

Le projet CO₂CARE de l'UE...

Le projet CO₂CARE a pour but de permettre la démonstration à grande échelle de la technologie du captage et du stockage du CO₂ (CSC) en répondant aux besoins de la recherche d'une partie spécifique de la chaîne : l'abandon d'un site de stockage de CO₂.

Pour garantir la sécurité du stockage à long terme du CO₂, trois exigences fondamentales, ou critères de « haut niveau », doivent être démontrés* :

- Aucune fuite détectable
- Le comportement observé du CO₂ injecté est conforme au comportement modélisé
- Le site de stockage évolue vers une situation de stabilité à long terme

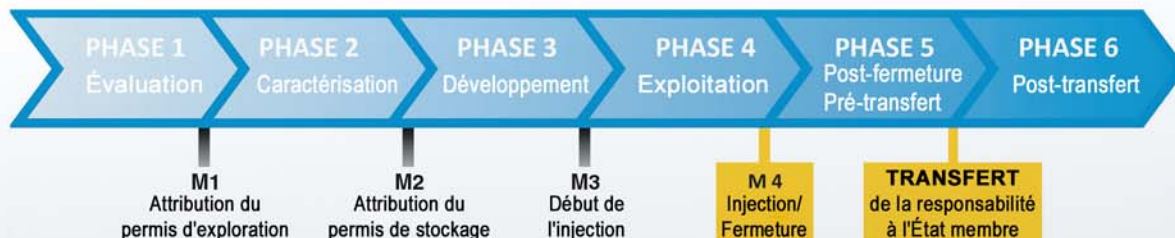
**Critères
de haut
niveau**

Le projet CO₂CARE a permis d'identifier et de fournir des technologies et des procédures pour garantir que ces critères puissent être respectés, assurant ainsi la sécurité post-fermeture et la stabilité à long terme des sites de stockage.

Le contexte général de CO₂CARE.

Cycle de vie du stockage de CO₂ décomposé en phases et en étapes (*)

Le projet CO₂CARE couvre les phases 5 et 6 qui suivent la fin de l'injection de CO₂



En fin de compte, le projet CO₂CARE a formulé des procédures solides pour l'abandon du site qui assureront l'intégrité à long terme du complexe de stockage.

La recherche de CO₂CARE s'est appuyée sur des expériences réalisées sur des sites européens de stockage de CO₂, en s'intéressant particulièrement aux opérations d'injection à l'échelle industrielle à Sleipner en Mer du Nord et aux sites d'installations pilotes de K12-B, au large des Pays-Bas, et de Ketzin, en Allemagne. En outre, nous incluons dans ce document l'expérience des bonnes pratiques issue du projet de chaîne complète d'injection à Rousse, en France, des projets de recherche sur l'injection menés de longue date à Nagaoka au Japon et à Otway en Australie, ainsi que du nouveau projet de Wallula aux États-Unis. Ceci nous permet de cerner les problèmes de stockage à partir de tout un ensemble de sites de stockage présentant une diversité unique des conditions géologiques et géographiques, et à partir de sites en phase de planification, d'exploitation ou de post-fermeture.

Cette brochure est conçue de façon à traiter deux thèmes parallèlement. La colonne principale, « blanche », résume les conclusions sur les trois critères de haut niveau pour l'abandon d'un site de stockage (pas de fuite, performances prédites et observées et stabilité à long terme) ainsi que la gestion des risques. La deuxième colonne, « bleue », résume les études réalisées sur nos principaux sites et fournit des exemples des résultats de notre recherche sur les questions d'abandon de puits et de gestion de réservoir.

(*) Source : Document d'orientation n° 3 de l'UE « Mise en œuvre de la directive 2009/31/CE relative au stockage géologique du dioxyde de carbone »

Sleipner

Le projet Sleipner, exploité par Statoil et ses partenaires en mer du Nord norvégienne, est le site sur lequel l'activité d'injection de CO₂ fonctionne depuis le plus longtemps au niveau mondial ; environ 14 millions de tonnes de CO₂ y sont maintenant stockées dans un aquifère salin, à quelque 800 m sous le fond marin.



Photographie de la plate-forme Sleipner en mer du Nord.



Schéma de fonctionnement du site de stockage de CO₂ de Sleipner montrant le puits d'injection dévié et le panache de CO₂ qui s'accumule dans le réservoir de stockage.

Sleipner fait l'objet d'une surveillance intensive avec un certain nombre d'outils géophysiques, notamment de la sismique 3D répétée, qui a fourni des images spectaculaires du développement progressif du panache de CO₂ dans l'aquifère de stockage. L'interprétation et l'analyse des ensembles de données de sismique répétée permettent une compréhension détaillée des processus d'écoulement dans le réservoir à mesure que le panache se développe, et font également apparaître qu'il n'y a aucun signe de fuite de CO₂ depuis le réservoir.

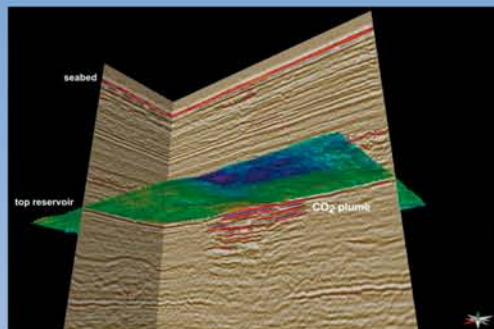
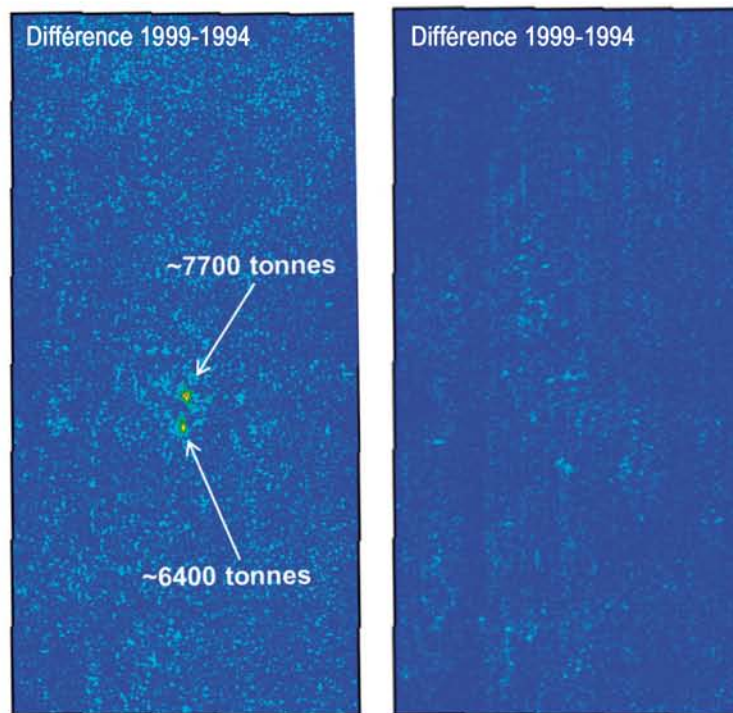


Image par sismique 3D répétée sur le site de Sleipner à partir de 2006, après 10 ans d'injection. L'image montre deux sections sismiques verticales, la surface du réservoir supérieur vue de dessous et des réflexions très brillantes correspondant au CO₂ piégé à l'intérieur du réservoir.

Aucune fuite détectable

La démonstration de l'absence de fuite détectable par l'exploitant du site constitue un élément clé de la réglementation sur le transfert de site. Au cours de la caractérisation du site (Phase 2 d'un projet de stockage), on montrera que la roche couverture du réservoir possède des qualités d'étanchéité satisfaisantes, sans failles ou autres structures perméables. À cet effet, des levés géophysiques de l'état de référence sont réalisés pour établir des images des terrains de couverture avant injection, et des essais en laboratoire sur les propriétés mécaniques et hydrauliques du réservoir et des roches de couverture sont effectués.

L'acquisition répétée des données géophysiques au cours de l'exploitation du site et après la fermeture (phases 4 et 5) permet de détecter les fuites de CO₂ en analysant les différences entre les levés géophysiques de l'état de référence et les levés renouvelés. La détection des fuites par sismique 3D répétée est particulièrement sensible en mer. Le travail de CO₂CARE à Sleipner montre que l'accumulation de CO₂ dans la partie supérieure du réservoir, avec des masses de l'ordre de 7 000 tonnes, peut être facilement visualisée, avec un seuil de détection d'environ 2 800 tonnes. Dans les terrains de couverture, les seuils de détection devraient être encore plus bas et ne pas dépasser quelques centaines de tonnes dans des circonstances favorables.



Cartes des changements sismiques entre l'étude de référence en 1994 et la première répétition de l'étude en 1999 montrant deux petites accumulations de CO₂ dans la partie supérieure du réservoir (à gauche) mais pas de changements systématiques dans les terrains de couverture (à droite).

Performances prédites et observées

L'exploitant doit démontrer qu'il comprend les processus de stockage sur le site et que les prévisions de comportement à l'avenir seront fiables, car cela constitue en effet un élément clé de la réglementation. Une façon d'y parvenir est de faire apparaître une correspondance ou une « conformité » entre les modèles prédictifs du réservoir et les observations de surveillance. CO₂CARE a réalisé une étude très détaillée de la modélisation prédictive et des observations de sismique répétitive à Sleipner pour évaluer la précision de la modélisation, et la façon dont cette dernière s'est renforcée au fur et à mesure que d'autres informations de surveillance étaient accessibles. Il est clair que, au début de l'injection, en 1996, un très large éventail de résultats prédictifs était possible mais, en 2006, l'incertitude s'est réduite de façon spectaculaire.

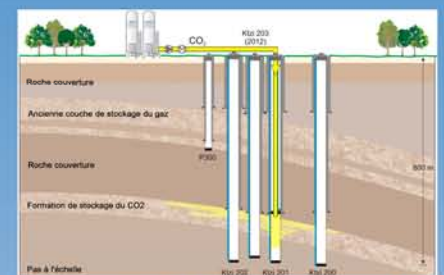
Ketzin

Le site pilote de Ketzin est situé près de Berlin, en Allemagne. Jusqu'en 2000, un stockage souterrain de gaz naturel a été réalisé de façon saisonnière à cet endroit, près de la ville de Ketzin/Havel. Les connaissances acquises lors de cette opération de stockage ont servi de base au développement du site pilote pour la recherche sur le stockage géologique du CO₂. Depuis 2004, le GFZ, le Centre de recherche allemand pour les géosciences, en collaboration avec des partenaires allemands et internationaux, a développé le site pilote. À Ketzin, les infrastructures se composent de cinq puits (un puits combinant injection et observation, quatre puits dédiés à la surveillance), un centre d'injection, diverses technologies de surveillance installées de façon permanente ou fréquemment appliquées dans les campagnes sur le terrain, et un centre d'accueil pour les activités de diffusion des connaissances.



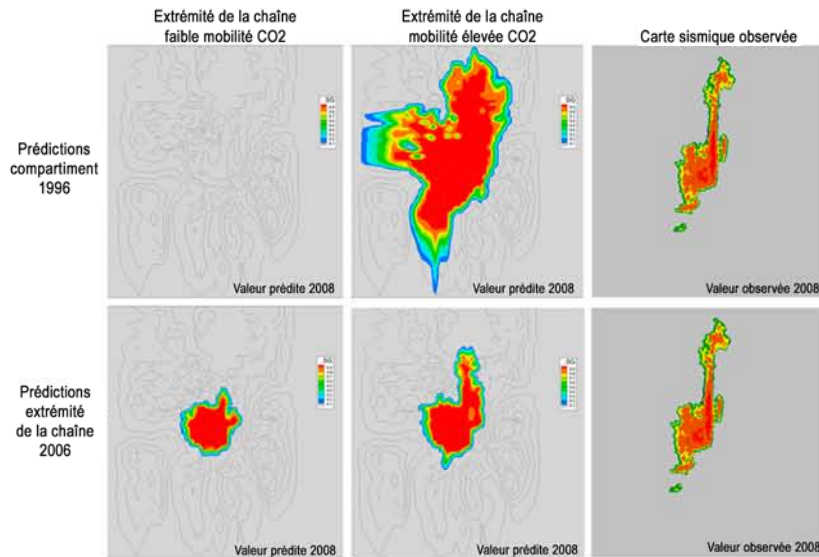
Vue du site pilote d'injection de Ketzin montrant le puits d'injection.

Les opérations d'injection ont eu lieu entre juin 2008 et août 2013 en utilisant des couches de grès de la Formation triasique de Stuttgart, à 630-650 m de profondeur, comme formation de stockage. Au total, 67 271 tonnes de CO₂ ont été injectées en toute sécurité et fiabilité.



Croquis simplifié de l'anticlinal de Ketzin avec les puits.

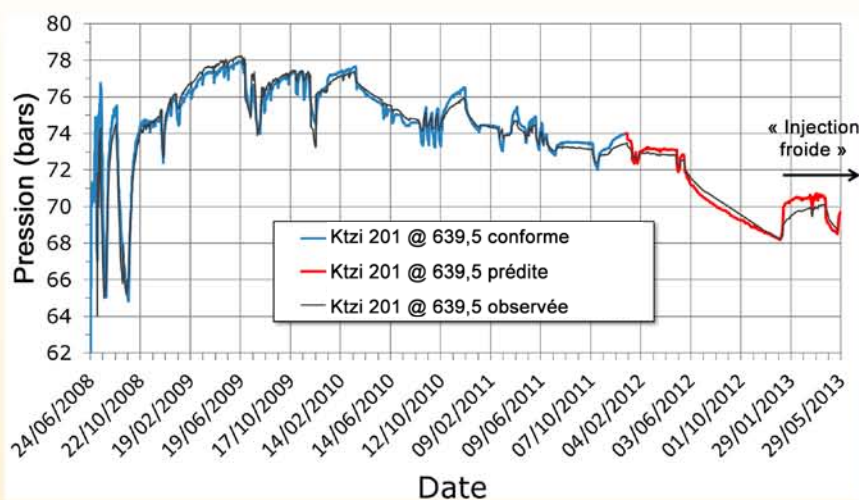
Des données de sismique répétitive ont été acquises et, par ailleurs, des outils, comme des électrodes pour la tomographie de résistivité, des capteurs de pression, des câbles à fibres optiques pour la surveillance de la température et de la pression, et un réseau de récepteurs sismiques en fond de puits, ont été déployés de façon permanente. Aucune migration de CO₂ à l'extérieur de la formation de stockage n'a été observée par le programme de surveillance intensive. Les opérations d'injection de CO₂ sont maintenant terminées, mais des activités post-injection sont prévues, avec une poursuite de la surveillance, des campagnes de terrain, l'abandon des puits par étapes et la fermeture du site en 2018.



Cartes de la couche supérieure de CO₂ dans le panache de Sleipner montrant la distribution du CO₂ prévue pour 2008 et l'observation sismique correspondante de 2008.

Il est également clair que même en 2006, une conformité parfaite est très difficile à obtenir en raison des simplifications et des incertitudes nécessaires dans les modèles de réservoir et de la résolution imparfaite des données de surveillance. Néanmoins, la réduction importante de l'incertitude qui a pu être obtenue avec l'acquisition de données de surveillance supplémentaires indique que les processus de stockage à Sleipner sont bien compris.

A Ketzin, la pression du réservoir est un facteur déterminant de la performance de stockage et un programme complet de surveillance de la pression de fond a été réalisé.



History matching des pressions de réservoir modélisées et observées à Ketzin, montrant la précision de la prédiction post-2011.

Les pressions modélisées ont fait l'objet d'un rapprochement historique avec les relevés observés depuis le début de l'injection en 2008 jusqu'à la fin de l'année 2011 environ. Une conformité satisfaisante a été obtenue avec une bonne correspondance à la fois pour les augmentations de pression qui suivent les démarrages d'injections et pour les baisses de pression qui suivent les arrêts d'injection. On a ensuite fait tourner le modèle de réservoir retenu jusqu'à une date plus avancée pour prévoir l'évolution de la pression jusqu'à la mi-2013. La comparaison avec les résultats mesurés montre une bonne correspondance et fait ressortir la fiabilité prédictive du modèle de réservoir actuel.

K12-B

Le site K12-B, exploité par GDF SUEZ E&P Nederland B.V., est un gisement de gaz épuisé dans le secteur néerlandais de la mer du Nord, situé à environ 150 km au nord-ouest d'Amsterdam. La partie supérieure du réservoir se situe à environ 3 800 m de profondeur au-dessous du fond de la mer et est recouverte par quelque 500 m de couches de sel étanches du Zechstein, ce qui en fait potentiellement un site candidat optimal pour le stockage du CO₂.

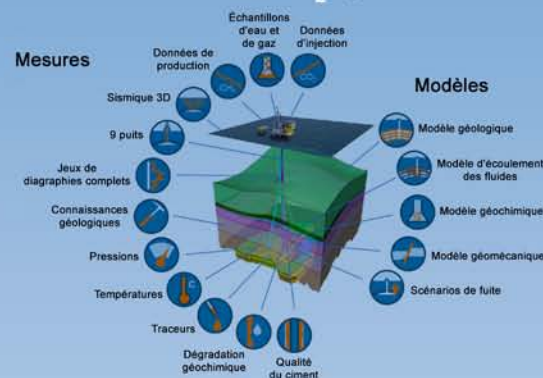


La plate-forme K12-B est située en mer du Nord néerlandaise.

L'opération de stockage a été mise en œuvre dans le cadre de la prolongation d'une licence de production de gaz. Le CO₂ représente 13 % du gaz produit et, depuis 2004, il a été réinjecté dans le réservoir dans lequel il avait été efficacement enfermé pendant des millions d'années avant le démarrage de la production en 1985.

La plate-forme K12-B sert de site pilote pour étudier le comportement du CO₂ injecté dans le réservoir et améliorer le taux de récupération des gaz. En septembre 2013, la quantité totale de CO₂ réinjectée approchait 89 000 tonnes. Comme le montrent les données des diverses campagnes de surveillance, aucune fuite de CO₂ à l'extérieur du complexe de stockage n'a eu lieu depuis le début de l'injection, et on peut ainsi démontrer que les puits qui pénètrent dans la plate-forme K12-B sont étanches.

Une série de mesures et de modélisations ont permis d'établir des connaissances approfondies sur le comportement du site et la sécurité à long terme du confinement du CO₂ injecté.



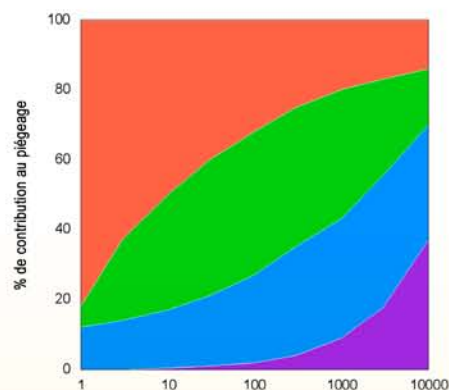
Mesures et modèles destinés à assurer la sécurité des opérations d'injection de CO₂ à K12-B.

Stabilité à long terme

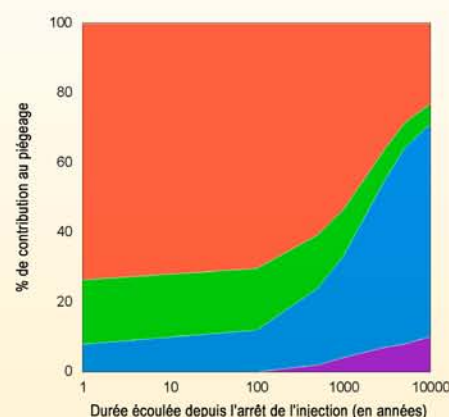
Quatre mécanismes peuvent intervenir dans la stabilisation d'un site de stockage de CO₂, sur des échelles de temps allant de quelques mois à plusieurs dizaines de milliers d'années :

- Le piégeage structurel/stratigraphique, dans lequel le CO₂ plus léger que l'eau est piégé sous une roche couverture imperméable
- Le piégeage résiduel dans lequel le CO₂ est piégé dans les pores du réservoir par l'eau salée de ce réservoir
- Le piégeage par dissolution, un processus à long terme dans lequel le CO₂ se dissout dans l'eau salée du réservoir et devient ainsi gravitationnellement stable
- Le piégeage minéral, dans lequel des solutions aqueuses riches en CO₂ réagissent avec les minéraux du réservoir pour former de nouveaux minéraux carbonatés, ce qui a pour effet essentiel de convertir le CO₂ en une nouvelle roche.

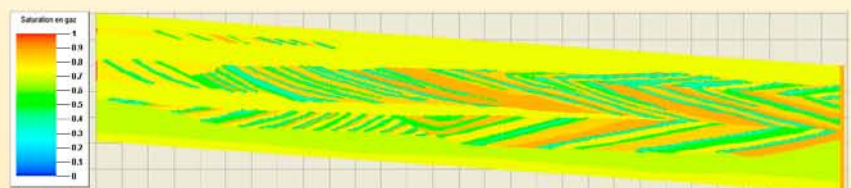
CO₂CARE a examiné plusieurs scénarios de stabilisation des sites de stockage et a montré que la contribution et l'importance relatives de ces processus sont très dépendantes de la géologie du site de stockage. Il est clair que les projections des processus de piégeage à long terme sont très variables, en particulier en ce qui concerne la façon dont les quantités restantes de CO₂ plus léger que l'eau (qui pose le plus de risques de fuite) diminuent avec le temps.



Schémas conceptuels pour différentes situations de sites de stockage. Rouge : Piégeage structurel/stratigraphique : risque de fuite potentiel ; Vert : piégeage résiduel du CO₂ dans l'espace des pores : risque de fuite très faible ; Bleu : CO₂ dissous dans l'eau salée : risque de fuite extrêmement faible ; Violet : CO₂ piégé en phase minérale : pas de risque de fuite.

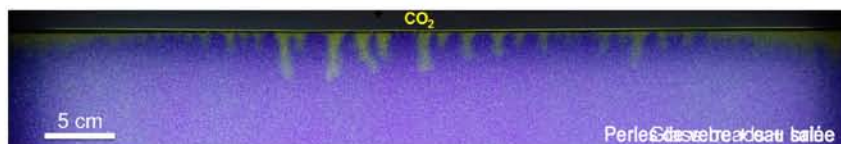


L'évaluation de la stabilité du stockage à long terme dépend fortement des prédictions réalisées avec des outils numériques. Ces dernières font apparaître une diversité impressionnante en ce qui concerne les contributions quantitatives des mécanismes de stabilisation, et les décisions prises par le modélisateur sur les outils utilisés et les paramètres d'entrée du modèle (comme le degré de complexité géologique à inclure) ont une forte influence.



Section détaillée (3 m de long x 0,5 m de haut), grâce à un modèle numérique d'écoulement du CO₂ injecté dans un grès à stratification croisée. Il faut noter la complexité à petite échelle de la distribution du CO₂ qui influence les mécanismes de piégeage à long terme.

CO₂CARE a également effectué des travaux expérimentaux pour déterminer l'échelle de temps à laquelle ces processus importants interviennent. La dissolution est un procédé de stabilisation fondamental, car elle élimine du système le CO₂ plus léger que l'eau, l'eau salée du réservoir devenant plus dense au fur et à mesure que le CO₂ est dissous à l'intérieur. Ceci est bien démontré par une expérience de laboratoire avec une cellule de Hele-Shaw, comprenant deux plaques de verre placées à environ 1 mm de distance, l'espace intermédiaire étant rempli avec de très petites billes de verre et de l'eau salée. Le CO₂ gazeux introduit dans la partie supérieure de la cellule se dissout rapidement dans la couche supérieure de l'eau salée et réduit le pH de cette eau, la faisant ainsi virer au jaune. Au bout de quelques minutes, des panaches denses d'eau salée saturée en CO₂ commencent à descendre, ce qui met en évidence le début du processus de stabilisation.



Photographie de la partie supérieure de la cellule de Hele-Shaw après 90 minutes montrant des panaches descendants d'eau salée saturée en CO₂.

Gestion des risques

Dans le contexte de la fermeture et de l'abandon d'un site de stockage de CO₂, la gestion des risques comprend toutes les mesures nécessaires pour en démontrer la sécurité à long terme. Il s'agit d'une condition préalable au transfert de la responsabilité du site abandonné de l'exploitant à l'autorité compétente (AC) au niveau national.

Afin d'assurer une procédure bien structurée pour la gestion des risques dans le cadre des Phases 4 (« Exploitation ») et 5 « Post-fermeture/Pré-Transfert », un ensemble d'étapes pour la fermeture d'un site (Site-Closure Milestones - SCM) a été mise au point et appliquée aux différentes phases du projet. Ces étapes sont étroitement liées aux exigences de la Directive européenne sur le stockage, et décrivent les actions ou les moments clés pendant la fermeture et le transfert du site, qui permettent de garantir que toutes les conditions pour le transfert de responsabilité sont remplies une fois que l'ensemble des étapes est franchi.

La correspondance entre les étapes de la fermeture d'un site et l'échéancier est résumée ci-dessous. Il est important que les étapes soient franchies l'une après l'autre. Par exemple, l'évaluation finale de l'absence de fuite doit être entreprise après avoir établi la concordance entre les données de modélisation et les données de surveillance, c'est-à-dire après avoir prouvé que le comportement du complexe de stockage est compris par l'exploitant.

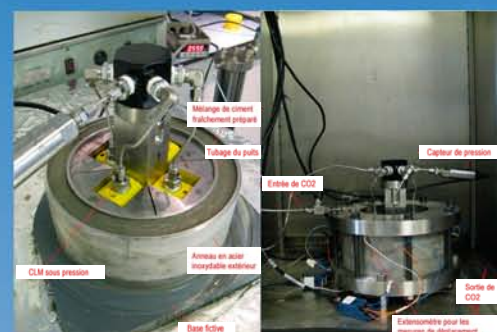
Comme ces étapes sont définies à haut niveau, elles doivent être complétées par des critères techniques et de gestion des risques plus spécifiques qui peuvent être appliqués à un niveau opérationnel. Ces critères supplémentaires et la méthodologie de prise de décision pour l'abandon d'un site de stockage de CO₂ sont décrits et testés dans deux rapports publics, disponibles sur le site du projet CO₂CARE.

Dans un de ces rapports, un système d'aide à la décision a été créé en utilisant les critères définis comme de haut niveau (exigences principales) et de bas niveau. Le système fournit aux exploitants des consignes sur la façon d'agir en cas d'irrégularités après la fermeture du site, avec trois niveaux de risque - vert, orange et rouge. Ce processus a été évalué sur le site de K12-B dans le contexte de la gestion de la pression du réservoir.

Abandon des puits

La connaissance de l'histoire géomécanique des puits de forage est importante pour évaluer les conditions d'écoulement dans les puits de forage au moment de la fermeture. Cet aspect peut être éclairé par des expériences de laboratoire et une modélisation numérique.

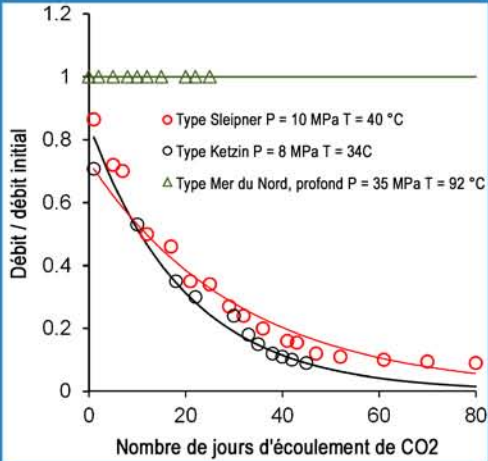
CO₂CARE a procédé à des recherches sur les caractéristiques d'étanchéité de l'interface tubage-ciment du puits d'injection pour toute une série d'écoulements de CO₂ et d'eau salée dans toute une série de conditions d'essais. Une expérimentation spécialement conçue et instrumentée a été utilisée pour étudier l'effet du transport réactif dû à l'écoulement de CO₂ à travers les infrastructures du puits. Du ciment pétrolier fraîchement préparé a été placé entre un tubage de puits en vraie grandeur et un anneau en acier inoxydable simulant la rigidité du réservoir. Lors de la coulée du ciment et ultérieurement au cours de l'expérimentation, une pression de puits représentative de différentes conditions de terrain a été appliquée sur le tubage par un mécanisme de mise en charge central (CLM) constitué de quatre vérins hydrauliques de précision commandés. La perméabilité initiale du micro-espace annulaire formé par la détente sur le ciment a été mesurée pendant l'écoulement d'eau salée par le puits de forage.



Détails du dispositif expérimental mis en place pour l'étude des processus près du puits de forage.

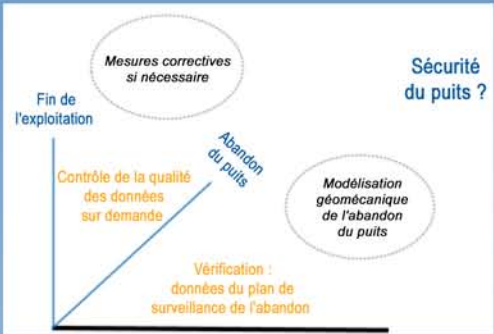
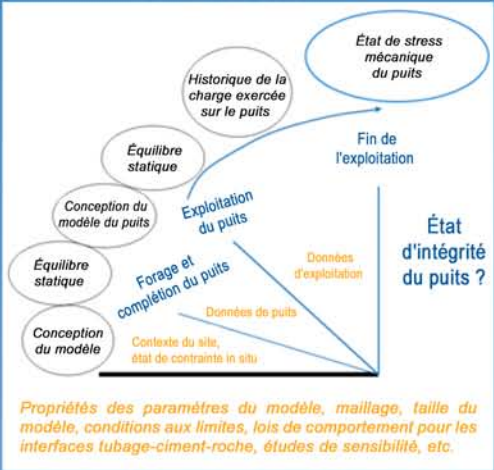
Des expériences de longue durée sur un écoulement continu de CO₂ à travers l'interface entre le tubage de puits de forage et le ciment ont été réalisées dans trois conditions de réservoir différentes : a) conditions d'un réservoir peu profond de type Sleipner (pression de puits : 10 MPa, T = 40 °C, salinité = 3,5 %), b) conditions d'un réservoir peu profond et de salinité élevée, de type Ketzin (pression de puits : 8 MPa, T = 34 °C, salinité = 25 %) et c) conditions de température et de pression élevées de type réservoir d'hydrocarbures profond en Mer du Nord (pression de puits : 35 MPa, T = 92 °C, salinité = 12,5 %). Les résultats dans des conditions de faible profondeur et de température modérée ont montré une réduction progressive du débit, qui est attribuée aux réactions de carbonatation entre le ciment, le tubage en acier inoxydable et le CO₂, ce qui indique une tendance à l'auto-obturation.

En revanche, aucun changement dans le débit de CO₂ (ou la perméabilité de l'interface ciment-boîtier) n'a été observé à des conditions représentatives des réservoirs haute température - haute pression de type Mer du Nord, ce qui montre l'effet dominant des conditions environnementales dans le sous-sol.



Comportement observé pour l'interface tubage-ciment au cours de l'écoulement en continu du CO₂ à différentes conditions de température et de pression du réservoir.

Un flux de travail destiné à modéliser le comportement mécanique du puits de forage en vraie grandeur a été élaboré dans le cadre de CO₂CARE, afin d'évaluer l'intégrité des puits avant la fermeture du site. L'objectif est d'identifier les zones de faiblesse possibles à la fin de l'opération stockage, pour être en mesure de mettre au point les actions spécifiques appropriées afin de sécuriser l'abandon du puits.



Modélisation par flux de travaux de l'historique du comportement mécanique du puits (en haut) et de la conception et de l'achèvement et de l'abandon (en bas).

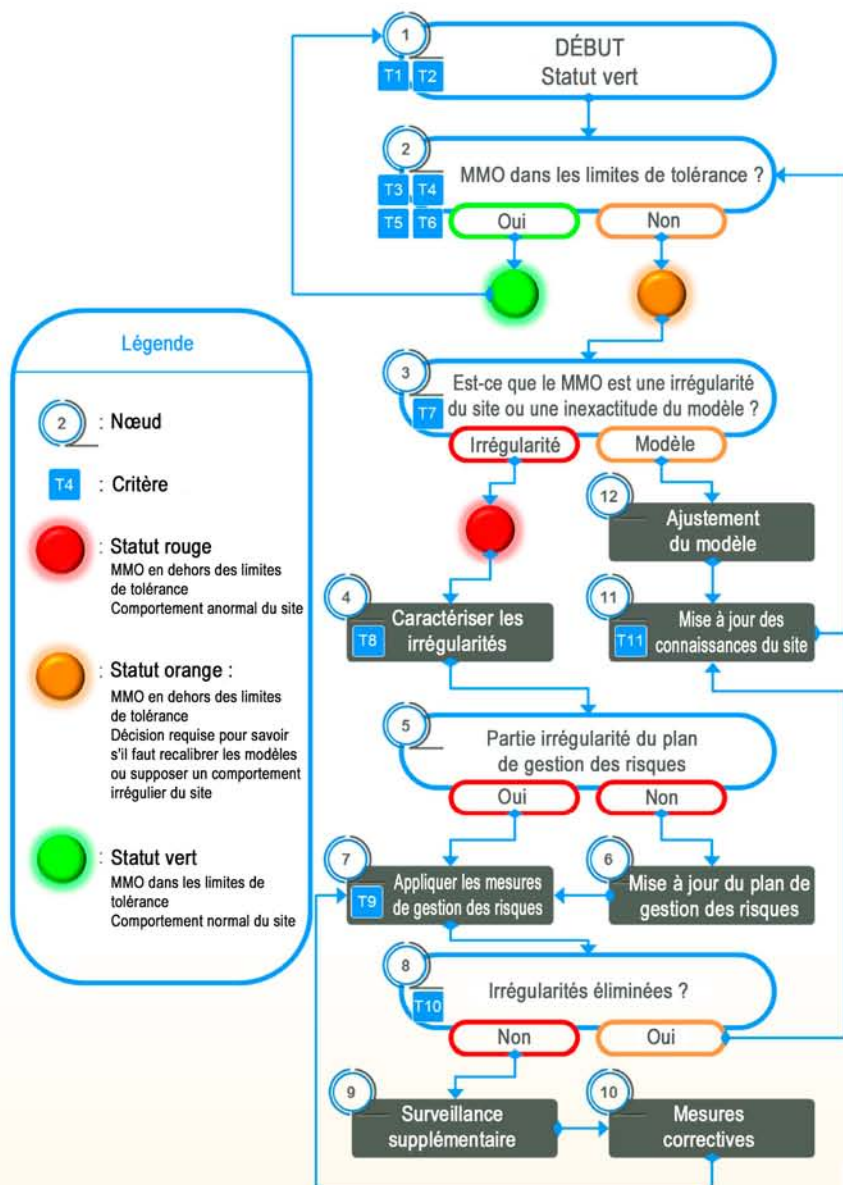
Graphique des étapes de fermeture d'un site conduisant au transfert de responsabilité conformément à la Directive de l'UE sur le stockage.

Étape de fermeture du site (SCM)	Description	Sous-phase	Phase/ Moment
0	Spécifier les modèles et la surveillance choisis pour la vérification de la conformité	Phase opérationnelle finale	Phase 4 (opérationnelle)
1	Vérifier la conformité du modèle/de la surveillance pendant la phase opérationnelle finale ; mise à jour des modèles si nécessaire		
2	Mise à jour d'un plan de post-fermeture provisoire		
3	Soumission du plan final (mis à jour) de post-fermeture		
4	Approbation du plan final (mis à jour) de post-fermeture		
5	Fermeture du site	-	Fermeture du site
6	Mise à jour facultative du plan de gestion des risques	Post-fermeture	(Phase 5) Post-fermeture/Pré-transfert
7	Fin de la boucle vérification-mise à jour du modèle		
8	Les données des modèles et de la surveillance sont situées à l'intérieur d'une zone de conformité acceptable une fois que l'étape M7 a été atteinte sans ajustement important (par exemple, pendant une période minimale de cinq ans)		
9	Mise à jour finale facultative du plan de gestion des risques		
10	Preuves de l'absence de fuite présentées à l'autorité compétente		
11	Efficacité du concept de stockage : Démonstration d'une évolution vers la stabilité à long terme		
11a	Démonstration du fait que l'évolution de la pression correspond à la prédiction du modèle		
11b	Démonstration du fait que le mouvement du panache correspond de façon acceptable aux prédictions du modèle (dans les limites de tolérances)		
11c	Vérification facultative d'autres paramètres/caractéristiques liés au concept de stockage	Pré-transfert	
12	Vérification finale du puits de forage avant abandon (diagraphie finale)		
13	Soumission du projet de rapport de transfert de responsabilité		
14	Approbation du rapport		
15	Enlèvement des installations de surface	-	Transfert du site
16	Acceptation de l'abandon du puits		
17	Approbation et réalisation du transfert de responsabilité		

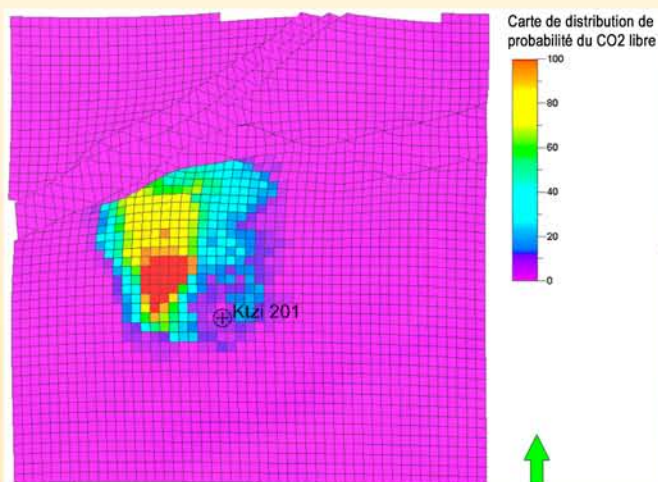
Une évaluation quantitative des risques du site de Ketzin a été réalisée afin d'évaluer le comportement du panache de CO₂ au cours de la période post-fermeture, en particulier dans la région de champ lointain, pour laquelle l'incertitude sur l'hétérogénéité du réservoir est très élevée. La recherche s'est appuyée sur le modèle statique le plus récent développé par le GFZ et elle s'est basée sur l'historique pour l'évaluation des risques. Afin de modéliser ces incertitudes, 25 réalisations statistiques de distributions de chenaux fluviaux, qui représentent quelques-unes des hétérogénéités possibles en champ lointain, ont été créées et mises en œuvre dans les simulations d'écoulement.

Les résultats obtenus à partir des simulations d'écoulement ont été résumés dans une carte de distribution de probabilité du CO₂ libre, qui décrit l'emplacement probable du panache de CO₂ à un moment donné. De multiples cartes de probabilité ont été créées pour différentes périodes de post-fermeture (jusqu'à 500 ans) à partir de la fin de l'injection en août 2013. Un exemple de carte de distribution de probabilité de CO₂ libre est donné pour l'année 2064.

Ces cartes sont utiles pour déterminer les zones critiques pour les activités de surveillance et de gestion des risques au cours de la période de post-fermeture.



Organigramme du système de « feux tricolores » adopté pour la prise de décision en matière de risque pendant la sous-phase de post-fermeture et définition des trois priorités de risque (statuts rouge, orange et vert). MMO = Model-Monitoring Offset (Écart entre modèle et surveillance) ; noter que la Directive sur le stockage se réfère exclusivement à des « irrégularités notables » plutôt qu'à des « irrégularités ».



Carte de distribution de probabilité du CO₂ libre dans la couche supérieure du réservoir de Ketzin montrant le comportement le plus probable du panache en champ lointain en 2064.

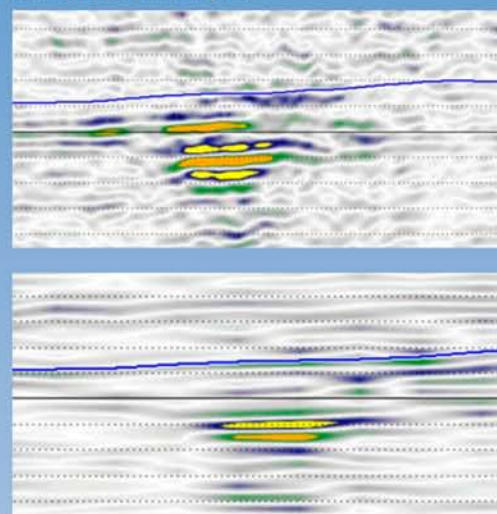
Les modèles numériques basés sur ces flux de travaux peuvent intégrer un large éventail d'effets, notamment les processus géomécaniques et géochimiques. Mais il faut évaluer les paramètres de modèle appropriés à partir de mesures sur le terrain ou en laboratoire, les plus importants étant l'évaluation initiale des contraintes in situ avant le forage de puits et les lois de comportement des différents matériaux (pierre, ciment et tubages) au niveau des interfaces.

Dans les scénarios qui portent sur les variations de pression, et en supposant une bonne cimentation des puits, les résultats de la modélisation en vraie grandeur du puits de forage montrent que les matériaux restent en dessous de leur enveloppe de fracturation/rupture, ce qui indique qu'une dégradation mécanique significative du puits de forage pendant les opérations de stockage est peu probable.

Gestion du réservoir

Selon les caractéristiques du site de stockage, le suivi du panache dans le réservoir de stockage peut-être une exigence de surveillance essentielle en phase de post-injection. Les données de sismique réflexion 3D répétitive fournissent une couverture complète du réservoir, mais il est important de minimiser les coûts de surveillance à tout moment, en particulier pendant la phase de post-injection, quand le site commence à se stabiliser.

Les données de surveillance des sites pilotes, telles que celles acquises à Ketzin, montrent que de très petites quantités de CO₂ peuvent être détectées, même en utilisant des géométries d'acquisition économiques et peu nombreuses. Les données sismiques réelles ont montré que 22 000 tonnes de CO₂ peuvent clairement être visualisées. La modélisation sismique indique qu'une quantité similaire peut être visualisée de façon satisfaisante en utilisant des spécifications d'étude beaucoup moins chères avec seulement 10 % du nombre de points-sources sismiques.



Imagerie sismique de 22 000 tonnes de CO₂ dans le réservoir de Ketzin. Image à partir des données réelles de sismique 3D répétitive (en haut) et image modélisée à partir de données sismiques en faible nombre, en utilisant des paramètres d'acquisition fortement réduits (en bas).

Pour résumer, le projet CO₂CARE a effectué une étude sur trois ans portant sur quelques-unes des questions fondamentales en lien avec la fermeture et l'abandon d'un site de stockage de CO₂.

L'étude s'est concentrée sur deux principaux thèmes de recherche scientifique et technique : l'intégrité et l'abandon d'un puits de forage et la gestion de réservoir.

En élaborant des procédures visant à un abandon des puits sans danger et efficace, nous avons réalisé un inventaire approfondi des procédures d'abandon et des performances des puits dans le monde. Nous avons effectué des expériences de laboratoire géomécaniques et géochimiques et des études de modélisation numérique pour évaluer les processus post-injection et à long terme au puits de forage. Nous avons également développé des techniques de surveillance pour une identification rapide des fuites autour d'un puits de forage.

En ce qui concerne la gestion des réservoirs, nous avons effectué des recherches sur les processus essentiels à l'intégrité du stockage à long terme tels que le piégeage capillaire, la dissolution et le piégeage géochimique. Encore une fois, les modèles numériques ont été étayés par des expériences de laboratoire innovantes qui se sont déroulées sur des échelles de temps allant de quelques heures à plusieurs années. Nous avons réalisé des études sur la conformité prédite et observée en termes de migration du panache à Sleipner et d'évolution de la pression du réservoir à Ketzin. Nous avons testé sur le terrain des méthodes novatrices et économiques de surveillance de réservoir, telles que la résistivité puits-à-puits et l'interférométrie sismique, et établi des seuils de détection des fuites pour la sismique 3D répétitive. Nous avons aussi réalisé des recherches sur les mesures correctives telles que des joints d'étanchéité et injecté des gels retardateurs d'écoulement.

Les thèmes transversaux inscrits dans les exigences de la Directive de l'UE pour l'abandon d'un site (aucune fuite détectée, conformité entre comportement prédit et comportement observé, et stabilisation à long terme) ont été un élément clé de CO₂CARE.

Afin de tester ces concepts, nous avons procédé à un exercice détaillé en examinant les cas de fermeture de sites hypothétiques pour Sleipner, K12-B et Ketzin. Pour chaque site, nous avons élaboré un document « à blanc » exposant la justification technique de la fermeture. Un atelier des parties prenantes, incluant des autorités compétentes nationales et l'industrie, a été organisé pour examiner et évaluer les documents. Les retours de l'atelier ont contribué à l'élaboration des meilleures pratiques pour la fermeture d'un site.

Enfin, nous avons également développé à l'intérieur des documents « à blanc » un cadre global de gestion des risques pour la fermeture et l'abandon. Ce dernier prévoit des procédures et des critères pour l'abandon du site, des outils d'aide à la décision pour le transfert de responsabilité (un système de « feux tricolores ») et des recommandations pour des stratégies de surveillance post-fermeture.

	Site (* offshore)	Exploitant/ partenaire CO ₂ CARE	Situation actuelle	CO ₂ injecté	Profondeur en m
Europe	Sleipner *	Statoil	injection	13,3 Mt (env. 1 Mt/an)	800 - 1000
	K12-B*	GDF Suez (TNO)	injection	88 500 t (env. 0,02 Mt/an)	3 800
	Ketzin	VNG/GFZ	injection	67 271 t	650
	réservoir CO ₂ naturel Montmiral	Air Liquide	temporairement inactif	-	2 400
	Rousse	TOTAL	injection	90 000 t (jusqu'en 2013)	4 200
États-Unis	Wallula	Battelle- PNNL	planification	1000 t	1200
	Frio	Univ. Texas à Austin	surveillance post-injection	1 600 t	1 500
Asie-Pacifique	Nagaoka	RITE	surveillance post-injection	10 400 t	1 100
	Otway	CO2 CRC	injection	66 100 t (0,05 Mt/an)	1 500

Site web du projet et contact : www.co2care.org

Coordinateur du projet :
Dr Axel Liebscher
(GFZ)

Dr Mario Wipki,
responsable de projet
(GFZ)

Chronologie CO₂CARE

Lancement de CO ₂ CARE	
Janvier 2011	Réunion de lancement à GFZ, Potsdam, Allemagne
Juin 2011	Assemblée Générale (AG), Potsdam, Allemagne
Mars 2012	Conférence scientifique annuelle et AG, Londres, Royaume-Uni
Août 2012	Examen à mi-parcours CO ₂ CARE, Bruxelles, Belgique
Sept. 2012	Réunion de lancement sur les bonnes pratiques et la conformité réglementaire
Avril 2013	Conférence scientifique annuelle
Mai 2013	Finalisation de l'examen des critères du plan d'abandon
Juillet 2013	Atelier avec les autorités compétentes sur les bonnes pratiques
Nov. 2013	Lignes directrices sur les bonnes pratiques et brochure de synthèse
Nov. 2013	Conférence scientifique annuelle
Déc. 2013	Rapport sur les techniques de correction pour l'abandon d'un site
Fin du projet	