont :

- une éruption de puits due à un arrachement de la tête de puits ou autre accident majeur (par exemple suite à un choc d'engins de chantier, ou à une erreur opératoire) ;
- un forage ultérieur sans précautions, lorsque le site de stockage ne fera plus l'objet de mesures de surveillance active, voire que son souvenir ne subsistera plus ;
- un séisme naturel de grande intensité, avec ses conséquences potentielles sur l'intégrité de la couverture et du puits.

Synthèse

Les phénomènes majeurs à considérer au cours de l'identification des scénarios de risque sont rassemblés, par catégorie, dans le Tableau 3 (où fluide désigne le CO₂, les substances annexes ou la saumure). Dans ce tableau, la présence d'une croix signifie que le phénomène doit être étudié au sein d'un scénario, sans présager des résultats de l'analyse : une croix ne signifie pas que le phénomène va se produire. Ainsi il est nécessaire, dans un scénario d'évolution normale, de faire des calculs ou de produire des arguments pour justifier que les opérations d'injection *ne conduiront pas* à une réactivation de faille. Nous cochons donc le phénomène « réactivation de faille » pour montrer qu'il est incorporé à l'étude de l'évolution normale ; ce phénomène doit de même être étudié avec des hypothèses plus extrêmes dans le cadre des scénarios de dépassement des valeurs prévues.

²⁹ La notion d'accident ne fait donc ici pas référence à la gravité des conséquences du scénario. Notons par ailleurs que la nature aléatoire d'un événement ne l'empêche pas d'être prévisible, et dans certains cas sa probabilité d'occurrence peut même être estimée.

Tableau 3 - Phénomènes majeurs à considérer lors de l'établissement des différents scénarios de risque

Phénomène	Normal	Dépassement	Défaillance	Accident
Evolution du fluide au sein du réservoir				
<ul style="list-style-type: none"> Extension latérale du CO₂ (libre ; dissous) dans la roche hôte 	X	X		
<ul style="list-style-type: none"> Evolution et propagation de la surpression 	X	X		
<ul style="list-style-type: none"> Evolution géochimique dans la roche hôte 	X	X		
<ul style="list-style-type: none"> Exhaure de fluide à l'affleurement 	X	X		
Effets mécaniques de l'augmentation de pression dans le réservoir				
<ul style="list-style-type: none"> Réactivation de faille 	X	X		
<ul style="list-style-type: none"> Fracturation 	X	X		
<ul style="list-style-type: none"> Sismicité induite 	X	X	X	
<ul style="list-style-type: none"> Déformation des terrains 	X	X		
Perturbations hydrauliques (modifications d'écoulements)	X	X		
Chemins potentiels de mouvements verticaux ou horizontaux de fluide et leurs principales causes	Normal	Dépassement	Défaillance	Accident
Mouvement de fluide à travers les <u>puits</u> en opération				
<ul style="list-style-type: none"> Dégradation des matériaux en présence d'eau acidifiée 	X	X		
<ul style="list-style-type: none"> Fuite aux interfaces 	X	X		
<ul style="list-style-type: none"> Défaillance de composants du puits ou réalisation incorrecte 			X	
<ul style="list-style-type: none"> Eruption de puits 			X	X
Mouvement de fluide à travers les <u>puits</u> abandonnés				
<ul style="list-style-type: none"> Puits recensés 	X	X		
<ul style="list-style-type: none"> Puits non détecté 			X	
<ul style="list-style-type: none"> Eruption de puits 				X
Mouvement de fluide à travers la <u>couverture</u>				
<ul style="list-style-type: none"> Transport par mécanisme advectif 	X	X		
<ul style="list-style-type: none"> Diffusion 	X	X		
<ul style="list-style-type: none"> Altération chimique sous l'effet du CO₂ 	X	X	X	

Mouvement de fluide à travers les <u>failles</u> <ul style="list-style-type: none"> • Par des failles reconnues • Altération chimique et/ou mécanique d'une faille pré-existante • Par des fissures / fractures générées par l'injection • Par une faille non détectée 	X	X	X	
Migration latérale de fluide hors de la zone prévue <ul style="list-style-type: none"> • Présence d'un chenal d'écoulement préférentiel non détecté • Dépassement de la <i>fermeture</i>* du piège structural 			X	X
Mécanismes ou événements spécifiques	Normal	Dépassement	Défaillance	Accident
Forage ultérieur (intrusion)				X
Séisme externe <ul style="list-style-type: none"> • Tenue des puits • Dégradation de l'intégrité de la couverture 	X X			X X
Accumulation secondaire dans un aquifère sus-jacent , susceptible d'induire des relargages de nature différente ou des instabilités, voire un rejet subit			X	X

3.3. RETOUR D'EXPERIENCE*

Conformément aux usages en matière de risques induits par des activités humaines, l'exploitant doit alimenter ses études réglementaires par un chapitre spécifique dédié à une analyse du retour d'expérience des accidents ou incidents passés pertinents vis-à-vis des opérations considérées. Cet examen des phénomènes possibles et déjà observés joue un rôle important pour assurer l'exhaustivité et la qualité de l'analyse des risques. Il permet d'une part d'estimer la plausibilité (caractère réaliste ou non) de certains scénarios ou de certaines causes spécifiques, d'autre part de proposer une estimation de leur probabilité d'occurrence (de manière quantifiée si les données sont précises, sinon de manière semi-quantitative). Il contribue également à appréhender l'efficacité et la fiabilité des mesures de maîtrise des risques mises en place sur les sites sur lesquels des incidents ont été observés.

Dans le cas du stockage géologique de CO₂, plusieurs difficultés compliquent l'exploitation du retour d'expérience :

- Il n'existe, à l'heure de la rédaction du présent guide, que peu d'expérience en matière de stockage géologique de CO₂.

- La particularité du stockage géologique de CO₂ est que sa sécurité doit être assurée à long terme, en considérant certains phénomènes se déroulant sur des échelles de temps supérieures à la durée de vie humaine. Les exploitants ne pourront fonder leurs travaux sur aucun retour d'expérience relatif à ces phénomènes à ces échelles, sinon en bénéficiant des leçons que l'on peut éventuellement retirer de l'étude d'analogues naturels.
- La variabilité du milieu géologique limite la portée de la transposition d'une observation relative au comportement du milieu naturel d'un site à un autre.

Pour enrichir leur analyse, les exploitants chercheront donc à bénéficier des enseignements issus de phénomènes observés dans les domaines d'activité voisins en milieu souterrain : production des hydrocarbures (en particulier, récupération assistée par injection de CO₂), stockage de gaz naturel... Qu'il s'agisse, entre autres, de comportements liés aux éléments ouvragés (les puits), aux conditions d'exploitation (dégradation des équipements, gestion des surpressions...), ou encore à l'adaptation des résultats de modélisation par rapport au comportement réel du site, parti sera tiré de toutes les données disponibles, publiques ou propriété de l'exploitant.

Leur interprétation restera toutefois prudente, pour tenir compte des différences entre les types d'opération, à commencer par les propriétés des fluides en jeu. Outre les trois difficultés mentionnées ci-dessus, de telles différences peuvent limiter la pertinence des comparaisons.

Au fil du développement des activités de stockage géologique de CO₂, **il est crucial que les différents exploitants contribuent à la constitution d'un retour d'expérience**, en recensant et partageant les informations sur les écarts par rapport au comportement attendu qu'ils ont rencontrés dans leurs opérations. Les données recueillies porteront :

- sur les incidents ou causes de défaillance, en lien avec les caractéristiques du site (géologie, équipements) ;
- sur l'efficacité des mesures de maîtrise du risque mises en place.

Ces expériences pourront servir à leur tour à d'autres exploitants et ainsi améliorer la sécurité de la filière dans son ensemble.

Une structuration de ce partage d'expérience paraît nécessaire pour en assurer la régularité. A titre d'exemple, dans le domaine des cavités salines destinées au stockage des hydrocarbures et à la production de saumure, un organisme international, le *Solution Mining Research Institute*, rassemble la quasi-totalité des exploitants, bureaux d'études et universitaires concernés. Depuis une trentaine d'années, il organise deux fois par an une réunion technique de deux jours qui fournit une occasion remarquable de mise en commun du retour d'expérience. Autre exemple, au niveau national le Bureau d'Analyse des Risques et Pollutions Industriels (BARPI) est chargé de rassembler et de diffuser les informations et le retour d'expérience en matière d'accidents technologiques.

3.4. ANALYSE ET EVALUATION DES SCENARIOS D'EVOLUTION DU STOCKAGE

3.4.1. La simulation numérique comme outil privilégié

Une fois les scénarios d'évolution potentielle identifiés sur la base des conditions spécifiques aux opérations considérées, leur analyse a typiquement recours à des modèles mathématiques qui s'appuient sur une représentation détaillée du sous-sol. Ceux-ci permettent de simuler les évolutions correspondant à chacun des scénarios retenus, y compris sur des échelles de temps longues. Ils fournissent ainsi une représentation de ces évolutions, support de l'évaluation de leur criticité. Néanmoins, pour prétendre représenter un comportement réaliste du stockage, **ces modèles doivent impérativement s'appuyer sur l'acquisition de données** : collection d'observations sur site, mesures faites en laboratoire... Par ailleurs, d'autres outils de compréhension peuvent également être mis à profit pour réaliser et/ou compléter l'évaluation des scénarios, notamment le retour d'expérience.

Modèle statique

Un modèle statique constitue une représentation de la géométrie et des propriétés (hydrauliques, mécaniques, pétrophysiques, chimiques...) du sous-sol. Conformément à l'annexe 1 de la Directive 2009/31/CE, l'étude de l'évolution d'un complexe de stockage repose sur un modèle géologique tridimensionnel. Celui-ci couvre une zone bien plus large que la zone de migration prévue du CO₂ ; il doit ainsi permettre l'étude de la propagation de pression dans l'*unité hydraulique**, à grande distance du (ou des) point(s) d'injection. De même, il ne se limite pas à la roche hôte, mais s'étend au moins à l'ensemble des formations constituant le complexe. Une modélisation du réservoir ne pourra notamment pas se concevoir sans la modélisation de la couverture associée.

L'élaboration de ce modèle tridimensionnel s'apparente à celle pratiquée en matière d'exploitation du sous-sol, et notamment d'hydrocarbures. Différents logiciels confirmés sur ce marché peuvent être employés. Le modèle géologique rend compte de :

- la géométrie des formations ;
- la lithologie, les faciès et leurs hétérogénéités ;
- l'existence de failles et de discontinuités ;
- la présence de fluides (saumures, pétrole ou gaz) ;
- la porosité et les propriétés d'écoulement des formations, ainsi que leur variabilité ;
- les conditions physiques qui y règnent (pression, température, salinité).

En comparaison de l'exploitation d'hydrocarbures, un modèle géologique pour un site industriel de stockage géologique de CO₂ concerne des étendues beaucoup plus

larges. Il nécessite de caractériser non seulement les couches réservoirs, mais aussi les formations imperméables, qui recueillent peu d'intérêt pour l'exploitation d'hydrocarbures. Il devra de plus, en général, faire face à un corpus de données initialement plus réduit ; la représentation des couches de couverture sera particulièrement confrontée à une faible quantité de données initiales.

En outre, afin de pouvoir étudier les différents scénarios d'évolution, un soin plus particulier que pour l'exploitation d'hydrocarbures sera porté à la caractérisation des propriétés géomécaniques (état initial des contraintes, module d'Young, coefficient de Poisson) et géochimiques (composition minéralogique) des formations. Leur *anisotropie** et leurs hétérogénéités peuvent présenter une grande influence sur les différents scénarios d'évolution ; le modèle géologique doit donc en rendre compte autant que possible au vu des informations disponibles.

Modèles dynamiques

Un modèle dynamique simule un comportement au fil du temps du complexe de stockage vis-à-vis d'un ou plusieurs phénomènes. Les évolutions du site de stockage font intervenir plusieurs types de phénomènes, de façon souvent couplée :

- écoulement des fluides ;
- réactions chimiques ;
- modifications mécaniques ;
- effets thermiques ;
- voire effets biologiques.

Aucun outil ne permet actuellement de rendre compte des effets conjugués de l'ensemble de ces phénomènes. L'utilisation de modèles, analytiques ou numériques, consiste à simplifier, avec une plus ou moins grande ampleur, la réalité des processus. Plusieurs logiciels existent, dans le domaine commercial ou celui de la recherche, pour représenter en une, deux ou trois dimensions l'écoulement multiphasique, les évolutions chimiques, et les comportements mécaniques. Les effets thermiques sont couramment pris en compte avec chacun de ces trois phénomènes. Certains logiciels sont capables de représenter les couplages entre chimie et écoulement, incorporant les effets thermiques (simulations de transport réactif). Des efforts sont en cours pour la représentation des couplages entre écoulement et mécanique. Les couplages écoulement – effets thermiques – chimie et mécanique sont actuellement moins avancés. De même, les effets biologiques de l'injection de CO₂ sont actuellement difficilement représentables, faute de données et d'outils adaptés.

Le choix d'un modèle est conditionné par les objectifs recherchés et le degré de précision souhaité en sortie, la disponibilité des données, ainsi que les limitations des outils. La mise en œuvre d'outils numériques peut s'avérer complexe et très exigeante en ressources. Le temps de calcul, en particulier, peut constituer une contrainte forte

pour une approche de modélisation, qui est nécessairement itérative et assortie de calculs de sensibilité. La conception d'un modèle est donc proportionnée aux objectifs qu'elle poursuit, et dépend de la phase du projet. Par exemple, pour étudier le risque de surrection en surface, l'exploitant pourra opter dans une évaluation initiale, avec une quantité de données relativement faible, pour un modèle analytique supposant des couches homogènes et d'épaisseur constante ; au bout de quelques années d'injection, avec une caractérisation plus poussée des propriétés hydrauliques et mécaniques, il pourra mettre en œuvre une modélisation couplée hydrodynamique 3D, prenant en compte des géométries réelles et des formations hétérogènes.

Ainsi, la conduite de simulations tridimensionnelles ne peut pas être attendue systématiquement pour tous les scénarios dans tous les projets. Dans certains cas, l'analyse des scénarios se basera sur des études de type phénoménologique, visant à décrire et comprendre grâce à des modèles simples les caractéristiques du déroulement d'un ou de plusieurs phénomènes. Une telle approche peut ainsi se montrer appropriée pour établir un ordre de grandeur, ou pour s'accommoder d'une incertitude forte sur les données d'entrées, qui viderait de sens un modèle très élaboré.

Les outils de modélisation sont en constante évolution, grâce aux développements des connaissances et des capacités informatiques. En conséquence, **l'exploitant devra choisir et justifier les outils qu'il emploie au vu de l'état de l'art du moment.**

3.4.2. Scénarios d'évolution normale

L'objectif de l'étude des scénarios d'évolution normale consiste à estimer, à l'aide de modèles, le comportement du fluide injecté et la réponse mécanique, chimique et hydraulique du complexe de stockage, en fonction de plages d'incertitudes jugées raisonnables pour les différents paramètres d'entrée. Les phénomènes majeurs à étudier dans ce cadre sont recensés dans la Section 3.2.3 et rassemblés dans la seconde colonne du Tableau 3.

Ce tableau fait état de la nécessité de s'interroger, dans le cadre de l'examen des scénarios d'évolution normale, sur un certain nombre de phénomènes indésirables, mais néanmoins plausibles : réactivation de faille, mouvement de CO₂ à travers la couverture ou via les puits... **Toutefois, les études devront montrer qu'en évolution normale ces phénomènes ne se produisent pas ou n'atteignent pas des éléments vulnérables.** En d'autres termes, pour toute la gamme d'incertitudes considérée comme normale, l'analyse des scénarios devra démontrer avec une certitude complète que ces phénomènes ne compromettent pas le maintien des fonctions de sécurité.

L'étude de l'évolution normale doit inclure des **marges de sécurité** :

- D'une part, afin de prendre en compte les incertitudes (voir Section 3.4.4), l'exploitant retiendra des hypothèses prudentes pour les valeurs des paramètres de modélisation (par exemple perméabilité ou épaisseur d'une couche argileuse) ; il justifiera du choix de ces valeurs dans son étude, sachant qu'un dépassement de ces valeurs correspondra alors *a priori* à une situation d'évolution altérée.

- D'autre part, la recherche d'éléments vulnérables, de failles éventuelles ou d'anciens puits devra concerner une zone allant au-delà de la seule emprise du panache de CO₂ en situation normale. De manière similaire, les durées considérées devront être estimées avec prudence : ainsi la période d'exploitation du stockage pourra être majorée ; à l'inverse la possibilité d'une mémoire dégradée du site dès 300 ans après la fin d'exploitation sera envisagée (voir Section 3.1).

La représentation des scénarios d'évolution normale devra porter sur l'ensemble des échelles de temps concernées par les opérations. **Elle comprendra, au minimum, une simulation tridimensionnelle**, sur la base du modèle géologique statique :

- **de la migration au cours du temps du fluide injecté, en phase libre et sous forme dissoute ;**
- **de l'évolution de la pression dans l'unité hydraulique*.**

Cette simulation sera en général conduite jusqu'à la disparition complète du CO₂ en phase libre, c'est-à-dire son piégeage complet sous forme résiduelle, dissoute ou minérale.

Sans qu'elles soient obligatoirement tridimensionnelles (modèles bidimensionnels, unidimensionnels, voire phénoménologiques), des simulations numériques permettront également d'appréhender :

- **les évolutions du fluide et des propriétés du réservoir dues aux effets géochimiques ;**
- **la réponse mécanique des roches et des failles sous les effets conjoints mécaniques et thermiques ;**
- **l'évolution de la pression dans les formations sous- et sus-jacentes de la roche hôte.**

Par ailleurs, dans le cadre de l'étude des scénarios d'évolution normale, l'exploitant devra étudier tous les impacts liés au mode d'exploitation choisi. Ainsi, dans l'hypothèse où une injection de CO₂ serait associée à une extraction de saumure afin de limiter la perturbation en pression, il devrait expliquer les modalités de gestion de la saumure extraite et leurs impacts potentiels sur les eaux de surface et l'environnement : traitement chimique des eaux, réinjection dans la même formation ou dans une autre, stockage tampon en surface...

Il devra en particulier être attentif à l'enjeu « ressources souterraines », en examinant les impacts attendus de ses opérations sur d'autres usages en cours du sous-sol, comme le stockage de gaz naturel ou la géothermie. Comme mentionné ci-dessus, cet examen peut nécessiter de considérer les phénomènes de pression bien au-delà des limites (à la fois latérales et verticales) du complexe de stockage.

3.4.3. Scénarios d'évolution altérée

Comme expliqué dans la Section 3.2.3, les scénarios d'évolution altérée correspondent à des écarts par rapport aux comportements attendus du système, pouvant résulter soit d'un accident ou d'une défaillance, soit d'un dépassement des paramètres considérés comme « normaux ». Conformément à la norme ISO 31000:2009, il convient d'en estimer la *vraisemblance**^[30], d'une part, et les *conséquences**, d'autre part, afin de déterminer le niveau de risque. Les principaux phénomènes à considérer sont récapitulés dans les trois dernières colonnes du Tableau 3. Rappelons que pour tous les scénarios relatifs aux migrations de fluides, on devra prendre en compte également la présence potentielle de substances annexes.

Estimation de la gravité*

L'analyse des scénarios d'évolution altérée vise à évaluer la *gravité** de leurs conséquences sur les éléments vulnérables. Elle se décompose donc en deux étapes :

- L'estimation de l'intensité. Cette première étape vise à quantifier l'ampleur du phénomène impactant associé au scénario considéré : il s'agit par exemple d'estimer le débit d'une fuite de CO₂ en surface ou au niveau d'un aquifère d'eau potable, la modification de pression dans un aquifère sus-jacent à la roche hôte, l'ampleur de la déformation des terrains en surface ou la magnitude d'un événement sismique induit. Cette estimation dépend des caractéristiques du milieu géologique, des composants ouvragés et des opérations.
- L'étude de l'exposition des éléments vulnérables et des impacts qu'ils subissent. Cette deuxième étape cherche à estimer les conséquences du phénomène impactant, dont l'intensité a été déterminée dans la première étape. Elle varie selon la nature du phénomène étudié, et dépend de l'environnement du site de stockage. Elle consiste à déterminer les zones exposées aux effets du phénomène impactant, la présence d'éléments vulnérables dans ces zones et les conséquences de leur exposition au phénomène.

Le Tableau 2 (Section 3.2.2) présente les huit phénomènes impactants par lesquels un scénario de risque est susceptible de se matérialiser.

Par exemple, pour l'étude d'une émission d'un flux de CO₂ en surface et de ses effets sur l'homme, il s'agira :

- D'abord, de déterminer le débit d'émission, par un modèle correspondant au comportement inattendu envisagé ;

³⁰ La notion de *vraisemblance* inclut celle de *probabilité*, qui fait référence à une interprétation mathématique.

- D'en déduire la concentration atmosphérique en CO₂ et en substances annexes autour de la source d'émission, puis de déterminer le nombre de personnes potentiellement présentes dans les zones où les teneurs en CO₂ ou en substances annexes sont supérieures aux seuils d'effets pour l'homme, et de conclure sur la gravité des conséquences de l'émission. En fonction de l'environnement du site de stockage, cette évaluation peut s'intéresser à l'exposition humaine à l'air libre ou dans des zones mal ventilées (caves, etc.). Dans le premier cas, l'exploitant aura recours à des simulations de dispersion atmosphérique ; dans le second, elles pourront être complétées ou remplacées par des modèles d'accumulation dans des bâtiments.

Pour l'estimation de l'intensité : l'étude des dépassements des prévisions consiste à analyser les mêmes phénomènes que dans les scénarios d'évolution normale, avec des valeurs des paramètres jugées représentatives de ces situations altérées (par exemple, ouverture plus grande d'une faille, perméabilité supérieure des cimentations, anisotropie dans un réservoir ou un aquifère...). En général, elle pourra faire appel aux mêmes outils que ceux utilisés pour l'évolution normale. Les scénarios de défaillances ou d'accidents, eux, consistent à envisager des phénomènes non pris en compte dans les scénarios d'évolution normale. En conséquence, il est possible que ces scénarios ne puissent pas être analysés avec les mêmes outils de modélisation détaillés que le scénario d'évolution normale. Il pourra être pertinent de mener des modélisations simplifiées, déterministes, basées sur des hypothèses forfaitaires, plutôt que spécifiques au site étudié, ou sur l'analyse du retour d'expérience qui peut donner des ordres de grandeur des phénomènes.

L'estimation de l'exposition et des impacts implique d'examiner les différents éléments vulnérables à l'aide de méthodes et d'outils spécifiques. Cette étape pose un certain nombre de difficultés :

- La représentation de l'exposition se heurte aux limites des outils disponibles. Par exemple, les modèles de dispersion atmosphérique actuels ne peuvent rendre compte que de façon imparfaite du comportement en surface de CO₂ émis depuis le sous-sol. Le comportement des substances annexes peut être lui aussi difficile à appréhender.
- L'estimation des effets nécessite de connaître la réponse de l'élément vulnérable à un niveau d'exposition donné. Comme souligné dans la Section 3.2.1, si les effets du CO₂ sur l'homme sont bien connus, ses effets sur l'écosystème sont actuellement moins bien caractérisés. Les effets de certaines substances annexes, sur l'homme et à plus forte raison sur les écosystèmes, sont également peu documentés. Ces illustrations montrent que l'étude des différents types d'éléments vulnérables pourrait faire face à des lacunes concernant les seuils d'effets.
- La *vulnérabilité** des populations humaines et de l'environnement autour d'un complexe de stockage peut être caractérisée sur la base de l'état actuel. Il paraît raisonnable également d'anticiper des évolutions sur des durées de l'ordre de celle de la phase opérationnelle. En revanche, l'exploitant devra faire des hypothèses

sur la présence humaine et l'occupation des sols aux alentours du site au-delà de la période où la mémoire du site de stockage est réputée maintenue.

Plus généralement, limiter la vulnérabilité au voisinage du site (zone habitée, ressource ou écosystème répertorié comme sensible) pourra faire partie des critères à considérer lors du choix du site, comme indiqué dans la Section 2.3.6.

L'analyse d'un scénario d'évolution altérée mène finalement à l'estimation d'un indicateur de gravité, spécifique au type d'élément vulnérable considéré. Cette estimation de la gravité pourra incorporer des considérations qualitatives basées sur le retour d'expérience ou un jugement d'expert, ou reposer sur les résultats quantitatifs de simulations numériques. L'exploitant devra proposer une ou des échelles d'appréciation de la gravité intégrant les différents types d'impacts redoutés. Par exemple, il pourra faire appel à une grille relative aux effets du CO₂ ou des substances annexes sur l'homme, complétée par une grille s'attachant aux conséquences sur les écosystèmes de surface ainsi qu'une grille pour les aquifères d'eau potable. Lorsque des dispositions réglementaires sont applicables pour cette évaluation de la gravité, les échelles d'appréciation s'y conformeront.

En ce qui concerne les impacts pour la santé humaine, un indicateur pourra être le nombre de personnes exposées dans les zones délimitées par les seuils des effets irréversibles, des effets létaux et des effets létaux significatifs, comme préconisé dans l'arrêté du 29 septembre 2005^[31].

Pour les aquifères sensibles, la gravité d'une altération de la qualité des eaux peut être appréciée au regard de la réglementation relative à la production d'eau destinée à la consommation humaine (limites et références de qualité définies à l'annexe I de l'arrêté du 11 janvier 2007^[32]) ou de toutes autres spécifications relatives à la masse d'eau concernée. Cependant, il n'existe pas actuellement de grille standard d'évaluation de la gravité d'une altération chimique ; l'élaboration d'une telle grille, comprenant en particulier des préconisations pour la prise en compte de l'étendue spatiale et de la localisation des modifications chimiques (voir les éléments de réflexion en Annexe 2), pourrait faire l'objet d'un groupe de travail ad hoc.

Les impacts sur l'environnement d'une fuite depuis un stockage géologique de CO₂ restant aujourd'hui imparfaitement connus (Section 3.2.1), établir des grilles de gravité quantifiées s'avère plus délicat pour les enjeux environnementaux que pour la santé humaine. L'exploitant pourra proposer des grilles qualitatives ou semi-quantitatives (voir Annexe 2).

³¹ Arrêté du 29 septembre 2005 relatif à l'évaluation et à la prise en compte de la probabilité d'occurrence, de la cinétique, de l'intensité des effets et de la gravité des conséquences des accidents potentiels dans les études de dangers des installations classées soumises à autorisation.

³² Arrêté du 11 janvier 2007 relatif aux limites et références de qualité des eaux brutes et des eaux destinées à la consommation humaine mentionnées aux articles R. 1321-2, R. 1321-3, R. 1321-7 et R. 1321-38 du code de la santé publique

Estimation de la vraisemblance*

Les scénarios d'évolution altérée doivent être également caractérisés en termes de *vraisemblance**. Compte tenu des incertitudes relatives au milieu géologique et des échelles de temps considérées, il ne sera pas toujours possible de quantifier une probabilité d'occurrence pour les scénarios d'évolution altérée. L'estimation de la vraisemblance fera souvent appel à des considérations qualitatives issues de jugement d'experts, mais qui devront être rendues le plus objectives possible, par des références au retour d'expérience par exemple (ainsi, les termes « probable » ou « fréquent » ne pourront suffire, mais les précisions « s'est déjà rencontré sur un site de stockage » ou « s'est déjà rencontré plusieurs fois sur un site de stockage » seront bienvenues).

L'exploitant pourra donc classer la vraisemblance des scénarios selon une grille semi-quantitative ou qualitative qu'il explicitera. Les scénarios d'évolution altérée étant, par définition, peu probables, l'échelle devrait se focaliser sur des vraisemblances faibles.

Evaluation du risque

L'exploitant présentera les scénarios d'évolution altérée dans une matrice vraisemblance – gravité, sur la base des estimations qualitative ou (semi-)quantitatives effectuées.

Il en déduira, pour chacun des scénarios considérés, s'il représente un risque acceptable du point de vue réglementaire ou de l'état de l'art, ou jugé admissible selon des seuils que l'exploitant précisera. Tout risque inadmissible devra être réduit par la mise en œuvre de mesures de maîtrise des risques. La frontière d'acceptabilité dépendra des échelles de cotation adoptées. Elle sera présentée par l'exploitant et pourra être discutée avec les services de l'Etat.

Une attention particulière sera portée aux scénarios de forte gravité, même s'ils sont classés avec une vraisemblance minimale. Dans ce cas de figure, une erreur d'appréciation de la vraisemblance comporte une forte influence sur l'évaluation du risque. En conséquence, ces scénarios de forte gravité ne pourront pas être jugés acceptables sans la mise en œuvre de mesures de maîtrise des risques supplémentaires.

3.4.4. Gestion des incertitudes

La question des incertitudes apparaît cruciale dans l'étude du comportement du stockage ; en premier lieu, l'incertitude entourant les paramètres détermine une distinction entre évolution normale et évolution altérée. L'exploitant prendra donc un soin particulier à justifier les plages d'incertitudes considérées dans ses scénarios d'évolution normale, d'une part, d'évolution altérée, d'autre part. Il présentera ensuite de façon argumentée la façon dont ces incertitudes ont été prises en compte dans les calculs.

La propagation des incertitudes constitue un défi important dans les modèles complexes incorporant un grand nombre de paramètres. Les méthodes traditionnelles de calcul d'incertitudes comme la méthode de Monte-Carlo, exigeant un grand nombre de simulations, peuvent s'avérer impraticables pour des modèles réclamant un temps de calcul élevé. La complexité de la propagation des incertitudes augmente avec le nombre de paramètres en jeu, l'étendue du modèle, sa résolution.

De plus, le stockage géologique de CO₂ doit en réalité faire face à plusieurs types d'incertitudes : d'une part, la variabilité (ou *incertitude aléatoire*) réside dans le fait qu'une propriété du milieu géologique varie dans l'espace ; d'autre part l'imprécision (aussi désignée sous le terme d'*incertitude épistémique*) tient au fait que cette propriété est souvent imparfaitement connue : elle est estimée au moyen de mesures ponctuelles et/ou indirectes (forages, mesures géophysiques...) ou en faisant appel à un jugement d'expert, introduisant de la subjectivité. Le premier type d'incertitudes est inhérent à l'objet géologique, le second tient à la relation du scientifique à son objet d'étude. De surcroît, les modèles mis en œuvre pour représenter les différents processus qui influencent l'évolution d'un stockage de CO₂ comportent eux aussi une part d'incertitude, dite *incertitude de modèle*. Celle-ci tient au fait que le modèle est une représentation simplifiée des phénomènes physiques. La possibilité que l'exploitant examine plusieurs scénarios d'évolution normale en constitue une illustration : dans ce cas, les incertitudes sur le système géologique l'amènent à plusieurs hypothèses sur son fonctionnement, et donc à plusieurs représentations possibles de l'évolution du stockage. Au sein de chacune d'elles, les paramètres sont également incertains (incertitude de type aléatoire et/ou épistémique).

Du fait de ces diverses difficultés, la gestion des incertitudes pour l'étude du stockage géologique de CO₂ constitue un problème complexe qui fait actuellement l'objet de travaux de recherches. Ceci accentue le besoin d'une justification précise par l'exploitant du mode de traitement des incertitudes. Différentes approches, dont l'applicabilité est fonction de la complexité des modèles employés, existent, par exemple :

- Méthode de Monte-Carlo, éventuellement avec des méthodes d'échantillonnage avancées (méthodes à noyaux...) pour réduire le nombre de simulations ;
- Calcul d'intervalles min - max ;
- Etude de sensibilité, par exemple en faisant varier un à un les paramètres ;
- Elaboration de modèles approchés par surface de réponse, plan d'expériences... Ces modèles approchés moins gourmands en temps de calcul peuvent ensuite être utilisés pour réaliser des simulations multiples.

Des logiciels dédiés aux calculs d'incertitudes sont également distribués.

Dans le cadre de l'analyse des risques d'un stockage géologique de CO₂, **l'exploitant privilégiera, autant que nécessaire, des hypothèses prudentes**, afin de ne pas sous-estimer les effets négatifs d'un phénomène. Pour éviter de parvenir à des marges de sécurité excessivement pénalisantes pour les opérations sur le plan de la faisabilité

technico-économique, l'exploitant cherchera en général à utiliser des hypothèses raisonnablement majorantes. Leur caractère prudent devra en tous les cas être justifié.

La discussion de l'incertitude de modèle peut, elle, s'appuyer sur la comparaison entre plusieurs modèles, ou sur des références à l'état de l'art.

3.5. SURVEILLANCE*

Comme mentionné au 3.1, la *surveillance** est le terme utilisé dans ce Guide pour toute opération consistant à mesurer ou détecter des variations de paramètres consécutives au stockage. Il coïncide avec le terme anglais de « *monitoring* », qui est très largement utilisé dans la communauté internationale du stockage géologique de CO₂.

La modélisation prédictive des comportements du stockage, la surveillance d'un certain nombre de paramètres, et la confrontation continue des simulations et des mesures constituent la méthodologie de base de la gestion optimale du stockage géologique de CO₂. La convergence entre les valeurs prédites et les valeurs observées forme le socle sur lequel peut être établie la confiance dans le comportement du stockage à long terme.

3.5.1. Objectifs

La surveillance est un outil essentiel pour assurer la sécurité d'un stockage. Selon l'article R. 229-67 du Code de l'Environnement (reprenant l'article 13 de la Directive 2009/31/CE), elle concerne le complexe de stockage (y compris, lorsque cela est possible, le panache de CO₂) et, s'il y a lieu, le milieu environnant et a pour objectifs de :

- comparer le comportement réel du CO₂, de l'eau de formation et de la roche dans le site de stockage à la modélisation de ce comportement ;
- détecter les irrégularités notables ;
- détecter la migration de CO₂ ;
- détecter les fuites de CO₂ ;
- détecter des effets délétères manifestes sur le milieu environnant, en particulier sur l'eau potable, sur les populations humaines ou sur les utilisateurs de la biosphère environnante ;
- évaluer l'efficacité des mesures correctives éventuellement prises ;
- réviser le cas échéant les mesures préventives et correctives pour en améliorer l'efficacité ;

- mettre à jour l'évaluation de la sécurité et de l'intégrité du complexe de stockage à court et à long terme, y compris en déterminant si le CO₂ stocké restera confiné parfaitement et en permanence.

À cela s'ajoute la surveillance d'effets indirects, telle que :

- suivre si nécessaire l'ampleur des perturbations de pression sur une étendue qui peut largement dépasser le complexe ;
- détecter d'éventuels déplacements de saumures consécutifs à la constitution du stockage ;
- mesurer l'amplitude de la déformation des terrains, notamment en surface.

L'exploitant est tenu d'établir un plan de surveillance en fonction de l'analyse et de l'évaluation des risques, conformément aux exigences énoncées à l'annexe II de la Directive 2009/31/CE. Bien que sommaire, cette annexe II définit les grandes lignes de ce plan. Il est important de faire ressortir les divers moyens mis en œuvre et comment la surveillance s'adaptera aux différentes étapes du stockage et à des situations variées, à savoir :

- (1) la surveillance en évolution normale ;
- (2) la surveillance renforcée ou particulière en cas d'anomalie révélant une situation d'évolution altérée ;
- (3) la surveillance spécifique aux mesures qui seront prises pour remédier à cette anomalie.

Indépendamment des aspects sécurité et maîtrise des risques, l'exploitant devra comptabiliser les quantités de CO₂ stockées par des mesures de débit en tête des puits d'injection. En cas de fuite avérée, il devra évaluer les quantités de CO₂ qui retourneront dans l'atmosphère ou la mer, par des mesures de flux essentiellement au niveau du sol ou dans l'atmosphère ou sur les fonds marins. Pour cela, la technologie des chambres d'accumulation existe (encore à l'état de prototype dans le cas off-shore), les principales difficultés résidant dans la définition du début de la fuite, la délimitation de la zone de fuite et une densité suffisante de mesures de façon à obtenir une estimation réaliste du volume émis.

Avant d'aborder les différentes méthodes disponibles, nous analysons brièvement les problématiques posées par chacun des principaux objectifs de la surveillance.

Comportement dans le réservoir

L'évaluation du comportement du CO₂ dans le réservoir est nécessaire pour vérifier que le CO₂ entre et circule correctement dans la roche hôte et que les capacités de stockage correspondent aux prédictions. Ceci permet de remplir les deux objectifs du stockage (voir Section 2.2) : stocker la quantité visée de CO₂ dans la durée d'opération

anticipée et en toute sécurité. Des capteurs de température et de pression en fond et en tête de puits, couplés à l'utilisation du modèle de réservoir, permettent de s'assurer de cela dans un premier temps. Les méthodes géophysiques sont ensuite nécessaires pour cartographier l'extension du panache de CO₂. Du fait de la profondeur, les informations apportées par les méthodes de surveillance indirectes sont pour le moment majoritairement qualitatives, en dehors de la sismique 3D. La comparaison des observations, directes ou indirectes, avec les résultats des simulations numériques du comportement thermo-hydro-mécanique et chimique du réservoir, permettent d'évaluer la validité du modèle géologique (statique) et des modèles prédictifs, et de les améliorer. Cette comparaison et mise à jour des modèles est particulièrement cruciale lors de la fermeture du site puis du transfert de responsabilité à l'État.

Intégrité des puits et comportement mécanique du complexe de stockage

Les puits, qui assurent la connexion entre la surface et le réservoir, ainsi que les couches comprises entre le réservoir et la surface, doivent conserver leurs propriétés d'étanchéité vis-à-vis du CO₂ stocké dans le réservoir. Toute modification, qu'elle soit d'ordre géochimique (corrosion des aciers ou transformation des ciments au niveau des puits), mécanique (fracturation créée par une surpression ou un séisme naturel externe) ou une combinaison des deux, qui pourrait créer une voie de remontée pour le CO₂, doit être détectée, dans la mesure du possible suffisamment tôt pour que des mesures de remédiation soient applicables. Autant un comportement anormal d'un puits est facilement détectable, autant la fracturation induite dans le complexe de stockage l'est difficilement, tant qu'une migration importante de CO₂ ou du fluide en place (cf. ci-dessous) n'a pas été détectée. A l'inverse, l'injection dans le réservoir peut provoquer des déformations notables en surface comme dans le cas particulier d'In Salah en Algérie (surrection de l'ordre de 5 mm/an, jusqu'à 2 cm cumulés entre 2003 et 2008, Rutqvist *et al.*, 2010). Ces cartes de déformation constituent une aide pour cartographier l'extension du CO₂, sans que pour autant cela ne révèle nécessairement des fuites en dehors du réservoir.

Détection de fuites hors du complexe de stockage

La surveillance des fuites de CO₂ hors du complexe de stockage constitue la base de la mise en évidence de l'apparition d'une évolution altérée du stockage. Elle est un élément crucial pour l'exploitant dans sa démonstration de maîtrise des risques. La détection de la fuite doit avoir lieu le plus tôt possible de façon à déclencher rapidement la mise en œuvre des mesures de maîtrise des risques adaptées.

En dehors de la détection en surface des fuites de CO₂ provenant des puits, ce type de surveillance pose différents problèmes concernant le seuil de détection et le type de méthode à appliquer, généralement dépendants du site. Une première méthode pour détecter une fuite est l'observation du champ de pression dans les puits d'injection et tous les puits d'observation disponibles. Abordée pour le moment de façon théorique, la mesure d'une variation de pression pourrait permettre de remonter au volume de la fuite (e.g. Javandel *et al.*, 1988 ; Zeidouni et Pooladi-Darvish, 2010). Concernant les méthodes de détection indirecte comme la géophysique, leur performance dépend des

conditions géologiques. On estime qu'à Sleipner la résolution de la sismique 4D au toit du réservoir est de l'ordre de 2800 tonnes de CO₂ (Arts et Vandenweijer, 2011) ; ceci laisse espérer qu'au moins une quantité équivalente pourrait être détectée si elle venait à s'échapper du complexe de stockage. Cela pose, entre autres, le problème de la fréquence des campagnes de sismique 4D, par rapport au début de la fuite. Un suivi permanent ou des prélèvements réguliers dans un puits d'observation atteignant l'aquifère de contrôle pourront permettre la détection directe et précoce de quantités de CO₂ beaucoup plus faibles, pour autant que la fuite ait déjà atteint ce puits.

Le développement d'outils nouveaux pour la détection directe ou indirecte des fuites est un domaine en plein développement qui fait l'objet de nombreux travaux de recherche. En particulier, les pilotes d'échappement contrôlé de CO₂ à faible profondeur dans le sous-sol doivent permettre prochainement de tester et de qualifier ces outils.

Détection et quantification des relâchements au niveau des compartiments sensibles (aquifères d'eau potable, surface)

La surveillance de ces compartiments sensibles est également fondamentale dans la maîtrise des risques, en particulier parce que ceux-ci concernent la qualité des eaux et la santé humaine, qui sont deux enjeux de premier ordre pour l'administration, l'exploitant et le public. Il est possible de surveiller directement les aquifères d'eau potable et les environnements de surface, plus facilement accessibles. Des *lignes de base** couvrant différentes périodes de l'année et situations hydriques sont nécessaires pour faire la part entre les variations liées aux conditions de surface et une fuite de CO₂ d'origine profonde. Dans son plan de surveillance des aquifères d'eau potable, l'exploitant devra prendre en compte les réglementations existantes (en particulier la Directive Cadre sur l'Eau). Cependant, la détection d'une anomalie significative peut faire craindre de ne plus disposer d'un délai suffisant pour intervenir avec efficacité. C'est la raison pour laquelle les dispositifs de surveillance installés à proximité plus grande du réservoir de stockage (par exemple, un aquifère de contrôle) sont indispensables.

Impacts environnementaux

A l'image de nombreuses activités industrielles, les impacts environnementaux sont peut-être les plus difficiles à détecter ; pour le moment il y a peu d'études, en dehors de celles menées sur les analogues naturels, sur l'impact de fuites diffuses de CO₂ sur les écosystèmes. Malgré ces lacunes, il faudra définir à l'avance quelles seront les espèces faunistiques et floristiques à observer, effectuer un état zéro puis des observations périodiques qui pourront être rapprochées dans le temps, s'il y a suspicion d'une arrivée de CO₂ en surface.

3.5.2. Méthodes

Les méthodes de surveillance peuvent se classer en deux grandes familles, suivant le type de mesure effectuée :

- mesures ponctuelles : mesure de la pression en puits ou à la surface ; analyse des flux de CO₂ et des fluides les contenant (en puits ou en surface), mesures de la qualité des tubages et des ciments, etc.
- mesures spatialisées : mesures indirectes d'un paramètre physique ou chimique lié à la présence du CO₂. Ce sont principalement les méthodes géophysiques ou les mesures des déformations en surface qui contribuent à donner une image en 2 ou 3D des zones affectées par le stockage.

Mesures physiques et chimiques en puits

Comme décrit à la Section 2.1.2, les puits utilisés pour la surveillance peuvent être principalement de trois sortes :

- Puits atteignant le réservoir et permettant de ce fait des observations directes dans celui-ci ; en général ce seront les puits d'injection, plus le cas échéant des puits de surveillance situés à une certaine distance des points d'injection ;
- Puits de contrôle atteignant l'aquifère de contrôle. Ce ou ces puits d'observation seront en général multi-usages : prélèvements ponctuels de fluides et de gaz, mesures continues avec des capteurs permanents (pression, paramètres géophysiques et géochimiques, etc.) ;
- Puits plus superficiels et atteignant les aquifères d'eau potable à l'aplomb du complexe de stockage et équipés de piézomètres, ils peuvent être très utiles pour surveiller les variations de pression et pour effectuer des prélèvements directs de fluides.

La mesure de la pression dans le réservoir et dans un aquifère de contrôle est un élément de base pour suivre l'évolution de l'injectivité aux abords des puits d'injection, mais aussi pour détecter tout comportement anormal d'abord au niveau du réservoir, puis dans les aquifères sus-jacents. Les augmentations de pression dans les aquifères sus-jacents pourront être reliées soit au phénomène de drainance verticale, soit à une arrivée de CO₂. Les mesures de pression pourront être effectuées en tête de puits ou directement avec des capteurs installés en fonds de puits. La température est un deuxième paramètre important pour suivre les perturbations apportées par l'injection de CO₂ et d'éventuelles migrations hors du réservoir. Les systèmes permanents avec fibre optique (DTS, « Distributed Temperature Sensor », *e.g.* Giese *et al.*, 2009) permettent de mesurer la température sur toute la colonne du puits, qu'il soit d'injection ou d'observation.

Les prélèvements de fluide et de gaz effectués avec des préleveurs à câble ou des systèmes permanents (ex. U tube – Freifeld *et al.*, 2005 ; WestBay – e.g. Picard *et al.*, 2011) apportent des informations directes et ponctuelles sur la saturation en CO₂.

Diagraphies*

Certaines mesures diagraphiques permettent de connaître l'état des puits (tubage et cimentation) et de leur entourage immédiat. Elles sont utilisées en routine pour le contrôle des puits, autant verticaux qu'horizontaux, par l'industrie pétrolière et gazière, et bénéficient donc d'améliorations constantes. Les outils soniques ou électromagnétiques permettent de mesurer la saturation en CO₂, voire de détecter la part dissoute, dans le réservoir ou la couverture à proximité du puits, même si la mesure est réalisée à travers le tubage (ce qui est la majorité des cas). Il convient de noter que la mise en œuvre de diagraphies dans les puits d'injection sous pression est plus compliquée que dans les puits d'observation ou de contrôle. Elles nécessitent l'utilisation de précautions particulières (emploi d'un sas) et font spécifiquement appel aux meilleures techniques disponibles.

Méthodes géophysiques de surface / de fond de puits

Les méthodes géophysiques permettent de mesurer (de façon indirecte) et de cartographier les variations de trois paramètres physiques dans le sous-sol :

- la vitesse de propagation des ondes sismiques, par sismique active ou passive ;
- la résistivité électrique par méthodes électromagnétique (EM) avec source contrôlée (CSEM) ou utilisant le signal naturel (MT) ;
- la densité par méthode gravimétrique.

La présence de CO₂ a pour effet de modifier ces paramètres physiques à des degrés divers et avec des seuils d'effet qui peuvent être très différents suivant le contexte géologique et pétrophysique. A Sleipner (Norvège) ou Ketzin (Allemagne), la présence de quelques dizaines de milliers, voire de quelques milliers de tonnes de CO₂ suffit à créer des anomalies détectables par la sismique 3D en surface (Illustration 3.5-1) ou la CSEM avec des dispositifs surface-forage. La gravimétrie, en revanche, n'est applicable actuellement que pour des sites où des centaines de milliers, voire des millions de tonnes de CO₂ ont été injectées. Son utilisation est justifiée cependant par l'information unique qu'elle apporte sur la densité et le pourcentage dissous du CO₂ en place.

Les dispositifs de mesures géophysiques sont déployés soit en surface, soit en combinant des capteurs et/ou des sources à la fois en forage et en surface, soit en forage uniquement (dispositifs puits à puits). L'installation de capteurs en forage augmente la résolution des méthodes, car on se rapproche ainsi des objets étudiés et la perturbation due aux « bruits » de surface se trouve notablement réduite.

La sismique passive occupe une place particulière parmi les méthodes géophysiques. Avec l'installation de capteurs permanents en fond de puits, à faible profondeur (quelques centaines de mètres) ou à proximité du réservoir, il est possible de détecter en continu la microsismicité induite éventuellement par les changements de contrainte dans le réservoir et la couverture, ainsi que les changements de vitesse sismique (ce dernier point étant encore à l'état de recherche). L'enregistrement de la microsismicité est un élément important du point de vue de la sécurité pour détecter si la pression de fracturation n'est pas dépassée de manière significative dans le complexe de stockage.

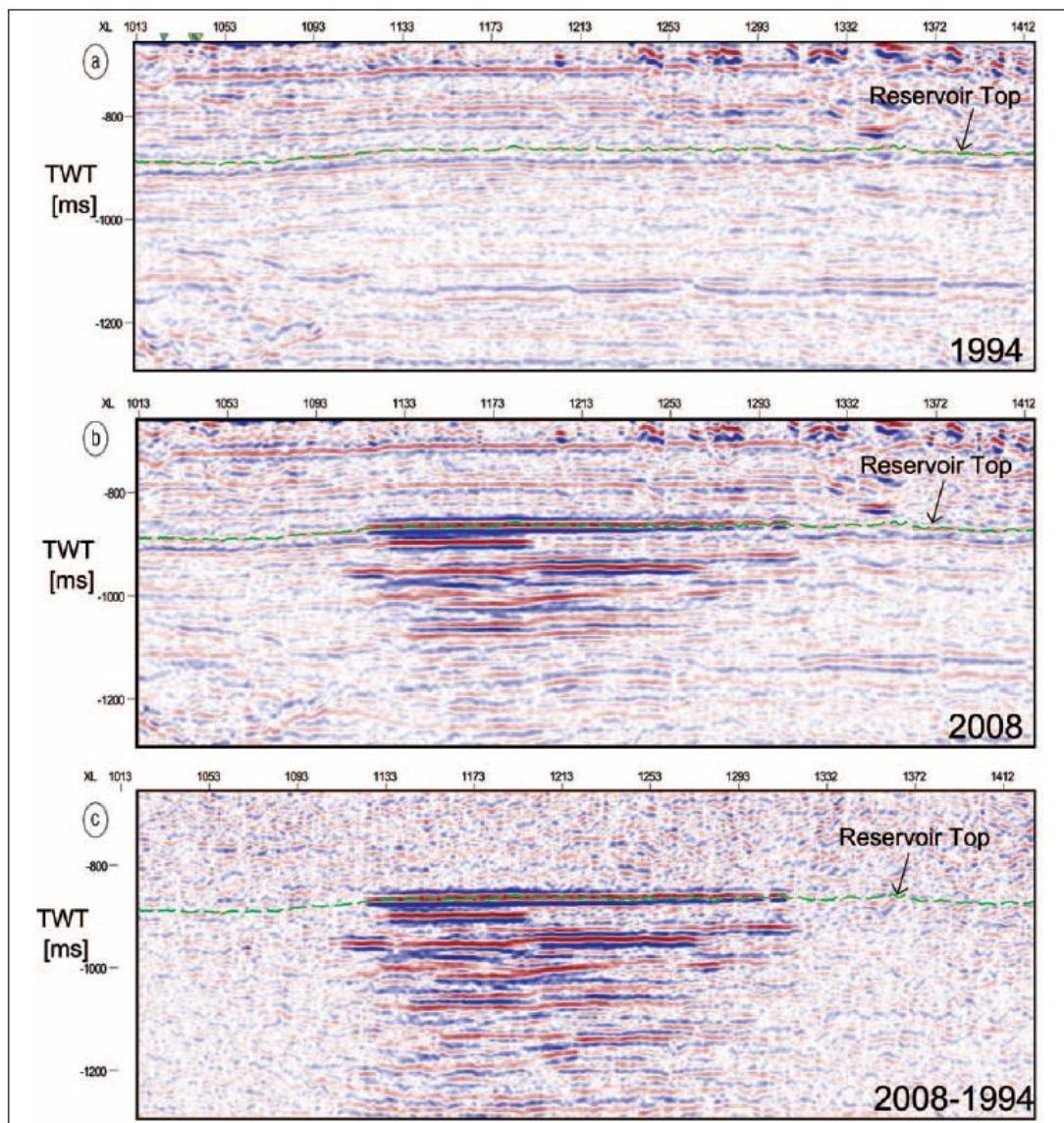


Illustration 3.5-1 : Profil sismique recoupant le panache de CO₂ à Sleipner, à partir des données de sismique 3D (a) de 1994, (b) de 2008 et (c) cube des différences. L'effet du CO₂ peut être observé clairement en comparant la ligne de base de 1994 avec la répétition de 2008. Le profil des différences démontre l'absence d'anomalie au-dessus du réservoir (Arts et Vandenweijer, 2011). Reservoir top : sommet du réservoir, base de la couverture.

Méthodes géochimiques et biogéochimiques

Les méthodes géochimiques ont une importance capitale dans la mesure où elles sont capables de détecter et de quantifier directement ou indirectement la migration de CO₂, dans ou hors du complexe de stockage. Les seuils de détection sont inférieurs de plusieurs ordres de grandeur par rapport aux autres méthodes, en particulier s'il y a prélèvement de gaz ou de fluide pour analyse postérieure en laboratoire. Les substances analysées ne concernent pas uniquement le CO₂ mais aussi les traceurs injectés avec le flux entrant de CO₂, les gaz rares, les isotopes et toute sorte de substances permettant d'étudier les interactions eau-roche dans le site et le complexe de stockage et de déterminer l'origine du CO₂ détecté. Les mesures géochimiques pourront être déployées dans :

- Les puits d'observation ou des puits prévus pour d'autres usages (piézomètres par exemple), pour apporter des informations sur les migrations non attendues et leurs impacts, en particulier dans les aquifères d'eau potable. Ces mesures en puits restent cependant tributaires du caractère ponctuel de la mesure dans l'espace et dans le temps. Il se peut, par exemple, que le puits soit situé hors du chemin de migration de la fuite de CO₂.
- En surface, pour faire des mesures de routine de concentrations et de flux gazeux, ou encore faire des analyses des sources et cours d'eau situés dans l'emprise du complexe de stockage ou des zones susceptibles d'être impactées par les déplacements de saumures.

Réalisées jusqu'à maintenant de manière ponctuelle dans le temps et dans l'espace, les mesures géochimiques commencent à être faites par des dispositifs de mesure continue en surface ou en forage. Des appareils de mesure peuvent également être embarqués sur des véhicules qui permettent de couvrir de grandes surfaces au sol.

La surveillance de l'impact de teneurs anormales de CO₂ sur le métabolisme des êtres vivants, végétaux ou animaux, est encore à l'état de recherche. Les premières mesures sur des bactéries ou des végétaux en laboratoire, sur des sites expérimentaux ou des analogues naturels ont pour but de définir des bio-indicateurs qui pourraient être utilisés pour détecter l'arrivée anormale de CO₂ près de la surface et en évaluer les impacts sur le vivant.

Méthodes aéroportées et interférométrie satellitaire (InSAR)

Les mesures aéroportées offrent l'avantage de couvrir des étendues de plusieurs km², voire de plusieurs dizaines de km², à l'échelle de ce que sera l'emprise des futurs complexes de stockage. Les premiers essais de détection de fuites naturelles de CO₂ par méthode hyperspectrale aéroportée (qui cartographie le stress sur la végétation d'une fuite de CO₂) n'ont donné pour le moment des résultats probants que sur des événements très limités en surface et émettant des flux importants. La détection aéroportée directe de CO₂ n'est donc pas opérationnelle actuellement. Ces méthodes peuvent être considérées comme étant encore au stade de la recherche.

L'interférométrie satellitaire d'images radar (InSAR), comme les méthodes aéroportées, offre l'avantage de couvrir de grandes étendues et une fréquence de passage qui peut être de l'ordre de quelques semaines. Actuellement, elle est utilisée pour mesurer avec une précision de l'ordre de quelques mm les déformations de surface liées à l'injection du CO₂ en profondeur. Elle a donné d'excellents résultats à In Salah, en Algérie (cf. ci-dessus), en permettant notamment de poser le problème de la compréhension du comportement géomécanique du réservoir. Cependant, cet exemple nécessite d'être confirmé par l'application à d'autres sites à terre. À cet égard, le site d'In Salah offre des conditions particulièrement favorables pour l'application de l'InSAR : absence de végétation, pérennité de l'état des surfaces vu les conditions désertiques et combinaison de propriétés géomécaniques favorables au soulèvement en surface. La présence de végétation, qui peut masquer complètement le signal InSAR, peut être compensée par l'installation de réflecteurs permanents. Des passages dédiés des satellites pourraient être programmés par ailleurs de façon à augmenter la résolution temporelle et spatiale.

La mesure satellitaire de la concentration en CO₂ à partir d'un capteur embarqué n'est pas pour le moment à l'ordre du jour, en particulier parce qu'elle n'est pas encore capable de discriminer entre le CO₂ atmosphérique et celui provenant du sous-sol.

L'intégration des méthodes

Le choix des méthodes est fonction des objectifs définis dans le plan de surveillance et adapté au contexte géologique et aux particularités du site. L'exploitant devra répondre à chacun des objectifs décrit dans la Section 3.5.1 par l'utilisation d'une ou plusieurs méthodes en justifiant son choix par leurs performances et en décrivant les modalités de mise en œuvre. Il exposera la précision et la sensibilité des méthodes envisagées, notamment vis-à-vis du risque de fuite.

L'exploitant pourra envisager de combiner avec bénéfice des méthodes différentes par leur principe mais visant des objectifs similaires. Comme par exemple, le suivi du panache de CO₂ dans le réservoir par sismique 3D et méthode électromagnétique (CSEM), qui apportent des informations complémentaires et se valident mutuellement, mais avec des couvertures spatiales et temporelles différentes. Si par exemple la sismique 3D est répétée tous les cinq ou dix ans, la CSEM, moins coûteuse et plus facile à mettre en œuvre, permet de suivre la géométrie du panache à des étapes intermédiaires, mais avec une moins bonne résolution.

Comme il a été dit préalablement, il est primordial de comparer les observations issues de la surveillance avec les prédictions issues des modélisations numériques THMC. Ces mesures concernent les paramètres physico-chimiques dans le réservoir (principalement pression, saturation en CO₂ et composition des fluides), la géométrie du panache et les déformations en surface. Si la comparaison conforte la prédiction, les observations permettent de détailler les modèles géologiques, de préciser la simulation dynamique des phénomènes (transport réactif, comportement géomécanique, etc.), et donc d'améliorer les prédictions ultérieures c'est-à-dire *in fine* l'évaluation des risques. Si, en revanche, la comparaison montre des écarts

significatifs entre la réalité et la prédiction, et que ces écarts sont de nature à remettre en cause le scénario d'évolution normale, alors l'exploitant devra :

- mettre en œuvre, le cas échéant, les mesures correctives prévues (voir Section 3.6) ;
- mettre à jour ses modèles et son évaluation de sécurité, et éventuellement solliciter une nouvelle autorisation (voir Section 3.7).

3.5.3. Questions majeures pour la conception d'un dispositif de surveillance

Le plan de surveillance répond aux objectifs définis à partir de l'évaluation des risques et fait partie intégrante de la gestion des risques. Il est adapté aux conditions particulières du site, couvre l'ensemble du cycle de vie du stockage et évolue en fonction de la mise à jour de l'évaluation des risques. L'exploitant justifiera le choix et l'adéquation des méthodes, leur faisabilité technique, la densité et la fréquence des mesures et l'utilisation d'un ou plusieurs puits d'observation. L'instrumentation d'un ou plusieurs puits d'observation dédiés est recommandée, de façon à calibrer les méthodes de surveillance et les simulations prédictives. L'exploitant montrera également comment l'existence des puits d'observation et la mise en œuvre de mesures dans les puits ne remettent pas en cause les fonctions de sécurité. Suivant la nature des mesures réalisées, les puits d'observation peuvent éventuellement être fermés au fond, comme cela se fait dans le stockage de gaz naturel.

La phase initiale de la surveillance est l'acquisition des lignes de base pour faire l'état zéro du site de stockage et de son environnement, avant le démarrage de l'injection. Les lignes de base sont primordiales car elles servent de référence pour suivre l'évolution du stockage. Elles doivent être réalisées, dans la mesure du possible, avant le début de toute opération sur le terrain qui pourrait perturber l'état initial du milieu, en particulier les nouveaux forages et les tests d'injection. Les mesures sont réalisées sur l'emprise prédite du complexe de stockage, avec une densité permettant la comparaison réaliste avec les données acquises ultérieurement. Il est souhaitable également de collecter les données existantes (piézomètres, analyse des sources et des alimentations en eau potable) sur les zones pouvant être affectées par des déplacements de saumure.

La mise en œuvre des méthodes pendant les opérations et les périodes de fermeture et de post-fermeture se fera en fonction des objectifs fixés dans le plan de surveillance ; de manière soit continue avec les mesures en tête de puits et des réseaux permanents, soit discontinue avec les campagnes répétées. La fréquence des répétitions et l'échantillonnage spatial seront fonction de l'état d'avancement et de la situation du stockage : régulièrement espacés en fonctionnement normal, plus resserrés en cas de fonctionnement altéré (voir Section 3.4). Après l'arrêt des injections, le dispositif de surveillance fournit les observations qui permettent de répondre aux exigences de la réglementation relatives à la fermeture des installations d'injection et au transfert de responsabilité à l'État.

3.5.4. Contenu du plan de surveillance

Il est conseillé d'inclure les éléments suivants dans le plan de surveillance :

- Le suivi continu de tout ce qui concerne l'injection : pression, débit, température, composition du flux injecté ;
- Le suivi de la pression :
 - o dans le réservoir, par des mesures dans tous les puits ayant accès au réservoir ;
 - o au sein de *l'unité hydraulique**, dans le périmètre où une perturbation de la pression est anticipée, dans la mesure où les données sont accessibles ;
 - o dans un aquifère de contrôle, si un tel composant est instrumenté ;
 - o dans les aquifères d'eau potable situés à l'aplomb du complexe de stockage. Cela se fera principalement en utilisant les données des piézomètres accessibles dans ce périmètre ;
- Le suivi de l'extension (latérale et verticale) du panache par une des méthodes géophysiques citées précédemment. L'interférométrie satellitaire, plutôt à l'état de recherche actuellement, devrait prendre une place importante dans le plan de surveillance s'il est démontré que l'emploi de cornets réflecteurs au sol permet de s'affranchir des problèmes liés aux variations saisonnières de la végétation dans les pays tempérés ;
- Le suivi continu de la sismicité induite qui est la marque des modifications mécaniques dans le réservoir ;
- Le contrôle de l'intégrité des puits d'injection et d'observation, par le suivi de la pression annulaire et des programmes de diagraphies ;
- Le suivi de la qualité des eaux et de la teneur en CO₂ dans les aquifères vulnérables, tels qu'identifiés par *l'analyse de risques**, ainsi que dans l'aquifère de contrôle ;
- Le suivi régulier en surface (respectivement au niveau des fonds marins), en conditions normales, des flux et teneurs atmosphériques (respectivement teneurs dans l'eau) en CO₂, gaz traceurs, et substances annexes (y compris gaz endogènes pouvant être déplacés par l'injection de CO₂), en particulier en tête des puits d'injection (et de production d'eau), à l'aplomb des installations d'injection, au niveau des zones identifiées comme des voies potentielles de transfert des fluides (failles par exemple). Un suivi particulier devra être mis en place à proximité des zones vulnérables à des fuites (zones habitées ou écologiquement sensibles) ;

- Un suivi périodique de la faune et la flore autour du site de stockage, par l'intermédiaire de quelques espèces choisies comme indicateurs.

D'une manière générale, l'exploitant devra montrer qu'il est en mesure de détecter et de suivre une remontée de CO₂ hors du complexe de stockage. En cas de fuite avérée, il devra mettre en place une surveillance plus poussée (fréquence et/ou résolution spatiale accrue), de manière à estimer quantitativement les flux et les impacts^[33]. Pour cela, il devra avoir à sa disposition des moyens mobiles de surveillance lui permettant d'intervenir rapidement sur une zone présumée de fuites (soit en profondeur, soit à la surface), à sa propre initiative ou à la demande de l'administration.

Les exigences réglementaires (Code de l'Environnement, article R. 229-89) pour la mise à l'arrêt définitive et le transfert de responsabilité à l'État (conformité entre les observations et les modèles prédictifs ; absence de toute fuite détectable ; évolution vers la stabilité à long terme, voir Section 3.7.1) impliquent pour le plan de surveillance :

1. De connaître au mieux l'extension du panache et de la zone affectée par les perturbations en pression, en mettant en œuvre les techniques énumérées ci-dessus qui se seront montrées le plus adéquates pendant l'exploitation ;
2. De montrer qu'il n'y a pas d'arrivée de CO₂ dans les aquifères sus-jacents à la couverture. Cela impliquera des mesures en puits ;
3. De réaliser des mesures régulièrement espacées dans le temps (*a minima* de la pression et de la concentration du CO₂ en surface autour des puits et des zones supposés à risque de fuite) pour montrer que le site évolue vers la sécurité. Cela pourra se faire par des mesures ponctuelles ou des réseaux permanents automatisés.

Sous réserve d'aménagements, la période comprise entre l'arrêt de l'injection et le transfert de responsabilité est prévue pour durer au moins 30 ans. Cela donne le temps à l'exploitant de réduire le programme de surveillance de façon à ne garder que les mesures strictement nécessaires pour remplir les trois objectifs ci-dessus. Lors de l'étape de fermeture, les puits d'observation sont les derniers à être rebouchés. L'administration peut, le cas échéant, demander à ce qu'ils restent accessibles après le transfert de responsabilité à l'État. Après celui-ci, le programme de surveillance se limite à des mesures passives, ne nécessitant pas l'intervention de l'État, accompagné d'un programme de mesures actives à mettre en œuvre en cas de comportement anormal du stockage.

Les données de la surveillance (paramètres d'acquisition, données brutes et interprétées) sont rassemblées dans une base de données cohérente. Les modalités

³³ L'exploitant devra de plus être en mesure de comptabiliser les flux émis en vue de restituer les crédits d'émissions correspondants.

de conservation des données et leur accessibilité à l'administration et à une tierce expertise éventuelle doivent être précisées dans le plan de surveillance.

3.6. MESURES DE *MAITRISE DES RISQUES**

3.6.1. Recommandations générales

L'identification et l'évaluation des risques ainsi que la surveillance sont nécessaires mais pas suffisantes pour réduire autant que possible les risques pour l'environnement et la santé humaine : elles doivent nécessairement être accompagnées de « mesures de maîtrise du risque » visant à :

- prévenir, autant que faire se peut, les « irrégularités notables » et les phénomènes indésirables, ainsi que souligné à l'article 7 de la Directive 2009/31/CE (mesures « de prévention » ou, lorsqu'elles visent à empêcher l'atteinte d'un élément vulnérable par un phénomène, mesures « de protection ») ;
- intervenir si une telle irrégularité est détectée, comme stipulé à l'article 16 de la Directive 2009/31/CE et à l'article L. 229-38 du Code de l'Environnement, en particulier pour limiter les atteintes à la santé humaine (mesures « correctives »).

Ces mesures de maîtrise des risques consistent en tous les moyens permettant de remplir une fonction de sécurité, qu'il s'agisse de moyens techniques ou de mesures de type humain et organisationnel, conformément à la réglementation sur les installations classées, notamment la circulaire du 29 septembre 2005, auxquels s'ajoutent, dans le cas du stockage géologique de CO₂, des processus liés aux caractéristiques propres du site géologique.

Une mesure de maîtrise du risque cherche à réduire la vraisemblance du scénario de risque et/ou la gravité de ses conséquences, en influant sur l'un des quatre maillons constitutifs d'un scénario de risque :

- L'événement cause de l'irrégularité ; exemple de mesure : le choix d'une formulation de matériaux de puits plus résistante à l'altération physico-chimique à long terme.
- La *source du risque** (voir Section 3.2.1) ; par exemple, stratégie d'injection cherchant à limiter l'augmentation de pression dans le réservoir.
- Le transfert dans l'environnement (migration de CO₂, propagation de la pression...) jusqu'à un compartiment sensible ; par exemple, mise en place de bouchons de ciment présentant une étanchéité durable lors de l'abandon des puits.
- L'atteinte de l'élément vulnérable ; par exemple, ventilation en surface pour éviter l'accumulation de CO₂.

Conformément à l'état de l'art (par exemple ASN, 2008, MEDD, 2005), **la sécurité du stockage géologique de CO₂ repose sur le principe de cumul des mesures de**

maîtrise du risque, notamment pour les scénarios les plus redoutés. **Elle passe avant tout par la mise en œuvre de mesures préventives**. En premier lieu, elle se basera sur le choix d'une implantation du stockage favorable à la réalisation des fonctions de sécurité, telle que décrite à la Section 2.3. L'effort de caractérisation du complexe de stockage constitue ainsi la première mesure de prévention des défaillances. En second lieu, l'ingénierie des opérations visera à réduire les sources de risque : disposition des puits de manière à limiter la surpression et à contrôler la migration du CO₂, limitation de la teneur en substances annexes dans le flux injecté... La conception intégrera en outre une série de dispositions préventives pour contrôler les différents scénarios de risque : réalisation et bouchage des puits à l'aide de matériaux résistants aux altérations chimiques, vanne de sécurité...

Les risques de fuite concernent principalement la couverture et les puits. Pour ces deux types d'objet il convient de créer des barrières supplémentaires visant à renforcer l'étanchéité naturelle de l'un ou, pour l'autre, celle habituellement observée dans l'industrie pétrolière compte tenu des exigences particulières de sécurité d'un stockage de CO₂. S'agissant de la couverture, on peut ainsi penser à toute technologie qui créerait, par l'injection de produits inertes vis-à-vis de l'environnement, une enveloppe supplémentaire au toit du stockage. Ceci permettrait de ralentir voire empêcher la diffusion du CO₂ dans la roche de couverture et son éventuelle percée à long terme. Concernant les puits, l'injection au droit du puits, au niveau du stockage, d'un produit qui, au contact du CO₂, forme une barrière imperméable peut par exemple être envisagée.

Ces mesures préventives seront nécessairement complétées par des mesures correctives, afin de pouvoir réagir en cas d'irrégularité avérée. Toute mesure corrective (telle l'injection de saumure, le retrait partiel du CO₂, le colmatage ou la reprise de puits, etc.), si elle est proposée par l'exploitant, devra faire l'objet d'une justification précise quant à sa faisabilité opérationnelle et son coût : pour cela on pourra faire référence par exemple à l'expérience de l'exploitant, à des contrats en cours avec des entreprises spécialisées, à des études de faisabilité technique et économique, à des exemples récents sur des sites similaires.

Une mesure de maîtrise du risque est :

- Soit passive, c'est-à-dire qu'elle ne requiert pas d'action humaine ni d'énergie pour jouer son rôle. C'est en particulier le cas d'une couverture étanche.
- Soit active ; dans ce cas elle est constituée d'une chaîne complète où se relaient (De Dianous, 2008) :
 - o l'élément permettant la détection du problème, ainsi que la transmission et le traitement de l'information ;
 - o l'action concrète sur le phénomène.

Il peut s'agir par exemple d'une alarme ou mesure de surpression qui commande automatiquement une fermeture de vannes via un automate de sécurité ; ou bien de la détection d'une fuite en fond de puits au niveau du stockage ou en surface qui peut amener l'exploitant à décider de reprendre un

puits pour mieux le colmater ou de modifier son programme d'injection pour modifier l'extension du panache de CO₂.

Dans ce cas l'efficacité de la mesure est fonction de celle de chacun de ses éléments, qu'ils soient techniques ou humains.

Pour tous les phénomènes susceptibles de survenir après la phase d'exploitation, il convient de **privilégier autant que possible les mesures passives**. En revanche, durant l'exploitation, la présence de l'exploitant ainsi que l'existence d'ouvrages offrant la possibilité d'agir efficacement au niveau de l'injection et du stockage permettent d'envisager des mesures actives de maîtrise du risque.

Chaque élément constitutif d'une mesure de maîtrise du risque devra évidemment avoir un niveau de performance le plus élevé possible. La robustesse et les performances des mesures techniques seront appréciées à l'aide du retour d'expérience disponible. Notons qu'une défaillance est toujours possible : dans la plupart des cas la présence d'une mesure de maîtrise du risque ne rend pas un phénomène impossible, en revanche elle diminue sa probabilité d'occurrence. L'identification et l'évaluation des scénarios de risque doivent tenir compte des défaillances possibles des mesures de maîtrise du risque, mais également du fait que leur fonctionnement est parfois susceptible de générer d'autres scénarios de risque.

L'addition de plusieurs mesures agissant sur le même phénomène n'apporte un gain d'efficacité que si elles sont indépendantes entre elles. Il convient donc de s'assurer de la redondance des mesures cumulées. En outre, le bon fonctionnement de chaque mesure de maîtrise du risque doit être totalement indépendant par rapport au processus qu'elle est censée enrayer.

Un enjeu important de la maîtrise des risques tient au maintien dans le temps de l'efficacité des mesures adoptées : la réalisation des fonctions de sécurité doit être assurée pour toute la durée nécessaire. Il faut donc maintenir la performance des composants, aussi bien techniques que naturels. Outre les bonnes pratiques déjà connues en sécurité industrielle pendant la phase d'exploitation, ceci passe, pour le stockage géologique de CO₂ :

- par l'organisation de la surveillance et de la gestion des risques sur plusieurs dizaines d'années ;
- et par l'acquisition, au cours de cette période, d'une compréhension de l'évolution du système avec une confiance suffisante pour extrapoler le maintien des performances à des durées plus longues, et même au-delà de la période où l'on peut légitimement envisager que la société préservera la mémoire du site de stockage (de l'ordre de 300 ans, voir Section 3.1).

3.6.2. Conception des plans de maîtrise du risque

La maîtrise du risque doit être intégrée dès la conception du projet ; elle doit même être initiée dès la phase de recherche d'un site, car les caractéristiques naturelles

restent l'élément primordial pour assurer un niveau de risque faible, en particulier dans l'évolution à long terme du stockage (FS-5). L'étude de dangers à joindre au dossier de demande d'autorisation doit mentionner les dispositions permettant de maîtriser les risques, en premier lieu desquelles les mesures de prévention. De plus, le plan de mesures correctives exigé à l'article L. 229-38 du Code de l'Environnement doit expliciter les dispositions d'intervention « à mettre en œuvre en cas d'irrégularité notable ».

Ces plans de mesures de maîtrise du risque doivent impérativement être adaptés :

- Aux conditions naturelles et aux modalités d'opération spécifiques au site et au projet. L'efficacité d'une mesure ou même sa faisabilité différeront d'un site à l'autre, par exemple selon qu'un puits est accessible ou non pour réaliser une intervention, ou selon l'existence d'un aquifère de contrôle. De même, les mesures applicables dépendent du concept de stockage et ne seront pas intégralement semblables entre une injection dans un piège structural ou stratigraphique et un stockage reposant sur le piégeage hydrodynamique. C'est pourquoi le présent document n'établit pas de plan de mesures de maîtrise du risque générique.
- Aux scénarios de risque pertinents dans le contexte envisagé, étant entendu que l'identification des scénarios de risque doit être conduite pour chaque projet (voir Section 3.2.3). Les mesures de maîtrise du risque doivent ainsi répondre aux différents scénarios, et plus particulièrement à ceux jugés critiques à l'issue de la phase d'évaluation. La représentation des scénarios de risque sous forme arborescente se prête particulièrement bien au positionnement des mesures de maîtrise du risque – ou, par contraste, à l'identification des lacunes dans les plans de maîtrise des risques.

Ils vont de pair avec le plan de surveillance.

La détermination des mesures de maîtrise du risque fait nécessairement intervenir une comparaison du coût que représente leur mise en œuvre par rapport aux bénéfices qu'elle apporte. L'objectif demeurant l'atteinte d'un niveau de risque aussi faible que raisonnablement possible, les mesures de maîtrise du risque doivent paraître raisonnables d'un point de vue scientifique, technique, économique et social. Compte tenu des incertitudes inhérentes au milieu géologique et à son évolution sur les échelles de temps considérées pour le stockage géologique de CO₂, une vigilance particulière devra être adoptée pour ne pas sous-estimer le coût entraîné par la concrétisation d'un risque, et donc le bénéfice fourni par une mesure permettant de le contrôler. Au fil du projet, les révisions des plans de maîtrise du risque tiendront compte de la réduction des incertitudes par l'acquisition de connaissances nouvelles.

Ainsi que souligné plus haut, les plans de mesures de maîtrise du risque doivent également être adaptés aux échelles de temps. Pour les risques susceptibles de se produire au-delà des phases d'injection et de surveillance par l'exploitant, la sécurité ne peut se fonder que sur des mesures passives.

Tableau 4 - Quelques exemples de mesures de traitement du risque. Certaines peuvent relever de plusieurs catégories, suivant le moment où elles sont appliquées.

	Cause	Source	Transfert	Élément vulnérable
Conception du stockage (voir Section 2.3)	Choix d'un site aux propriétés adaptées Conditions opérationnelles appropriées		Caractérisation des propriétés d'étanchéité de la couverture Localisation et tracé des puits (ex. forage horizontal)	Localisation du site à distance des zones habitées.
Prévention (pour les mesures visant à empêcher l'atteinte des éléments vulnérables on parlera plutôt de protection)	Utilisation de matériaux de puits résistants aux dégradations chimiques Limitation de la teneur en impuretés Mesures organisationnelles : permis de travaux, modes opératoires...	Stratégie d'injection visant à diriger le CO ₂ loin des voies potentielles de remontée Limitation du débit d'injection afin de contrôler la pression Limitation de la teneur en impuretés	Création d'une barrière hydraulique par injection de saumure dans l'aquifère supérieur Vannes de sécurité automatiques Bouchage des puits avec des matériaux adaptés Utilisation de laitiers réactifs s'imperméabilisant au contact du CO ₂ Détection et caractérisation des failles Injection de tensio-actifs dans le flux de CO ₂ auto-colmatants en cas de fuite	Ventilation des habitations pour éviter l'accumulation de CO ₂ et/ou de substances annexes
Correction (pour les mesures sur les éléments vulnérables on parlera plutôt de restauration)		Extraction de saumure pour relâcher la pression dans le réservoir Extraction-injection de saumure pour contrôler le mouvement du CO ₂ Extraction du CO ₂ injecté	Création d'une barrière hydraulique par injection de saumure dans l'aquifère supérieur Reprise de puits Colmatage d'une zone de faille par injection de substances chimiques	Traitement des eaux affectées par du CO ₂ ou des substances annexes : pompage et dégazage, injection d'eau chaulée... Traitement des sols affectés par du CO ₂ ou des substances annexes : Soil Vapour Extraction...

Le champ des mesures préventives ou correctives est vaste, et évoluera au fil du temps avec le développement technique, par l'introduction de nouveaux dispositifs, de nouveaux matériaux ou de nouveaux modes opératoires par exemple. La conception

des plans de mesures de maîtrise du risque devront autant que possible se référer à l'état de l'art et aux meilleures techniques du moment. A titre d'illustration, le Tableau 4 présente quelques exemples de mesures envisageables pour le stockage géologique de CO₂.

3.6.3. Cas particulier de la récupération du fluide injecté

Dans tous les cas, il semble nécessaire que l'exploitant discute la faisabilité, les bénéfices et les coûts potentiels d'une récupération partielle du CO₂ injecté comme mesure ultime de maîtrise du risque. L'exploitation d'un site de stockage de CO₂ est prévue par la loi pour constituer un confinement sûr et pérenne du CO₂ dans une perspective de modération des évolutions climatiques, non pas pour être réversible. Néanmoins, le soutirage d'une partie du fluide injecté peut représenter un moyen pour réduire certains risques, en agissant à la fois sur la quantité de CO₂ (et de substances annexes) présentes et sur la pression dans le réservoir. L'intérêt majeur de la mise en œuvre de cette technique résiderait dans la réduction de pression dans la roche hôte, moteur des migrations de fluide. Cette méthode pourrait être envisagée :

- à l'issue d'une exploration accompagnée de tests d'injection, si elle ne débouche pas sur une concession de stockage et qu'il est jugé préférable de ne pas laisser en sous-sol l'intégralité du CO₂ injecté lors des tests ;
- ou pendant les phases d'exploitation et de surveillance d'un site de stockage, si une irrégularité notable devait être constatée sans qu'aucun autre moyen d'ingénierie (par exemple une production de saumure) ne parvienne à la surmonter. Dans le cas où cette irrégularité aurait déjà conduit à des impacts sur des éléments vulnérables, cette mesure viendrait alors en complément de dispositions visant la réparation des dommages engendrés.

Du fait des différentes formes de piégeage du CO₂ dans la roche hôte, à commencer par le piégeage capillaire dès le début de l'injection, il ne sera physiquement pas possible de soutirer l'intégralité du CO₂ injecté. A l'instar des opérations d'injection - soutirage de gaz naturel où une partie du gaz constitue un « coussin » non récupérable, seulement une partie du CO₂ stocké pourrait être extrait en cas de nécessité. Cette proportion de CO₂ extractible décroîtra au fil du temps ; on peut en estimer l'ordre de grandeur initial à 50%. La majorité du CO₂ restant dans le sous-sol ne serait en revanche pas sous forme libre, donc présenterait un risque moindre, et l'objectif de faire chuter la pression serait atteint.

Cette option nécessite des études théoriques soignées lors de la conception du plan de mesures correctives. Il s'agit d'abord d'envisager ses modalités de mise en œuvre technique, notamment en termes de disponibilité ou de réalisation de puits dédiés, et de rapidité d'application. L'exploitant doit ainsi montrer comment il s'assure que les moyens adéquats pourront être mis en œuvre dans un délai compatible avec la sécurité du stockage (par exemple, par des accords avec des partenaires extérieurs). Il convient ensuite que l'application de cette mesure n'engendre pas à son tour de risque supérieur à celui qu'elle tente d'enrayer : il faut pour cela en particulier prévoir le devenir du CO₂ ainsi extrait (émission atmosphérique, injection dans un autre site de

stockage plus approprié...). Enfin il faut évaluer si cette mesure présente une réelle efficacité pour gérer le risque rencontré, en estimant les réductions de quantité de fluide disponible et de pression engendrées et leurs cinétiques. Ces études considéreront différentes échéances de mise en œuvre de l'extraction, et seront mises à jour au fil du projet pour tenir compte des améliorations de la connaissance du système.

3.7. UNE DEMARCHE ITERATIVE TOUT AU LONG DU PROJET

La gestion des risques constitue un processus continu, depuis le choix du site et la conception du stockage jusqu'au transfert de responsabilité, voire au-delà sous la responsabilité de l'État. Les composantes de la maîtrise des risques décrites dans les sections précédentes doivent constituer un ensemble qui reste cohérent en permanence. Elles doivent chacune être mises à jour régulièrement. Pour se conformer aux dispositions de l'article L. 229-38 du Code de l'Environnement, la périodicité de mise à jour de l'étude de dangers et des plans qui l'accompagnent (surveillance, mesures correctives, postfermeture) doit être d'au moins tous les 5 ans.

Au début d'un projet, le niveau d'incertitude est relativement élevé – il l'est particulièrement dans le cas d'un aquifère peu documenté. Au fil de l'exploration, puis de la conduite des opérations, de nouvelles connaissances sont acquises sur le site exploité. Il est raisonnable d'espérer, en parallèle, que le retour d'expérience d'autres sites grandisse et que les connaissances ainsi que les techniques progressent, tant sur la phénoménologie des stockages, que sur leur modélisation, leur surveillance, ou la maîtrise des risques. Les mises à jour régulières visent à assimiler à la fois ces deux sources de renforcement de la sécurité d'un site. Il est attendu qu'en général, la réduction des incertitudes mène à une diminution du niveau de risque, en partant du principe d'une estimation initiale prudente.

Au cours des opérations de stockage, le programme de surveillance fournit des informations sur le comportement réel du site. Ces informations amènent à déclencher, si elles révèlent un écart par rapport aux comportements attendus, la mise en œuvre de mesures correctives. De plus, elles sont mises à profit pour améliorer l'identification et l'estimation des risques. En particulier, elles doivent être progressivement incorporées dans les modèles employés pour représenter les scénarios d'évolution du stockage : modèle statique et modèles dynamiques. La mise à jour de ces modèles doit fournir une (ou des) représentation(s) du comportement passé du stockage conforme(s) aux observations^[34]; les prévisions d'évolution future sont alors recalculées sur la base des modèles actualisés. Il est donc attendu que la confiance dans ces prévisions augmente ainsi au fil des mises à jour, puisque les observations passées fournissent des éléments de validation des modèles. Dans le cas où les observations décèleraient des écarts significatifs par rapport aux prévisions des

³⁴ Ce processus de recalibration des modèles est usuellement dénommé par l'expression anglaise *history matching*

modèles, leur origine devra être analysée et discutée en détail et les modèles repris en conséquence. Outre le déclenchement éventuel de mesures correctives, l'exploitant déterminera, en relation avec l'administration, si ces écarts révèlent des modifications substantielles dans le schéma de compréhension du stockage, qui rendraient nécessaire l'obtention d'une nouvelle autorisation pour la poursuite des opérations.

Les observations et les prévisions d'évolution mises à jour peuvent conduire à des modifications dans l'estimation de la vraisemblance ou de la gravité des scénarios d'évolution altérée. Elles sont aussi susceptibles de mettre en évidence des scénarios initialement omis ou négligés (détection de l'existence d'une zone de faille, apparition de phénomènes géochimiques non anticipés...). Il est donc nécessaire que soient répétés régulièrement, et au moins après chaque mise à jour des prévisions d'évolution, l'identification des scénarios d'évolution et l'évaluation des risques correspondants. En retour, les changements de l'analyse des risques induisent des ajustements du programme de surveillance : allègement ou renforcement de certains dispositifs, modification de l'étendue surveillée ou de la résolution spatiale ou temporelle, mise en œuvre de nouvelles techniques... De même, le plan de mesures de maîtrise des risques est adapté pour tenir compte des modifications de l'analyse des risques et du programme de surveillance.

A chaque étape, l'exploitant doit montrer que les modalités d'étude et de gestion de la sécurité sont conformes à l'état de l'art. A des fins de transparence et de traçabilité de la gestion des risques, il est recommandé que l'exploitant tienne un registre des risques. Ce registre décrit chacun des scénarios d'évolution altérée envisagé, avec :

- ses causes et conséquences possibles ;
- l'estimation de sa vraisemblance et de sa gravité ;
- l'évaluation du risque qui en résulte ;
- les paramètres clés qui le gouvernent ;
- les mesures de surveillance et de maîtrise des risques prévues pour y faire face.

Initié dès le premier examen des risques liés au projet, ce registre est mis à jour au fil du projet pour rendre compte de l'évolution au cours du temps de l'identification, de l'évaluation et du traitement des différents risques.

Ce processus itératif de gestion des risques doit aboutir à un niveau de confiance suffisant dans la démonstration que le CO₂ restera confiné en toute sécurité à long terme. Il s'agit d'une condition nécessaire pour procéder au transfert de responsabilité à l'État.

3.7.1. Transfert de responsabilité et évolution à long terme

La sécurité à long terme d'un site de stockage, en particulier à des échéances de temps où il devient difficile d'imaginer quelles seront la technicité et l'organisation des

sociétés humaines, repose sur la double certitude que les déséquilibres les plus puissants induits par le stockage sont déjà résorbés, et que, pour ceux des déséquilibres qui se maintiennent encore, les composants du complexe sont largement dimensionnés pour encaisser leurs effets – inévitables – sans aucune intervention humaine (fonction de sécurité n°5). Un tel degré de confiance, que suppose le transfert de la responsabilité du site à l'État, doit être *démontré* par l'exploitant. En outre, le maintien d'un plan de surveillance et d'un programme de mesures de maîtrise des risques doublent la sécurité passive par des dispositifs pérennes de sécurité active, soit opérationnels, soit aisément mobilisables.

Démonstration du confinement sûr à long terme

L'article R. 229-89 du Code de l'Environnement impose trois critères pour prouver la pérennité et la sécurité du stockage.

• Conformité avec les modèles

Le comportement du complexe de stockage représenté par les modèles doit être fidèle au comportement observé. Dans la mesure où les modèles sont régulièrement mis à jour, ceci implique que les modèles n'aient pas fait l'objet de modifications majeures pendant une période de temps suffisante. L'exploitant devra montrer que les prévisions d'évolution faites avec la dernière version de ses modèles ont effectivement été conformes à l'évolution observée au cours de cette période de temps, moyennant une plage d'incertitudes raisonnable. En d'autres termes, il doit être démontré que la dernière version des modèles a su représenter correctement le comportement réel du stockage (Illustration 3.7-1) :

- Non seulement de manière rétrospective : validation par rapport aux observations antérieures à la mise au point de la dernière version des modèles ;
- Mais aussi de manière prospective : validation par rapport aux observations réalisées entre la mise au point de la dernière version des modèles et le transfert de responsabilité.

Cette validation se rapporte aux phénomènes pertinents pendant les premières décennies d'évolution du stockage (voir Section 1.4.5) ; le comportement doit être évalué notamment en termes de migration du CO₂, de variation du champ de pression, d'évolutions chimiques et mécaniques. Compte tenu des échelles de temps d'un projet de stockage de CO₂, une durée de quelques années paraît appropriée pour cette validation ; une durée égale à la périodicité de la mise à jour obligatoire du plan de surveillance est suggérée. C'est en ayant constaté de manière réitérée le succès des modèles à prévoir les phénomènes physiques dominants de chaque étape que l'on pourra finalement atteindre un degré de confiance suffisant dans la prédiction qu'ils fourniront, au moment de la fermeture, d'une évolution sûre du stockage sur le long terme, en tenant compte des modifications qui pourraient survenir à long terme dans la hiérarchie des phénomènes dominants. Par exemple, la combinaison d'effets chimiques et mécaniques à long terme pourrait devenir prépondérante du point de vue de l'intégrité de la couverture au-delà de la centaine d'année.

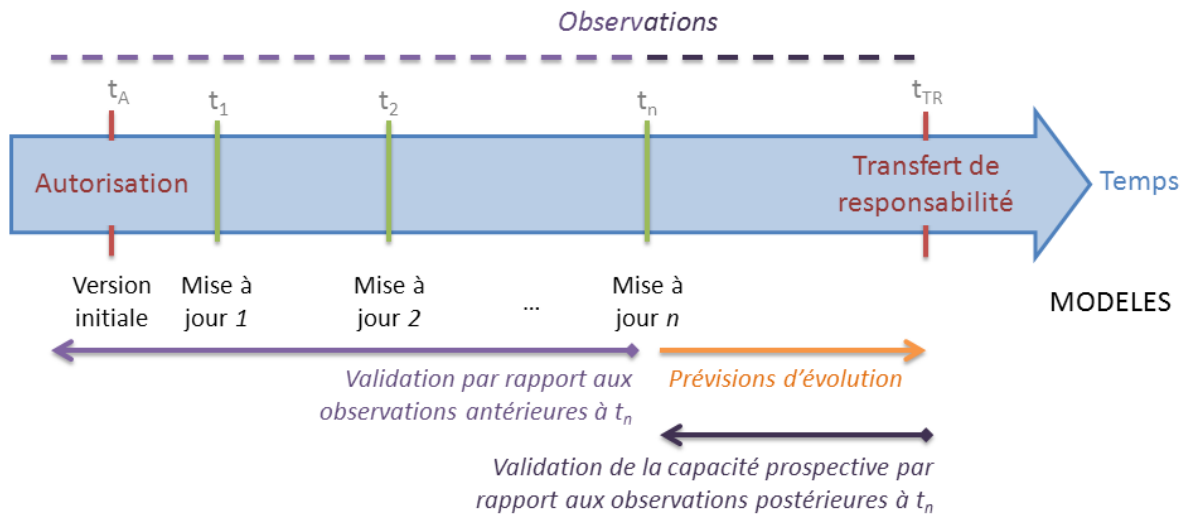


Illustration 3.7-1 : Logique de validation des capacités à la fois rétrospective (réalisée à t_n) et prospective (constatée à t_{TR}) de la dernière version des modèles (version résultant de la mise à jour n)

- **Absence de fuite détectable**

Au moment du transfert de responsabilité, aucune fuite significative hors du complexe de stockage ne doit exister. Ceci doit être justifié par l'absence de fuite détectée par les dispositifs de surveillance, compte tenu de leur sensibilité. De plus, si des fuites se sont produites au cours de l'injection ou de la période postérieure à la mise à l'arrêt du stockage, l'exploitant doit justifier que les mesures correctives mises en œuvre ont déjà fait la preuve pendant une durée suffisante (plusieurs années) de leur efficacité et qu'elles demeureront efficaces à long terme.

- **Evolution vers la stabilité à long terme**

La démonstration de l'évolution vers la stabilité à long terme repose sur l'utilisation des modèles validés conformément au premier point ci-dessus. Ces modèles doivent conclure que le CO₂ restera confiné à long terme, et qu'aucune fuite susceptible de porter atteinte aux enjeux humains ou environnementaux n'est prévisible. Les observations et les modèles doivent montrer de manière convergente, après la fermeture, que le complexe de stockage s'engage de manière très significative dans un processus de relaxation des déséquilibres générés par l'injection. A ces effets, les scénarios d'évolution normale doivent considérer toute la plage d'incertitudes raisonnable au vu de la connaissance du site acquise. L'apparition d'une évolution altérée doit être très peu probable, et les risques liés à ces scénarios doivent être jugés acceptables avec des marges de sécurité importantes ; si des mesures de prévention ou de correction ont été mises en œuvre, il est nécessaire de montrer que leur efficacité sera maintenue à long terme.

Plan de surveillance

L'exploitant fournit à l'Etat un plan de surveillance mis à jour pour assurer le suivi de l'évolution du site après le transfert de responsabilité. Ce plan doit reposer autant que possible sur des dispositifs passifs, ne nécessitant pas d'intervention de l'Etat. Il doit néanmoins comporter un volet de mesures actives que l'Etat pourrait réactiver si un dysfonctionnement venait à se produire, avec une justification de leur faisabilité et une estimation de leur coût.

L'exploitant doit démanteler toutes les installations de surveillance dont l'Etat ne fera plus usage, et sceller les puits de surveillance susceptibles de constituer un risque de fuite. Toutefois, l'intérêt de ces dispositifs de surveillance nécessite de s'interroger attentivement sur la date de leur démantèlement, et particulièrement du scellement des puits : les abandonner tôt dans la phase de surveillance revient à se priver d'informations utiles, et pourrait en fait se révéler néfaste à la gestion des risques. De même, les puits de surveillance n'atteignant pas la roche hôte, situés dans un aquifère de contrôle, pourraient constituer un moyen de détection efficace et sûr pour l'Etat, et pourraient lui être transférés sans scellement. La constitution du plan de surveillance post-transfert de responsabilité nécessite ainsi une attention marquée de l'exploitant, en concertation avec l'Etat.

Programme de mesures de maîtrise des risques

L'exploitant doit remettre à l'Etat son programme de mesures préventives et correctives mis à jour. La sécurité au-delà du transfert de responsabilité repose sur les mesures de prévention déjà mises en place par l'exploitant et doit pouvoir être assurée en n'employant que des mesures passives. Néanmoins, l'exploitant laissera apparentes dans son programme les éventuelles mesures actives qu'il avait anticipées pour la phase où la surveillance relevait de sa responsabilité, afin que l'Etat puisse réactiver un programme de maîtrise actives des risques si un dysfonctionnement venait à se produire. Comme pour la phase de responsabilité de l'exploitant, la faisabilité de ces mesures actives sera discutée et leur coût estimé.

3.8. EXIGENCES MINIMALES ENVERS LES SCENARIOS DE RISQUES ESSENTIELS

Parmi les différents scénarios d'évolution altérée envisagés conformément à la Section 3.2.3, certains appellent une attention particulière dans le cadre de ce guide, soit parce que leur apparition paraît *a priori* plus vraisemblable que d'autres, soit parce qu'ils sont susceptibles de générer des événements de forte intensité, soit enfin parce qu'ils font l'objet d'interrogations fréquentes.

3.8.1. Défaillance de la tête de puits conduisant à une éruption

Une rupture ou défaillance de la tête des puits peut survenir suite à des interventions mal contrôlées, des accidents (incendie, ...), voire des actes de malveillance. Il est nécessaire d'adopter des dispositifs et des procédures opérationnelles pour réduire au

minimum la probabilité de ces scénarios. Les expériences de la récupération assistée d'hydrocarbures à l'aide de CO₂ et de l'exploitation de gisements naturels peuvent être mises à profit.

Une analyse de l'intensité potentielle d'une éruption de puits et de la gravité de ses effets devra être conduite. Celle-ci pourra faire appel à une modélisation de dispersion atmosphérique déterminant les distances autour des puits où les teneurs en CO₂ ou en substances annexes susceptibles de se trouver dans le flux éruptif dépassent les seuils réglementaires d'exposition humaine. Ces calculs devront tenir compte des caractéristiques :

- du stockage et du puits : pression, profondeur, composition du fluide, diamètre du puits...
- de son environnement : topographie, conditions météorologiques (des hypothèses forfaitaires usuelles en la matière pourront éventuellement être employées), vulnérabilité (présence humaine ou d'espaces naturels protégés).

L'état de l'art actuel en matière de dispersion atmosphérique révèle toutefois certaines difficultés pour correctement représenter ce phénomène d'éruption de puits de CO₂, liées notamment :

- à la compréhension et la représentation du terme source, notamment la phase sous laquelle se produit le rejet ;
- au comportement de « gaz lourd » du CO₂ ;
- à la prise en compte du comportement des gaz annexes.

L'expérience du stockage de gaz naturel montre qu'une vanne automatique de subsurface à sécurité positive^[35] constitue une mesure performante pour maîtriser le risque d'éruption ; tous les puits d'exploitation de stockage de gaz naturel en France en sont équipés. Dans le cas où elle ne pourrait être mise en œuvre (utilisation d'anciens puits, par exemple) l'exploitant doit apporter la preuve que les moyens qu'il mettra en œuvre apporteront une sécurité équivalente à celle fournie par une telle vanne.

Outre les mesures de prévention d'une éruption de puits, l'exploitant devra définir des moyens d'intervention pour faire face à ce risque, y compris par le biais de contrats d'assistance si ses moyens propres ne suffisent pas à couvrir toutes les situations. Il est important que les responsabilités soient bien définies pour que ce programme puisse être mis en œuvre rapidement le moment venu. Ces dispositions doivent également être accompagnées d'un plan de communication envers le public.

³⁵ C'est-à-dire qu'elle se ferme en cas de défaillance, y compris en l'absence d'alimentation en énergie.

3.8.2. Fuite par la cimentation d'un puits

Les puits sont fréquemment considérés comme les points faibles des stockages de CO₂, les voies de fuite les plus probables se situant aux interfaces entre la roche et le ciment ou le ciment et l'acier. L'expérience du stockage de gaz naturel confirme la possibilité que se produisent des fuites au niveau de la cimentation extérieure des puits, voire par l'intérieur du puits. Ce scénario doit donc faire l'objet d'un programme attentif de mesures de prévention, de surveillance et de correction.

Puits créés pour les opérations de stockage

La prévention repose d'abord sur la conception des puits. Les puits au contact du CO₂ seront cuvelés et cimentés avec des matériaux (métaux et ciment) présentant les meilleures caractéristiques de tenue dans le temps. En particulier, la formulation des ciments visera à présenter un retrait limité lors du séchage et une résistance importante aux agressions chimiques en milieu souterrain. La réalisation des forages et des opérations de cimentation doit mettre en œuvre les meilleures techniques disponibles (voir notamment le Titre Forage du Règlement Général des Industries Extractives et les normes API). Il paraît préférable de cimenter l'extérieur du puits jusqu'en surface ; un choix contraire devra être justifié par l'exploitant. Dans tous les cas, la cimentation débordera de plusieurs dizaines de mètres au-delà des limites supérieures et inférieures des aquifères à protéger ou des points présumés faibles de la géologie (ex : rencontre d'une faille). Dans le cas d'un puits constitué de plusieurs tubages imbriqués, deux tubages successifs se recouvriront sur une épaisseur importante, avec une cimentation de plusieurs dizaines de mètres entre ces deux tubes.

Une attention particulière doit donc être portée à l'architecture du puits, et notamment au nombre et à la longueur des tubes métalliques concentriques placés dans le puits. Plusieurs options sont envisageables. L'une d'entre elles consiste à placer dans le puits un tube intérieur qui délimite avec le dernier tubage cimenté un espace annulaire, fermé au fond par une garniture d'étanchéité et rempli d'eau dont on surveille la pression en tête de puits. Une fuite traversant le tube intérieur serait ainsi canalisée dans l'espace annulaire en eau et immédiatement détectée en tête de puits. Cette option, dite parfois du « chemisage à l'eau », est utilisée systématiquement en France pour les quelques centaines de puits des stockages souterrains de gaz naturel. Ce type d'architecture paraît également adopté aux Etats-Unis pour les puits d'injection de CO₂ (dits « de classe VI »), et s'accompagner d'un essai en pression annuel pour tester l'étanchéité de l'espace annulaire (US EPA, 2011 a). Dans le cas du stockage de gaz naturel, où les variations de pression de gaz sont importantes et fréquentes, elle présente l'avantage complémentaire de réduire sensiblement les sollicitations thermiques et mécaniques qui s'appliquent sur le tubage cimenté. Une autre option consiste à descendre deux tubages cimentés jusqu'à la couverture du stockage. Elle est pratiquée dans plusieurs états américains pour les stockages d'hydrocarbures gazeux, liquides ou supercritiques. Elle semble bien adaptée au cas du stockage en cavités réalisées dans une formation saline.

La première option (« chemisage à l'eau ») bénéficie depuis une cinquantaine d'années en France d'un très bon retour d'expérience. Elle présente en revanche l'inconvénient de réduire les débits dans le puits.

L'option du double tubage comporte vraisemblablement plusieurs inconvénients. Notamment, la cimentation de ces tubages contribuera à doubler le nombre d'interfaces ciment-métal. Or c'est précisément à ces interfaces que se produit généralement la perte d'étanchéité des puits, du fait de la corrosion du métal sous l'action du CO₂ en solution, de la perte d'adhésion du ciment et de la rugosité ainsi créée à cette interface. Par ailleurs, ce double tubage rendra problématiques les mesures en fond de puits et pourrait empêcher l'opérateur du stockage de pouvoir réagir suffisamment rapidement en cas de fuite.

Ces techniques d'architecture de puits, éprouvées dans des contextes proches, n'ont pas été validées par l'expérience dans le cas du stockage d'un fluide réactif comme le CO₂. Il appartient donc à l'exploitant d'examiner si, dans les conditions concrètes du stockage envisagé, elles peuvent présenter des inconvénients, compte tenu notamment :

- de la nature du gaz stocké et de ses impuretés ;
- de la profondeur du forage ;
- des limites de résistance mécanique de la roche ;
- des scénarios de fuite envisagés ;
- de l'ensemble du système de surveillance que l'exploitant envisage de mettre en place, par exemple de la facilité de mise en œuvre et d'interprétation de diagraphies dans les puits en cours d'exploitation.

Dans tous les cas, les choix en matière de qualité des matériaux utilisés, de techniques de cimentation et d'architecture du puits (nombre et longueurs des tubes, hauteurs de cimentation...) doivent être justifiés, avec l'objectif de montrer que le stockage envisagé présente, compte tenu des spécificités du gaz injecté et de la nature particulière des risques, un haut niveau de sécurité. Ce niveau devrait être au moins équivalent à celui adopté pour le stockage saisonnier de gaz naturel, étant souligné que le stockage de CO₂ fait face à la nécessité du maintien de l'intégrité à long terme.

Le bouchage des différents puits avant leur abandon constitue un point critique pour l'étanchéité durable du stockage. Au stade du bouchage, comme pour la réalisation du forage, la formulation des ciments sera adaptée à une tenue à long terme ; des adjuvants pourront être ajoutés, par exemple pour former un ciment réactif qui s'étanchéfie au contact du CO₂. Les programmes de bouchage des différents puits se conformeront à l'état de l'art, en accordant une attention particulière à la localisation, la hauteur des bouchons cimentés et leurs conditions de mise en œuvre. Par exemple, la cimentation débordera de plusieurs dizaines de mètres au-delà des limites supérieures et inférieures des aquifères à protéger ou des points présumés faibles de la géologie. Ces programmes seront documentés et transmis à l'administration.

Lors de la construction des puits, la qualité de la mise en place de la cimentation doit être contrôlée par un programme de diagraphies ; la répétition régulière de ces diagraphies visant à contrôler l'intégrité mécanique du puits tout au long de la surveillance du site par l'exploitant paraît souhaitable, si elle est faisable techniquement. La présence d'un aquifère de contrôle renforce le potentiel de surveillance des fuites par la cimentation des puits.

Une fois constatée et localisée, une défaillance au niveau d'un puits peut faire l'objet de nombreux types d'intervention suivant l'état de l'art, comme l'injection de boue sous pression (esquiche), la recimentation ou la reprise de puits. L'existence d'un aquifère intermédiaire entre le complexe de stockage et les aquifères sensibles peut éventuellement permettre d'intercepter le fluide fuyant avant qu'il n'ait des effets sur des éléments vulnérables. Dans tous les cas, un programme correctif doit être conçu et régulièrement mis à jour pour maîtriser ce risque, même s'il nécessite des adaptations pour faire face aux caractéristiques de la fuite, une fois celle-ci avérée. L'applicabilité de ce programme doit être vérifiée, en termes de faisabilité technique, de disponibilité des moyens, et de rapidité de mise en œuvre.

Puits externes au stockage

L'exploitant cherchera à identifier de la manière la plus exhaustive possible tous les puits profonds préexistants dans l'emprise du complexe de stockage ; nous préconisons que cette recherche soit également élargie à une zone périphérique représentative d'une marge de sécurité. Chacun des puits atteignant la roche hôte fera l'objet d'une campagne de caractérisation spécifique, visant à déterminer son état et les éventuelles mesures à prendre pour que ce dernier soit compatible avec la sécurité du stockage. Cette phase de diagnostic peut conduire jusqu'au reconditionnement des puits. Le comportement de chacun de ces puits sera ensuite étudié, en conditions normales et en situations altérées. Un programme de surveillance et un plan de gestion spécifiques à chacun de ces puits seront développés en conséquence. Une démarche semblable sera conduite pour tout autre puits représentant un risque particulier.

3.8.3. Atteinte d'un puits ou d'une faille non détectés

L'atteinte par le CO₂ d'un puits ancien, non répertorié dans les bases de données existantes, ne peut être exclue. De même, si la caractérisation géologique et géophysique permet certes d'identifier les failles de la zone d'étude, sa résolution peut être insuffisante, et on ne peut éliminer totalement le risque que le CO₂ parvienne à une faille perméable non incorporée dans le modèle géologique.

Il est difficile de tirer des conclusions en supposant l'inconnu. La minimisation de ce risque passe avant tout par la caractérisation : l'exploitant cherchera à obtenir une résolution raisonnablement fine. Il convient de plus d'évaluer quelles pourraient être les conséquences de ces scénarios, même si ce n'est que de façon générique à l'aide d'hypothèses forfaitaires et raisonnablement majorantes, issues le cas échéant de la littérature. Un plan d'intervention sommaire devra être prévu au cas où ce scénario

surviendrait, bien qu'il soit difficile de concevoir une réponse adaptée à une situation au départ inconnue. Ce plan distinguera la phase d'exploitation, la phase de surveillance sous responsabilité de l'exploitant, la phase de responsabilité de l'Etat

Le cas d'un forage ultérieur venant intercepter le panache de CO₂, lorsque la mémoire du site de stockage aura été perdue, se rapproche du scénario de puits abandonné. Dans ce cas de figure, on peut penser que le foreur disposera des compétences techniques pour faire face au risque de rencontrer du CO₂ (situation finalement commune en matière d'exploration du sous-sol). Néanmoins, il convient, dans un dossier de demande d'autorisation de stockage de CO₂, d'estimer quelles pourraient être les conséquences d'une telle éventualité, en termes de quantité de CO₂ échappé et de conséquences potentielles pour les travailleurs. Ici aussi, l'étude pourra rester à un niveau générique ; elle pourra également s'appuyer sur l'analyse faite pour le risque d'éruption de puits.

3.8.4. Vulnérabilité à un séisme

Il convient de privilégier la stabilité du site de stockage : du point de vue tectonique, une localisation dans un secteur de faible sismicité sera préférée. Dans tous les cas, la stabilité et l'intégrité du site de stockage devra être démontrée : il convient d'étudier les effets d'un séisme naturel (qui ne serait pas induit par l'activité de stockage) sur :

- la tenue des puits au contact du CO₂ libre ;
- le comportement des failles traversant le complexe de stockage ;
- les installations de surface, pendant la phase opérationnelle.

L'analyse doit tenir compte de l'importance de l'aléa sismique local. Pour ce faire, on se rapportera à la nouvelle réglementation relative à la prévention du risque sismique, cohérente avec les normes Eurocode 8 : décret 2010-1254 du 22 octobre 2010 relatif à la prévention du risque sismique, décret 2010-1255 du 22 octobre 2010 portant délimitation des zones de sismicité du territoire français, et les arrêtés qui les complètent. Les installations de stockage géologique de CO₂, étant soumises à autorisation avec servitude, relèvent de la réglementation parasismique relative « à certaines installations classées » (ou installations « à risque spécial » au sens de l'ancienne réglementation). L'exploitant peut ainsi retenir, de manière forfaitaire, le *spectre de réponse** réglementaire pour ce type d'installations correspondant à la localisation du site de stockage comme mouvement de référence. Il le multipliera par un coefficient d'importance représentatif de périodes de retour cohérentes avec les échelles de temps en jeu pour le stockage géologique de CO₂ en question. Le coefficient d'importance applicable aux installations classées nouvellement créées est de 2,2 et correspond à une période de retour de 5000 ans. Ce coefficient s'appliquera aux installations de surface pour le stockage de CO₂. Pour l'étude à long terme des effets sur le stockage géologique, nous recommandons d'adopter une marge de sécurité supplémentaire. Par exemple, un coefficient de 2,75 pourra être adopté (ce qui correspond à une période de retour d'environ 10000 ans).

Le calcul doit également tenir compte du fait que les mouvements sismiques en profondeur sont plus faibles qu'à la surface, du fait de l'absence des effets de surface libre. Au vu de l'état de l'art (Douglas, 2006 ; voir Annexe 3), nous suggérons de retenir, de manière conservatrice, un facteur deux d'atténuation entre l'accélération maximale en surface et l'accélération maximale en profondeur.

A défaut de cette approche forfaitaire, l'exploitant pourra utiliser un spectre de réponse spécifique, dont il justifiera l'établissement et le caractère majorant au vu de la sismicité historique et instrumentale du secteur étudié.

En fonction du résultat des calculs d'intégrité mécanique des composants du stockage, les implications en termes de confinement des fluides seront examinées. Les conséquences de fuites éventuelles seront analysées, en se rapportant éventuellement aux études effectuées pour d'autres scénarios : éruption de puits, fuite à travers une cimentation dégradée, à travers une faille...

3.8.5. Réactivation de faille

Si des failles sont présentes dans le complexe de stockage, leur stabilité mécanique en réponse à l'injection de CO₂ doit être étudiée. Une évaluation quantitative doit tenir compte de l'augmentation de pression, ainsi que des effets thermiques si le CO₂ est injecté à une température différente de celle de l'encaissant. Elle doit nécessairement être menée au vu des caractéristiques mécaniques du site, en particulier de l'état initial des contraintes. Ces paramètres sont fréquemment assez mal connus ; les calculs doivent considérer une plage d'incertitude suffisante, ou privilégier des hypothèses pessimistes. Une analyse de sensibilité peut s'avérer utile pour considérer différentes valeurs de facteurs comme le coefficient des terres au repos (état initial des contraintes), la cohésion ou le coefficient de frottement de la faille (si l'on utilise le critère de Coulomb pour estimer la réactivation des failles).

Il n'existe pas de mesures permettant de corriger la réactivation d'une faille ; éventuellement des mesures pourraient être prises pour limiter ses conséquences en termes de fuite de CO₂, mais il ne peut y avoir correction de la déstabilisation mécanique, dont les conséquences peuvent, de plus, être difficiles à apprécier *a priori*. La maîtrise de ce risque passe donc par sa prévention ; dans cet objectif, le choix d'implantation d'un stockage géologique de CO₂ évitera les zones où le risque de réactivation des failles est important, et l'exploitant adoptera des marges de sécurité suffisantes par rapport au seuil de réactivation.

3.8.6. Dégradation de la couverture

La réactivité de la couverture en présence d'eau acidifiée constitue une interrogation importante. L'altération chimique de la roche peut en dégrader les propriétés d'étanchéité ; la propagation progressive d'une fracture dans la couverture sous les effets combinés chimiques et mécaniques pourrait créer une voie de fuite problématique.

Le comportement chimique de la couverture au contact du CO₂ dissous doit faire l'objet d'études sur le long terme à l'aide de simulations de transport réactif. Ces études s'appuieront nécessairement sur un travail de caractérisation des propriétés géochimiques de la roche. Dans le cas d'une couverture suffisamment perméable pour permettre un mouvement significatif de saumure en son sein, ces études s'interrogeront sur la possibilité de présence de CO₂ dissous dans la saumure pénétrant la couverture et les effets chimiques subséquents.

La prise en compte des couplages entre chimie et mécanique au niveau des fractures relève actuellement de thèmes de recherche.

La surveillance de ces phénomènes passe par la détection des mouvements de CO₂ qui en résulteraient (par le biais des méthodes géophysiques ou des mesures dans un aquifère de contrôle), plus que par l'observation directe d'une détérioration de la couverture.

L'exploitant exposera dans quelle mesure la conception des opérations tient compte de ce risque, au vu des caractéristiques de la couverture (épaisseur, réactivité, état de fracturation). Si ce scénario de dégradation de la couverture s'avère pertinent, il devra prévoir des mesures correctives. La littérature scientifique fait ainsi état de quelques développements de méthodes visant à colmater des zones déficientes dans la couverture. Les conditions technico-économiques de l'applicabilité des mesures retenues devront être présentées.

3.8.7. Déplacements de saumure

Le stockage géologique de CO₂ est susceptible d'engendrer des surpressions significatives sur des distances importantes. Cette augmentation de pression peut perturber l'écoulement des nappes. Elle pourrait aussi générer des déplacements de la saumure présente à grande distance du puits d'injection vers des zones moins salines, induisant des augmentations locales de salinité. Il importe de vérifier que de tels déplacements de saumure n'engendrent pas d'atteintes envers certaines ressources, principalement les ressources en eau potable. Sur la base des évolutions de pression, ces déplacements devraient être étudiés à la fois dans l'*unité hydraulique** et dans les aquifères sus-jacents, si l'augmentation de pression s'y ressent.

Notons que les modèles utilisés pour analyser ces phénomènes peuvent être différents de ceux employés pour représenter le comportement du CO₂. En effet, on s'intéresse dans le cas de ce phénomène aux zones où il n'y a pas de CO₂ présent ; de ce fait il n'est pas nécessaire de simuler les écoulements multiphasiques, et des formules ou codes de calcul utilisés plus classiquement en hydrogéologie peuvent apporter les réponses. Evidemment, l'utilisation d'un modèle unique paraît préférable ; mais elle n'est pas forcément adaptée à l'étude de problèmes d'échelles spatiales différentes, et peut être irréaliste au vu des capacités actuelles de calcul. Dans le cas où différents modèles sont utilisés pour correspondre à différentes échelles, il est bien évidemment nécessaire que ces modèles soient cohérents entre eux.

La surveillance de ce risque passe en premier lieu par une surveillance de la piézométrie des nappes. Les zones vulnérables à des migrations de saumure seront les zones où la ressource en eau est exploitée ; ces zones feront donc en général déjà l'objet d'un suivi piézométrique régulier. L'exploitant pourra donc s'appuyer d'abord sur ce réseau existant pour surveiller d'éventuelles migrations de saumure. En revanche, la difficulté viendra de la capacité à identifier les effets du stockage de CO₂ par rapport à d'autres effets naturels ou anthropiques.

Dans le cas où un tel risque serait significatif, un programme de mesures correctives pourra porter sur la pression dans le réservoir, afin d'atténuer le moteur des migrations. La faisabilité, le coût, l'efficacité et la cinétique de mise en œuvre des mesures seront caractérisés.

4. Comment assurer la sécurité d'un stockage de CO₂ aux différentes étapes ?

Le Tableau 5 décline les principes de gestion des risques liés au stockage géologique de CO₂, décrits dans les chapitres précédents, au fil de ses différentes étapes, telles que présentées à la Section 1.5. Ce tableau rend compte du caractère continu et itératif de la gestion des risques, mis en avant à la Section 3.7. Pour chaque étape, le tableau indique :

- Son objectif ;
- Les études ou travaux à conduire en vue d'assurer la sécurité du site, ainsi que les méthodes impliquées ;
- Les données que ces études ou travaux doivent prendre en compte ou permettre d'appréhender ;
- Les résultats majeurs attendus à l'issue de cette étape.

Il est entendu qu'à **chaque étape, il est nécessaire de mettre à jour les données acquises et études réalisées aux étapes précédentes**, si des éléments nouveaux le justifient.

Le Tableau 5 reflète ainsi les activités opérationnelles à chaque étape pour mener à un site de stockage sûr. Il ne fait délibérément pas le lien entre ces activités et les jalons administratifs ou les dossiers réglementaires exigibles, qui sont représentés à l'illustration 1.5-1, Section 1.5. Il ne précise pas non plus dans quel type de documents réglementaire les éléments ou activités décrits doivent être inclus (étude d'impacts, étude de dangers, etc.).

La gestion des risques relevant d'une démarche éminemment liée aux conditions spécifiques au site, ce tableau doit être considéré comme un résumé schématique des chapitres précédents, à adapter et compléter en fonction de chaque projet. Pour plus de détails, nous renvoyons le lecteur vers des références plus approfondies comme :

- DNV (2009) ;
- Commission Européenne (2011 a, b, c) ;
- Chadwick *et al.* (2008) ;
- IEA GHG (2009) ;
- Kaldi & Gibson-Poole (2008) ;
- World Resources Institute (2008) ;

- US EPA (2008, 2011 b) ;
- NETL (2010 b et c, 2011) ;
- Whittaker *et al.* (2004).

Tableau 5 – Déclinaison des activités liées à la sécurité aux différentes étapes d'un stockage géologique de CO₂

Etape	Objectif	Etudes et travaux à réaliser	Données recherchées	Résultats attendus
Synthèse régionale	<i>Identifier des secteurs propices à un stockage géologique de CO₂ dans une région d'étude</i>	<p>Modèles géologiques à l'échelle du bassin sédimentaire et à l'échelle régionale, à partir de données existantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cartes et synthèses géologiques • Données de forages • Profils sismiques • Stratigraphie séquentielle <p>Système d'Information Géographique</p>	<p>Géologie :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Stratigraphie • Schéma structural • Estimation de la perméabilité et de la porosité des aquifères • Géométrie générale des aquifères, aquitards et aquicludes • Hydrogéologie • Sismicité <p>Géographie :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Occupation des sols • Ressources en eau, en particulier souterraines • Autres ressources du sous-sol • Zones de protection environnementale • Insertion du site dans la chaîne CSC 	<ul style="list-style-type: none"> • Compréhension hydrogéologique à l'échelle régionale • Compréhension des systèmes de confinement à l'échelle régionale • Estimation préliminaire des capacités de stockage et incertitudes associées • Liste de secteurs potentiels d'implantation de stockage de CO₂

Etape	Objectif	Etudes et travaux à réaliser	Données recherchées	Résultats attendus
<p>Exploration</p>	<p><i>Identifier et caractériser un complexe apte à stocker le CO₂ en toute sécurité</i></p>	<p>Synthèse exhaustive des données existantes sur le permis d'exploration</p> <p>Acquisition de données (selon type de projet) :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mesures géophysiques (sismique) • Forages de reconnaissance et carottage • Mesures en forage, diagraphies • Tests d'injection <p>Conception et modélisation du stockage :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Modèle géologique renseigné en propriétés à l'échelle locale • Modèle hydrogéologique • Conception des travaux et de l'injection • Analyse de risques utilisant une méthode structurée, distinguant évolutions normales et altérées • Simulations dynamiques d'évolution <ul style="list-style-type: none"> ○ Migration du CO₂ (3D) ○ Pression dans la formation de stockage (3D) ○ Evolutions géochimiques des fluides et de la roche hôte ○ Réponse mécanique des roches et des failles ○ Pression dans les formations sous- et sus-jacentes ○ Scénarios d'évolution altérée pertinents 	<p>Composition et propriétés du flux de CO₂ capté</p> <p>Caractéristiques de la formation hôte :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Etendue et géométrie • Porosité, perméabilités • Pression, température, salinité et chimie des fluides en place • Minéralogie <p>Caractéristiques de la couverture :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Etendue et géométrie • Perméabilité, pression d'entrée, coefficient de diffusion • Minéralogie • Etat de fracturation <p>Régime des contraintes</p> <p>Propriétés mécaniques de la formation hôte et de la couverture</p> <p>Sismicité régionale</p> <p>Localisation et état des puits existants</p> <p>Localisation et propriétés des failles</p> <p>Identification des conflits d'usage du sous-sol potentiels</p> <p>Identification et caractéristiques moyennes des éléments vulnérables dans le sous-sol (notamment aquifères d'eau potable) et en surface</p> <p>Retour d'expérience sur d'autres sites</p>	<p>Délimitation du complexe de stockage</p> <p>Evaluation du complexe en termes de :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Capacité • Injectivité • Sécurité : évaluation du confinement et des risques (vraisemblance et gravité), tenant compte des incertitudes <p>Conception des plans de gestion des risques :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Surveillance • Mesures de maîtrise des risques

Etape	Objectif	Etudes et travaux à réaliser	Données recherchées	Résultats attendus
Aménagement	<i>Réaliser les équipements nécessaires à un stockage de CO₂ en toute sécurité</i>	<p>Lignes de base du plan de surveillance :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mesures géophysiques • Mesures physico-chimiques en puits • Mesures géochimiques et biogéochimiques (eaux, gaz des sols et en surface) • Diagraphies • Mesures aéroportées et satellitaires • Caractérisation de l'état écologique aux alentours du stockage (faune et flore) <p>Contrôle de la qualité de réalisation des puits et équipements</p>	<p>Liste à compléter conformément au programme de surveillance :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pression dans la formation hôte • Pression, température, composition des eaux d'un éventuel aquifère de contrôle • État des tubages et cimentations des puits • Flux et teneurs de CO₂ en surface • Caractéristiques des éléments vulnérables 	<p>Caractérisation des niveaux de référence et de la variabilité dans le temps et l'espace des paramètres de surveillance</p> <p>Conformité des puits et équipements avec les conditions d'une exploitation sûre</p>

Etape	Objectif	Etudes et travaux à réaliser	Données recherchées	Résultats attendus
<p>Exploitation : stockage</p>	<p><i>Injecter le CO₂ au débit souhaité et assurer le comportement sûr du stockage</i></p>	<p>Surveillance :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mesures géophysiques • Mesures physico-chimiques en puits • Mesures géochimiques et biogéochimiques (eaux, gaz des sols et en surface) • Diagraphies • Mesures aéroportées et satellitaires • État écologique aux alentours du stockage (faune et flore) <p>Mise à jour des modèles :</p> <ul style="list-style-type: none"> • statique • dynamiques <p>Mise à jour de l'analyse des risques (vraisemblance et gravité) et des plans de surveillance et de maîtrise des risques</p> <p>Signalement de tout incident, mise en place éventuelle de mesures correctives et surveillance de leur efficacité</p>	<p>Liste à compléter conformément au programme de surveillance :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Composition, pression et température du flux de CO₂ • Localisation du panache de CO₂ • Pression dans la roche hôte et son unité hydraulique • Sismicité induite • État des tubages et cimentations des puits • Pression, température, composition des eaux d'un éventuel aquifère de contrôle • Flux et teneurs de CO₂ en surface • Caractéristiques des éléments vulnérables <p>Propriétés détaillées de la formation hôte, rendant compte des hétérogénéités :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Porosité, perméabilités <p>Propriétés mécaniques de la pile stratigraphique</p> <p>Retour d'expérience sur d'autres sites</p>	<p>Modèles conformes aux observations : réduction des incertitudes</p> <p>Confirmation régulière du niveau acceptable des risques actuels et futurs et mise à jour des plans de surveillance et de maîtrise des risques</p> <p>Alimentation du retour d'expérience mondial sur le stockage du CO₂</p>

Etape	Objectif	Etudes et travaux à réaliser	Données recherchées	Résultats attendus
<p>Période de surveillance, après mise à l'arrêt définitif, sous la responsabilité de l'exploitant</p>	<p><i>Vérifier le comportement durablement sûr du stockage</i></p>	<p>Surveillance :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mesures géophysiques • Mesures physico-chimiques en puits • Mesures géochimiques et biogéochimiques (eaux, gaz des sols et en surface) • Diagraphies • Mesures aéroportées et satellitaires • État écologique aux alentours du stockage (faune et flore) <p>Mise à jour des modèles :</p> <ul style="list-style-type: none"> • statique • dynamiques <p>Mise à jour de l'analyse des risques (vraisemblance et gravité) et des plans de surveillance et de maîtrise des risques</p> <p>Signalement de tout incident, mise en place éventuelle de mesures correctives et surveillance de leur efficacité</p>	<p>Liste à compléter conformément au programme de surveillance :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Localisation du panache de CO₂ • Pression dans la roche hôte et son unité hydraulique • Sismicité induite • Qualité du bouchage des puits, état de leurs tubages et cimentations • Pression, température, composition des eaux d'un éventuel aquifère de contrôle • Flux et teneurs de CO₂ en surface • Caractéristiques des éléments vulnérables <p>Propriétés détaillées de la formation hôte, rendant compte des hétérogénéités :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Porosité, perméabilités <p>Propriétés mécaniques de la pile stratigraphique</p> <p>Retour d'expérience sur d'autres sites</p>	<p>Modèles dynamiques ayant validé leurs capacités prédictives</p> <p>Absence de fuite détectable</p> <p>Démonstration de l'évolution vers une situation de stabilité à long terme</p> <p>Alimentation du retour d'expérience mondial sur le stockage du CO₂</p>
<p>Période postérieure au transfert de responsabilité à l'Etat</p>	<p><i>Confiner le CO₂ de façon permanente, en toute sécurité pour l'environnement</i></p>	<p>Si nécessaire :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Réactivation de la surveillance active • Mise en place de mesures correctives 	<p>Données de surveillance passive, par exemple :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Détection de CO₂ en surface, stations micrométéo • Sismicité induite • Piézométrie des aquifères exploités pour l'eau potable 	<p>Maintien de la sécurité à long terme du site</p>

5. Bilan - Recommandations

5.1. POINTS-CLES DE LA REUSSITE D'UN STOCKAGE

La sécurité d'un stockage géologique de CO₂ fait appel à un processus itératif de *gestion des risques** tout au long de la vie d'un stockage, du choix initial du *site** jusqu'au transfert de responsabilité à l'Etat. Ce processus repasse successivement par les mêmes étapes : acquisition de données, évaluation du risque, prévention, *surveillance**, et si besoin ajustement ou correction. Il repose sur le cumul des mesures de *maîtrise des risques** : barrières physiques, mesures de prévention et mesures de correction. Il a pour but de faire la preuve de la sécurité du stockage pendant la phase opérationnelle, mais aussi de montrer que le site évolue vers une situation de stabilité à long terme, et que sa sécurité est assurée de manière passive au-delà d'une période ne pouvant excéder 300 ans.

5.1.1. Conception initiale

Le choix de l'implantation d'un site de stockage est déterminant pour la sécurité. Il s'agit avant tout de choisir un *réservoir** et une *couverture** associés, aptes à recevoir et confiner le CO₂ à long terme. La roche *hôte** et la couverture doivent faire l'objet d'une caractérisation attentive de leurs propriétés géométriques, lithologiques, pétrophysiques, hydrologiques, chimiques et mécaniques, afin de pouvoir étudier leur réponse à l'injection de CO₂. La présence de *failles** et l'état de fracturation de la couverture doivent être examinés. L'environnement souterrain et en surface du stockage doivent également être caractérisés. Les interférences possibles avec d'autres usages du sous-sol ne doivent pas porter atteinte à leur sécurité respective. Les principaux critères de choix d'implantation d'un stockage sont résumés à la Section 5.2.1.

La connaissance des propriétés des *formations** géologiques doit conduire à une conception appropriée des puits et des opérations d'injection, en termes notamment de surpression admissible, de mouvement du CO₂ et de réactivité minérale (voir Sections 5.2.2, 5.2.3 et 5.2.4). Dès la conception initiale du stockage, il faudra dégager une vision claire du système et des mécanismes sur lesquels reposera le confinement du CO₂ et des substances annexes injectés, c'est-à-dire :

- bien délimiter une portion du sous-sol qui constitue, avec les ouvrages, le complexe de stockage ;
- évaluer les différents modes de piégeage, et leur efficacité respective au cours du temps.

5.1.2. Maîtrise technique : modélisation, surveillance et mesures de maîtrise des risques

Au-delà des dispositions prises pour le choix et la conception du site, la maîtrise de la sécurité se traduit par l'application d'un ensemble de mesures fondées sur une *analyse de risques** exhaustive. Cinq *fonctions de sécurité** sont définies :

- FS-1 : Assurer le confinement, dans une partie spécifiée du sous-sol, du fluide injecté ;
- FS-2 : Prévenir un relâchement, massif ou diffus, de gaz à la surface du sol ou en proche surface susceptible d'affecter la santé des travailleurs et du public ;
- FS-3 : Prévenir un déplacement de fluides ou de substances dissoutes susceptible d'effets indésirables sur l'écosystème ou les ressources, notamment en eau potable ;
- FS-4 : Limiter les perturbations d'ordre mécanique, hydraulique et chimique apportées aux formations géologiques à l'échelle régionale ;
- FS-5 : Favoriser l'évolution vers une situation de stabilité à long terme.

L'opérateur doit s'y référer pour démontrer, notamment à l'administration lors de rendez-vous réguliers (Illustration 1.5-1, p. 28), comment les risques sont maîtrisés sur le site de stockage considéré.

L'analyse de risques consiste à distinguer et évaluer des scénarios d'évolution normale ou altérée. Elle se nourrit du *retour d'expérience** existant dans le monde (à commencer par l'expérience propre à l'exploitant) et est mise à jour régulièrement. L'évaluation des risques repose sur l'élaboration de modèles :

- statique, pour représenter la géologie et les propriétés du complexe de stockage ;
- dynamiques, pour simuler les différentes évolutions potentielles.

En évolution normale, le CO₂ doit être parfaitement confiné à long terme et aucun *impact** significatif ne doit être attendu. Cette démonstration doit être assortie de marges de sécurité confortables. L'étude des scénarios d'évolution altérée cherche à en estimer la *vraisemblance** et la *gravité**, en tenant compte des incertitudes existantes. Cette estimation peut, selon le volume et la nature des données disponibles, être quantitative ou qualitative, tout en étant rendue la plus objective possible. Les résultats de l'évaluation des risques sont transcrits dans un registre des risques, mis à jour régulièrement. L'analyse des risques conduit à définir de manière cohérente un plan de surveillance et un plan de mesures préventives et correctives.

La conduite des opérations doit assurer que le niveau de sécurité obtenu est conforme aux dispositions de conception. L'emploi des meilleures techniques disponibles est exigé pour parvenir à la meilleure performance.

Le plan de surveillance doit nécessairement combiner plusieurs méthodes pour :

- Suivre le comportement dans le réservoir ;
- Vérifier le comportement mécanique du complexe et l'intégrité des puits ;
- Détecter les *fuites** ;
- Identifier les émissions de CO₂ et des substances associées au niveau des *éléments vulnérables** et leurs impacts.

Le plan de maîtrise du risque doit privilégier autant que possible les mesures préventives, et donner la priorité aux mesures passives, notamment pour les phénomènes susceptibles de survenir après la phase d'exploitation. Toute mesure corrective prévue doit faire l'objet d'une argumentation de faisabilité technique et économique. Indépendante du phénomène à enrayer, une mesure de maîtrise du risque doit présenter des niveaux de performance et de robustesse les plus élevés possibles, qui devront être maintenus durant la durée jugée nécessaire, et qui pourront être appréciés à l'aide du retour d'expérience disponible.

5.1.3. Transparence et suivi: le dialogue entre l'exploitant et l'administration

Le maintien du CO₂ à long terme dans le milieu géologique, impliquant le transfert de responsabilité à l'Etat, impose un dialogue régulier entre l'exploitant et l'administration. La réglementation prévoit des comptes rendus et des inspections de routine annuels, une mise à jour tous les cinq ans du dossier d'évaluation et de gestion de la sécurité, ainsi qu'une information immédiate en cas d'incident, accident ou irrégularité du comportement du stockage. Les exploitants sont encouragés à aller au-delà de ces strictes exigences réglementaires pour adopter une politique de communication fréquente sur les aspects techniques et opérationnels de leur projet. La commission de suivi de site, créée dès l'ouverture de travaux d'essais d'injection, constitue l'organe privilégié de dialogue avec l'administration, mais aussi la société civile. L'exploitant y fera part des bilans de ses opérations mais aussi des développements de l'état de l'art au niveau international, et recueillera les réactions et interrogations de ses interlocuteurs.

L'attention des exploitants est attirée en particulier sur la détermination des seuils de risque admissibles : dans les cas où la réglementation ou l'état de l'art ne définissent pas la limite du niveau de risque acceptable, il est recommandé que les seuils vis-à-vis desquels ils doivent évaluer le résultat des calculs de risque fassent l'objet d'une concertation entre les parties prenantes.

De plus, il apparaît indispensable que chaque projet de captage et stockage géologique de CO₂ alimente le retour d'expérience mondial sur cette technologie. Pour cette technologie émergente, et compte tenu de l'urgence requise par les évolutions climatiques, le partage d'informations permettra de constituer des références et de renforcer les bonnes pratiques. La communication des exploitants devra donc favoriser

une mise en commun des expériences, notamment en termes d'incidents rencontrés (voire d'accidents) et d'efficacité des mesures de traitement du risque, et des résultats obtenus. Une structuration de ce partage d'expérience devrait être mise en place au niveau européen, voire international.

5.2. PRINCIPALES DISPOSITIONS TECHNIQUES A ENVISAGER POUR GARANTIR LA SECURITE ET LA PERENNITE DU STOCKAGE

5.2.1. Implantation du stockage

L'exploitant basera son choix sur les critères principaux suivants :

- La *formation** hôte :
 - o ne contient pas de ressource exploitable en eau dans le périmètre du stockage ;
 - o est située à une profondeur telle que le CO₂ injecté est dense (en général, plus de 750 m de profondeur) ;
 - o présente une épaisseur importante (plusieurs dizaines de mètres) ;
 - o offre une *perméabilité** et une *porosité** satisfaisantes (à titre de valeurs indicatives : porosité supérieure à 10 %, perméabilité d'au moins quelques dizaines de millidarcys – soit quelques 10⁻¹⁴ m²) ;
- La couverture :
 - o est continue latéralement sur toute l'étendue de la roche-hôte ;
 - o présente une épaisseur importante (plusieurs dizaines de mètres) ;
 - o est caractérisée par une faible perméabilité (typiquement inférieure au microdarcy, 10⁻¹⁸ m²) et une capacité de *scellement capillaire** suffisante ;
 - o est initialement faiblement fracturée ;
- il n'existe pas de ressource souterraine exceptionnelle.

La couverture doit faire l'objet d'une caractérisation soignée, en particulier concernant ses propriétés mécaniques et pétrophysiques. La continuité à l'échelle du complexe de stockage des propriétés mesurées localement doit faire l'objet d'une argumentation soignée.

Dans la mesure du possible, l'exploitant privilégiera une implantation raisonnablement éloignée des zones vulnérables : villes et espaces naturels protégés. Une topographie fortement vallonnée constitue également un facteur défavorable.

5.2.2. Qualité du flux de CO₂ injecté

L'exploitant cherchera à minimiser, dans des conditions économiques acceptables, la teneur en substances annexes dans le flux de CO₂ :

- substances présentant des effets toxiques pour l'homme et l'environnement, même à faible concentration (ex. H₂S) ;
- ou substances susceptibles d'induire des réactions chimiques importantes au contact de la couverture, de la roche-hôte, des matériaux des composants de transport et d'injection (aciers et ciments des puits).

Il visera en général des taux de substances annexes ne dépassant pas 5%.

Les impacts des substances annexes injectées avec le CO₂, mais aussi des substances éventuellement mobilisées dans le milieu géologique, seront examinés avec les effets du CO₂ lui-même au cours de l'étude des scénarios de fuite.

5.2.3. Pression maximale

La pression maximale dans la formation réservoir doit être choisie en tenant compte notamment de l'épaisseur et des caractéristiques hydrauliques et mécaniques de la couverture. Elle doit garantir, avec des marges de sécurité confortables, que la pression à la base de la couverture :

- reste inférieure à la pression capillaire d'entrée du CO₂ dans la couverture ;
- ne génère pas de variations de contraintes dans la couverture susceptibles d'approcher son critère de rupture.

Cette démonstration fait appel à une étude géomécanique spécifique des conditions de rupture de la couverture, en traction ou en cisaillement.

Si le réservoir hôte est inséré dans une *unité hydraulique** « fermée », des surpressions notables seront susceptibles de se propager en dehors du complexe. Dans ce cas, on accordera une grande importance à la dynamique de relaxation des pressions après l'arrêt de l'injection. Sauf conditions géologiques très particulières, et anticipées, il faudra que la relaxation des pressions soit très nettement engagée durant la période de fermeture du stockage, avec un bon accord entre modélisation et observations, faute de quoi le transfert à l'administration ne sera pas envisageable.

5.2.4. Puits

Le choix :

- de l'implantation et de l'éventuelle déviation ;
- de l'architecture ;

- de la qualité des matériaux ;
- des techniques de la cimentation ;

pour la construction et le bouchage des puits dédiés au stockage géologique de CO₂ cherche à obtenir un haut niveau de sécurité, au moins équivalent à celui observé dans l'exploitation et le stockage d'hydrocarbures. La réalisation des puits se conformera à l'état de l'art. Il est recommandé que les puits susceptibles d'éruption soient équipés d'une vanne automatique de subsurface à sécurité positive, ou tout autre dispositif présentant une sécurité équivalente.

Les puits existants et atteignant la formation réservoir, dans l'emprise du complexe de stockage et dans une zone périphérique représentative d'une marge de sécurité, feront tous l'objet d'un diagnostic individuel et d'un plan de gestion spécifique, pouvant aller jusqu'à leur *reconditionnement**.

5.2.5. Dispositifs de surveillance

Le plan de surveillance poursuit plusieurs objectifs, notamment la comparaison des comportements réel et simulé du CO₂ dans le site de stockage, la détection des irrégularités et des fuites ainsi que de leurs impacts. De ce fait, il combine nécessairement plusieurs méthodes. Les conditions de mise en œuvre et la performance des dispositifs de surveillance seront justifiées, en termes de sensibilité de détection, résolution spatiale et temporelle. L'état initial du site de stockage et de son environnement sera soigneusement caractérisé par l'acquisition de *lignes de base**, s'étendant sur une durée suffisante préalablement au début des opérations, sur l'emprise du complexe de stockage et dans une zone périphérique représentative d'une marge de sécurité.

L'un des rôles majeurs du programme de surveillance consiste en la détection précoce de fuites. A cet effet, la présence d'un *aquifère de contrôle** au-dessus du complexe de stockage est recommandée.

Il est conseillé d'inclure, sans que la liste ne soit exhaustive, dans le plan de surveillance :

- Le suivi continu de tout ce qui concerne l'injection : pression, débit, température, composition du flux injecté ;
- Le suivi de la pression :
 - o dans le réservoir ;
 - o au sein de *l'unité hydraulique**, dans le périmètre où une perturbation de la pression est anticipée, dans la mesure où les données sont accessibles.
 - o dans l'éventuel aquifère de contrôle ;

- dans les aquifères d'eau potable situés à l'aplomb du complexe de stockage.
- Le suivi de l'extension (latérale et verticale) du *panache** par une (ou plusieurs) méthode(s) géophysique ;
- Le suivi continu de la sismicité induite ;
- Le contrôle de l'*intégrité** des puits d'injection et d'observation, par le suivi de la pression annulaire et des programmes de *diagraphies** ;
- Le suivi de la qualité des eaux et de la teneur en CO₂ dans les aquifères vulnérables ainsi que dans l'éventuel aquifère de contrôle ;
- Le suivi régulier en surface (respectivement au niveau des fonds marins), en conditions normales, des flux et teneurs atmosphériques (respectivement teneurs dans l'eau) en CO₂, gaz traceurs, et substances annexes, en particulier en tête des puits d'injection (et de production d'eau), à l'aplomb des installations d'injection, au niveau des zones identifiées comme des voies potentielles de transfert des fluides (failles par exemple). Un suivi particulier devra être mis en place à proximité des zones vulnérables à des fuites (zones habitées ou écologiquement sensibles) ;
- Un suivi périodique de la faune et la flore autour du site de stockage, par l'intermédiaire de quelques espèces choisies comme indicateurs.

5.2.6. Phénomènes particuliers à considérer

Parmi les études à conduire pour analyser les différents *scénarios de risque**, il est en particulier nécessaire d'examiner :

- Le comportement chimique et mécanique de la couverture et le maintien de son *intégrité** ;
- La tenue mécanique et chimique des puits à long terme ;
- Le comportement des failles présentes dans le voisinage du site d'injection en réponse à l'augmentation de pression, en tenant compte d'éventuels effets thermiques ;
- La tenue mécanique des puits et de la couverture en réponse à un séisme, à partir d'un *spectre de réponse** correspondant à la sismicité naturelle de la zone où se situe le stockage et aux échelles de temps où subsistera une *phase** CO₂ ;
- La propagation de pression dans l'unité hydraulique et les conséquences qu'elle peut engendrer, même à grande distance de l'injection : déplacement de *saumure** vers des zones vulnérables, perturbation des écoulements...

5.3. FERMETURE ET TRANSFERT DE RESPONSABILITE

Le processus itératif de gestion des risques doit aboutir à un niveau de confiance suffisant dans la démonstration que le CO₂ restera confiné en toute sécurité à long terme. Il s'agit d'une condition nécessaire pour procéder au transfert de responsabilité à l'État. Après la fermeture, ce processus se focalise sur la démonstration que :

- les modèles sont capables de prévoir avec une bonne adéquation les phénomènes dominants ;
- aucune fuite détectable ne se produit ;
- les déséquilibres se résorbent et le site évolue vers la stabilité.

Après l'arrêt des injections, la surveillance se poursuit sous la responsabilité de l'exploitant ; le dispositif de surveillance est progressivement réduit de façon à ne garder que les mesures nécessaires à la démonstration des trois critères ci-dessus. Les installations sont démantelées et les puits scellés, tout en veillant à ne pas fermer trop tôt les *puits d'observation**. Pendant cette période, le programme de mesures de maîtrise des risques conserve un volet actif prévu pour faire face à toute éventualité.

Le transfert de responsabilité à l'Etat ne peut se produire que lorsque, à l'issue d'une période d'observation suffisante (vraisemblablement quelques dizaines d'années³⁶), les trois critères ci-dessus sont démontrés. Les modèles doivent en particulier conclure qu'aucune fuite susceptible de porter atteinte aux éléments vulnérables n'est à prévoir à l'avenir. Il s'agit ainsi de montrer que la sécurité du site ne dépend plus d'une intervention humaine : elle est assurée de manière passive.

Au moment du transfert de responsabilité, l'exploitant transmet à l'Etat un plan de surveillance. Celui-ci doit reposer autant que possible sur des mesures passives. Néanmoins, il doit comporter un volet de mesures actives que l'Etat pourrait mettre en œuvre si besoin, accompagné de leur faisabilité technique et économique. De même, le plan de maîtrise des risques repose sur les mesures passives déjà mises en place. Mais l'exploitant laisse apparentes les mesures actives qu'il avait prévues lors de la phase sous sa responsabilité, avec une discussion de leur faisabilité technique et économique, afin que l'Etat puisse les réactiver en cas de dysfonctionnement.

³⁶ L'article L. 229-47 du Code de l'Environnement prévoit une période minimale de surveillance de 30 ans entre l'arrêt définitif et la décision d'approbation du transfert de responsabilité. Cet article prévoit également que si les conditions fixées par ailleurs sont remplies et si une période minimale de 10 ans s'est écoulée depuis l'arrêt définitif du site, cette période peut être réduite par les ministres chargés des mines et des installations classées.

6. Glossaire

Adsorption

Rétention d'une substance gazeuse ou dissoute à la surface d'un solide. Exemple : cations métalliques sur des oxy-hydroxydes ou des argiles.

Équivalent en anglais : *adsorption*.

Aléatoire

Un événement est dit aléatoire si ses conditions exactes d'apparition ne peuvent être connues : en particulier on ne peut prévoir à quel instant précis il se produira (l'inverse serait un événement déterministe). On peut cependant en prédire l'occurrence de manière statistique, par exemple : le dé tombe sur le 6 en moyenne 1 fois sur 6, une crue centennale a une *fréquence** d'apparition moyenne d'une fois tous les 100 ans.

Équivalent en anglais : *random*

Analyse de risques

L'expression « analyse de risques » désigne à la fois, en français :

- le processus d'identification, d'estimation et d'évaluation des risques (Équivalent en anglais : *risk assessment*).
- dans un sens plus restrictif, la phase d'estimation du risque, c'est-à-dire le processus mis en œuvre pour comprendre et déterminer la nature et le niveau d'un risque (Équivalent en anglais : *risk analysis*).

Anisotropie

Les propriétés de la roche ne sont généralement pas les mêmes dans toutes les directions : pour des roches sédimentaires, la perméabilité, le coefficient de diffusion, sont en général plus importants dans le sens de la stratification. C'est ce qu'on appelle l'anisotropie du milieu.

Équivalent en anglais : *anisotropy*.

Aquiclude

Roche imperméable : typiquement, *perméabilité** inférieure à 10 nD (10^{-20} m^2) (conductivité hydraulique $< 10^{-13} \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$).

Équivalent en anglais : *aquiclude*.

Aquifère

Roche perméable, en général sédimentaire : perméabilité typiquement supérieure à quelques mD (10^{-15} m^2), en conditions de stockage (conductivité hydraulique supérieure à $1 \cdot 10^{-8} \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$).

Pour le stockage de CO₂ en aquifère, on recherchera des formations sédimentaires présentant les valeurs les plus élevées possibles de *porosité** et de *perméabilité**.

Équivalent en anglais : *aquifer*.

Aquifère fermé

Formation aquifère dont toutes les limites sont hydrauliquement fermées ou très peu perméables (typiquement : des aquicludes au-dessus et au-dessous, des failles imperméables ou des structures salifères latéralement). Selon la taille de la formation et celle du stockage que l'on souhaiterait y constituer, de très fortes surpressions peuvent se développer dans un aquifère fermé, qui d'une part nécessiteraient un schéma d'exploitation adapté (puits d'injection plus nombreux, voire puits de production d'eau), d'autre part conduiraient à des temps très longs (centaines d'années) pour la relaxation de la pression, après la fin de l'injection.

Équivalents en anglais : *closed aquifer, closed-system aquifer, aquifer with closed boundary conditions*.

Aquifère ouvert

Formation aquifère dont certaines limites laissent circuler les fluides (typiquement : un aquitard au-dessus ; présence d'une zone de recharge et / ou d'un exutoire, latéralement). L'ouverture de la formation contribue fortement, pour les gros stockages, à maintenir des niveaux modérés de surpression, mais au prix d'une migration de saumures sur les limites les plus perméables.

Équivalents en anglais : *open aquifer, open-system aquifer, aquifer with open boundary conditions*.

Aquifère de contrôle

Formation aquifère située dans le *recouvrement sédimentaire** du stockage, à l'extérieur du *complexe** et structuralement au-dessus de lui, permettant de détecter, au plus près possible du complexe de stockage et par un puits dédié, des variations de pression occasionnées par une fuite de CO₂. En France, la surveillance des stockages de gaz naturel en formations géologiques poreuses donne une place de choix à l'aquifère de contrôle.

Équivalent en anglais : *overlying monitoring aquifer*.

Aquifère (salin) profond

Roche perméable, en général sédimentaire, contenant de l'eau trop salée pour être exploitée^[37], et située à une profondeur suffisante pour que la densité du CO₂ injecté soit élevée (de l'ordre de 0,6 – atteinte entre 800 et 900 m de profondeur si le gradient géothermique est proche de 25°C·km⁻¹). Typiquement, la perméabilité est supérieure à quelques mD (10⁻¹⁵ m²) (conductivité hydraulique > 1·10⁻⁸ m·s⁻¹), et peut atteindre quelques D (10⁻¹² m²) dans les cas très favorables (e.g., aquifère d'Utsira à Sleipner).

Équivalent en anglais : *deep (saline) aquifer* ou *deep (saline) formation*.

Aquitard

Roche peu perméable : typiquement, *perméabilité** entre quelques dizaines de nD et quelques mD (10⁻²⁰ à 10⁻¹⁵ m²) (conductivité hydraulique entre 1·10⁻⁸ et 1·10⁻¹³ m·s⁻¹).

Équivalent en anglais : *aquitard*.

Asphaltènes

Molécules organiques de grande taille et de poids moléculaire élevé, typiquement quelques milliers de g·mol⁻¹. Le squelette hydrocarboné (C/H de 1 à 1,2 molaire) est composé en bonne part de noyaux aromatiques groupés. Des "hétéroatomes" (S, O, N, métaux...) sont présents à hauteur de quelques %. La *récupération assistée** du pétrole par injection de CO₂ (CO₂-EOR) a montré des cas d'évolution des hydrocarbures avec précipitation d'asphaltènes, celle-ci pouvant survenir dans le réservoir, mais aussi dans les équipements d'un puits de production. Les dépôts formés sont susceptibles, entre autres effets adverses, d'altérer la perméabilité du réservoir, et de porter atteinte à l'intégrité des vannes de sécurité situées dans les puits.

Équivalents en anglais : *asphaltenes, tar*.

Capacité de stockage

La capacité de stockage offerte par le sous-sol pour confiner durablement et de manière sûre d'importantes quantités de CO₂ est un paramètre qu'il convient d'estimer préalablement à tout projet concernant le stockage de CO₂. La question est abordée à des échelles très différentes, depuis celle du bassin sédimentaire tout entier lorsque l'État cherche à évaluer les ressources de son territoire vis-à-vis de la technologie, jusqu'à celle d'un secteur bien défini (quelques centaines de km²), ou même d'un site déjà identifié, lorsqu'un opérateur cherche à optimiser un projet précis de stockage. En

³⁷ Aux États-Unis, la limite inférieure de salinité est fixée à 10 g.L⁻¹.

fonction de l'échelle et des objectifs, des méthodes distinctes sont utilisées, assorties d'incertitudes très différentes sur les résultats. À mesure que l'évaluation se focalise sur une zone bien délimitée, où des données sont disponibles, des critères plus complets peuvent entrer en ligne de compte, y compris des critères environnementaux et économiques.

Des méthodologies ont été développées pour l'évaluation des capacités à différentes échelles, notamment par le CSLF et le NETL (e.g., Bachu *et al.*, 2007 ; NETL, 2010 b) : voir Section 2.2.1.

Équivalent en anglais : *storage capacity*.

Captage et stockage du CO₂ (CSC)

Technologie industrielle visant, pour l'essentiel³⁸, à récupérer le CO₂ émis par des sources anthropiques à gros débit – typiquement, une centrale thermique à charbon – et à l'injecter dans une formation géologique capable de le maintenir confiné assez longtemps pour contribuer, sans impact pour l'homme ou l'environnement, aux efforts de modération du changement climatique. Le captage, le transport et le stockage représentent trois segments bien distincts de la technologie CSC, qui peuvent être traités de manière indépendante sur le plan technique, mais pas sur le plan économique.

Équivalent en anglais : *carbon capture and storage (CCS)*.

Cible

Voir *enjeu*.

Équivalent en anglais : *Target, receptor*.

Colonne d'injection / de production

Colonne d'acier utilisée pour l'équipement d'un puits injecteur / producteur et servant à acheminer les fluides injectés ou exploités.

Équivalent en anglais : *tubing*.

³⁸ Le terme « captage et stockage du CO₂ » est aussi utilisé dans un sens plus large, qui n'implique pas nécessairement des sources de débit élevé, ni des réservoirs géologiques (e.g., minéralisation *ex situ*). Toutefois ces applications demeurent aujourd'hui très marginales.

Compartiment sensible

Milieu dans la géosphère ou la biosphère où sont localisés des *éléments vulnérables** susceptibles d'être affectés par un scénario de risque. Un scénario de risque se conclut ainsi par l'apparition d'un phénomène impactant dans un compartiment sensible (par exemple, à l'air libre), où il peut impacter un ou plusieurs types d'éléments vulnérables (par exemple, l'homme, la faune, la flore...).

Équivalent proposé en anglais : *sensitive medium*.

Complétion d'un puits

Équipements internes du puits en vue de son utilisation (à l'exception des tubages) (RGIE, 2000).

Équivalent en anglais : *well completion*.

Complexe de stockage

La Directive européenne 2009/31/CE introduit la notion de complexe de stockage pour désigner « le site de stockage et le domaine géologique environnant qui est susceptible d'influer sur l'intégrité et la sécurité globales du stockage, c'est-à-dire les formations de confinement secondaires ». Le complexe est donc le système de confinement ultime du CO₂ stocké (et accessoirement des substances co-injectées) dans un scénario d'évolution normale. Il comprend des terrains et des structures géologiques d'une part, des éléments ouvrés d'autre part. C'est par rapport au complexe de stockage qu'est définie la notion de *fuite**, essentielle tant sur le plan de la sécurité que sur celui de la comptabilisation des quantités stockées.

Une réflexion approfondie sur le complexe de stockage, et sur les périmètres miniers associés, a été menée au cours de l'élaboration du présent Guide : voir Section 2.1.5 et Annexe 1.

Équivalent en anglais : *storage complex*.

Conditionnement d'un puits

Ensemble des opérations qui permettent de mettre un puits en production (Journal Officiel du 22 septembre 2000) : installation d'un dernier cuvelage, cimentation, pose de vannes de tête au sommet du cuvelage...

Équivalent en anglais : *completion*

Confinement

Comportement des roches, dispositifs techniques et mesures opératoires concourant à limiter de manière pérenne la migration du CO₂ et des substances co-injectées à une partie bien délimitée du sous-sol.

Équivalent en anglais : *containment*.

Conséquence

Effet d'un événement affectant les objectifs - Une conséquence peut être certaine ou incertaine et peut avoir des effets positifs ou négatifs sur l'atteinte des objectifs. Les conséquences peuvent être exprimées de façon qualitative ou quantitative. (Norme FD ISO Guide 73, Décembre 2009)

Équivalent en anglais : *consequence*.

Continuité hydraulique

En hydrogéologie, existence de connexions hydrauliques fortes entre des masses d'eau distinctes (aquifères, unités hydrographiques de surface, voire ouvrages).

Équivalent en anglais : *hydraulic continuity*.

Couverture

Roche très peu perméable capable d'assurer l'étanchéité à très long terme du stockage. Qualités techniques attendues d'une couverture : voir Section 2.3.1.

Équivalent en anglais : *caprock*.

Déplacement capillaire (pression de)

Dans un milieu poreux initialement imprégné d'eau, l'intrusion de CO₂ (fluide "non mouillant") n'est possible que si un certain seuil de pression est atteint, appelé *seuil de déplacement capillaire*.

La pression de déplacement capillaire est une propriété essentielle de la couverture. Diverses méthodes expérimentales existent pour la déterminer. Elles sont plus ou moins fidèles aux conditions du stockage (température, pression, état des contraintes, distribution des fluides à l'état initial, situation de drainage).

Équivalent en anglais : *threshold capillary pressure*.

Diagraphie

S'emploie pour toute mesure physico-chimique réalisée le long d'un puits à l'aide d'un outil mobile (ou sonde diagraphique) suspendu au bout d'un câble qui sert à en assurer l'alimentation électrique et envoyer et remonter des informations. Par extension, les diagraphies sont la représentation graphique côte à côte de la variation de plusieurs paramètres physiques en fonction de la profondeur.

Équivalents en anglais : *wireline logging* ou *logging*.

Discordance

Contact d'une formation sédimentaire sur un substratum plissé et / ou basculé. Sans précision, le terme s'entend à l'échelle régionale plutôt que locale.

Équivalent en anglais : *unconformity*.

Dissolution

Passage des constituants d'une phase, fluide ou minérale, dans une phase fluide (eau salée, hydrocarbures...). On parle de dissolution dans la saumure de la formation-hôte, aussi bien pour le CO₂ que pour une substance co-injectée, ou encore pour un minéral (sous l'effet de l'acidification produite par la dissolution de CO₂).

Dans des conditions données de température et de pression, le maximum de la dissolution est une caractéristique thermodynamique du système considéré (voir *solubilité**). La dissolution du CO₂ au sein des phases fluides déjà présentes dans le réservoir est un phénomène physique dont le déroulement est assez lent, fonction de l'étendue des interfaces qui se développent entre tous les fluides se partageant le milieu poreux (selon l'hétérogénéité du milieu, les propriétés d'écoulement, les conditions d'injection...).

Équivalent en anglais : *dissolution*

Effet (sur un élément vulnérable)

Un scénario de risque se conclut par l'atteinte d'un *élément vulnérable**. Les « effets » désignent le résultat de cette atteinte (par exemple la destruction de plantes due à la concentration élevée de CO₂ dans le sol). La détermination d'un niveau de risque implique d'évaluer la *gravité** des effets du scénario ainsi que sa *vraisemblance**. Voir *consequence**.

Équivalent en anglais : *effect, consequence*.

Élément vulnérable / Enjeu

Éléments tels que les personnes, les biens ou les différentes composantes de l'environnement susceptibles, du fait de l'exposition au danger, de subir, en certaines circonstances, des dommages.

Équivalent en anglais : *asset*.

Ensellement critique

Point structural le plus bas dans un réservoir, où le CO₂ injecté pourrait fuir hors de la structure de stockage.

Équivalent en anglais : *spill point*.

Évaluation des risques

Processus de comparaison des résultats de l'analyse du risque par rapport à des critères de référence afin de déterminer si le risque et/ou son importance sont acceptables ou tolérables.

Équivalent en anglais : *risk evaluation*.

Événement

Occurrence ou changement d'un ensemble particulier de circonstances (Norme FD ISO Guide 73, Décembre 2009)

Équivalent en anglais : *event*.

Exposition

Degré auquel un organisme et/ou une partie prenante sont soumis à un événement (Norme FD ISO Guide 73, Décembre 2009).

Équivalent en anglais : *exposure*.

Faille

Zone de rupture dans une roche le long de laquelle un déplacement s'est produit.

Équivalent en anglais : *fault*.

Fermeture

Dans une configuration géologique de piège structural, hauteur entre le point le moins enfoui du réservoir et *l'ensellement critique** de la structure. La valeur de la fermeture permet d'apprécier le caractère plus ou moins marqué du piège.

Équivalent en anglais : *closure*.

Fonction de sécurité

Action assignée à un stockage géologique de CO₂ pour remplir les objectifs de protection de la santé humaine et de l'environnement, pendant toutes les phases de vie du stockage. Une fonction de sécurité est en général réalisée par l'action conjointe de plusieurs éléments : composants et mesures de maîtrise du risque. La sécurité d'ensemble est assurée par l'exécution de fonctions de sécurité complémentaires.

Équivalent en anglais : *safety function*

Formation

Au sens réglementaire, le terme « formation » désigne « *une division lithostratigraphique au sein de laquelle s'observent des couches de roche distinctes pouvant faire l'objet d'une cartographie* » (Directive européenne 200/31/CE ; Code de l'Environnement, L. 229-34). La réflexion menée pour rédiger ce Guide a conduit à préconiser un sens spécifique pour l'acception réglementaire du mot formation, soit : **l'ensemble des terrains susceptibles de se trouver directement au contact du CO₂ injecté**. Voir discussion dans l'Annexe 1.

Au sens sédimentaire ou géologique usuel, le terme « formation » désigne un ensemble de dépôts sédimentaires dont l'âge est bien caractérisé et la nature lithologique relativement homogène. On parlera d'une « formation réservoir », d'une « formation de couverture », etc. L'entité géologique ainsi désignée a souvent une extension considérable, à l'échelle régionale ou même du bassin (e.g., les Sables Verts de l'Albien, dans le bassin de Paris).

Équivalent en anglais : *formation*.

Fracture

Rupture dans une roche, le long de laquelle aucun mouvement significatif ne s'est produit (GIEC, 2005)

Équivalent en anglais : *fracture*.

Fréquence

Nombre d'événements ou d'effets par unité de temps donnée – La fréquence peut s'appliquer à des événements passés ou des potentiels événements futurs, où elle peut être utilisée comme mesure de la vraisemblance / probabilité (Norme FD ISO Guide 73, Décembre 2009). Il est important de distinguer probabilité (chiffre sans dimension) et fréquence d'occurrence, qui dépend de la durée d'observation (ex: 1 an).

Équivalent en anglais : *frequency*.

Fuite

Mouvement de CO₂ (ou de substances co-injectées) hors du *complexe** de stockage.

Équivalent en anglais : *leakage*.

Gestion des risques

Processus mis en œuvre pour garantir ou améliorer la sécurité d'une installation et de son fonctionnement. D'après la norme ISO 31000:2009, la gestion des risques (ou management des risques) implique :

- d'établir le contexte des opérations ;
- d'identifier, estimer et évaluer les risques ;
- de définir des mesures afin de réduire les risques ;
- de mettre en place une surveillance afin de détecter et contrôler l'apparition des risques ;
- de communiquer les risques envers les parties prenantes.

Équivalent en anglais : *risk management*.

Gisement d'hydrocarbures exploité

Gisement dont les hydrocarbures ont été exploités, ou sont en fin d'exploitation.

Équivalent en anglais : *depleted hydrocarbon (oil / gas) field*.

Gravité

La gravité (d'un effet) résulte de la combinaison en un point de l'espace de l'intensité des effets d'un phénomène et de la vulnérabilité des enjeux potentiellement exposés.

Équivalent en anglais : *severity*.

Hôte (roche, formation)

Formation rocheuse recevant une substance étrangère (équivalent de *réservoir**).

Équivalent en anglais : *host (rock, formation)*.

Hydrostatique (pression)

Pression déterminée par le poids d'une colonne d'eau comprise entre la surface et la profondeur du milieu poreux considéré.

Équivalent en anglais : *hydrostatic (pressure)*.

Impact

Effet d'une action, d'un aménagement, d'une exploitation de matière première, ..., sur un milieu naturel, des organismes, un écosystème, des paysages, ...

Équivalent en anglais : *impact*.

Injectivité

L'injectivité qualifie l'efficacité d'un réservoir poreux à recevoir un flux de CO₂. Elle peut être évaluée par un « indice », qui dépend de manière complexe de propriétés du milieu et de paramètres spécifiques à l'injection. Les phénomènes impliqués sont variés (hystérésis des perméabilités relatives eau / CO₂, mobilisation de particules fines, déformations mécaniques, réactions géochimiques, etc.), et susceptibles d'évoluer à mesure que l'injection se déroule. Des opérations d'ingénierie très spécifiques peuvent être requises pour restaurer une injectivité dégradée.

Équivalent en anglais : *injectivity*.

Intégrité

L'intégrité d'un composant du stockage rend compte du maintien de propriétés physico-chimiques compatibles avec la réalisation de son rôle, notamment vis-à-vis du *confinement** et de la sécurité. On parlera ainsi d'intégrité de la couverture ou d'un bouchon de ciment ; d'*intégrité mécanique* pour désigner que le composant n'a pas subi de fracturation ou d'*intégrité hydraulique* pour dire que l'évolution de ses propriétés ne remet pas en cause sa capacité à s'opposer à un écoulement de fluide.

Équivalent en anglais : *integrity*.

Intensité

Ampleur d'un phénomène physique ou chimique de nature à produire un effet (sur un enjeu* ou élément vulnérable* : santé humaine, écosystème, etc.) : il peut s'agir par exemple d'une concentration en substance polluante, ou bien d'un flux thermique (pour les effets sur les personnes en surface).

Équivalents en anglais : *intensity, magnitude*.

Ligne de base

En matière de surveillance, le terme de « ligne de base » désigne l'acquisition préalable au début des opérations de mesures qui seront ensuite répétées pendant et après les opérations. Cette ligne de base a pour but de caractériser l'état initial du site (ou « état zéro ») avant toute perturbation induite par les opérations envisagées. Ainsi, la comparaison entre les mesures ultérieures et la ligne de base doit permettre de détecter toute modification générée par les opérations. L'acquisition de la ligne de base peut nécessiter plusieurs mesures sur une période longue pour caractériser la variabilité naturelle du paramètre mesuré (par exemple, le flux naturel de CO₂ en surface issu de l'activité biologique varie *a priori* en fonction des saisons).

Équivalent en anglais : *baseline*.

Maîtrise du risque (mesures de)

Les mesures de maîtrise du risque sont tous les moyens, qu'ils soient physiques (barrières), techniques, humains ou organisationnels, qui permettent de réduire un risque. On emploie également le terme de « traitement du risque ».

Équivalent en anglais : *risk mitigation measure*.

Migration

Ce terme peut être utilisé avec deux sens, selon le contexte :

- déplacement de CO₂ (ou de substances co-injectées) à l'intérieur du *complexe** de stockage (par opposition à *fuite**) ;
- déplacement de saumures dans une unité hydraulique connectée au complexe de stockage.

Équivalent en anglais : *migration*.

Panache (de CO₂)

Sous l'effet de l'injection et de la gravité, le CO₂ formera dans l'espace poreux du réservoir hôte une phase fluide continue, assez dense (0,6 à 0,7), migrant

préférentiellement dans les bancs les plus perméables, et rejoignant la base de la couverture. On appelle communément « panache de CO₂ » cette nappe fluide mobile. Après l'injection, le panache se résorbe peu à peu, par dissolution de CO₂ dans les fluides naturels de la formation. Voir Section 1.4.5.

Équivalent en anglais : *plume*.

Perméabilité

En hydrogéologie, la loi de Darcy permet de relier le débit d'écoulement au gradient de charge hydraulique, via un coefficient qui est souvent appelé *conductivité hydraulique* (unité : m·s⁻¹). Ce coefficient dépend d'un paramètre intrinsèque du milieu poreux, la *perméabilité* (unité : darcy D, 1 D = 10⁻¹² m²), et de propriétés du fluide (masse volumique, viscosité) elles-mêmes fonction des conditions qui règnent dans la roche.

Équivalent en anglais : *permeability*.

Perméable (roche)

Une roche est dite perméable lorsque sa perméabilité est suffisamment grande dans un contexte donné. Dans le cadre du stockage géologique du CO₂, une roche réservoir doit être suffisamment perméable pour présenter de bonnes caractéristiques d'injectivité. A titre indicatif, une perméabilité de l'ordre de quelques dizaines de millidarcys – soit quelques 10⁻¹⁴ m² – sera recherchée. Au contraire, une roche de couverture adéquate doit présenter une faible perméabilité (typiquement, inférieure au microdarcy soit 10⁻¹⁸ m²) (voir également Perméabilité).

Équivalents en anglais : *permeable, pervious (rock)*.

Phase fluide

Lorsqu'un fluide est constitué par un mélange de constituants non miscibles, ou en partie immiscibles, il se partitionne en plusieurs phases, dont les proportions respectives et la composition varient en fonction des conditions de température et de pression qui règnent dans le milieu.

Équivalent en anglais : *fluid phase*.

Phénomène impactant

Mécanisme physique susceptible d'avoir un effet direct pour l'homme, l'environnement ou tout autre *élément vulnérable**, à court comme à long terme.

Équivalent proposé en anglais : *impacting phenomenon*

Piège géologique

Structure géologique étanche capable de retenir des fluides, qu'elle soit scellée structurellement (*piège structural**) ou non.

Équivalent en anglais : *geological trap*.

Piège structural

Structure géologique capable de retenir les hydrocarbures, scellée structurellement par une faille ou un pli.

Équivalent en anglais : *structural trap*.

Piégeage capillaire

Les forces capillaires sont des forces de surface qui s'exercent aux interfaces entre un solide (les pores de la roche) et deux fluides (la saumure et le CO₂ supercritique). Elles sont d'autant plus fortes que les rayons de courbures des interfaces sont petits. Elles sont également plus fortes pour le fluide le moins concentré localement.

Les forces capillaires exercées sur des bulles de CO₂ isolées dans la saumure sont suffisamment fortes pour bloquer ces bulles dans leur pore : c'est le piégeage capillaire.

Lorsque un panache de CO₂ supercritique migre dans un milieu initialement saturé en saumure, des bulles isolées restent progressivement piégées dans les pores traversés : c'est le piégeage résiduel. Ainsi, plus le panache parcourt de distance, plus la quantité de bulles piégées est grande, plus le piégeage résiduel est important.

Équivalents en anglais : *capillary trapping, residual trapping*.

Piégeage géologique

Le CO₂ injecté dans un réservoir sous forme supercritique est mobile (c'est un fluide) et moins dense que le fluide qui l'entoure (saumure). Son maintien dans le sous-sol dépend donc de la capacité de la roche à piéger le CO₂. Plusieurs mécanismes entrent en jeu simultanément (piégeages structural, capillaire, par dissolution, hydrodynamique, voir ci-dessous) dont la résultante est résumée sous le terme de piégeage géologique.

Équivalent en anglais : *geological trapping*

Piégeage structural

Le CO₂ supercritique, dans les conditions de pression et température d'un stockage géologique, est moins dense que l'eau qui remplit les pores de la roche. La différence

de densité a donc tendance à le faire monter. Un piège structural s'oppose à cette migration. Ce piège associe une couche plus imperméable qui surmonte la roche réservoir, et une forme (structure) qui empêche la migration latérale : il peut s'agir d'une forme de dôme au toit duquel le CO₂ viendra se coller, ou de discontinuités (décalage dans les séries sédimentaires).

Équivalent en anglais : *structural trapping*.

Piégeage hydrodynamique

Dans un stockage en aquifère, ou éventuellement à la base d'un stockage en réservoir, les écoulements naturels d'eau, à l'échelle régionale, peuvent être responsables d'une migration du CO₂ dissous. Pour les aquifères profonds, l'écoulement est généralement très lent : le transport de l'eau vers les exutoires est ainsi retardé sur des dizaines ou centaines de milliers d'années. Ce processus constitue ainsi un piégeage du CO₂.

En outre, la capacité de dissolution du CO₂ au contact aquifère / CO₂ injecté est limitée (par les équilibres de solubilité du gaz, voir *solubilité*). L'écoulement permet de renouveler l'eau saturée en CO₂ dissous par de l'eau fraîche : ainsi la dissolution du CO₂ peut se poursuivre. L'écoulement augmente donc la capacité de piégeage par dissolution dans l'eau du CO₂ injecté, d'où le terme de *piégeage assisté par la migration* rencontré dans la littérature anglo-saxonne.

Équivalents en anglais : *hydrodynamic trapping, migration assisted storage* ou *MAS* (Commission Européenne, 2011 a, b, c).

Piégeage minéralogique

La dissolution de CO₂ dans l'eau modifie les équilibres entre l'eau et la roche. Certains minéraux constitutifs de la roche peuvent se dissoudre, en raison de l'augmentation de l'acidité, libérant dans la solution leurs éléments de base (calcium, silice, ...). Dans certaines conditions, les éléments en solution (particulièrement calcium, magnésium et fer) peuvent devenir suffisamment concentrés pour permettre la précipitation de minéraux secondaires incorporant du CO₂ sous forme de carbonates. Les minéraux ainsi formés ne migrent pas ; lorsqu'il se produit, l'incorporation de CO₂ dans des minéraux secondaires, ou piégeage minéral, constitue donc un piégeage extrêmement efficace.

Équivalent en anglais : *mineral trapping*.

Piégeage par dissolution

Au contact de l'eau (saumure) de la formation réservoir, une partie du CO₂ supercritique se dissout dans l'eau. Les molécules de CO₂ ainsi solubilisées sont intégrées à la phase eau, et ne participent plus aux migrations vers le haut dues à la faible densité du CO₂ supercritique. En éliminant une partie du CO₂ des processus de migration vers le haut par densité, la solubilisation constitue ainsi un type de piégeage.

Qui plus est, la saumure contenant du CO₂ dissous est plus dense que la saumure sans CO₂ : elle a donc même tendance à migrer vers le bas, ce qui augmente l'efficacité de ce piégeage.

Équivalent en anglais : *solubility trapping*.

Piégeage résiduel

Voir *Piégeage capillaire*.

Équivalent en anglais : *residual trapping*.

Point critique

Pour un corps pur (e.g., CO₂) ou un mélange (e.g., H₂O-CO₂), la coexistence des états liquide et gazeux est réalisable jusqu'à un point limite, caractérisé par une température et une pression (dites *critiques*). Au-delà, le fluide ne peut être présent que sous une seule phase, dite supercritique, dont certaines propriétés l'apparentent à un gas (e.g., la viscosité) et d'autres à un liquide (e.g., la masse volumique).

Équivalent en anglais : *critical point*.

Poreuse (roche)

La porosité d'une roche est habituellement entre 5% et 30%. Une roche est dite poreuse lorsque sa porosité est jugée suffisante dans un contexte donné. Dans le cadre du stockage géologique de CO₂ et à titre indicatif, une roche sera considérée comme poreuse lorsque sa porosité sera de l'ordre de 10% (voir également *Porosité**).

Équivalent en anglais : *porous (rock)*

Porosité

Ce terme désigne aussi bien :

- l'espace poreux, au sens de volume de vide délimité par de la matière solide, l'ensemble formant un matériau ;
- la fraction volumique de l'espace poreux, définie comme le rapport du volume de vide sur le volume du milieu poreux (en fonction des problèmes étudiés, certains auteurs utilisent le volume actuel du milieu poreux, on parle alors de porosité eulérienne, d'autres le volume initial du milieu poreux, avant toute déformation, on parle alors de porosité lagrangienne).

Dans tous les problèmes où il est question d'injection (ou de récupération) de phase(s) fluide(s) dans le milieu poreux, il est fondamental de distinguer porosité occluse (relative aux pores fermés, qui ne sont pas connectés avec l'extérieur du milieu

poreux) de la porosité ouverte (relative aux pores connectés avec l'extérieur du milieu poreux, ces pores constituant ainsi une phase géométriquement continue au sein du corps poreux). C'est au travers de cette dernière qu'a lieu la percolation.

En pratique, le terme de porosité se réfère à la porosité ouverte rapportée au volume du milieu poreux.

Unité : vol.%.

Équivalent en anglais : *porosity*.

Pression d'entrée

Voir pression de *déplacement capillaire**.

Équivalents en anglais : *capillary entry pressure*.

Probabilité

Mesure de la possibilité d'occurrence exprimée par un chiffre entre 0 et 1, 0 indiquant une impossibilité et 1 indiquant une certitude absolue (Norme FD ISO Guide 73, Décembre 2009). Notons que la probabilité est un des moyens (en l'occurrence, exprimé de manière mathématique et quantifiée) d'estimer la «vraisemblance» qui est une notion plus large. Si l'on cherche à quantifier la probabilité d'occurrence d'un événement, elle devra être intégrée sur une période de temps de référence (par exemple la durée de vie de l'installation). Il est important de distinguer probabilité (chiffre sans dimension) et la fréquence d'occurrence qui dépend de la durée d'observation (ex: 1 an).

Équivalent en anglais : *probability*.

Puits de contrôle

Puits atteignant l'*aquifère de contrôle**, situé dans le *recouvrement**, qui reste isolé du réservoir et permet d'effectuer des mesures (notamment de pression), de procéder à des prélèvements, voire d'intervenir en cas de fuite avérée. Compte tenu des choix préconisés dans ce Guide, un tel puits ne pénètre pas dans le *complexe** de stockage.

Équivalent en anglais : *Control well*.

Puits de surveillance (ou d'observation)

Puits permettant de faire des mesures physico-chimiques et des prélèvements de fluide soit directement dans le réservoir, soit dans des formations sus-jacentes, afin de localiser l'extension du panache et d'en détecter les impacts et des fuites éventuelles.

Équivalents en anglais : *monitoring well, appraisal well*.

Reconditionnement

Travaux d'entretien, de réparation ou de rééquipement que l'on effectue au cours de l'exploitation d'un puits (Journal Officiel du 22 septembre 2000).

Équivalent en anglais : *work-over*.

Recouvrement sédimentaire

Ensemble des terrains sédimentaires situés au-dessus de la formation considérée.

Équivalent en anglais : *overburden*.

Récupération assistée des hydrocarbures

Technique, souvent basée sur l'injection d'un gaz ou d'une substance active, qui permet d'accroître les quantités d'hydrocarbures extraites d'un gisement. L'injection de CO₂, qui en est un exemple, fournit un intéressant retour d'expérience notamment sur les puits d'injection. Dans certains cas de gisements en fin d'exploitation, une étape d'injection de CO₂ préalablement au stockage à des fins de récupération assistée peut se révéler économiquement attrayante.

Équivalent en anglais : *enhanced hydrocarbon (gas / oil) recovery (CO₂-EGR/EOR)*.

Réservoir

Sédiment dont la *porosité**, la *perméabilité**, la *continuité hydraulique**, la position stratigraphique et la situation structurale permettent d'y injecter et d'y confiner un stockage de CO₂. Le réservoir, inclus dans le *complexe de stockage**, fait en général partie d'une formation sédimentaire (entité litho-stratigraphique) beaucoup plus étendue que le complexe.

Équivalent en anglais : *reservoir rock*.

Retour d'expérience

Recensement et analyse des événements pertinents relatifs à la sécurité survenus sur le site étudié ou sur des installations comparables (en termes de procédés, substances utilisées...), afin d'en tirer les leçons pour améliorer la sécurité des opérations.

Équivalent en anglais : return on experience.

Risque

Selon le guide ISO/CEI 73, ou AFNOR X50-252, il s'agit de la « Combinaison de la probabilité d'occurrence d'un dommage et de sa gravité ». De façon similaire, la Directive Seveso (modifiée en 1996 puis 2003) indique que le risque est la « probabilité qu'un effet spécifique se produise dans une période donnée ou dans des circonstances déterminées ».

L'état de l'art consiste à exprimer le risque par la gravité de l'effet d'une part, et d'autre part par la probabilité (ou fréquence, ou vraisemblance) du scénario qui le produit, souvent dans une matrice à deux dimensions.

Équivalent en anglais : *risk*.

Saumure

Une saumure est une solution chargée en sel, généralement de chlorure de sodium. Au cours de leur migration dans les roches, les eaux des aquifères solubilisent une partie des minéraux rencontrés, et se chargent en différents éléments : calcium, silice, carbonates, ... En fonction de l'histoire de l'aquifère, les eaux peuvent également être fortement chargées en chlorure de sodium, jusqu'à des concentrations dépassant celles de l'eau de mer. On appelle ces eaux des saumures. Leur charge en sel les rend impropres à la consommation, ce qui constitue une certaine assurance contre un risque futur d'utilisation du réservoir à des fins de production d'eau potable.

Équivalent en anglais : *brine*.

Scellement capillaire

Barrière qu'une formation – typiquement, une couverture – ou qu'un matériau oppose à l'entrée capillaire d'un fluide non mouillant. L'étanchéité au CO₂ supercritique d'une couverture repose en partie sur sa faible perméabilité, et surtout sur sa barrière capillaire : l'intrusion de CO₂ supercritique suppose que les pressions locales soient supérieures aux forces capillaires (à la pression d'entrée capillaire), qui sont d'autant plus grandes que les pores sont de petite taille.

Ainsi, le scellement capillaire est effectif pour des couvertures possédant une structure poreuse très fine (c'est le cas notamment des roches argileuses).

Équivalent en anglais : *capillary sealing*.

Scénario de risque

Tout scénario de risque décrit un cheminement depuis une cause initiale jusqu'à un effet pour un élément vulnérable.

Équivalent en anglais : *risk scenario*.

Site de stockage

Au sens réglementaire (Directive Européenne 2009/31 ; Code de l'Environnement, L229-34), « un site de stockage géologique de dioxyde de carbone est constitué d'un volume défini au sein d'une formation géologique, celle-ci s'entendant d'une division lithostratigraphique au sein de laquelle s'observent des couches de roche distinctes pouvant faire l'objet d'une cartographie ainsi que des installations de surface, d'injection et de surveillance qui y sont associées ».

Parallèlement à l'emploi réglementaire, le terme « site de stockage » est aussi une expression du langage courant, qui restera utilisée dans un sens commun pour désigner la localisation du stockage.

Voir discussion dans l'Annexe 1.

Équivalent en anglais : *storage site*.

Solubilité (du CO₂ dans la saumure)

La solubilité d'un corps dans un fluide, dans des conditions définies de température et de pression, est la quantité maximale qui peut s'y dissoudre.

Solubilité du CO₂ dans l'eau salée : à titre indicatif, dans les conditions du stockage géologique, on peut retenir que la solubilité est de 1 à 5 % en fraction massique de la saumure. La densité et le volume molaire de celle-ci se trouvent alors légèrement augmentés. Dans ces conditions, la majeure part du CO₂ dissous est sous forme de molécules [CO₂] non appariées, et le reste pour l'essentiel sous les formes d'acide carbonique [H₂CO₃] et d'ion hydrogénocarbonate [HCO₃].

Équivalent en anglais : *CO₂ solubility*.

Source de risque

Tout élément qui, seul ou combiné à d'autres, présente un potentiel intrinsèque d'engendrer un risque (Norme FD ISO Guide 73, Décembre 2009)

Équivalent en anglais : *risk source*.

Spectre de réponse

En matière de risque sismique, courbe donnant l'accélération en fonction de la période (ou de la fréquence) des ondes. Le spectre dimensionne le mouvement sismique à prendre en compte dans les règles de construction (www.planseisme.fr).

Équivalent en anglais : *response spectrum*.

Surveillance

Terme utilisé pour toute opération consistant à mesurer ou détecter des variations de paramètres consécutives au stockage. Son rôle est d'aider à comprendre ce qui se passe dans le sous-sol et à la surface, à améliorer les modèles, à vérifier que tout se passe comme prévu et à détecter des fuites ou des défauts du complexe de stockage. C'est un élément fondamental de la sécurité et de la gestion des risques.

Équivalent en anglais : *monitoring*.

Tubage

Tube ou ensemble de tubes d'acier que l'on descend dans les puits de pétrole pour en consolider les parois (*Journal officiel du 25 novembre 2006 ; cette publication annule et remplace celle du terme « cuvelage » au Journal officiel du 22 septembre 2000*).

Équivalent en anglais : *casing*.

Unité hydraulique

La Directive européenne 2009/31/CE désigne ainsi « *un espace poreux lié à l'activité hydraulique, dans lequel on observe une conductibilité de pression techniquement mesurable, et qui est délimité par des barrières d'écoulement, telles que failles, dômes salins, barrières lithologiques, ou par un amenuisement ou un affleurement de la formation* ». Il s'agit d'un ensemble des terrains géologiques qui se trouvent en *continuité hydraulique** avec le réservoir hôte du stockage. L'unité hydraulique peut déborder largement hors du *complexe** de stockage.

Équivalent en anglais : *hydraulic unit*.

Veine de charbon

Couche géologique riche en charbon, en général déposée entre deux couches encaissantes plus ou moins horizontales.

Équivalent en anglais : *coal seam*.

Vraisemblance

Possibilité que quelque chose se produise - Dans la terminologie du management du risque, le mot «vraisemblance» est utilisé pour indiquer la possibilité que quelque chose se produise, que cette possibilité soit définie, mesurée ou déterminée de façon objective ou subjective, qualitative ou quantitative, et qu'elle soit décrite au moyen de termes généraux ou mathématiques [telles une probabilité ou une fréquence sur une période donnée] (Norme FD ISO Guide 73, Décembre 2009)

Équivalent en anglais : *likelihood*.

Vulnérabilité

Propriétés intrinsèques de quelque chose entraînant une sensibilité à une source de risque pouvant induire un événement avec une conséquence (Norme FD ISO Guide 73, Décembre 2009).

Équivalent en anglais : *vulnerability*.

7. Références

Abercrombie R. E. (1997) – Near-surface attenuation and site effects from comparison of surface and deep borehole recordings. *Bull. Seism. Soc. Am.*, 87(3), 731-744.

Arts, R., Vandenweijer, V. (2011) – The challenges of monitoring CO₂ storage. *The Leading Edge*, September 2011, 1033.

ASN (2008) – Guide de sûreté relative au stockage définitive des déchets radioactifs en formation géologique profonde. 32 p.

Audigane, P., Gaus, I., Czernichowski-Lauriol, I., Pruess, K., Xu, T. (2007) – Two-dimensional reactive transport modeling of CO₂ injection in a saline aquifer at the Sleipner site, North Sea. *American Journal of Science*, Vol. 307, 974-1008.

Bachu, S., Bonijoly, D., Bradshaw J., et al. (2007) – CO₂ storage capacity estimation: methodology and gaps. *Int. J. Greenhouse Gas Control*, 1, 430-447.

Beaubien, S.E., Ciotoli, G., Coombs, P., et al. (2008) – The impact of a naturally occurring CO₂ gas vent on the shallow ecosystem and soil chemistry of a Mediterranean pasture (Latera, Italy). *Int. J. Greenhouse Gas Control* 2, 373-387.

Bonijoly, D., Barbier, J., et al. (2003) – Feasibility of CO₂ storage in geothermal reservoirs – example of the Paris basin – France. Geological storage of CO₂ from combustion of fossil fuel (GESTCO) – European Union Fifth Programme for Research and Development – Project no ENK6-CT-1999-00010, 135 p.

Bouc, O., Fabriol, H., Kervevan, C., Rey, J., Rohmer, J. (2008) – Expertise du dossier « Code Minier » pour l'autorisation du pilote de stockage géologique de CO₂ à Rousse (64). BRGM/ RC-56440-FR, 126 p.

Bouchot, V., Bialkowski, A., Lopez, S., Ossi, A. (2008) – Evaluation du potentiel géothermique des réservoirs clastiques du Trias du Bassin de Paris. Rapport final BRGM/RP-56463-FR, 92 p.

Brosse, É., Fleury, M., Bemer, E. (2011) – *Caractériser la couverture d'un stockage géologique de CO₂*. Rapport IFPEN à paraître.

Carlsen I., Taghipour A., Valencia K. (2010) – « Grooved horizontals for extended reach injectors ». IEAGHG 6th wellbore integrity network meeting, Noordwijk Ann See, The Netherlands, report IEA GHG 2010/10.

Chadwick, A., Arts, R., Bernstone, C., et al. (2008) – Best Practice for the CO₂ Storage in Saline Aquifers – Observations and Guidelines from the SACS and CO₂STORE Projects. British Geological Survey, Nottingham, UK, 289 p.

Commission Européenne (2011 a) – Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide. Guidance Document 1 : CO₂ Storage Life Cycle Risk Management Framework. ISBN-13978-92-79-19833-5, DOI: 10.2834/9801, 60 p.

Commission Européenne (2011 b) – Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide. Guidance Document 2 : Characterisation of the Storage Complex, CO₂ Stream Composition, Monitoring and Corrective Measures. ISBN-13 978-92-79-19834-2, DOI: 10.2834/98293, 155 p.

Commission Européenne (2011 c) – Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide. Guidance Document 3 : Criteria for Transfer of Responsibility to the Competent Authority. ISBN-13 978-92-79-18472-7, DOI: 10.2834/21150, 23 p.

De Dianous (2008) – Formalisation du savoir et des outils dans le domaine des risques majeurs : Evaluation des performances des Barrières Techniques de Sécurité, Rapport INERIS « Oméga 10 », réf. N° DRA-08-95403-01561B

De Luca G., Del Pezzo E., Di Luccio F., Margheriti L., Milana G., Scarpa R. (1998) – Site response study in Abruzzo (Central Italy): Underground array versus surface stations. *J. Seismology*, 2, 223-236.

Delmas, J., Brosse, É., Houel, P. (2010) – Petrophysical Properties of the Middle Jurassic Carbonates in the PICOREF Sector (South Champagne, Paris Basin, France). *Oil Gas Sci. Technol. – Rev. IFP*, Vol. 65, N°3, pp. 405 – 434.

Douglas J. (2006) – Estimating strong ground motions at great depths. *Third International Symposium on the Effects of Surface Geology on Seismic Motion*. Grenoble, France, 30 August-1 September 2006. Paper number : 030.

DNV (2009) – CO₂QUALSTORE Guideline for Selection and Qualification of Sites and Projects for Geological Storage of CO₂. DNV Report No.: 2009-1425, 77 p.

Durst, P., Kervévan, C. (2007) – Modélisation 3D couplée chimie – transport de l'injection de CO₂ à l'échelle d'un site pilote en aquifère profond (Dogger, Bassin de Paris). Rapport BRGM/RP-55667-FR, 31 p.

EU GeoCapacity (2009) – Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide. Geocapacity Final Report. 66 p.

Farret R., Hebrard J., Wardman M., Saw J.L. (2010) – Integration of the time dimension in the risk assessment of carbon capture and storage (CCS): Application to the different life stages of the CCS chain. Jovanovic A., Renn O., Salvi O. (Eds.). Proceedings of the 2nd Integ-Risk Conference: New technologies & emerging risks, 14-18 June 2010, Stuttgart, Germany, p. 89.

Freifeld, B.M., Trautz, R.C., et al. (2005) – The U-Tube: A Novel System for Acquiring Borehole Fluid Samples from a Deep Geologic CO₂ Sequestration Experiment. Lawrence Berkeley National Laboratory: LBNL Paper LBNL-57317.

Fukushima Y., Gariel J.-C., Tanaka R. (1995) – Site dependent attenuation relations of seismic motion parameters at depth using borehole data. *Bull. Seism. Soc. Am.*, 85(6), 1790-1804.

GIEC (2005) – Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 p.

Giese R., Hennings J., et al. (2009) – Monitoring at the CO₂SINK Site: A Concept Integrating Geophysics, Geochemistry and Microbiology. *Energy Procedia*, 1, 2251-2259.

Hepple, R.P. (2005) – Human Health and Ecological Risks of Carbon Dioxide. In Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations – Results from the CO₂ Capture Project, Vol. 2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification, Benson S.M., Oldenburg C., Hoverstein M., Imbus S. (eds). Elsevier Publishing: Oxford; 1143–1172.

Hooper, B., Murray, L., Gibson-Poole, C. (Eds.) (2005) – Latrobe Valley CO₂ storage assessment, CO₂CRC, Melbourne. CO₂CRC Report Nà.RPT05-0108, 212 p.

IEA GHG – International Greenhouse Gas R&D Programme (2009) – CCS Site characterisation criteria. IEA GHG Report 2009/10, 130 p.

IEA GHG – International Greenhouse Gas R&D Programme (2010) – Pressurisation and brine displacement issues for deep saline formation CO₂ storage. IEA GHG Report 2010/15, 46 p.

INERIS (2008) – Elaboration des fiches « seuils de toxicité aiguë ». Rapport d'étude N° DRC-08-94398-10520A.

ISO (2009) – Norme ISO 31000:2009. Management du risque – Principes et lignes directrices.

Javandel, I., Tsang, C.F., Witherspoon, P., Morganwalp, D. (1988) – Hydrologic detection of abandoned wells for hazardous waste disposal, *Water Resour. Res.*, 24(2), 261– 270.

Jones, D., et al. (2011) – RISCS: Research into Impacts and Safety in CO₂ Storage – an overview of the project and early progress. Sixth Trondheim CCS conference, Trondheim, Norway, 14th-16th June 2011.

Kaldi, J.G., Gibson-Poole, C.M., eds. (2008) – Storage capacity estimation, site selection and characterisation for CO₂ storage projects, CO₂CRC Report N.RPT08-1001.

Kruger, M., West, J., Frerichs, J., et al. (2009) – Ecosystem effects of elevated CO₂ concentrations on microbial populations at a terrestrial CO₂ vent at Laacher See, Germany. *Energy Procedia* 1 (2009) 1933-1939.

Le Thiez, P. (2006) – Étude du stockage géologique du CO₂ en France. Rapport final Projet RTPG 4001/04, 60 p.

McGarr, A., Fletcher, J.B. (2005) – Development of ground-motion prediction equations relevant to shallow mining-induced seismicity in the Trail Mountain area, Emery County, Utah. *Bull. Seism. Soc. Am.*, 95(1), 31-47.

MEDD (2005) – Circulaire du 29 septembre 2005. Critères d'appréciation de la démarche de maîtrise des risques d'accidents susceptibles de survenir dans les établissements dits « SEVESO », visés par l'arrêté du 10 mai 2000 modifié.

Meyer, R., May, F., Müller, C., Geel, K., Bernstone, C. (2008) – Regional search, selection, and geological characterization of a large anticlinal structure, as a candidate site for CO₂ storage in northern Germany. *Environmental Geology* **54**, 1607-1618.

NETL (2010 a) – 2010 Carbon Sequestration Atlas of the United States and Canada. (3rd edition) http://www.netl.doe.gov/technologies/carbon_seq/refshelf/atlasIII/2010atlasIII.pdf

NETL (2010 b) – Site screening, site selection and initial characterization for storage of CO₂ in deep geologic formations. Series report "Best Practices for", DOE/NETL-401/090808 Nov. 2010, 110 p. (www.netl.doe.gov)

NETL (2010 c) – Geologic storage formation classification: Understanding its importance and impacts on CCS. Opportunities in the United States. Series report "Best Practices for", DOE/NETL-2010/1420 Sept. 2010, 56 p. (www.netl.doe.gov)

NETL (2011) – Risk analysis and simulation for geologic storage of CO₂. Series report "Best Practices for", DOE/NETL-2011/1459 March 2011, 84 p. (www.netl.doe.gov)

OSPAR (2007) – Framework for Risk Assessment and Management of Storage of CO₂ Streams in Sub-seabed Geological Formations. OSPAR 07/24/1-E, Annexe 7.

Pacala, S., Socolow, R. (2004) – Stabilization Wedges: Solving the Climate Problem for the Next 50 Years with Current Technologies. *Science*, Vol. 305, Issue 5686, pp. 968-972.

Picard, G., Bérard, T., et al. (2011) – Real-time monitoring of CO₂ storage sites: Application to Illinois Basin-Decatur project. *Energy Procedia*, 4, 5594-5598.

RGIE (2000) – Décret N° 2000-278 du 22 mars 2000 complétant le règlement général des industries extractives institué par le décret no 80-331 du 7 mai 1980 modifié.

Rutqvist J., Vasco D.W., Myer L. (2010) – Coupled reservoir-geomechanical analysis of CO₂ injection and ground deformations at In Salah, Algeria. *Int. J. Greenhouse Gas Control*, 4, 2, pp. 225-230.

Savage, D., Maul, P., Benbow, S., Walke, R. (2004) – A Generic FEP database for the Assessment of Long-Term Performance and Safety of the Geological Storage of CO₂. Quintessa Document n°QRS-1060A-1, 73 p.

Shimizu I., Osawa H., Seo T., Yasuike S., Sasaki S. (1996) – Earthquake-related ground motion and groundwater pressure change at the Kamaishi Mine. *Engineering Geology*, 43, 107-118.

Thibeau, S., Mucha, V. (2011) – Have we overestimated saline aquifer CO₂ storage capacities? *Oil Gas Sci. Technol. – Rev. IFP Energies nouvelles*, Vol. 66, N°1, Janvier-Février 2011 (IFP Energies nouvelles International Conference: Deep Saline Aquifers for Geological Storage of CO₂ and Energy), pp. 81 – 92.

US EPA (2008) – Vulnerability evaluation framework for geologic sequestration of carbon dioxide. United States Environmental Protection Agency, EPA 430-R-08-009, 78 p. (<http://water.epa.gov/drink>)

US EPA (2011 a) – Draft Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Construction Guidance for Owners and Operators. United States Environmental Protection Agency, EPA 816-D-10-008, 42 p. (<http://water.epa.gov/drink/>)

US EPA (2011 b) – Geologic sequestration of carbon dioxide. Draft underground injection control (UIC) program Class VI well site characterization guidance for owners and operators. United States Environmental Protection Agency, EPA 816-D-10-006, 152 p. (<http://water.epa.gov/drink>)

West, J.M., Pearce, J.M., et al. (2009) – The impact of controlled injection of CO₂ on the soil ecosystem and chemistry of an English lowland pasture. *Energy Procedia* 1, 1863-1870.

Whittaker, S., White, D., Law, D., Chalaturnyk, R. (2004) – IEA GHG Weyburn CO₂ monitoring and storage project, Summary report 2000-2004, in GHGCT-7, Vancouver 2004, Wilson, M. & Monea, M. (Eds.), Vol. III, 1-283.

Wildenborg, A.F.B., Leijnse, A.L., Kreft, E., et al. (2005) – Risk assessment methodology for CO₂ storage: the scenario approach. In: Thomas DC, Benson SM (eds) Carbon dioxide capture for storage in deep geologic formations, vol 2. Elsevier, Amsterdam, pp 1293–1316.

World Resources Institute (2008) – CCS Guidelines: Guidelines for Carbon Dioxide Capture, Transport, and Storage. Washington, DC: WRI, 148 p.

Zeidouni, M., Pooladi-Darvish, M., (2010) – Characterization of Leakage through Cap-Rock with Application to CO₂ Storage in Aquifers – Single Injector and Single Monitoring Well. SPE 138178-MS. Doi: 10.2118/138178-MS.

Zhou, Q., Birkholzer, J.T. (2011) – On scale and magnitude of pressure build-up induced by large-scale geologic storage of CO₂. *Greenhouse Gas Sci. Technol.* 1, 11-20.

Annexe 1

Site, formation, complexe de stockage : limites et périmètres pour le stockage de CO₂

La zone du sous-sol apte à satisfaire un confinement pérenne et sûr du stockage géologique de CO₂ doit être délimitée par la réglementation. La Directive européenne a introduit trois termes dont le sens est lié à cette délimitation : « *site* » (en français, le « site » de stockage), « *formation* » (la « formation » géologique hôte du stockage), et « *storage complex* » (le « complexe de stockage »).

Selon la Directive, et sa transposition (Code de l'Environnement, art. L. 229-34), « *un site de stockage géologique de dioxyde de carbone est constitué d'un volume défini au sein d'une formation géologique, celle-ci s'entendant d'une division lithostratigraphique au sein de laquelle s'observent des couches de roche distinctes pouvant faire l'objet d'une cartographie ainsi que des installations de surface, d'injection et de surveillance qui y sont associées* ». La partie géologique du **site** est incluse dans la **formation** hôte du stockage.

En droit français, le site est d'abord défini dans le cadre des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE), et pour la première fois la limite d'une ICPE comprend un volume souterrain. Le stockage est aussi réglementé par le Code minier, dont les traditionnels « périmètres » de surface (« périmètre de la concession », « périmètre de protection »^[39]) doivent être adaptés à la notion de site. Parallèlement aux acceptions réglementaires, le terme « *site de stockage* » est aussi une expression du langage courant, qui restera utilisée dans un sens général (voir par exemple Section 2.1) ; et le terme « *formation* » fait partie du vocabulaire habituel de la géologie sédimentaire, où il désigne – à une échelle qui est le plus souvent régionale (dizaines à centaines de km) – un ensemble de dépôts dont l'âge est bien caractérisé et la nature lithologique relativement homogène^[40].

Quant à lui, le **complexe** « *comprend le site de stockage et le domaine géologique environnant qui est susceptible d'influer sur l'intégrité et la sécurité globales du stockage, c'est-à-dire les formations de confinement secondaire* » (Directive 2009/31/CE, art. 3, et Code de l'Environnement, art. R. 229-65). L'intégrité et la sécurité sont au cœur de la définition du complexe, dont l'enveloppe détermine ce qu'il faut entendre par « fuite » de CO₂. En outre, une notion de « confinement secondaire » est explicitement introduite.

Une roche sédimentaire peu perméable (*aquitard*^{*}, $1 \cdot 10^{-8}$ à $1 \cdot 10^{-13}$ m·s⁻¹, voir Brosse *et al.*, 2011), ou imperméable (*aquiclude*^{*}, $< 1 \cdot 10^{-13}$ m·s⁻¹), caractérisée en tant que **couverture** pour le stockage de CO₂, est une « formation de confinement secondaire » au sens de la Directive. Il est alors sous-entendu que le confinement principal est

³⁹ Le *périmètre de protection* (Code minier 104-3 I) protège le stockage, les aquifères rendus vulnérables par le stockage, et les installations de surface.

⁴⁰ Ainsi parle-t-on d'une « formation réservoir », ou d'une « formation de couverture », mais n'utilise-t-on pas ce terme s'agissant d'un ensemble plus épais de sédiments qui contiendrait à la fois des réservoirs et des couvertures.

assuré par le réservoir. Cependant, la même expression peut également désigner d'autres couches géologiques qu'une couverture proprement dite. Dans le Dogger carbonaté du bassin de Paris, par exemple, un réservoir potentiel se présenterait comme un agrégat de multiples corps sédimentaires, difficiles à corrélés, au sein d'une succession de terrains dont les perméabilités sont contrastées, aquifères et aquitards en alternance, sans pour autant que ces derniers soient dotés des propriétés requises pour une couverture (e.g., Delmas *et al.*, 2010). À l'extrême, on pourrait même concevoir un système de confinement secondaire comme un réservoir et une couverture additionnels, susceptibles de piéger le CO₂ en cas de défaillance du système principal.

Pour éviter les ambiguïtés, un choix complémentaire à ceux de la Directive a été fait au cours de la rédaction du présent document, en concertation avec les services du Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable, des Transports et du Logement (Direction Générale de l'Énergie et du Climat et Direction Générale de la Prévention des Risques). Il repose sur un constat pragmatique : **l'effort considérable que représente la caractérisation rigoureuse de la couverture du stockage** ne pourra pas être multiplié par l'exploitant. Pour que cette couverture dûment caractérisée joue bien son rôle central du point de vue de l'intégrité, nous proposons qu'aucune formation, ou aucun système de confinement secondaire ne puisse la surmonter structurellement, et qu'ainsi elle coïncide avec le toit géologique du complexe. De plus, si un aquifère de contrôle est défini, il doit surmonter le complexe tout en restant situé hors de lui.

Si l'on tient compte de cette seule condition, le terme de « formation » peut indifféremment garder le sens qu'il a en géologie sédimentaire (la « formation réservoir », la « formation de couverture », une « formation intermédiaire » capable d'assurer un confinement secondaire...), ou bien désigner l'ensemble des terrains susceptibles de se trouver directement au contact du CO₂ injecté. L'article L. 229-37 du Code de l'Environnement ajoute cependant une autre condition pour le choix de la formation géologique hôte du stockage : « *lorsque [celle-ci] inclut des nappes d'eau souterraines, la nature les a rendues de façon permanente impropres à d'autres utilisations* ». À la dimension « verticale » des choix précédents, liée au moteur gravitaire des déplacements de CO₂, cette nouvelle condition ajoute une dimension « horizontale » ou « latérale », et permet de parachever le choix d'une terminologie précise. En effet, la « formation » au sens sédimentaire est souvent une entité géologique de très grande extension, qui peut déborder l'échelle régionale et atteindre celle du bassin tout entier. Sur ses bordures, à proximité des affleurements et loin du site de stockage, une formation sédimentaire peut parfaitement offrir des ressources en eau potable, alors que dans le secteur du site elle contient des réservoirs profonds chargés d'eau salée, voire d'hydrocarbures (voir par exemple Section 1.4.4, bassin de Paris). Comme il n'est pas concevable que la réglementation interdise le stockage de CO₂ au sein de telles entités géologiques, seule une définition du second type, qui borne la « formation » – au sens réglementaire – à un secteur relativement proche autour du site, est recevable.

Pour délimiter latéralement le site, la formation (réglementaire) et le complexe il convient d'examiner le devenir, au cours de l'évolution normale du stockage, de

plusieurs « *frontières* » susceptibles d'apparaître puis de se déplacer en réponse au comportement physico-chimique du CO₂, décrit dans la Section 1.4.5 :

1. la frontière du panache, au sein du réservoir (et donc du site) ;
2. la frontière du milieu géologique dont la composition (saturations en phases fluides, composition minérale) et les propriétés physiques sont durablement transformées par le stockage ;
3. la frontière des eaux (ou plus généralement, des fluides) dont la composition est sensiblement modifiée sous l'effet de la dissolution du CO₂ et des substances co-injectées ;
4. la frontière des eaux dont la pression initiale est sensiblement modifiée par l'injection ;
5. la frontière du milieu géologique où, sans aucune contamination par le CO₂ injecté, les mouvements de fluide sont influencés par le stockage (voire la composition des fluides si leur mouvement se traduit par des interactions avec la matrice solide) ;
6. la frontière du milieu géologique où des mouvements de terrain surviennent.

Les trois premières frontières limitent des zones qui ont connu, ou connaissent encore, un **contact direct avec la substance injectée**. En première analyse, du fait même de la définition du complexe, elles devraient se situer à l'intérieur du complexe de stockage. Les trois dernières, en revanche, peuvent se situer en dehors – ce qui ne signifie pas qu'elles ne doivent pas être surveillées.

L'apparition, la propagation et la singularité de chacune des frontières citées doivent être prédites par la **modélisation numérique**, avant d'être vérifiées sur le terrain. Elles dépendent fortement de l'étape envisagée, des caractéristiques particulières du site considéré, et du schéma de développement retenu pour le stockage :

1. **L'étape d'injection** (drainage dominant) et **l'étape postérieure à l'injection** (en principe : relaxation des pressions, ré-imbibition du milieu par la saumure) connaissent deux dynamiques complètement opposées, dans lesquelles les frontières ci-dessus ne jouent pas le même rôle. En dynamique d'injection, au front drainant du panache, la zone où la composition des fluides est modifiée par la dissolution du CO₂ ne devrait constituer qu'un halo peu épais (ordres de grandeur 1 à 100 m, selon la situation). Après l'injection, si effectivement les écarts de pression se relâchent rapidement, le halo précédent s'épaissit considérablement, et les frontières (2) et (3) s'éloignent d'autant plus de la frontière du panache résiduel que l'hydrodynamisme de l'aquifère ne suit pas la direction imposée au CO₂ par la poussée d'Archimède (voir par exemple Durst et Kervévan, 2007). Quoi qu'il en soit, à long terme (1000 ans et plus), la diffusion et la dispersion du CO₂ dissous dans l'eau pourraient conduire à une zone d'aquifère relativement large présentant des modifications liées à la

présence de CO₂ dissous, avec toutefois une dynamique qui tend à en diminuer sans cesse la teneur.

2. Selon que l'*unité hydraulique** à laquelle appartient le réservoir hôte est plutôt **ouverte**, ou plutôt **fermée** (Illustration 1.4-2), les frontières (4) et (5) se distribuent et évoluent d'une manière ou d'une autre.
3. Si le stockage est constitué au sein d'un **piège structural**, la géométrie connue du piège fournira une enveloppe évidente pour le panache, et la délimitation du complexe sera relativement facile à faire dès lors que l'hydrodynamisme de l'aquifère est connu. À l'inverse, **si le piégeage est hydrodynamique**, la prévision des frontières (1) à (3) sera beaucoup plus difficile à réaliser aux étapes initiales d'exploration et de démarrage de l'injection. Les fluides seront guidés par les hétérogénéités de l'aquifère hôte, *a priori* mal connues lors des premières étapes, et par la topographie du toit du réservoir (exemple de la formation d'Utsira à Sleipner). Dans ce cas, l'enveloppe prédite pour le panache dépend fortement du modèle de réservoir, et souffre d'une large incertitude, au moins au début du stockage. Les domaines à évaluer sont beaucoup plus larges que dans le cas du piégeage structural, et initialement on aura tendance à envisager un complexe de stockage de grande étendue – sauf à pouvoir réévaluer les limites du complexe lors de certains jalons-clés du stockage.
4. Le schéma de développement du stockage, enfin, et ses infléchissements éventuels en fonction des résultats obtenus, sont susceptibles de largement influencer la distribution des frontières énumérées. Par la disposition et la gestion des puits, on cherchera à maximiser la capacité de stockage, et à maîtriser les écarts de pression trop importants.

Cette discussion montre que la réglementation devrait permettre, sous des conditions à préciser strictement^[41], de réexaminer les limites latérales du complexe de stockage au moment de la fermeture du site (après l'arrêt de l'injection et avant le transfert de responsabilité à l'État) ; et, dans le cas du piégeage hydrodynamique, à des étapes plus rapprochées. Dans le premier cas, il s'agit d'évaluer le plus précisément possible, dans un contexte où l'on peut vérifier de manière nette le relâchement des surpressions et l'évolution vers une situation de stabilité, quelle sera la progression de la zone influencée par le CO₂ dissous. Dans le second, d'ajuster le dimensionnement du complexe pour tenir compte de la connaissance améliorée du réservoir.

⁴¹ Par exemple : démontrer que l'incertitude qui entache les prévisions du modèle géologique est sensiblement plus faible.

En conclusion, les périmètres miniers peuvent être déterminés par les considérations précédentes :

- le **périmètre de la concession**, ou encore de stockage, est une projection en surface de l'enveloppe du complexe (avec si nécessaire une zone tampon supplémentaire) ;
- un **périmètre de protection**, qui aujourd'hui n'est pas envisagé par la réglementation, pourrait néanmoins être recommandé pour accompagner l'aquifère de contrôle. Il engloberait le complexe de stockage et la partie de l'aquifère de contrôle dédiée à la surveillance du stockage.

L'exploitant, dans sa demande d'autorisation, est tenu (Code de l'Environnement, art. R. 229-65) d'indiquer les limites du complexe de stockage ainsi que la justification, si la formation géologique visée inclut des nappes d'eau souterraine, que la nature l'a rendue de façon permanente impropre à d'autres utilisations (il en est de même, en phase d'exploration, pour le volume concerné par les essais d'injection, art. R. 229-60).

Il convient d'éclaircir deux aspects de ces dispositions propres au stockage en aquifère :

- Tout d'abord, comme souligné plus haut, le caractère impropre à d'autres utilisations s'apprécie avant tout à l'échelle du complexe de stockage, et non à celui de la formation, bien plus vaste au sens géologique usuel du terme.
- Par ailleurs, au sens de la Directive Cadre sur l'Eau 2000/60/CE, modifiée par la Directive 2009/31/CE, le caractère impropre, de façon permanente, à d'autres utilisations vise les eaux présentes dans le volume du complexe de stockage. Ces utilisations peuvent s'entendre comme les utilisations répondant aux exigences mentionnées au II de l'article L. 211-11 du Code de l'Environnement, à savoir principalement la santé, la salubrité publique, la sécurité civile, l'alimentation en eau potable de la population, ainsi que la vie biologique des écosystèmes terrestres ou aquatiques autres que souterrains dont le fonctionnement dépend des nappes souterraines concernées.

Il faut avant tout retenir de ces dispositions qu'il ne peut y avoir de stockage de CO₂ (ni d'essais d'injection de CO₂) dans des aquifères exploitables pour l'alimentation en eau potable, comme souligné à la Section 1.4.1.

Annexe 2

Pistes de réflexion pour l'établissement de grilles d'appréciation de la gravité des scénarios d'évolution altérée

ELEMENTS GENERAUX

La proposition de grille ci-dessous se base sur la notion « d'impact », qui suppose qu'un seuil d'effet a été atteint. Il peut s'agir :

- D'un seuil de concentration (dans un aquifère par exemple) : en CO₂, en pH, ou en impuretés. Dans tous les cas on privilégie les limites réglementaires pré-existantes
- D'un seuil de surpression (vis-à-vis de l'effet hydrauliques et écoulements dans les nappes, ou vis-à-vis du risque de fracturation)
- D'un seuil mécanique (transmission d'ondes, remontée des terrains)

Classe de gravité	Conséquences sur l'environnement naturel (intérieur et extérieur au site)	Pour information :	
		Intensité	Vulnérabilité
1	Fuite de CO ₂ ou de substances polluantes, ou présence d'un phénomène (surpression, fracturation...) sans atteindre les seuils d'impact, ET sans dépasser les abords immédiats du complexe (un mètre dans le sens latéral ou vertical)	<i>Nulle ou négligeable</i>	<i>Quelconque</i>
2	Fuite de CO ₂ ou de substances polluantes, ou présence d'un phénomène (surpression, fracturation...) atteignant localement les seuils d'impact, OU allant au-delà des abords immédiats du complexe (dans le sens latéral ou vertical)	<i>Faible</i>	<i>Quelconque</i>
3	Impact environnemental nécessitant des travaux de dépollution (en surface) ou des mesures de correction / remise en état Emanation de CO ₂ en surface, susceptible de s'accumuler en un lieu mal ventilé	<i>Moyenne à Forte</i>	<i>Faible à Moyenne</i>
4	Impact non confiné aux abords immédiats du site (exemple : rivière, sols, nappe ou ressource souterraine)	<i>Moyenne à Forte</i>	<i>Forte (par l'étendue de la zone touchée)</i>
5	Niveau d'impact susceptible d'affecter la santé humaine OU impacts de zones vulnérables (ZNIEFF, ZICO, aquifère d'intérêt régional ou utilisé à des fins d'eau potable) OU sur une zone étendue (au-delà des communes avoisinantes du site)	<i>Moyenne à Forte</i>	<i>Très Forte (par la sensibilité OU par l'étendue de la zone touchée)</i>

ELEMENTS DE REFLEXION POUR L'ETABLISSEMENT DE GRILLES RELATIVES AUX IMPACTS D'UNE INTRUSION DE CO₂, SUBSTANCES ANNEXES OU SAUMURE DANS UN AQUIFERE SENSIBLE

Les résultats d'études de modifications chimiques suite à une intrusion de CO₂, substances annexes ou saumure dans un aquifère d'eau potable peuvent être comparés à des seuils définis par la réglementation relative aux eaux destinées à la consommation humaine. Comme suggéré dans le tableau précédent, la comparaison à ces seuils n'est cependant pas suffisante pour évaluer la gravité des modifications : il est également nécessaire d'intégrer l'étendue (ou le volume) où les seuils sont dépassés et la vulnérabilité de la zone affectée.

Une grille d'évaluation de ce type d'effets pourrait par exemple être définie dans les termes suivants :

Classe de gravité	Effets sur l'aquifère
1	Altération chimique sans dépassement des limites de qualité
2	Dépassement d'au moins une limite de qualité en un seul point de mesure situé hors des périmètres de protection des captages d'eau potable
3	Dépassement d'au moins une limite de qualité en plusieurs points de mesures ou à l'intérieur du périmètre de protection d'un captage d'eau potable
4	Dépassement d'au moins une limite de qualité à l'intérieur des périmètres de protection de plusieurs captages d'eau potable
5	Dépassement d'au moins une limite de qualité dans une proportion significative (p.ex. 10%) de l'étendue de la masse d'eau

Annexe 3

Etude bibliographique sur les accélérations maximales en profondeur

**(Douglas, 2006, synthèse tirée de Bouc *et al.*,
2008)**

Une étude des mouvements forts à grande profondeur a été menée par Douglas (2006). Elle est résumée ci-dessous :

a) INTRODUCTION

Indépendamment de la distance, le mouvement sismique en profondeur n'est pas le même que celui observé en surface (e.g. Fukushima *et al.*, 1995). Les raisons en sont les suivantes :

1. l'effet de surface libre, en théorie, diminue d'un facteur deux le mouvement en profondeur par rapport au mouvement en surface ;
2. le rocher en surface est, en général, moins dur – les vitesses de propagation des ondes y sont plus faibles – que celui en profondeur, le mouvement en surface peut subir une amplification ;
3. l'atténuation des hautes fréquences du sol est moindre en profondeur qu'en surface (Abercrombie, 1997) ;
4. l'effet d'interférence entre les ondes montantes et descendantes et des phénomènes de diffraction peuvent aussi atténuer le mouvement en profondeur.

Nous supposons que le mouvement sismique dans le site de stockage peut être considéré comme un mouvement sismique en profondeur.

Des articles existent sur l'évaluation du mouvement en profondeur, mais la plupart d'entre eux présentent des expériences sur des mouvements enregistrés à une profondeur inférieure à 100 m avec fréquemment des remplissages sédimentaires au-dessus. Le site web : <http://www.crustal.ucsb.edu/~steidl/research/ArrayTable.htm> donne une liste des instruments en profondeur du monde actualisée en mars 2001. Il liste les réseaux comprenant des instruments installés à des profondeurs supérieures à 100 m dans le rocher, *i.e.* : Whitshell Pinarig, Manitoba (Canada) (420 m en granite) ; Vineyard Canyon, Parkfield, (Etats Unis) (198 m au rocher) ; Tomioka (Japon) (950 m en grès) ; Shiroyama (Japon) (239 m au rocher) ; Oroville (Etats Unis) (475 m au rocher fracturé) ; Joaquim North, Parkfield (Etats Unis) (198 m au rocher) ; Iwaki (Japon) (330 m en grès) ; Cajon Pass (Etats Unis) (2900 m au rocher mou). Enfin, le réseau accélérométrique japonais KiK-Net (http://www.kik.bosai.go.jp/kik/index_en.shtml) possède plusieurs instruments en profondeur, mais aucune comparaison n'a été encore publiée sur ces données.

Quatre articles ont été publiés avec des études sur le mouvement à des profondeurs de l'ordre de plusieurs centaines de mètres. Il s'agit de : De Luca *et al.* (1998), Fukushima *et al.* (1995), McGarr et Fletcher (2005) et Shimizu *et al.* (1996).

b) DE LUCA ET AL. (1998)

De Luca *et al.* (1998) donnent le rapport des spectres de Fourier entre le mouvement du sol en surface et le mouvement à une profondeur maximum de 1410 m sous une montagne (Massif Gran Sasso en Italie). Cette montagne est composée du calcaire de faible résistance mécanique. Ils trouvent que les mouvements aux différentes stations

sous la montagne, à différentes profondeurs (environ 400 m jusqu'à 1410 m), sont assez similaires. L'illustration 1 montre les rapports calculés entre les spectres de Fourier en surface et les spectres de Fourier en profondeur. Il y a un facteur maximal d'environ 4 entre les spectres en surface et en profondeur.

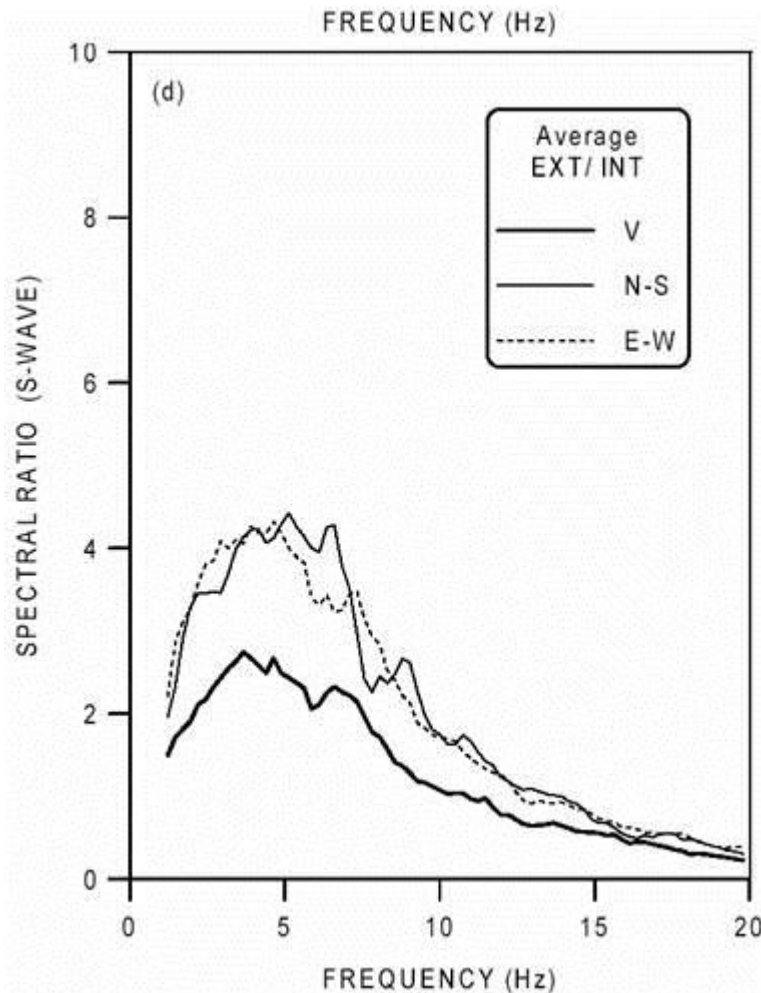


Illustration 1 : rapports entre les spectres de Fourier en surface et les spectres de Fourier en profondeur sous le Massif Gran Sasso en Italie - données de 10 séismes, 9 stations en surface et 12 stations en profondeur (De Luca et al., 1998).

c) FUKUSHIMA ET AL. (1995)

Fukushima et al. (1995) étudient le mouvement sur trois sites au Japon: Iwaki (instruments en surface, à 20 m, à 70 m, à 130 m, à 200 m et à 330 m), Tomioka (instruments en surface, à 6 m, à 100 m, à 251 m, à 660 m et à 950 m) et Etchujima (instruments en surface, à 40 m et à 100 m).

Le site d'Iwaki est composé de grès jusqu'à environ 300 m de profondeur et de granite au-delà. Les vitesses des ondes (S) augmentent de 840 m/s en surface à 2800 m/s en profondeur. Ce site peut être considéré comme rocheux.

Le site de Tomioka est composé de grès, siltstone (microgrès) et tuf. Les vitesses d'ondes (S) augmentent de 520 m/s en surface à 2800 m/s plus en profondeur. Ce site peut également être considéré comme rocheux.

Le site d'Etchujima est composé de sables et limons. Les vitesses d'ondes (S) varient entre 110 m/s et 460 m/s. Il s'agit d'un sol mou.

Fukushima *et al.* (1995) donnent les valeurs du rapport moyen entre l'accélération maximale en profondeur et l'accélération maximale en surface calculées sur 20 séismes (Iwaki), 16 séismes (Tomioka) et 23 séismes (Etchujima) (Table 1).

Station	Profondeur (m)	Rapport ($A_{\max \text{ PROF}} / A_{\max \text{ SURF}}$)
Iwaki	20	0.63
	70	0.50
	130	0.50
	200	0.55
	330	0.43
Tomioka	6	0.58
	100	0.33
	251	0.21
	660	0.23
	950	0.23
Etchujima (sol mou)	40	0.37
	100	0.30

Table 1 : Rapports entre l'accélération maximale en profondeur et l'accélération maximale en surface donnés par Fukushima *et al.* (1995).

Pour les trois sites dans l'étude de Fukushima *et al.* (1995), le rapport entre l'accélération en profondeur et en surface ne change pas beaucoup avec la profondeur. Par exemple pour le site de Tomioka, le rapport varie entre 0.33 et 0.23 pour des profondeurs respectivement comprises entre 100 et 950 m.

d) MCGARR ET FLETCHER (2005)

McGarr et Fletcher (2005) étudient les mouvements sismiques créés par l'activité de mines de charbon très près (distance focale inférieure à 10 km) de leurs instruments. Toutes les stations sont au rocher dur (vitesse des ondes de cisaillement supérieure à 1.5 km/s). Ils calculent le rapport moyen entre les accélérations maximales en surface (huit stations) et les accélérations maximales en profondeur (profondeur d'environ

600 m, une station). Ils trouvent un facteur de 2.2 qu'ils attribuent à un effet de surface libre.

e) SHIMIZU ET AL. (1996)

Shimizu *et al.* (1996) étudient les mouvements sismiques dans une mine (Kamaishi Mine au Japon) en surface et aux profondeurs de 140 m, 315 m et 615 m. La géologie dans la région consiste en des formations sédimentaires (Paléozoïque et Mésozoïque) et du granite (Crétacé). Ils calculent les rapports entre l'accélération maximale en surface et en profondeur pour 41 séismes. Ils trouvent que l'accélération maximale varie avec la profondeur. Les rapports sont entre deux et quatre pour une profondeur de 615 m et entre un et deux pour des profondeurs de 140 et 315 m.

f) CONCLUSION

Sur la base de ces études, un facteur de deux entre l'accélération maximale en surface et l'accélération maximale en profondeur peut être choisi de façon conservative. Il correspond essentiellement à l'effet de surface libre.



**Centre scientifique et technique
Service Risques**

3, avenue Claude-Guillemin
BP 36009 – 45060 Orléans Cedex 2 – France – Tél. : 02 38 64 34 34