

# INTRODUCTION

Le stockage géologique du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) peut permettre une réelle progression de l'effort global pour atteindre des niveaux de réduction vraiment significatifs des émissions de gaz à effet de serre (GES), plus particulièrement depuis les plus importantes sources émettrices de ces gaz telles que les centrales électriques, les raffineries, les cimenteries et les aciéries. La capture et stockage du dioxyde de carbone (CSC) n'est pas une panacée, mais elle propose des moyens tangibles pour traiter de gros volumes d'émissions de gaz à l'aide de technologies déjà disponibles, et en les améliorant.

La CSC est une technologie de relais pendant la période de transition vers un avenir d'énergie alternative. L'optimisme qui habite sa réussite est basé sur une expérience industrielle, mais même ses partisans reconnaissent l'existence de plusieurs problèmes qui doivent être abordés avant que l'on puisse l'appliquer à grande échelle. Les principaux problèmes sont brièvement exposés ci-dessous, et traités en détails dans le reste du document.

D'une manière générale, la CSC – ou capture et stockage du CO<sub>2</sub> – est définie comme un processus intégré dans la séparation des gaz au niveau des usines industrielles, du transport vers les sites de stockage, et de l'injection dans des formations enfouies. Les agences gouvernementales américaines utiliseront le terme « séquestration » plutôt que celui de « stockage », mais la signification est la même et l'acronyme pour tous, y compris de nombreuses organisations internationales, est CSC. Lorsque du CO<sub>2</sub> est stocké ou séquestré, il est injecté dans l'espace poreux des roches, profondément dans la sous-surface de la Terre (à des profondeurs généralement supérieures à 1 000 mètres), et conformément à des protocoles opérationnels spécialement conçus pour des opérations en toute sécurité. Après l'injection en toute sécurité du CO<sub>2</sub> dans le sol, on s'attend à ce qu'il y reste pour une période de temps géologique.

Basé sur une grande variété d'expériences pratiques de l'industrie pétrolière et gazière, ce document aborde les principaux aspects techniques, ainsi que les innovations technologiques utilisées dans le stockage géologique du CO<sub>2</sub>. Le texte cite de nombreux exemples de projets comparables en termes de taille et d'objectifs pour les grandes opérations de CSC. Le document n'est pas une révision complète des meilleures pratiques pour le stockage géologique ou l'industrie, mais ses quatre chapitres abordent les domaines fréquemment discutés et pour lesquels il est valable de partager les connaissances industrielles.

Le chapitre un analyse les questions fondamentales :

- Comment choisit-on un site de stockage ?
- Quels sont les critères qui importent le plus, et quelles sont les données recueillies pour évaluer de manière objective la pertinence d'un site proposé ?
- Qu'est-ce qui fait que certains endroits soient par nature de meilleurs choix que d'autres pour le stockage, sur la base du contexte géologique, de la disponibilité des connaissances et des données ?
- Quels sont les processus qui le transforment en stockage géologique ?

Le second chapitre est concentré sur les puits et sur l'éventualité de fuites de CO<sub>2</sub> depuis les puits existants dans les aquifères, ou d'échappements vers la surface à cause des canalisations ouvertes ou de la détérioration du ciment. Les problèmes pour ce qui concerne l'intégrité des puits, du ciment et des techniques de construction des puits pour les puits exposés au CO<sub>2</sub>, ainsi que les résultats de récentes expérimentations sur le terrain et en laboratoire, sont discutés.

Une analyse suppose qu'un contrôle diligent, associé à des tests corrects du puits et à de bonnes connaissances scientifiques, puisse transformer cet éventuel problème en un problème facilement gérable. Toutefois, pour certains sites, la réhabilitation requise pour réparer les puits défectueux peut rendre ces sites indésirables sur le plan économique.

Le troisième chapitre analyse les techniques de contrôle et de vérification. Un contrôle efficace s'opère principalement au moyen d'acquisition de données et de systèmes de mise en place pour structurer la position du CO<sub>2</sub> dans la sous-surface. Par nature, le contrôle aborde les principales questions pour ce qui concerne les éventuels problèmes et fournit des données substantielles de performance du projet. Un bon programme de contrôle permettra d'éviter d'éventuels problèmes, plutôt que d'indiquer des problèmes déjà survenus.

Les problèmes dus aux opérations et à l'éventuelle fermeture d'un site de stockage sont évalués dans le chapitre 4. Certains organismes de régulation disposent d'une expérience considérable pour ce qui concerne l'interruption des opérations pétrolières et gazières. Sur la base de ces pratiques, il est possible de créer des réglementations pratiques qui permettront de vraiment assurer que le processus sera sûr et efficace. De plus, on examine également le potentiel de stockage maximum des systèmes donnés et ce que cela signifie en termes de pressions et de débits d'injection.

Le processus CSC est similaire à l'exploitation du gaz naturel, mais en sens inverse. Il ne faut pas oublier que le CO<sub>2</sub> est ininflammable, qu'il n'est ni toxique ni dangereux, sauf à des concentrations élevées. La vie entière de la biosphère repose sur le CO<sub>2</sub>. Il se disperse très rapidement dans l'atmosphère. Le déficit que représente la gestion d'un gaz tel que le CO<sub>2</sub>, profondément enterré dans la sous-surface, n'est pas sans antériorité et expériences. Un programme CSC réussi dépendra totalement de l'établissement de normes et attentes pour fournir un cadre conceptuel aux opérateurs, aux gouvernements et au public, afin de s'assurer qu'il n'existe aucun danger pour la vie, l'eau ou l'environnement.

La CSC constitue un moyen efficace de traitement des émissions provenant des combustibles fossiles. On peut éventuellement implanter une CSC dans les installations de production d'énergie qui utilisent un stock d'alimentation de biomasse. Le stockage du CO<sub>2</sub> émis par la combustion de biomasse pourrait créer un processus encore plus efficace que les énergies renouvelables pour la réduction des charges atmosphériques de CO<sub>2</sub>. Ce scénario offre la perspective de génération d'énergie et de capture simultanée du CO<sub>2</sub> dans l'air – ce n'est pas une utopie, c'est tout simplement un progrès.

Actuellement, les projets CSC à grande échelle commerciale sont rares en raison du manque de règles commerciales de base. Dans la plupart des juridictions, il n'est pas encore légal de mener un projet CSC, à l'exception des opérations de récupération assistée du pétrole. D'une manière plus importante, il n'existe pas de mécanisme permettant de monétiser la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> à l'aide de la CSC. Pour une entreprise vendant un produit de base (par exemple électricité, énergie, pétrole, gaz, produits raffinés, ciment ou acier), entreprendre une CSC sur une base unilatérale est un non-sens commercial. Tant que le CO<sub>2</sub> stocké n'aura aucune valeur commerciale, il y a peu de chance que ceci change.

Heureusement, dans certaines juridictions du monde, on commence à rassembler les cadres conceptuels légaux et réglementaires requis pour mettre une CSC en œuvre, en amendant les réglementations existantes et en en créant de nouvelles. L'industrie possède déjà la technologie, les compétences et capacités pour exécuter des projets CSC à une échelle industrielle, et la raison commerciale pour déployer la technologie semble se matérialiser.

Les opérateurs de projets CSC auront besoin de :

- Un accès à des sites de stockage de qualité et à des droits sans ambiguïté pour utiliser un espace de stockage.
- Un cadre conceptuel légal et un processus breveté pour obtenir la permission d'injecter.
- Des institutions financières disposées à fournir des facilités de financement commerciales normales.
- Des attentes claires pour une éventuelle fermeture légale du projet.
- La gestion des responsabilités au long-terme pour le CO<sub>2</sub> stocké (responsabilité de gérance).
- L'attente d'un retour sur investissement raisonnable.

Les projets CSC individuels devront probablement comporter quatre phases distinctes avec des transitions réglementaires :

- *Sélection et développement du site* (environ 5 à 10 ans) : le site est identifié sur la base d'une évaluation géologique, des facteurs commerciaux et des attentes réglementaires. L'espace pour les installations de surface est sécurisé et le principal espace de stockage en sous-surface est acheté ou loué auprès de son propriétaire (une entité ou un gouvernement). Un permis de stocker est accordé, une infrastructure est construite (par ex. puits, conduites d'écoulement, compresseurs), et la capacité opérationnelle est vérifiée.
- *Opération* (sur des dizaines d'années) : toute la période d'injection de gaz, plus quelques années de contrôles supplémentaires, comme techniquement approprié.
- *Fermeture* (dans des années) : cette phase commence lorsque les contrôles indiquent que le CO<sub>2</sub> injecté a été correctement géré et qu'il ne devrait pas causer de problèmes. Les organismes de régulation peuvent choisir de laisser ces puits ou d'autres installations sous observation pendant de très longues périodes. La plupart des puits sont obturés et l'infrastructure est retirée. Le site est alors considéré comme normal.
- *Post-fermeture* : la performance attendue du CO<sub>2</sub> dans le réservoir est établie. L'opérateur n'est plus impliqué.

Il existe cependant des risques. Pour que les projets CSC réussissent, les risques doivent être gérés d'une manière objective et responsable par les opérateurs et les organismes de régulation. Il est possible de sur-réglementer des risques faussement perçus et de sous-réglementer des dangers réels mais non reconnus. L'établissement d'une réglementation appropriée aidera à la réussite du processus CSC. Il est important de tenir compte que, sur le plan technique, le « risque » associé au CO<sub>2</sub> injecté n'est pas constant avec le temps. La probabilité d'événements indésirables augmente proportionnellement avec les volumes d'injection et la pression en sous-surface, et ceci nécessite des contrôles étroits pendant la phase opérationnelle. Après l'arrêt des injections, la pression se stabilise, puis les mécanismes naturels de piégeage se déclenchent, le CO<sub>2</sub> s'immobilise alors progressivement.

Pour les opérateurs et les organismes de régulation, la manière la plus efficace pour réduire les conséquences indésirables consiste à commencer par un choix avisé des sites de stockage. Les facteurs qui font qu'un site est un lieu sûr et approprié pour injecter et stocker du CO<sub>2</sub> font l'objet du chapitre 1, sur la sélection du site. Il faut alors faire appel à des techniques acoustiques pour réaliser le projet de stockage, plus particulièrement pour la construction de nouveaux puits et l'évaluation et/ou la réhabilitation des puits existants ; les bases techniques de cette phase sont discutées dans le chapitre 2. Le contrôle du projet, y compris les mesures avant et pendant les opérations, est important pendant la phase opérationnelle afin de pouvoir optimiser la performance et découvrir assez tôt les éventuels problèmes, comme discuté dans le chapitre 3. Enfin, un projet réussi comprendra une conception intelligente, de solides contrôles opérationnels et une planification stricte, y compris l'opérateur et les organismes de régulation, pour permettre une transition sans problème vers les phases de fermeture et de post-fermeture, comme expliqué dans le chapitre 4.

## **CHAPITRE UN : Caractérisation du site**

La caractérisation de la sous-surface constitue une étape fondamentale dans l'identification d'unités géologiques éventuelles pour le stockage du CO<sub>2</sub>. Elle commence par de solides connaissances en science de la terre, à l'aide de techniques de routine et reconnues pour l'évaluation des données. Bien qu'un certain degré d'incertitude soit inévitable lors de la caractérisation de la sous-surface en raison de la variabilité naturelle qui s'y rattache, il faut tenir compte de trois éléments indispensables pour que le stockage géologique soit réalisable sur le plan technique. L'éventuelle unité de stockage doit avoir un volume poreux suffisant pour stocker tout le matériel injecté (« capacité ») ; les caractéristiques de la formation doivent permettre une injectivité à proximité du sondage du puits (injectivité), et une couche d'étanchéité sus-jacente doit assurer le confinement des fluides appropriés (« confinement »). Dans ce contexte, les « fluides » désignent le CO<sub>2</sub> dans un certain nombre de phases chimiques, y compris la phase supercritique (dense), la phase gazeuse, et la dissolution du CO<sub>2</sub> dans la saumure.

La capacité est déterminée par cinq paramètres : l'épaisseur de la formation, la zone du site de stockage, la porosité de la roche, la densité du CO<sub>2</sub> (qui peut varier, même dans un seul réservoir donné), et l'efficacité du stockage (un facteur qui reflète la fraction de volume poreux pouvant être saturée avec le CO<sub>2</sub>, plus la capacité de la formation existante et des fluides contenant du CO<sub>2</sub> dans des solutions ou produits chimiques. Un paramètre de sélection important est la porosité.

L'injectivité est déterminée par la perméabilité de la formation et par la conception du puits d'injection. Dans l'idéal, le stockage de CO<sub>2</sub> demande une haute perméabilité à proximité du sondage du puits afin que le CO<sub>2</sub> puisse rapidement se déplacer dans l'espace poreux. À mesure que l'injection progresse, les réactions géochimiques entre le CO<sub>2</sub> en sous-surface et les roches et fluides contenues dans la formation de stockage peuvent modifier l'injectivité d'une manière favorable ou défavorable. Le confinement nécessite une certaine forme de piégeage et une étanchéité efficace. Les roches-couvertures sont des barrières naturelles contre les flots, ce qui signifie des roches ayant une perméabilité ou une capacité minimale pour tolérer les flots et couches sans défauts ou failles interconnectés qui pourraient entraîner des suintements significatifs. Les roches-couvertures peuvent être verticales ou latérales. Dans certains cas, une seule roche-couverture fournira un excellent confinement, on préférera dans d'autres cas plusieurs couches de roches-couvertures, qui agiront comme un ensemble complet de roches-couvertures. La qualité efficace des roches-couvertures peut être quantifiée et calibrée à l'aide des données de laboratoire. La continuité de la roche-couverture est importante. Elle doit recouvrir une zone suffisante pour contenir le volume total devant être injecté, et elle doit être suffisamment épaisse pour empêcher toute faille éventuelle en raison d'effets géochimiques ou géomécaniques indésirables qui pourraient survenir dans certaines circonstances spécifiques. La saturation résiduelle peut agir comme un puissant mécanisme de piégeage du CO<sub>2</sub>.

Il existe plusieurs modes génériques de stockage géologique du CO<sub>2</sub>. Ceux-ci comprennent un stockage dans :

- 1- gisements de gaz et pétrole épuisés, qui offrent certaines solutions de stockage immédiatement disponibles et appropriés ;
- 2- formations salines profondes, qui peuvent avoir une plus grande couverture régionale et qui sont les plus courantes, et qui peuvent être les seules opportunités à proximité des sites d'émission de CO<sub>2</sub> ;
- 3- association avec des projets de récupération assistée du pétrole de l'industrie pétrolière et gazière ;
- 4- gisements de houille.

Les principaux avantages du stockage à proximité des champs de production de pétrole et de gaz est la maturité de la base de données initiale qui aura été développée à partir des opérations pétrolières et gazières, et la certitude raisonnable d'un confinement qui aura fait ses preuves.

La compréhension des mécanismes par lesquels le CO<sub>2</sub> est piégé est un aspect important de la caractérisation du site. Les facteurs physiques et géochimiques déterminent l'efficacité des mécanismes de piégeage. Les aspects à l'échelle du bassin, y compris la structure régionale du bassin, son histoire, et son régime de pression sont importants, car chaque formation fera invariablement partie d'un plus grand système pour lequel il est indispensable de comprendre le débit de fluide dans tout le bassin et les mécanismes de stockage. Il est également indispensable de vérifier la direction et le débit des flots de fluides naturels à proximité de l'éventuel site de stockage. On obtient généralement une bonne connaissance des mécanismes de piégeage physique, y compris la géométrie des pièges structuraux et stratigraphiques, grâce aux évaluations de routine du réservoir lors d'une exploration pétrolière ou gazière. Le CO<sub>2</sub> résiduel piégé dans l'espace poreux des formations rocheuses peut également agir comme un piège, et par conséquent former un important mécanisme de stockage. Le piégeage géochimique, dans lequel le CO<sub>2</sub> réagit avec les fluides et minéraux naturels de la sous-surface (par exemple dans la saumure d'une formation saline) peut également mener à un stockage permanent du CO<sub>2</sub> dans la sous-surface.

Le travail se décompose en trois phases génériques, que l'on retrouve dans les activités de caractérisation de la sous-surface des explorations et productions pétrolières et gazières, qui peuvent s'appliquer au stockage du CO<sub>2</sub>. La première phase, la sélection du site, implique des études préliminaires régionales afin de pouvoir identifier d'éventuelles zones pour l'injection et le stockage de CO<sub>2</sub>. L'objectif, en tenant compte de l'analyse, de la structure et de l'évaluation des risques, consiste à identifier un ou plusieurs sites pour une qualification détaillée du (des) site(s). La qualification du site, la seconde phase, implique des études détaillées de la sous-surface afin de pouvoir démontrer la faisabilité de l'injection et du stockage. Cette étape comprend généralement un forage d'évaluation (s'il n'existe pas déjà de puits appropriés) et l'acquisition de données plus détaillées, des essais de base afin d'assister à la planification des futurs contrôles, et une évaluation détaillée des risques. La troisième phase, la phase de développement, implique un perfectionnement du plan de développement du terrain et une compréhension de détails plus précis des formations cibles, telles que leurs propriétés pétrophysiques ou leurs capacités d'injection.

Il est bien connu que, dans le contexte d'évaluation géologique et de développement d'un champ pétrolier, il existe par nature un niveau de risque et d'incertitude qui doit être pris accepté lors de la prise de décision sur la sélection du site et pour la qualification des sites de stockage de CO<sub>2</sub>.

On peut employer certaines des meilleures pratiques utilisées pour la caractérisation d'un réservoir de pétrole et de gaz afin d'évaluer le potentiel des sites de stockage de CO<sub>2</sub> (par exemple les données sismiques, la cartographie stratigraphique et les analyses de faciès pour développer des modèles géologiques en 3D). De nombreux géoscientifiques considèrent la tâche d'identification de sites de stockage de CO<sub>2</sub> de haute qualité comme une tâche de routine exécutée à l'aide d'applications des connaissances et pratiques existantes. Pour être objectifs, les critères de sélection pour un potentiel de stockage extrêmement robuste, ne sont pas réellement défiant. Beaucoup d'entre eux seront simplement des gisements d'hydrocarbure épuisés. Il y aura toutefois une forte pression économique pour sélectionner des sites sans les énormes bénéfices des connaissances de la sous-surface obtenues d'après les opérations pétrolières et gazières, et où les faits géologiques permettant de prévoir l'efficacité du stockage ne sont pas très connus. Ceux-ci nécessiteront une acquisition plus soignée, plus significative de nouvelles données et bénéficieront des connaissances obtenues lors de projets antérieurs de démonstration et pilotes.

L'industrie pétrolière et gazière a une longue histoire d'innovation et d'adaptation, tout en s'exécutant conformément à des normes élevées. Elle dispose de pratiques standard hautement sophistiquées pour résoudre les problèmes. Les investissements dans les sites de stockage dynamiseront également les investissements pour améliorer les critères de sélection des sites et les techniques de contrôle. Certains principaux outils de conception évolueront vers des applications de stockage du CO<sub>2</sub> afin qu'ils puissent être plus efficaces pour cet usage spécialisé. Par exemple, la structuration de la physique des mouvements de CO<sub>2</sub> *in situ* n'est pas entièrement définie comme la structuration de la physique des comportements habituels du pétrole et du gaz, particulièrement dans des grands réservoirs avec un mélange multiphase de fluides, bien qu'il existe des modèles mathématiques sophistiqués pour décrire les phénomènes liés au CO<sub>2</sub>. Il existe également peu de données comparatives sur les formations salines profondes actuellement à l'étude, car elles ne présentaient pas d'intérêts pour la production pétrolière et gazière. D'autres outils standard de l'industrie bénéficieront des mises à jour et des calibrages avancés pour le CO<sub>2</sub>, en particulier ceux utilisés pour des analyses de confinement à grande échelle.

## **CHAPITRE DEUX : Construction et intégrité du puits**

Toutes les parties prenantes des projets CSC seront probablement d'accord pour dire qu'il sera indispensable d'évaluer les risques éventuels de fuites de CO<sub>2</sub> dans les sondages du puits sur le site de stockage, et ceci s'applique aux sondages de puits récents et préexistants. L'empêchement des fuites est une partie standard des opérations pétrolières et gazières, et constitue un objectif majeur de la base de conception des puits pour injection et production. De sérieux efforts sont faits pour vérifier l'intégrité mécanique et physique des puits. Les techniques de prévention, détection et réparation des fuites sont des pratiques standard. L'industrie pétrolière et gazière dispose de dizaines d'années d'expérience de construction et d'opération de puits pour l'injection et la production de CO<sub>2</sub>, et des mélanges de CO<sub>2</sub> avec du pétrole, de l'eau et du gaz naturel.

On a pu obtenir une grande expérience de construction de puits spécifiques pour le CO<sub>2</sub> suite à des projets de récupération assistée du pétrole basés sur le CO<sub>2</sub> [1], le premier desquels a commencé dans les années 70, mais aussi depuis la production de mélanges de gaz naturel avec un important volume de CO<sub>2</sub>. Cette activité a généré une partie substantielle de l'expérience pratique et l'analyse y afférant. Les puits spécifiquement conçus pour un environnement exposé au CO<sub>2</sub> nécessitent une compréhension des conditions de la vie de service du puits, son abandon, les caractéristiques physiques du puits lui-même (par exemple le choix des matériaux de construction et les pratiques employées pour garantir une intégrité d'étanchéité interne et externe), ainsi que des caractéristiques géologiques et chimiques telles que la pression, la température, l'échange production / injection lorsque le puits est opérationnel.

Bien que des essais de laboratoire aient démontré que certains ciments couramment employés dans la construction des puits puissent être vulnérables aux attaques de CO<sub>2</sub> dans des conditions simulées en laboratoire, une grande partie des travaux de laboratoire, d'applications sur le terrain, l'historique et les études de performance indiquent que des ciments d'exploration pétrolifère normale employés conformément aux bonnes pratiques de mélange, d'essais et de mise en œuvre sont efficaces pour les applications CSC. L'expérience suggère également qu'une mise en œuvre efficace du ciment dans l'espace annulaire du sondage du puits est tout autant, sinon plus, importante que la garantie de l'intégrité du puits. Une étude récente menée par le « Projet Capture de CO<sub>2</sub> », qui évaluait les conditions de barrière d'un sondage de puits exposé au CO<sub>2</sub>, observait qu'un ciment Portland et de l'acier au carbone constituaient une barrière efficace contre le CO<sub>2</sub>, et que la mise en œuvre du ciment était plus significative pour la résistance de migration du CO<sub>2</sub> le long du système de barrière que le choix du ciment lui-même.

Avant la construction d'un puits, les besoins de forage, d'achèvement, d'opérations et d'abandon doivent être réunis dans un plan de « base de la conception » et de développement. Ceci couvrira une vaste gamme de considérations, y compris la durée prévue de chaque étape de la vie d'un puits (sélection du site, opération, fermeture et post-fermeture); la caractérisation de l'injectant (débit, pression, volume et composition), ainsi que les caractéristiques du réservoir correspondant; le nombre et le type de puits requis; les types d'achèvement du puits requis; les composants du système de barrière; l'atténuation de la corrosion; un programme et un plan de contrôle de la corrosion; les systèmes de sécurité; les besoins de

réparations et de maintenance ; les dispositions de contrôle de la performance et les améliorations et maintenance de l'injectivité.

Il est clair que les volumes importants de CO<sub>2</sub> ciblés pour injection afin de gérer les émissions de GES nécessiteront un très grand nombre de forages de nouveaux puits, et ceci souligne le besoin d'une bonne compréhension des caractéristiques techniques d'un puits et des meilleures pratiques pendant la sélection et le développement d'un site. Heureusement, les avancées récentes dans la technologie des puits, par exemple un forage horizontal, une fracturation hydraulique massive et des puits multilatéraux, amélioreront le potentiel pour l'injectivité d'un puits individuel, et réduiront le nombre de puits requis pour injecter un volume de CO<sub>2</sub> par rapport aux techniques de forage traditionnelles couramment employées dans les premiers projets de récupération du pétrole basé sur le CO<sub>2</sub>.

Les puits existants peuvent servir au stockage géologique du CO<sub>2</sub>, et fournissent une excellente opportunité d'utiliser une infrastructure disponible. Pour décider de l'utilisation des puits existants, il faudra consulter les documents de la conception d'origine, et analyser l'historique d'emploi (y compris l'historique du colmatage et de l'abandon, lorsque pertinent). Les informations de base, pour ce qui concerne le puits, mais aussi les conditions pertinentes du réservoir (par exemple la pression, la température, la saturation des fluides /gaz, la chimie de l'eau) sont également nécessaires. La réutilisation d'une infrastructure existante pour un usage différent de la conception prévue à l'origine peut résulter en des limitations opérationnelles restrictives par rapport à des installations de construction récente, mais dans la plupart des cas un puits conçu pour injecter du CO<sub>2</sub> pour un projet de récupération du pétrole sera identique à un puits conçu pour stocker du CO<sub>2</sub> sur le même site. En général, tout puits de conception et d'exécution robustes, et avec une prise en compte appropriée des exigences que demande le CO<sub>2</sub>, peut être converti pour usage du CO<sub>2</sub>.

Les nouveaux puits fournissent l'opportunité de planifier un système de barrière spécifiquement adapté au CO<sub>2</sub> et aux conditions du site de stockage. Ceci peut être ou ne pas être un point significatif de décision. Les facteurs tels que la qualité de la barrière pour la vie du puits, l'état du réservoir, et les exigences spécifiques au stockage du CO<sub>2</sub> doivent être pris en compte lors de la planification. Les exigences fondamentales pour la planification de nouveaux puits – une base de conception, un programme de stockage, un plan de développement, et des études de base – sont les mêmes que celles pour des puits existants.

### **CHAPITRE TROIS : Contrôle**

Les géoscientifiques pensent que le contrôle de la sous-surface est un processus de recueil de données adaptées à l'objectif exécuté dans le cadre d'une évaluation scientifique conçue pour tester une compréhension efficace des relations complexes de la sous-surface, et pour vérifier les prévisions pour ce qui concerne l'emplacement et le mouvement des fluides et des gaz avec le temps. Le contrôle fournit un indicateur de performance important pour un stockage sûr, mais il est incorrect de penser que le contrôle en lui-même peut garantir la sécurité. Le contrôle est comme l'indicateur de vitesse d'une voiture : il contribue à la sécurité, mais d'autres facteurs sont plus importants, par exemple la conception de la voiture, l'état de la route et la conduite. L'IPCC des Nations Unies suggère que la proportion de CO<sub>2</sub> retenue par un site sélectionné et géré de manière appropriée excédera probablement 99 % dans 1 000 ans. La clé d'un stockage sûr est donc une sélection et une gestion appropriées du site, et un contrôle efficace est indispensable au processus global. On peut utiliser des techniques et outils de contrôle directs pour mesurer les concentrations de CO<sub>2</sub>, près des sondages du puits dans la sous-surface ou en prenant des mesures à la surface ; toutefois, la plupart des contrôles seront entrepris au moyen de méthodes de mesures indirectes, par exemple des études sismiques, électromagnétiques ou de pesanteur. Il existe déjà une gamme d'outils pour mener des activités de contrôle, et il faut faire une sélection minutieuse afin de s'assurer que l'on emploie les bons outils pour la bonne tâche, et en tenant compte des conditions locales, spécifiques au site. Dans la plupart des cas, on construit des modèles informatiques complexes en 3D, qui servent de logiciels mandataires pour la visualisation et la quantification de l'environnement de la sous-surface. Les informations obtenues grâce aux contrôles aident à affiner et à améliorer ces modèles.

L'industrie pétrolière et gazière a très fréquemment recours à l'imagerie sismique en 3D pour représenter les géométries et distributions des volumes rocheux, les pressions relatives et les types de fluides. C'est un outil extrêmement sophistiqué et puissant, constamment amélioré depuis l'introduction de la technologie de mouvement accéléré (imagerie sismique en « 4D »). Même ainsi, l'imagerie sismique a des limitations telles que les défis techniques de création d'images sismiques de qualité au travers de couches de sodium, ou les défis financiers et problèmes d'accès au terrain dus à la mise en place du matériel d'imagerie sismique sur le terrain. Dans certains cas, la technique peut ne pas fournir de données pertinentes. Les mesures de pesanteur, qui révèlent des modifications de la densité pour une colonne de roche verticale théorique, sont un autre outil de mesures indirectes pouvant s'appliquer aux sites CO<sub>2</sub>. On peut également utiliser les applications basées sur les satellites pour détecter des altérations dans l'élévation du sol - capables de détecter des changements d'un millimètre dans les élévations verticales – ou un affaissement qui peuvent être attribuées aux changements s'opérant dans la sous-surface.

On utilise maintenant ces techniques pour des projets et opérations à échelle commerciale et pour des opérations pétrolières et gazières dans différentes parties du monde. Par exemple, le partenariat In-Salah, a fait bon usage des techniques de contrôle par satellite pour contrôler l'injection de CO<sub>2</sub> dans le désert d'Algérie [2]. Le site de stockage de CO<sub>2</sub> Sleipner a démontré la valeur de l'activité sismique et de la pesanteur en 4D pour contrôler les mouvements du CO<sub>2</sub> [3]. Une imagerie sismique complète en 3D et en 4D a été déployée pour le gisement Vacuum dans le bassin Permien du Nouveau-Mexique [4] et pour le développement du gisement Kuparuk dans le Nord de l'Alaska. Le contrôle de la pesanteur, les technologies sismiques 3D et 4D ont été employés sur le gisement de Prudhoe Bay en Alaska [5], et aident à la récupération assistée du gisement depuis de nombreuses années. On a fait appel à plusieurs technologies pour le gisement Pinedale au Wyoming pour aider à comprendre la distribution et la concentration du gaz naturel dans le gisement et la manière dont il changeait avec le temps. Lors des opérations de Peace River au Canada, des programmes de contrôle sismique, microsismique et clinomètre ont été menés pendant plusieurs années afin d'améliorer la compréhension du comportement dynamique du réservoir.

Quelles que soient les techniques de contrôle sélectionnées, il est important de disposer d'une bonne enquête de base avant le début de l'injection, et de comprendre le potentiel de résolution de la technique et les implications sur le lieu spécifique.

## **CHAPITRE QUATRE : Développement, opération et déclassement**

Comme pour les domaines de caractérisation d'un site, construction et contrôle d'un puits, l'industrie pétrolière et gazière dispose d'une grande expérience dans la gestion, l'opération et le déclassement des gisements et des installations de sous-surface. Des évaluations du cycle de vie dans le cadre des opérations du gisement ont été menées et largement acceptées, les principes d'une gestion efficace des problèmes de santé, sécurité et environnement ont été établis. Des recommandations, meilleures pratiques, cadres conceptuels de certification et propositions réglementaires pour le cycle de vie du stockage du CO<sub>2</sub> ont été proposés par plusieurs organisations à l'échelle internationale.

Les opérations de l'industrie pétrolière et gazière sont, depuis de nombreuses années, informées par le concept d'une « boucle à rétroaction » dans laquelle les données opérationnelles et de contrôle informent des améliorations continues des modèles terrestres et dynamiques qui caractérisent le système. Ceci entraîne à son tour une réponse opérationnelle. La réaction est également un concept important pour un déclassement basé sur la performance, afin que les phases de fermeture et de post-fermeture d'un projet de stockage puissent commencer depuis le point de départ d'un système hautement caractérisé et bien compris.

Le développement des terrains de stockage de CO<sub>2</sub> sera parallèle au développement des gisements de pétrole et de gaz dans de nombreuses manières, et la clé du succès consistera à se baser sur cette grande expérience. Le redéveloppement d'un gisement pour le stockage du CO<sub>2</sub> bénéficiera de l'expérience de

l'industrie pétrolière et gazière dans le redéveloppement des gisements matures pour l'installation des projets de production par water drive et de récupération assistée du pétrole. Les leçons du développement par phase et « apprendre par le développement » seront prises en compte pour la planification d'un déploiement CSC et pour le développement de la réglementation. Comme pour la production d'un gisement de gaz ou de pétrole, le développement optimal d'une installation de stockage de CO<sub>2</sub> est dans les meilleurs intérêts de l'opérateur, qu'il existe ou non des réglementations spécifiques et clairement définies.

La planification et le développement d'un gisement impliquent l'usage de modèles terrestres et dynamiques développés pendant l'évaluation du site pour déterminer le volume du puits, le type de puits, les stratégies d'injection et les paramètres opérationnels (plus particulièrement la pression). On peut utiliser des puits de conception avancée, par exemple des puits horizontaux et multilatéraux, pour le stockage du CO<sub>2</sub> afin d'améliorer les débits d'un puits individuel, réduire les impacts de la pression à proximité du sondage du puits, et contrôler la distribution du CO<sub>2</sub>. Les caractéristiques du réservoir auront un impact sur le volume et la densité du puits, et affecteront également la stratégie d'injection. Les paramètres opérationnels, tels que les débits et pressions du puits, informeront la construction du puits et la conception de l'infrastructure. Le paramètre le plus important pour les projets de stockage de CO<sub>2</sub> est sans doute la pression maximale d'injection au point bas, où l'objectif consiste à optimiser le débit d'injection sans compromettre l'intégrité du système de confinement.

Les éléments à prendre en compte pour la conception d'un projet de cette sorte peuvent se baser sur les flux de travaux et pratiques de l'industrie pétrolière et gazière. On peut utiliser une structure de réservoirs dynamique pour développer des scénarios géologiques qui permettent de déployer une conception optimale. Ceci supportera à son tour la création d'un plan de contrôle rentable.

Pour le contrôle de l'intégrité d'un puits, on peut utiliser les diagrammes d'évaluation du ciment pour évaluer l'intégrité du revêtement de ciment du puits dans l'espace annulaire entre le coffrage et la formation. On peut également utiliser des outils d'évaluation soniques et ultrasoniques. Les informations qu'ils fournissent constitueront une importante source de données, en plus des rapports de forage, des rapports de forage des fluides, des informations sur les diagrammes d'ouverture de l'orifice, et des informations sur la mise en œuvre du ciment.

Un certain nombre de facteurs, tels que la présence et la concentration d'oxygène, de CO<sub>2</sub> et de sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S), ainsi que la durée de vie et de service prévue de l'équipement, doivent être pris en compte pour déterminer les matériaux devant être employés pour l'équipement d'achèvement du puits. L'industrie dispose d'une grande expérience pour ce qui concerne la sélection des matériaux dans la construction d'un puits pour exposition au CO<sub>2</sub>, y compris les leçons apprises suite à la planification de projets de stockage de CO<sub>2</sub>, comme le projet Gorgon Gas en Australie. Ceci a pris en compte, par exemple, les niveaux de H<sub>2</sub>S contenus dans le flux de gaz CO<sub>2</sub> et leur impact sur le choix des aciers, y compris des aciers inoxydables, et la capacité des aciers non-métalliques pour opérer dans cet environnement extrême. Le gisement Rangely Weber au Colorado fournit un exemple dans lequel des puits construits dans les années 40 ont été étudiés pour être utilisés avec succès à des fins de stockage de CO<sub>2</sub>.

Pendant la phase opérationnelle du puits, on peut employer plusieurs techniques pour contrôler l'intégrité du puits. On peut utiliser des tests d'intégrité mécaniques pour s'assurer que l'étanchéité est intacte. On peut également utiliser les relevés de pression / température, bruit, temps de déclin thermique et évaluation du ciment. Si nécessaire, on peut entreprendre une réhabilitation et des réparations, et il faut parfois entièrement déclasser les puits.

Les initiatives de contrôle restent une partie importante de la phase opérationnelle. Le contrôle cherchera à garantir que non seulement le puits fonctionne comme prévu, et qu'il est opéré et maintenu conformément à ses paramètres de conception et à un niveau de risque acceptable pendant toute sa durée

de vie, mais aussi dans le cas de stockage de CO<sub>2</sub>, qu'il est opéré d'une manière qui réduise le risque d'échappements incontrôlés de CO<sub>2</sub>. Un programme de contrôle complet devra comprendre la définition des limites de pression maximales et minimales pour tous les annulaires, et une large variété de techniques d'essais diagnostiques. Celles-ci pourraient inclure des approches telles que le fluide annulaire ou l'analyse du gaz, ou utiliser une grande variété de relevés, y compris les relevés de détection des fuites, vidéos, bruits ultrasoniques, températures, inspections des canalisations, inspections tubulaires et des calibres. L'équipement devra également être inspecté lorsqu'il sera retiré d'un puits. Toutes les données de contrôle et d'inspection devront être gérées de façon à ce que des données d'intégrité pertinentes soient facilement accessibles et utilisables pour supporter les prises de décision.

La phase opérationnelle d'un projet de stockage de CO<sub>2</sub> n'est pas une période statique, mais une période pendant laquelle on contrôle, apprend et agit si nécessaire. Les opérations génèrent un apprentissage de la sous-surface et produisent des résultats opérationnels et des données de contrôle inestimables. Le personnel de l'ingénierie, de la géotechnique et des opérations travaillera ensemble pour contrôler et gérer la performance au jour-le-jour. Le personnel de la production et de l'ingénierie du réservoir analysera de même les données opérationnelles pour interpréter la performance du puits et du réservoir, et évaluera le mouvement de panache du CO<sub>2</sub>. Les actions menées pendant les opérations peuvent comprendre des programmes de maintenance contre la corrosion, maintenance du puits, modification de la stratégie d'injection, évolution et progression du modèle géologique du projet sur une base périodique régulière. La documentation sur la gestion des opérations, dans laquelle des problèmes importants sont enregistrés et où les éventuels risques et réponses de la direction sont soulignés, constitue une bonne pratique et fournit une base solide d'informations pour un éventuel déclassement.

Pour le déclassement d'installations de stockage de CO<sub>2</sub>, on peut se baser sur l'expérience de l'industrie pétrolière et gazière dans le déclassement des gisements épuisés. Les exigences pour cette phase seront également exposées dans la réglementation. Il est important que l'opérateur du projet conserve la responsabilité du panache de CO<sub>2</sub> pendant une certaine période après la fin de l'injection. La durée de cette responsabilité dépendra de la taille, du type et du profil de risque du projet, sur la base des connaissances du comportement du CO<sub>2</sub> en sous-surface déjà observé. À la fin de l'injection, avec un modèle de l'environnement de sous-surface et du panache du CO<sub>2</sub> bien calibré, on pourra probablement établir des prévisions fiables sur la position au long-terme du CO<sub>2</sub> dans un avenir lointain. Les risques résiduels, comme la survenue de défauts dans la zone de confinement de la sous-surface, peuvent être quantifiés et structurés. En général, la prévision technique est qu'un confinement de long-terme puisse être atteint, structuré et démontré sans aucune prévision nécessitant des actions et interventions au long-terme. La sauvegarde du public et la protection de l'environnement sont de la plus haute importance, et on peut y parvenir en reconnaissant des limites à la responsabilité de l'opérateur du projet pendant une période raisonnable habituelle pour les grands travaux privés et publics. Pour déterminer cet équilibre, il faudra prendre en compte un certain nombre de cadres conceptuels d'urgence qui tiennent compte des problèmes de responsabilité de gérance au long terme.

Pendant la phase de fermeture, il faudra se concentrer sur un confinement de long-terme, et sur l'isolation de l'injection par rapport aux systèmes naturels et de production. Il faudra tenir compte de l'éventuelle détérioration des matériaux due à une exposition prolongée au CO<sub>2</sub>, qui exerce un impact sur les matériaux sélectionnés à utiliser pour le déclassement. Si la performance des matériaux risque d'exercer un impact sur le confinement à long-terme, ceci devra être atténué par le choix des matériaux.

Dans la phase de post-fermeture, aucune autre action n'est requise si la performance du site est conforme aux prévisions raisonnables de stabilité dans les phases antérieures. Si la stabilité du site est inférieure aux prévisions, il faudra poursuivre les opérations de contrôle et de réhabilitation jusqu'à ce que l'on parvienne à la stabilité.

## Remerciements

Ce travail est le fruit de nombreuses contributions individuelles par des représentants des entreprises membres du « Projet Capture de CO<sub>2</sub> », qui comprennent : BP, Chevron, ConocoPhillips, Eni, Petrobras, Shell, StatoilHydro et Suncor. Le support de la direction de ces entreprises a été indispensable à sa réussite et est remercié avec gratitude. Les principaux contributeurs à cet effort spécifique, en plus de l'auteur nominal de cet article, sont – par ordre alphabétique et par entreprise - : de BP – Charles Christopher, Walter Crow, Kevin Dodds, Brian Williams, Iain Wright ; de Chevron – Craig Gardner, Scott Imbus ; de ConocoPhillips – H. G. (Gary) Limb, Randy McKnight, Scott Rennie ; d'Eni – Mario Marchionna ; de Petrobras- Rodolfo Dino ; de Shell – Heath Nevels, Alessandra Simone, Charlie Williams ; de StatoilHydro – Philp Ringrose ; et de Suncor – Alan Young. Nigel Jenvey, précédemment chez Shell, a contribué aux premiers efforts. Derek Smith a apporté son assistance pour le manuscrit et la rédaction technique.

## Bibliographie

1. J.P.Meyer, Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO<sub>2</sub>EOR) injection well technology, American Petroleum Institute (2007) 54p.
2. A. Mathieson, I. Wright, D. Roberts & P. Ringrose. Satellite Imaging to Monitor CO<sub>2</sub> Movement at Krechba, Algeria. *Paper (307) GHGT-9; (2008)*
3. R.A. Chadwick, D. Noy, R. Arts, O. Eiken, Quantification issues from the latest time-lapse seismic data at the Sleipner CO<sub>2</sub> injection operation, GHGT-9, (2008)
4. **Daniel J. Talley, Thomas L. Davis, Robert D. Benson, and Steven L. Roche**, Dynamic reservoir characterization of Vacuum Field, *The Leading Edge*; v. 17; no. 10; (1998 ) p. 1396-1402;.
5. J.L. Brady, J.L Hare, J.F Ferguson, J.E., Seibert., F.J. Klopping, T. Chen., and T Niebauer, T., Results of the world's first 4D microgravity surveillance of a waterflood-Prudhoe Bay, Alaska: SPE Annual Technical Conference & Exhibition , San Antonio, September (2006), Expanded Abstracts, SPE 101762.