



Contexte

La lutte contre les émissions de gaz à effet de serre d'origine anthropogénique, afin de limiter les risques associés au changement climatique et à l'acidification des océans, constitue un des enjeux majeurs du XXIème siècle.

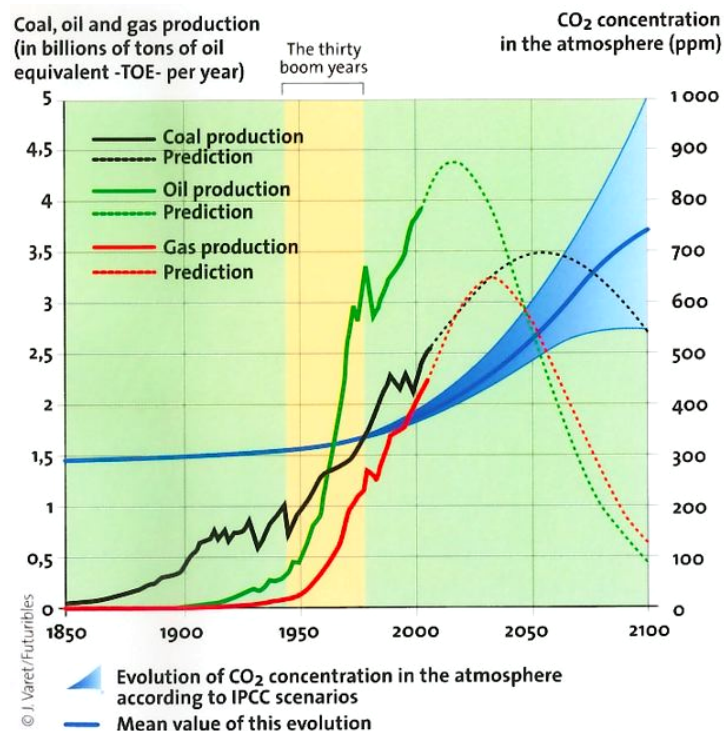


Figure 1: Evolution de la production de combustibles fossiles et de la concentration en CO₂ dans l'atmosphère entre 1850 et 2003 et prédictions jusqu'en 2100 (source : *International Energy Agency, World Energy Outlook, 2004*).

Parmi les différents composés participant à l'effet de serre (CO₂, CH₄, NO_x, HFC, SF₆...), la priorité est actuellement donnée au dioxyde de carbone, qui présente la contribution majoritaire (typiquement 70 à 75%) à l'échelle de la planète. Les modèles climatiques conduisent à recommander une teneur en CO₂ dans l'atmosphère ne dépassant pas 550 ppm, alors que les différents scénarios d'évolution de la composition de l'atmosphère réalisés par le GIEC (IPCC), représentés à la Figure 1, prédisent une évolution comprise entre 550 et 1000 ppm à l'horizon 2100. Sur le plan national, une diminution d'un facteur 4 des émissions à l'horizon 2050 a été fixée comme objectif à cet effet.

Schématiquement, différents leviers peuvent être proposés afin de réduire les émissions de CO₂ : diminuer la consommation d'énergie, améliorer l'efficacité énergétique, promouvoir les énergies renouvelables ou faiblement émettrices de CO₂, et capter le dioxyde de carbone pour le séquestrer. Il est communément admis qu'aucune de ces options ne peut à elle seule permettre l'atteinte du facteur 4 à l'horizon 2050 pour un pays industrialisé ; la solution passe nécessairement par un bouquet de mesures, parmi lesquelles la technologie CSC (pour Captage et Stockage du CO₂) constitue un levier majeur pour un traitement massif. La valorisation (biologique, chimique) ou la transformation du CO₂ à large échelle, qui présentent un intérêt incontestable et pourraient être la source de marchés spécifiques, nécessitent d'importants travaux exploratoires. Le stockage océanique profond, interdit par la convention de Londres, ne sera pas traité dans ce document.

1. Présentation générale

Le déploiement de la chaîne CSC vise à assurer, préférablement au niveau d'un point d'émission de CO₂ à fort tonnage (typiquement centrales thermiques, aciéries, cimenteries, sites de raffinage...) les étapes suivantes :

- ▀ Captage du CO₂ à l'aide d'un procédé dédié afin d'atteindre le niveau de concentration et le taux de récupération visés. Une teneur supérieure à 90% et un taux de récupération de 90 % sont souvent proposés.
- ▀ Transport sous haute pression (typiquement 100 à 150 bar) dans un pipe-line (appelé carboduc) sous forme supercritique ou liquide.
- ▀ Injection sur un site de stockage (réservoir d'hydrocarbures déplété veines de charbon non exploitables, aquifère salin...)

D'un point de vue pratique, la technologie CSC s'adresse potentiellement, pour des raisons d'économie d'échelle, à des sources d'émission massive de CO₂, qui constituent de l'ordre de 40% des émissions mondiales et sont récapitulées dans le tableau ci-dessous (inventaire réalisé par l'IPCC⁴⁹) :

	Emissions de CO₂ (en millions tonnes / an)
Centrales thermiques (gaz, charbon, fuel)	7660
Sidérurgie	1440
Cimenteries	1130
Raffineries	690
Pétrochimie	520
Autres secteurs industriels (ammoniac, engrais, gaz naturel...)	1320
Sous total	12 760
Autres sources	14 240
Emissions totales	27 000

Tableau 1: Inventaire des sites d'émission de CO₂ à fort tonnage à l'échelle planétaire par secteur d'activité. Actuellement les pilotes de stockage souterrain de CO₂ en cours d'essai ne prennent en charge qu'environ 10 Mt de CO₂ par an à comparer aux 27 Gt correspondant au total des émissions anthropogéniques⁵⁰. Sur le plan du stockage géologique, de nombreuses études mettent évidence des capacités largement suffisantes partout dans le monde (sauf au Japon et en Corée du sud).

⁴⁹ Davidson, O., Metz, B. (2005) Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, *International Panel on Climate Change*, Geneva, Switzerland, (www.ipcc.ch).

⁵⁰ Par convention, les quantités sont exprimées en tonnes de CO₂ et non en équivalent carbone (eq C) dans ce document (1 t eq C = 3.667 t CO₂).

2. Etat de l'art dans le monde, scientifique et technologique

Historiquement, le transport et l'injection de CO₂ ont été pratiqués sur plusieurs sites en Amérique du Nord (USA et Canada) depuis les années 80 comme technique de récupération assistée du pétrole (EOR pour *Enhanced Oil Recovery*). Plus de 3500 km de *caroducs* sont actuellement en opération dans ce cadre. Le CO₂ injecté est cependant souvent réémis dans une forte proportion avec le pétrole ou le gaz naturel ainsi récupéré. Par ailleurs, le captage du CO₂ est pratiqué depuis des décennies dans le domaine du traitement du gaz naturel.

Plus récemment, la réinjection de CO₂ obtenu sur un site de production de gaz naturel off-shore a été réalisée en aquifère salin sous le plancher de la mer de Norvège (site de Sleipner opéré par la compagnie Statoil) à raison d'environ 1 Mt par an, et ce depuis 1996.

En termes de stratégie de captage, trois voies sont principalement envisagées :

1. La voie *précombustion* consiste à produire à partir du charbon (par gazéification) ou du gaz naturel (par vaporéformage) le mélange CO + H₂ appelé gaz de synthèse. Après réaction de shift avec l'eau on obtient un mélange H₂ + CO₂ dont on extrait le CO₂ par séparation membranaire, par solvant chimique ou physique, ou PSA (Pressure Swing Adsorption). Le CO₂ est, après compression, injecté dans un site de stockage géologique tandis que l'hydrogène est brûlé dans une turbine à gaz de combustion. Un des enjeux technologiques majeur de cette filière est le développement non encore maîtrisé d'une turbine hydrogène de grosse taille
2. La voie *oxycombustion* met en œuvre une combustion avec de l'oxygène à 95 % vol. comme comburant à la place de l'air. Pour maintenir des niveaux de température acceptables dans la chaudière, elle nécessite un recyclage des fumées, le CO₂ se substituant à l'azote comme inerte. En sortie, les fumées produites contiennent essentiellement de l'eau et du CO₂. Après élimination de l'eau, on obtient le CO₂ qui peut être comprimé avant injection dans un stockage géologique. L'oxygène est typiquement produit par séparation de l'air par un procédé cryogénique. Une difficulté liée à cette filière est la pureté du CO₂ et notamment la présence d'incondensables tels que l'azote, l'argon et l'oxygène qui impactent la compression du CO₂. Des démonstrateurs technologiques de taille variable (1 à 30 MWth) sont actuellement opérés (Vattenfal, Schwarze Pumpe, Allemagne; Total, Lacq-Rousse, France).
3. La voie *postcombustion* consiste à extraire le CO₂ des fumées de combustion riches en azote. Des études sont en cours sur l'utilisation d'adsorbants solides mais le procédé le plus étudié est le lavage des fumées par solvant chimique. Le solvant contacte à contre-courant les fumées dans une colonne d'absorption remplie de garnissage avant d'être régénéré dans une autre colonne par stripping à la vapeur, ce qui libère le CO₂ qui peut ensuite être comprimé et injecté dans un stockage géologique. Cette voie postcombustion présente l'avantage d'être plus mature sur le plan technologique et plus adaptée au retrofit d'installations existantes.

Il est à noter que d'autres procédés prometteurs sortant de la typologie précédente sont également étudiés ; on peut citer à titre d'exemple, la technologie dite de *chemical-looping* (cycles thermochimiques mettant en œuvre des masses oxydo-réductrices pour réaliser le transfert d'oxygène, qui conduit de ce fait à des émissions similaires à celles de l'oxycombustion) et la capture *in situ* par des adsorbants solides.

En termes de performances, les études d'intégration des systèmes post-combustion montrent par exemple sur une centrale à charbon moderne, dont le rendement est typiquement de 45%, des **pénalités énergétiques comprises entre 10 et 15 points de rendement**, ce qui est rédhibitoire pour un déploiement massif. Pour les systèmes à base de solvant aminés, les études d'optimisation de l'architecture et les expérimentations sur des nouveaux mélanges de solvant montrent qu'aucune amélioration significative n'est à attendre par cette approche. La recherche de solutions en rupture est donc déterminante.

Sur le plan du stockage, on distingue traditionnellement plusieurs grands thèmes techniques :

- ▀ caractérisation géologiques et capacité des réservoirs
- ▀ "injectivité" du gaz compte tenu des propriétés du réservoir;
- ▀ qualité des scellements: intégrité des couvertures, caractéristiques des puits;
- ▀ possibilité de monitoring;
- ▀ possibilités de "remédiation" en cas de difficulté
- ▀ analyse des risques

On retrouve dans ce domaine beaucoup de compétences pétrolières, toutefois certaines questions dépassent cette compétence:

- ▀ La caractérisation et la réactivité des couvertures
- ▀ La prédiction des phénomènes fortement couplés (mouvements de fluides + mécanique + chimie des interactions eau / minéraux)
- ▀ L'évolution à long terme sur le plan des sociétés humaines.

La caractérisation des sites paraît devoir être assez exigeante, dès les étapes initiales de développement d'un site de stockage. Elle devra faire appel à des simulations numériques aptes à rendre compte de phénomènes couplés dans des systèmes géologiques hétérogènes et complexes, et c'est là un enjeu majeur pour la recherche.

Un inventaire des principaux projets de pilotes en cours est donné au Tableau 2.

Projet	Opérateur	Lieu	Source de CO ₂	Taille (Mt/an)	Stockage	Année
Sleipner	StatoilHydro	Norvège	Gaz naturel	1	Aquifère	1996
Weyburn	Pan Canadian	Canada	Charbon.	1	EOR	2000
In Salah	BP	Algérie	Gaz naturel	1.2	Réservoir déplété	2004
K12-B	Gaz de France	Pays Bas	Gaz naturel	0.2	Réservoir déplété	2004
Zama	Apache	Canada	Gaz naturel	0.067	EOR	2006
Snohvit	StatoilHydro	Norvège	GNL	0.7	Réservoir déplété	2008
Otway	CO2CRC	Australie	Natural Dep.	0.1	Réservoir déplété	2008
Ketzin	CO2Sink	Allemagne	Production H ₂	0.03	Réservoir gréseux	2008
Decatur	MGSC	IL, USA	Production Ethanol	0.3	Aquifère	2009
Cranfield	SECARB	Miss, USA	Gaz naturel	1	Aquifère	2008-9
Entrada	SWP	COWY USA	Gaz naturel	1.1	Aquifère	2008-12
Fort Nelson	PCOR	Canada	Gaz naturel	1	Aquifère	2011
TAME	MRCSP	OH, USA	Production Ethanol	0.28	Réservoir gréseux	2011
Gorgon	Chevron Texaco	Australie	Gaz	3.3	Aquifère	2014
Ordos	Shenhua group	Chine	Liquéfaction	1	Aquifère	2014
Quest	Shell	Canada	Liquéfaction	1.2	Aquifère	2014
Riley Ridge	Big Sky	WI, USA	Gaz naturel	0.5	Réservoir gréseux	2015

Tableau 2 : Principaux projets pilotes de stockage de CO₂ au niveau mondial (source: MIT (2009) http://sequestration.mit.edu/tools/projects/storage_only.html)

Par ailleurs, un inventaire récent fait état de 140 initiatives au niveau mondial à l'échelle pilote et démonstrateurs dans le domaine du CSC (en opération ou sur le point d'être lancées).

3. Les principaux acteurs mondiaux et leurs atouts

Les travaux de recherche et de déploiement technologique dans le domaine du CSC sont nombreux et présentent de nombreuses facettes : R&D dans les grands groupes industriels, programmes de recherche nationaux (par exemple les programmes du *Department Of Energy* aux USA, RITE au Japon, ANR en France...) ou européens (FP6, FP7).

Au niveau mondial on assiste à une accélération récente des recherches aux USA avec une approche beaucoup plus pragmatique, ainsi qu'à un fort développement en Chine et dans les pays charbonniers en général (Australie par exemple).

Sur le plan national, on trouve de nombreux acteurs publics ou privés engagés dans des opérations de R&D sur cette thématique. Une liste, non exhaustive⁵¹, est proposée à titre illustratif, au Tableau 3, pour les principaux participants aux projets ANR et Européens (FP6 et FP7).

Principaux acteurs	
Captage	Arcelor-Mittal, Alstom, Air Liquide, GDF-Suez, EDF, Lafarge, Total, Tredi, Veolia... IFP, Armines CNRS (IMFT, LGC, LFC, LSGC, IRCELyon, LTIM, LET, Institut Lavoisier, MADIREL, LRRS, LMOPS...), Universités
Transport	Air Liquide, GDF-Suez, Saipem, Vallourec IFP, Armines
Stockage	Schlumberger, CGG-Veritas, Geostock, Messer... BRGM, IFP, INERIS CNRS (IPGP, LMTG, G2R, ICMCB, LAEGO, LMPM), Universités

Tableau 3 : Principaux acteurs nationaux des projets de recherche et développement sur le captage, le transport et le stockage du CO₂.

4. Structure et forces/faiblesses de la recherche en France

Forces

- ▀ Forte tradition pétrolière et parapétrolière en France, ce qui est un atout, notamment pour le stockage en situation offshore.
 - ▀ Acteurs industriels de premier plan sur la thématique au niveau mondial
 - ▀ Existence d'un réseau d'échange au niveau national (Club CO₂) depuis 2002
 - ▀ Création d'un Groupe d'Analyse Thématique dédié au sein du programme Energie CNRS depuis 2005
 - ▀ Compétences offrant une connaissance intégrée de la chaîne allant du captage au stockage
- Mise en place d'une pluri-disciplinarité, assez bien structurée grâce :
- ✓ aux initiatives du Réseau des Technologies Pétrolières et Gazières
 - ✓ au programme de l'Agence Nationale de la Recherche (2005-2008 : 33 projets pour un budget de 27M€)

⁵¹ Pour un descriptif plus complet, se référer à l'inventaire réalisé récemment par le Club CO₂ pour les projets nationaux et européens (<http://www.clubco2.net>)

- ▀ Soutien des projets R&D par l'ADEME (aide allouée depuis 2004 environ 3 M€ pour un coût total des projets correspondants à environ 16 M€).
- ▀ Plusieurs démonstrateurs: Lacq et Fonds Démonstrateur de Recherche sur le CSC⁵²
- ▀ Exploration de procédés originaux de captage (ex: anti-sublimation: EDF/Armines)
- ▀ Existence d'une base nationale centralisée sur les données du sous-sol (BRGM)

Faiblesses

- ▀ La France est un pays ayant fait des choix énergétiques (notamment nucléaire) ne l'ayant pas amené à privilégier le CCS à l'opposé des pays misant à court et moyen terme sur le charbon (USA, Allemagne, Chine, Inde, ...)
- ▀ Un non renouvellement durable de l'appel d'offre de l'ANR concernant le CO₂ peut conduire à une démobilité de la communauté scientifique et technique.
- ▀ Pas de coordination suffisante sur les pilotes (ADEME/ANR): la dynamique impulsée par l'ANR risque de ne pas bénéficier pleinement aux démonstrateurs (et inversement !)
- ▀ Une implication insuffisante des grands acteurs industriels dans les projets de recherche nationaux
- ▀ Une place à reconquérir par les équipes académiques sur certaines thématiques
- ▀ Absence d'une plateforme ou d'un site pilote instrumenté pour de la recherche scientifique
- ▀ Pas d'inventaire national complet des capacités de stockage en aquifère.

5. Les défis les plus critiques à relever

Pour les procédés de captage

Il est important de souligner en préambule que dans leur état de développement actuel, aucune des trois principales voies de captage ne possède un avantage déterminant tant sur le plan de la pénalité énergétique que sur le plan des coûts.

Au niveau du captage les priorités concernent :

- ▀ L'amélioration des performances intrinsèques des technologies de captage de sorte à minimiser la dépense énergétique induite par ces procédés pour abaisser les coûts de captage d'un facteur 2 à 3 (de 50-70 €/tonne de CO₂ évitée à environ 20-30 €/tonne de CO₂ évitée⁵³).
- ▀ La recherche des meilleures possibilités d'intégration du poste de captage dans une installation de production industrielle à moindre coût énergétique. Un objectif typique consiste à développer une technologie nécessitant moins de 2 GJ par tonne de CO₂ récupéré⁵⁴. En effet, les procédés de captage de première génération nécessitent actuellement environ 3.5 GJ(th) par tonne de CO₂ récupérée, ce qui induit une baisse d'efficacité de 10 à 12 points pour une centrale de production d'électricité⁵⁵. Ainsi, pour une centrale thermique fonctionnant au charbon avec un rendement moyen de 46% sans capture, l'efficacité chutera à environ 34-36% avec capture.

⁵² Lancé par la France en 2008 et dont la gestion a été confiée à l'ADEME. 5 projets ont été proposés dont 2 sur le captage, 1 sur le stockage et 2 projets intégrés portant sur l'ensemble de la chaîne CSC.

⁵³ Les principaux verrous technologiques à lever pour atteindre ces objectifs sont :

pour le captage en postcombustion :

réduire l'énergie nécessaire à la régénération des solvants, développer des nouveaux contacteurs, développer des membranes, optimiser l'apport d'énergie et réduire les pertes thermiques du procédé global,

pour le captage en oxycombustion :

produire l'oxygène à grande échelle et à bas coût, comprendre les phénomènes de combustion, améliorer la durée de vie des oxydes métalliques pour les cycles thermochimiques, ...

pour le captage en précombustion :

réduire les coûts d'investissement, garantir la fiabilité des installations, développer de nouvelles techniques de combustion pour les gaz riches en hydrogène, ...

⁵⁴ Deschamps P., Pilavachi P. A. Research and development actions to reduce CO₂ emissions within the European Union. *Oil & Gas Science and Technology* 2004; 59 (3) : 323-330

⁵⁵ Rochelle, G.T. (2009) Amine scrubbing for CO₂ capture. *Science*, 325, 1652-1653.

- ▀ L'évaluation de l'impact environnemental global des installations (idéalement à l'échelle du démonstrateur) : émissions gazeuses, déchets solides et liquides, consommation d'eau et de produits chimiques, besoins d'une filière nouvelle de production/élimination des solvants, ou production in-situ...
- ▀ Le devenir des composés minoritaires (O₂, Ar, SO_x, NO_x...)
- ▀ La prise en compte des spécificités sectorielles et des procédés de capture les plus adaptés à chaque cas (par exemple cimenterie, sidérurgie, centrale thermique au gaz naturel, au charbon...)
- ▀ Les besoins liés à la préservation de la manœuvrabilité des installations de production d'électricité.

D'autres besoins pour des travaux de recherche à caractère plus prospectif et relevant de la recherche de solutions de rupture, peuvent également être identifiés :

- ▀ Les études associant intimement combustion et capture (combustion sous pression, procédés hybrides...), ou les technologies de traitement associant élimination des SO_x, NO_x et du CO₂.
- ▀ Les travaux sur les technologies de 2^{ème} et 3^{ème} génération
- ▀ La conversion ou la valorisation du CO₂ (par voie catalytique, enzymatique, microbienne, par culture d'algues⁵⁶...).
- ▀ Les technologies de captage du CO₂ à partir de l'air⁵⁷
- ▀ Sur un plan plus large, la question de l'échelle de puissance (ou le tonnage en CO₂) à partir de laquelle la filière CSC est acceptable sur le plan technico-économique reste à identifier. Si la priorité reste la recherche de technologies de traitement des émissions à partir des sites à fort tonnage, des travaux touchant à la problématique des *émissions diffuses* en partenariat avec les secteurs industriels concernés (automobile, chauffage domestique) mériteraient également d'être entrepris.

Pour le transport

Parmi les principaux verrous à lever, on peut citer une meilleure connaissance de la thermodynamique du CO₂ en présence d'impuretés, et une meilleure connaissance des conditions et matériaux limitant la corrosion.

Pour le stockage souterrain

Le stockage géologique du CO₂ peut constituer un verrou pour la filière CSC car il se situerait sur le chemin critique du déploiement de la filière, et soulève des questions non triviales liées à la perception du public de la solution.

Les questions environnementales-clés sont liées au caractère réactif du CO₂ injecté avec les roches environnantes, au devenir à long terme du CO₂ et à la capacité d'une surveillance des sites de stockage (notamment l'impact éventuel des fuites de CO₂ sur les nappes d'eau potable).

Si des approches méthodologiques, à base de modélisation 3D des sites et de monitoring, sont aujourd'hui proposées dans les textes à vocation réglementaires, elles nécessitent d'être validées et qualifiées sur des expériences de terrain qui sont relativement rares aujourd'hui.

⁵⁶ La production de biodiesel par les microalgues est actuellement fortement médiatisée (vol d'un Boeing ou utilisation dans des voitures). En effet ces algues microscopiques sont de véritables centrales biochimiques de conversion de l'énergie solaire qui captent le CO₂ pour produire des sucres et des triglycérides valorisés en biocarburant. Pour atteindre un rendement optimal, les algues ont besoin de CO₂ en grande quantité dans des bassins ou des bioréacteurs. Ces derniers peuvent être couplés à des centrales à charbon qui rejettent du CO₂ avec une teneur moyenne de 13%. Cette technologie permet de recycler le CO₂. La biomasse obtenue peut servir à produire du biodiesel, du plastique, des molécules d'intérêt pharmaceutique ou être réintroduite comme combustible dans la centrale. Au niveau international, des investissements importants sont annoncés pour la production de microalgues (par exemple, EXXON Mobil 600 M€...). Concernant la France, elle se place au 4^{ème} rang pour les brevets après les USA, le Japon et la Chine et en 9^{ème} position pour les pays d'application. Toutefois parmi les organismes de recherche cités, c'est le CNRS qui arrive en tête avec 200 publications ou brevets devant le SCIC (Espagne), le CSIRO (Australie) et l'IFREMER (France) avec plus de 100 publications. En conclusion, malgré une situation de tout premier rang au niveau de la recherche, la France ne représente que 5% des investissements sur les projets dans ce domaine et il est urgent de transférer les connaissances scientifiques vers l'industrie.

⁵⁷ Voir par exemple les travaux réalisés par l'université de Calgary dans ce domaine (Keith, D.W. (2009) Why capture CO₂ from the atmosphere ? *Science*, 325, 1654-1655)

En amont la recherche scientifique doit se poursuivre sur :

- ▀ le comportement du CO₂ en contact des roches et des fluides des milieux géologiques visés.
- ▀ Les techniques avancées de monitoring, permettant de détecter et d'anticiper les faibles fuites.
- ▀ Les voies permettant d'accélérer la fixation définitive du CO₂ dans le sous-sol

Géomécanique

L'injection de CO₂ dans le système poreux se traduit par le déplacement ou la compression des fluides préalablement présents, répondant à l'augmentation de pression. Dans le cas d'un champ déplété cela peut se traduire par la production additionnelle d'huile.

Dans le cas d'un champ déplété et dépressurisé l'injection de CO₂ peut s'entendre avec une remise en pression partielle (par rapport à la pression avant production), avec donc un degré de sécurité quant à la tenue des couvertures et le jeu des failles ou fractures du réservoir.

Dans le cas des aquifères salins profonds la dépressurisation préalable n'existe pas et l'injection, lorsque le débit sera supérieur au déplacement des fluides en place, se traduira par une augmentation, au moins locale de pression, interférant avec l'injectivité et susceptible de rouvrir des fractures ou des failles. Pression qu'il sera nécessaire de relâcher par la production d'eau. Cette situation doit être prise en compte pour l'évaluation des débits et des capacités de stockage, mais également pour anticiper les problèmes de gestion de l'eau produite

Géochimie

Dissolution, mobilisation, transport, précipitation d'espèces chimiques

Conséquences pétrophysiques, géochimiques et mécaniques de l'assèchement des milieux poreux carbonatés et gréseux (phénomènes de carbonatation, de sulfatation et de déshydratation aboutissant ou pas à des transformations minéralogiques.

Géomécanique –Géochimie

Action de la présence de CO₂ sur les remplissages de failles (souvent carbonatés) et le re-jeu possible de ces dernières

Thermodynamique

Réaction fluides roches et études des phases aux abords des puits

Tenue des couvertures (qui, la plupart du temps, contiennent des carbonates,)

Rôle des gaz annexes lors de l'injection du CO₂

Propriétés thermodynamiques des mélanges CO₂-eau-sels-gaz annexes en condition de stockage géologique

Risque de formation d'hydrates

Sédimentologie

Architecture sédimentaire des aquifères: mise en place d'une méthodologie de caractérisation équivalente (mais à l'échelle du bassin) à celles utilisées pour les descriptions de réservoir pétroliers

Ciments / puits

Les points faibles des stockages restent les puits avec leur garniture de ciment et la zone la plus sensible du dispositif souterrain est le volume du réservoir situé à proximité du puits.

Incidence des mélanges CO₂, impuretés sur la colonne de puits en conditions opérationnelles

Mécanismes d'altération de ciments par du CO₂ (notamment en présence de gaz annexes: H₂S, SO₂...)

Études prospectives sur de nouvelles classes de matériaux plus résistants aux gaz acides

Comportement du champ proche puit lors de l'injection de CO₂

Couverture

Amorçage et propagation des réseaux de fractures, rôle sur l'étanchéité des couvertures

Évolution des fractures et régime temporel de la perméabilité

Transformation minéralogique des argiles en présence de CO₂

L'évolution géochimique à long terme des couvertures reste un verrou majeur

Monitoring

Méthodes Géophysiques (Sismiques, électromagnétiques, électriques)

Devant être robustes et peu coûteuses: instrumentation (capteurs) et mise en oeuvre, (notamment pour la sismique passive)

Compréhension des propriétés sismiques des fluides riches en CO₂, des milieux poreux fracturés contenant de tels fluides et des hétérogénéités dues aux accumulations de CO₂ à l'interface réservoir-couverture

Estimation des possibilités d'utilisation de l'Electromagnétisme pour la surveillance des stockages de CO₂

Évaluation de la résistivité des roches réservoir imprégnées de CO₂ dans les conditions de stockage

Méthodes géochimiques

Identification et mise en oeuvre de traceurs naturels (tels que les gaz rares) avec surveillance d'aquifères de référence.

Un verrou générique majeur à ne pas négliger

Au delà des aspects scientifiques et techniques, l'un des points les plus durs pour le déploiement de stockages souterrains est l'acceptation sociétale. Une recherche substantiellement accrue dans le domaine des "Sciences Humaines et Sociales" est incontournable.

6. Pistes de partenariat à privilégier

Il faut plus généralement, améliorer en France, dans ce domaine, le partenariat organisme de recherche-industrie.

La préservation des partenariats mis en place lors des programmes RTPG et ANR est, de ce point de vue, capitale.

Il est également crucial d'utiliser les partenariats entre organismes de recherche et industrie autour des pilotes ou des démonstrateurs en cours ou à venir au travers d'une concertation forte avec les industriels opérateurs. Ces pilotes et démonstrateurs ne manqueront pas de soulever des points de recherches qu'il faudra être à même de traiter et qui permettront également de contraindre et valider les modèles établis à l'échelle du "laboratoire".

Une réflexion sur les outils de programmation et sur les modalités de partenariats adaptés semble incontournable.