

Coupler stockage de CO₂ dissous et géothermie : une nouvelle opportunité pour améliorer le bilan carbone des petits émetteurs industriels

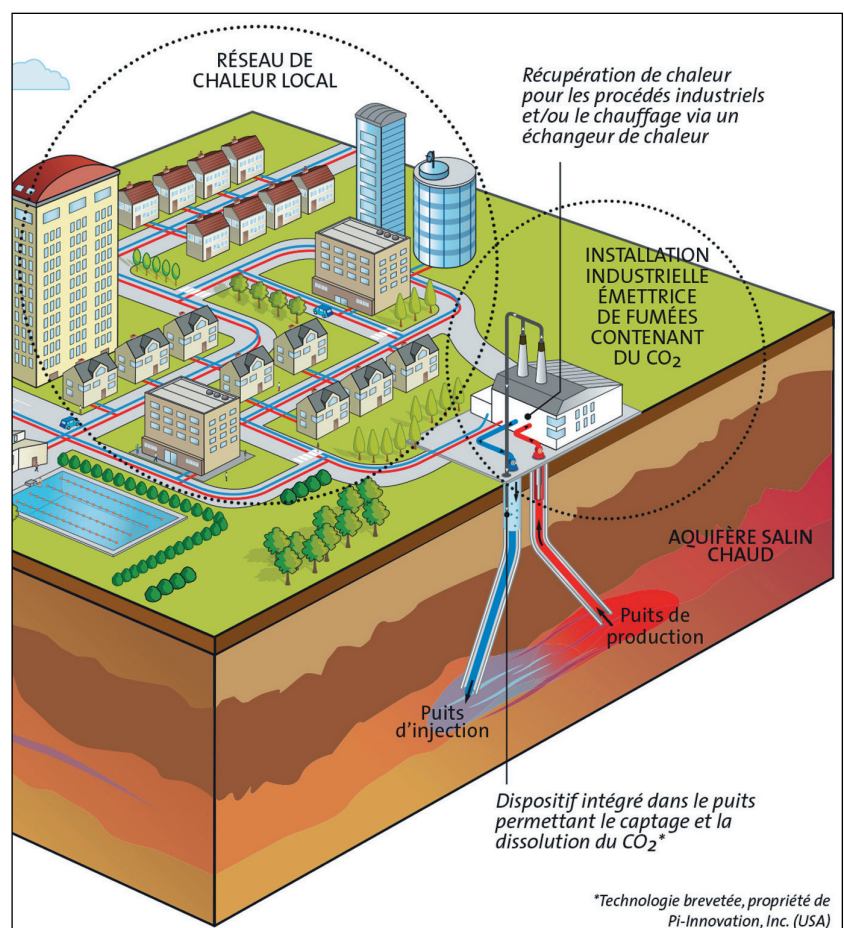
Christophe Kervévan¹.

Introduction

La séquestration du CO₂ dans les formations géologiques profondes, telles que les aquifères salins ou les réservoirs de pétrole ou de gaz épuisés, constitue à ce jour la solution privilégiée pour réduire l'impact sur le climat des gros émetteurs industriels alimentés par des énergies fossiles. Cette technologie a déjà été expérimentée et mise en œuvre avec succès à divers endroits de la planète. Toutefois, elle est encore aujourd'hui très insuffisamment répandue pour répondre aux enjeux climatiques auxquels nous devons faire face et tenir les engagements de la COP 21. Parmi les raisons qui ralentissent le déploiement de cette technologie, le bas coût du carbone est d'évidence un frein aux investissements lourds requis pour mettre en place les infrastructures complexes nécessaires au captage du CO₂, à son transport jusqu'au site de stockage, puis à son injection. Un autre frein majeur est constitué par une perception souvent négative des populations face à des procédés jugés comme globalement complexes et en tout cas difficiles à appréhender pour les néophytes, générant donc méfiance et inquiétude.

Afin d'évaluer une autre option de stockage du CO₂ qui permettrait notamment de répondre à ces problématiques d'acceptabilité et d'économie de la filière Captage et Stockage du CO₂ (CSC), le BRGM a initié il y a 5 ans une étude de faisabilité d'un nouveau concept couplant stockage de CO₂ sous forme dissoute et géothermie. Ces travaux ont été réalisés dans le cadre du projet CO₂-DISSOLVED (CO₂ Dependable Injection and Storage System Optimized for Local Valorization of the Energy Delivered) qui a été financé par l'ANR (2013-2016). L'idée de base consiste donc à stocker le CO₂ non plus sous forme gazeuse (supercritique plus exactement) mais en étant entièrement dissous dans la saumure d'un aquifère salin profond localisé au

droit d'une installation industrielle émettrice de CO₂. L'eau nécessaire à la dissolution du CO₂ est d'abord extraite de l'aquifère (via un puits producteur) puis y est réinjectée (via un puits injecteur) après addition du CO₂ préalablement capté dans les fumées (Fig. 1). Le système repose donc sur la technologie bien connue du doublet, rigoureusement équivalente à celle qui est utilisée en géothermie basse température, notamment dans le bassin de Paris. Comme pour une installation de géothermie, l'eau extraite de l'aquifère profond (1 500-2 000 m, typiquement) étant chaude, l'énergie peut être récupérée en surface via un système d'échangeurs. Il est alors possible d'alimenter un réseau de chaleur à proximité immédiate de l'installation et/ou d'utiliser cette énergie pour les besoins propres



*Technologie brevetée, propriété de Pi-Innovation, Inc. (USA)

Figure 1. Schéma de principe d'une installation CO₂-DISSOLVED (© BRGM).

1. BRGM, Chef de projet. Courriel : c.kervevan@brgm.fr.

(process et/ou chauffage/climatisation) de l'industriel émetteur de CO₂.

Une nouvelle cible : les petits émetteurs industriels de CO₂

Les principaux avantages de l'approche CO₂-DISSOLVED interviennent sur trois aspects : la sécurité du stockage, son impact environnemental et la viabilité économique des opérations.

En effet, l'absence d'une phase gazeuse ayant une tendance naturelle à remonter vers la surface par effet densitaire, ouvre plus de possibilités quant aux critères géologiques permettant de choisir le site de stockage, notamment s'agissant des caractéristiques de la couverture imperméable. Par ailleurs, le fait d'utiliser deux puits pour le pompage et la réinjection dans la même formation va permettre d'éviter la montée en pression de l'aquifère, inévitable dès lors que le CO₂ supercritique y est injecté massivement par un puits unique. De plus, les perturbations hydrodynamiques et géochimiques attendues resteront principalement localisées autour des deux puits, évitant ainsi le déplacement non maîtrisé des masses d'eau sous l'effet de la mise en place de la « bulle de gaz » qui est observé dans l'approche CSC « standard ». L'ensemble de ces points contribuera probablement à une meilleure acceptabilité de ce type de stockage dont l'élément de base, le doublet géothermique, bénéficie lui-même d'une très bonne image auprès des populations.

Le CSC nécessite de faire appel à une technologie de séparation du CO₂ des autres gaz présents dans les fumées industrielles. Le concept CO₂-DISSOLVED est a priori compatible avec n'importe quelle technologie disponible aujourd'hui sur le marché (voir article de R. Farret et P. Gombert dans ce même numéro). Cependant, notre préférence va à une technologie de rupture (« Pi-CO₂ ») apportée par notre partenaire américain Partnering in Innovation, Inc. pour laquelle le seul solvant utilisé est de l'eau (Blount *et al.*, 2014 ; 2017). Outre l'avantage économique d'un prix de la tonne de CO₂ captée estimé à environ 50% de celui des autres technologies postcombustion,

le bénéfice en terme d'impact environnemental est évident du fait, notamment, de la nature du solvant utilisé.

D'un point de vue économique, l'énergie calorifique étant disponible dès la mise en route du doublet, l'industriel pourra en tirer des revenus directs ou indirects immédiatement, soit par utilisation pour ses propres besoins (en substitution éventuelle à des énergies fossiles), soit par la revente à un réseau de chaleur. À ces revenus viendront s'ajouter les crédits carbone dont on peut espérer une réévaluation à la hausse dans les années à venir. Par ailleurs, le fait que le captage et l'injection soient réalisés sur le lieu-même des émissions permet de s'affranchir de la problématique du transport du CO₂, d'où une économie substantielle et une moindre complexité de l'infrastructure à mettre en place. On est donc dans un contexte économique a priori nettement plus favorable que pour l'approche « standard » pour laquelle captage et

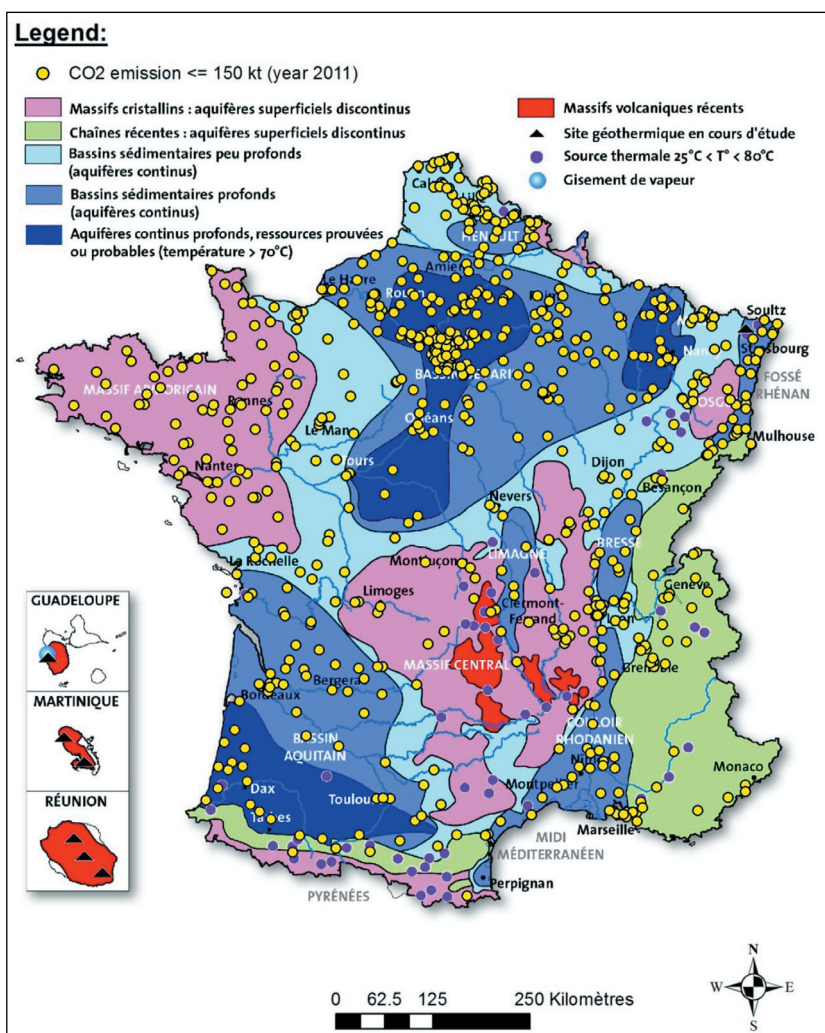


Figure 2. Carte géologique de la France et localisation des petits émetteurs industriels de CO₂ (points jaunes, données IREP 2011). Source : BRGM.

stockage se font généralement dans des lieux différents. Par ailleurs, les revenus escomptés proviennent dans ce dernier cas des seuls crédits carbone et, éventuellement, des huiles produites lorsque le stockage de CO₂ est couplé à une opération de récupération assistée.

Le concept CO₂-DISSOLVED présente également quelques limitations qu'il faut considérer. La première concerne les critères d'ordre hydrogéologique à remplir pour le choix du lieu d'implantation afin d'être en présence d'une ressource géothermique. CO₂-DISSOLVED n'est donc pas applicable sur l'ensemble d'un territoire, seules certaines zones favorables pouvant a priori convenir. L'autre contrainte à prendre en compte systématiquement, quel que soit le site, provient de la limite physique de la solubilité du CO₂ dans l'eau, elle-même dépendante des conditions de pression, température et salinité (Kervévan *et al.*, 2005).

En se basant sur les conditions physico-chimiques typiques de l'eau du Dogger et sur la valeur des débits obtenus dans les doublets du bassin de Paris (de l'ordre de 200 à 350 m³/h), on peut estimer que les débits massiques de CO₂ effectivement solubles seraient compris entre 85 000 et 150 000 t/an. On se situe donc au moins un ordre de grandeur en dessous des tonnages habituellement visés pour les stockages de CO₂ à l'état supercritique (1-10 Mt/an, typiquement).

Par conséquent, en considérant l'ensemble de ces avantages et contraintes, une nouvelle cible constituée par les petits émetteurs industriels de CO₂ (< 150 kt/an), jusqu'ici non considérés dans les projets de CSC, semble la plus appropriée pour mettre en œuvre l'approche CO₂-DISSOLVED. En ce sens, cette nouvelle option du CSC s'avère parfaitement complémentaire de l'approche « standard » qui reste destinée aux gros émetteurs de CO₂ (> 1 Mt/an). Une des premières tâches réalisées dans le cadre du projet CO₂-DISSOLVED a justement consisté à évaluer le marché potentiel de ces petits émetteurs (Castillo *et al.*, 2014). Pour ce faire, une cartographie combinant localisation des sites industriels émettant moins de 150 kt CO₂/an et potentiel géothermique a été établie pour la France, l'Allemagne et les États-Unis. Pour ces trois pays, les résultats démontrent qu'il existe un vrai potentiel d'application du concept. Dans le cas de la France (Fig. 2), plus de 650 petits

émetteurs ont ainsi été identifiés dans des zones à potentiel géothermique avéré ou probable (bleu foncé et moyen). L'ensemble de ces installations industrielles représente ainsi un total d'émissions annuelles de l'ordre de 25 Mt, soit 17% des émissions industrielles françaises. Un large déploiement de la technologie CO₂-DISSOLVED sur le territoire pourrait ainsi contribuer de manière significative à la réduction des émissions de CO₂ françaises.

Une technologie « clé en mains »

Une installation CO₂-DISSOLVED repose sur des éléments parfaitement connus et maîtrisés, à savoir le doublet géothermique basse-température associé à un système d'échangeurs de chaleur en surface. Si nécessaire, le couplage avec des pompes à chaleur (PAC) peut être envisagé afin de relever la température de l'eau produite. Par rapport à un doublet standard, deux contraintes nouvelles sont à prendre en compte : (1) l'intégration de la ligne d'injection du CO₂ au sein du puits injecteur et (2) la présence d'eau acidifiée par le CO₂ dissous. Pour le premier point, la contrainte est finalement assez faible car la ligne d'injection sera assez similaire aux dispositifs d'injection des inhibiteurs de corrosion. Elle sera par contre terminée en son extrémité par un « bulleur », placé à une profondeur optimale au sein de l'injecteur afin de garantir la dissolution complète des bulles de gaz avant que le flux atteigne le réservoir (système conçu et dimensionné par

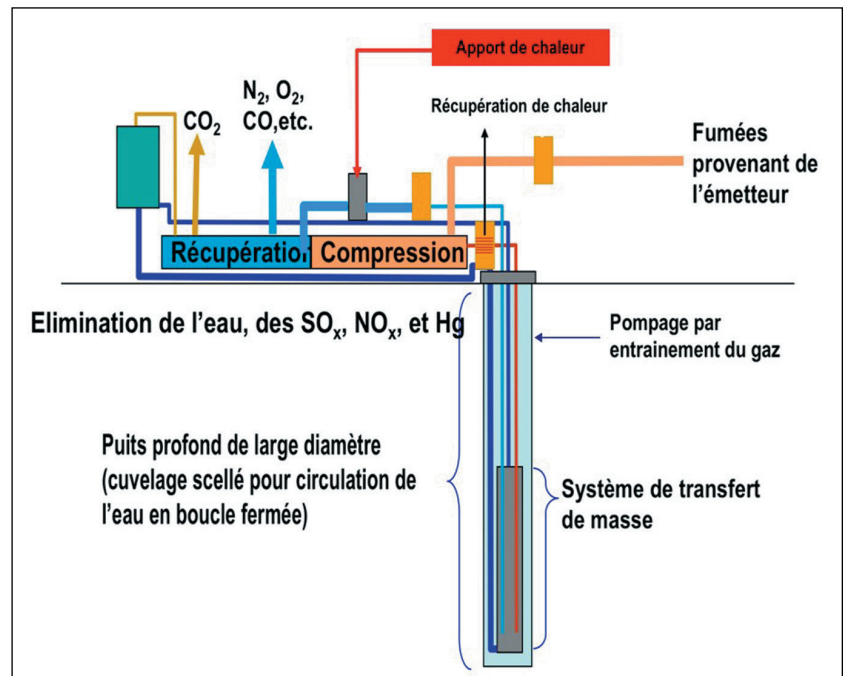


Figure 3. Schéma de principe de la technologie de captage « Pi-CO₂ » (© Partnering in Innovation, Inc.).

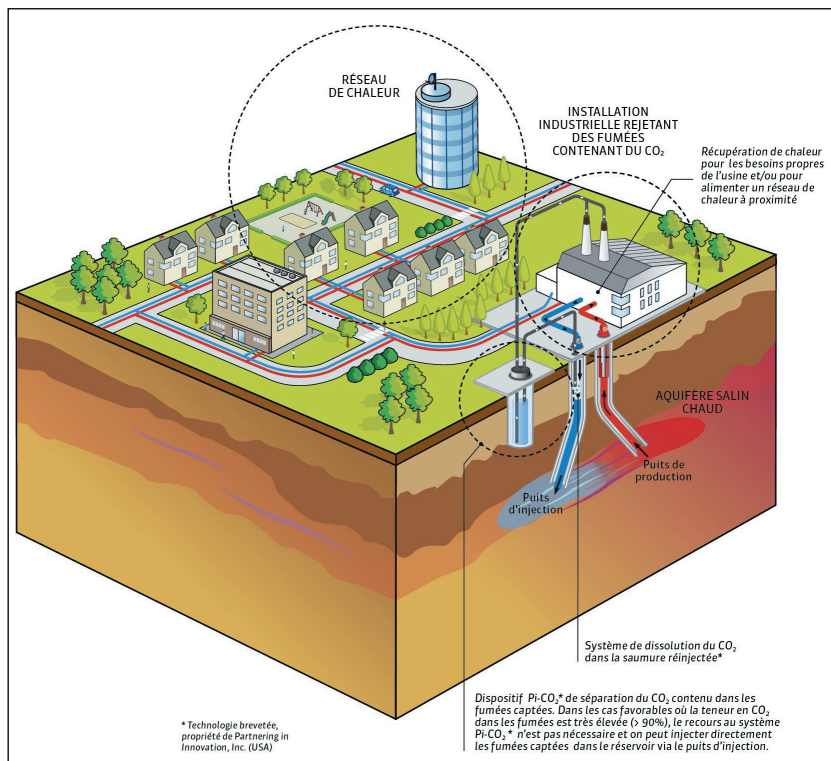
Partnering in Innovation, Inc.). Pour le second point, le contact de l'eau acide avec le casing métallique du puits va renforcer significativement les phénomènes de corrosion. Pour y faire face, les recommandations de notre partenaire CFG Services nous ont conduits à opter pour un casing en matériaux composites (*Glass Reinforced Epoxy*) qui sont parfaitement opérationnels de nos jours et insensibles à la corrosion.

L'élément nouveau que nous proposons d'intégrer dans le système CO₂-DISSOLVED concerne le captage du CO₂. La technologie « Pi-CO₂ » permet ainsi de capter le CO₂ d'une fumée industrielle par lavage à l'eau en tirant bénéfice de sa dissolution préférentielle par rapport à d'autres gaz présents dans les fumées (tels que N₂, O₂, CO, ...). Le système « Pi-CO₂ » (Fig. 3) est constitué d'un échangeur de matière eau-gaz multi-étages suspendu à l'intérieur d'un puits fermé rempli d'eau et faisant environ 300 m de profondeur pour un diamètre métrique. Ainsi, la pression hydrostatique locale va permettre de maximiser la solubilisation du CO₂, tandis que la circulation de l'eau va être induite par la remontée vers la surface des gaz non dissous (pas besoin de pompe à l'intérieur du puits). En surface, l'eau qui ressort est débarrassée du CO₂ qu'elle contient avant d'être renvoyée dans le puits tandis que le CO₂ gazeux est récupéré et acheminé vers le

puits injecteur du doublet (Fig. 4). Une large optimisation de la gestion de l'énergie thermique et mécanique permet de minimiser les coûts opérationnels (OPEX) et d'aboutir ainsi à un coût de la tonne de CO₂ relativement bas (de l'ordre de 30 €). L'autre avantage majeur de ce procédé est qu'il intègre, sans surcoût significatif, un « nettoyage » préalable de la fumée au sein des différents étages de compression placés en surface dans lesquels les conditions de pression et de température permettent de condenser les SO_x et les NO_x ainsi que certains métaux vaporisés éventuellement présents tels que Hg et Se.

Il est cependant à noter que la séparation du CO₂ des fumées n'est pas toujours nécessaire. Dans certains cas en effet, les fumées peuvent, d'origine, être très riches en CO₂, voire s'approcher du CO₂ pur. C'est le cas en particulier dans les procédés de distillation (usine de production de bioéthanol par exemple). Dans ces cas précis, il ne sera pas nécessaire d'inclure une unité de captage du CO₂ et l'infrastructure de l'installation complète s'apparenterait alors à la représentation de la figure 1.

Ainsi, quelle que soit la nature de l'installation émettrice ciblée, nous pourrions être en mesure de proposer une solution technique adaptée pour l'ensemble de la chaîne captage-injection-stockage-récupération de chaleur. À terme, il serait donc envisageable de livrer un système « clé en mains » à un client industriel désireux de réduire ses émissions et d'optimiser sa consommation énergétique.



Interactions chimiques eau-roche et estimation de la durée de vie d'une installation

Comme évoqué précédemment, l'acidification de l'eau par le CO₂ dissout est de nature à provoquer des interactions chimiques avec les matériaux des puits. En sortie de puits, des interactions avec la roche constitutive de l'aquifère sont également attendues, notamment dans les milieux carbonatés tels que l'aquifère du Dogger du bassin de Paris. Parmi les points techniques abordés dans le cadre du projet CO₂-DISSOLVED, les travaux ont donc majoritairement porté, d'une part, sur la caractérisation et la quantification de ces interactions eau-roche et, d'autre part, sur leur impact éventuel sur la durée de vie attendue

Figure 4. Schéma de principe d'une installation CO₂-DISSOLVED intégrant la technologie de captage « Pi-CO₂ » (© BRGM).

d'un système CO₂-DISSOLVED et notamment du doublet.

Les travaux de caractérisation des interactions eau-roche ont été menés à trois échelles différentes en combinant expérimentations en laboratoire à échelle centimétrique, mesure de terrain sur le premier mètre autour du trou nu d'un ancien injecteur géothermique et modélisation numérique du transport réactif depuis l'échelle centimétrique jusqu'à l'échelle kilométrique du doublet. Ainsi, le dispositif expérimental MIRAGES-2, mis au point par notre partenaire GeoRessources (Université de Lorraine) permet de reproduire, à échelle décimétrique et dans les conditions de pression et température d'un réservoir, l'injection d'eau enrichie en CO₂ dissous dans un puits miniature scellé dans un échantillon de roche (cf. Randi *et al.*, 2014 ; 2017). En l'absence d'échantillons provenant des aquifères du Dogger et du Trias, les expérimentations ont été réalisées avec des « analogues » (calcaire de Lavoux et grès des Vosges, respectivement). Les résultats les plus spectaculaires ont été obtenus, sans surprise, avec le calcaire. L'injection continue d'eau acide pendant une vingtaine de jours a ainsi permis d'aboutir à un perçement latéral de l'échantillon en conséquence d'un phénomène de « wormholing » (Fig. 5).

Cette réactivité a pu être reproduite numériquement à cette échelle mais également à l'échelle du puits d'injection où les calculs ont montré une zone d'impact du front de dissolution d'échelle décimétrique après 30 ans d'injection d'eau saturée en CO₂ dissous. Il est à noter cependant que dans un doublet géothermique « standard » du Dogger, la réinjection d'eau froide est également susceptible d'engendrer des phénomènes de dissolution significatifs. Afin de quantifier ces phénomènes et de mieux calibrer nos modèles, nous avons réalisé une expérimentation *in situ* qui a consisté à mesurer la géométrie du trou nu (zone de sortie de l'eau injectée dans la roche de l'aquifère, dépourvue de casing métallique) dans un ancien injecteur du bassin de Paris. Les résultats, obtenus

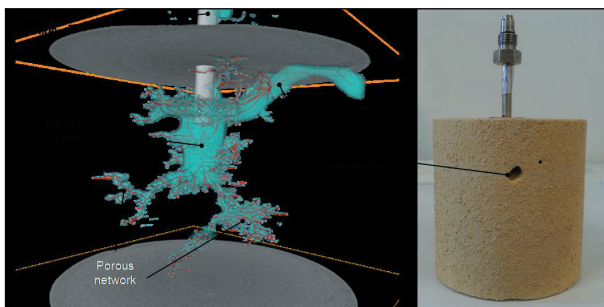


Figure 5. Image du phénomène de « wormholing » observé par tomographie aux rayons X (à gauche) d'un échantillon de calcaire de Lavoux (à droite) percé latéralement après 21 jours d'injection d'eau acidifiée par du CO₂ dissous. (© GeoRessources).

par mesure sonar (réalisée par la société FLODIM, <http://floodim.fr/fr/>), montrent une déformation significative et hétérogène du trou (initialement cylindrique) dont les extensions les plus importantes ont un rayon de l'ordre de 40-50 cm (pour un diamètre initial du forage de 20 cm). Les premières simulations numériques de la réinjection d'eau froide (sans CO₂ additionnel) qui ont été réalisées (avec des hypothèses simplificatrices assez fortes) aboutissent à des déformations du même ordre de grandeur, même si elles sont un peu surestimées (ce qui va dans le bon sens dans une démarche d'ingénierie). Des simulations plus fines, prenant notamment en compte l'hétérogénéité de l'aquifère et l'historique réel du doublet, ont été refaites depuis et permettent de reproduire plus précisément les phénomènes qui ont été mesurés, suggérant ainsi la bonne cohérence de nos modèles.

Afin d'évaluer le comportement hydrogéochimique à l'échelle kilométrique du doublet, des simulations numériques 3D ont été réalisées (cf. Castillo *et al.*, 2017). À partir de modèles « génériques », les calculs sont basés sur les caractéristiques typiques des deux grands aquifères considérés pour la géothermie dans le bassin de Paris, à savoir l'aquifère carbonaté du Dogger (1 500-2 500 m, 70°C) et le réservoir clastique du Trias (2 000-2 500 m, 90°C). Afin de maximiser les phénomènes réactifs, les calculs ont simulé l'injection continue d'une eau enrichie en CO₂ à une teneur proche de la solubilité maximale (de l'ordre de 50 g/L dans ces conditions). Les résultats montrent, pour les deux types d'aquifère, des phénomènes de dissolution massive des carbonates (calcite et dolomite) autour du puits d'injection. L'impact sur la porosité est évidemment beaucoup plus important dans le cas du Dogger, corroborant ainsi ce qui a pu être observé expérimentalement. Toutefois, l'étude des risques qui a été également réalisée a conclu en un impact en surface totalement négligeable, du fait notamment de la grande profondeur et de la faible extension (quelques dizaines de mètres à comparer à l'extension kilométrique des circulations entre et autour des puits). S'agissant du réservoir du Trias, les phénomènes de dissolution mis en évidence par les calculs (touchant les espèces carbonatées et, dans une bien moindre importance, quartz et K-feldspath) sont d'une amplitude beaucoup moins grande (variation de porosité induite de l'ordre du pourcent) et la zone impactée se concentre également principalement autour du puits injecteur, même si quelques dissolutions sont à noter autour du puits producteur.

La question de la durée de vie d'un doublet géothermique est primordiale dès lors qu'il s'agit d'estimer la viabilité d'un projet de géothermie. En effet, sous l'effet de la réinjection d'eau froide, le réservoir va progres-

sivement se refroidir ce qui implique, indépendamment de la dégradation inéluctable du puits injecteur au cours du temps, une durée de vie limitée. Tous critères pris en compte, on considère généralement qu'un doublet géothermique standard a une durée de vie de l'ordre de 30 ans. Le fait d'injecter une eau enrichie en CO₂ va, comme on vient de le voir, induire des interactions chimiques avec le puits et la roche d'une plus grande intensité. Les résultats acquis montrent que l'impact au niveau du réservoir reste pour l'essentiel localisé à la périphérie immédiate du puits injecteur. S'agissant des interactions avec le puits, l'utilisation de matériaux composites est une option viable pour les annihiler. La question essentielle concernant la durée de vie d'une installation CO₂-DISSOLVED réside donc dans le temps de migration du panache de CO₂ dissous depuis le puits injecteur vers le puits producteur. Ce phénomène de transfert de masse, beaucoup plus rapide que les processus de transfert de la chaleur, a été quantifié par la simulation numérique de nombreux scénarios d'injection ayant pour paramètres-clés le débit d'eau, la concentration en CO₂ dissous et la distance entre les sabots des puits (en surface, les têtes de puits sont quant à elles généralement positionnées à quelques mètres l'une de l'autre). Les résultats ont tous confirmé le caractère inéluctable de la migration du CO₂ dissous vers le puits producteur (cf. Hamm *et al.*, 2014). Ainsi, la concentration en CO₂ de l'eau produite va avoir tendance à augmenter progressivement, dès 2 à 5 ans après le début de l'injection. Il est cependant important de noter que la circulation d'eau entre producteur et injecteur s'effectuant en circuit fermé, il n'y aura pas de réémission à l'atmosphère de ce CO₂ dissous. La conséquence sera par contre une diminution progressive au cours du temps de la quantité de CO₂ qu'il sera effectivement possible de dissoudre dans l'eau extraite, ce qui ne diminue en rien la capacité d'injection tant que la saturation n'est pas atteinte. Dans les cas où la saturation devrait être imposée dès la mise en route du dispositif (ce qui dépend fondamentalement des quantités de CO₂ émises par l'usine et du débit d'eau obtenu dans le doublet), les résultats de l'ensemble des scénarios simulés ont tous montré que le système conservait malgré tout une capacité d'injection (et donc de stockage) significative après 30 ans de fonctionnement (et même au-delà). Il est donc vraisemblable que la durée de vie de la partie « injection de CO₂ » soit au final supérieure à la durée de vie « géothermique », le CO₂ injecté restant quant à lui définitivement stocké dans l'aquifère sous forme dissoute.

L'objectif d'un pilote démonstrateur en ligne de mire

Tous les résultats techniques et économiques obtenus jusqu'à présent ont confirmé la faisabilité du concept CO₂-DISSOLVED. Cependant, la démonstration définitive de la viabilité de cette nouvelle approche du CSC doit nécessairement passer par la mise en œuvre de pilotes de recherche puis d'un pilote démonstrateur à échelle industrielle. En vue de réaliser une partie du travail préparatoire à cette étape fondamentale, un nouveau projet nommé « PILOTE CO₂-DISSOLVED », sélectionné et cofinancé par le GIS « Géodénergies », a été lancé en juin 2016 pour une durée de deux ans. Outre la poursuite des tâches techniques de fond relatives à une meilleure compréhension des phénomènes thermiques, hydrodynamiques et géochimiques, les travaux en cours portent sur : (1) La mise en œuvre et les tests d'un tout premier prototype à l'échelle du laboratoire (colonne de 8 m de haut) de la nouvelle technologie de captage « Pi-CO₂ » ; (2) l'évaluation des possibilités d'amélioration du bilan énergétique global par l'usage de PAC ; (3) l'estimation de la perception sociétale de ce nouveau concept de CSC et de son acceptabilité ; (4) les questions légales et juridiques relatives à la mise en œuvre d'un stockage d'une espèce chimique sous forme entièrement dissoute, qui tombent en dehors du cadre réglementaire du stockage de CO₂ supercritique, d'une part, et de la géothermie, d'autre part.

Outre le nécessaire phasage des étapes qu'il est nécessaire de prévoir entre les études de préfaisabilité réalisées ou en cours et la mise en œuvre d'un pilote démonstrateur, il est à ce stade primordial de renforcer notre consortium avec des partenaires industriels intéressés par l'approche et susceptibles d'investir en complément des aides régionales, nationales et/ou européennes que nous pourrions solliciter. Les contacts que nous avons pu établir jusqu'à présent, dans un contexte national et international où les grands industriels, en particulier, se doivent de mettre en œuvre des actions concrètes allant dans le sens des accords de Paris, montrent que le concept CO₂-DISSOLVED est une option qui s'avère séduisante. Sa mise en œuvre est en effet beaucoup moins complexe et moins défavorable en termes d'acceptabilité sociétale que l'approche CSC « standard » : les quantités de CO₂ mises en jeu sont relativement faibles tout en répondant aux besoins de stockage de petites installations industrielles ; la production concomitante de chaleur permet de proposer une source d'énergie renouvelable et décarbonée ; l'économie de l'ensemble s'avère bien plus positive que l'approche CSC « standard », même

avec un marché du carbone particulièrement défavorable aujourd'hui. Pour toutes ces raisons et même si la tâche sur les aspects réglementaires reste à finaliser préalablement, nous pensons réalisable la construction et la mise en œuvre d'un premier pilote démonstrateur CO₂-DISSOLVED à échéance de 5 à 10 ans.

Bibliographie

- Blount G., Goresek M., Hamm L., O'Neil K. et Kervévan C. CO₂-Dissolved and Aqueous Gas Separation. *Energy Procedia*, 114, 2675-2681, 2017.
- Blount G., Goresek M., Hamm L., O'Neil K., Kervévan C. et Beddelem M.-H. Pi-CO₂ Aqueous Post-Combustion CO₂ Capture: Proof of Concept through Thermodynamic, Hydrodynamic, and Gas-Lift Pump Modeling. *Energy Procedia*, 63, 286-292, 2014.
- Castillo C., Knopf S., Kervévan C. et May F. CO₂-DISSOLVED: a novel concept coupling geological storage of dissolved CO₂ and geothermal heat recovery - Part 2: Assessment of the Potential Industrial Applicability in France, Germany, and the USA. *Energy Procedia*, 63, 4519-4535, 2014.
- Castillo C., Marty N.C.M., Hamm V., Kervévan C., Thiéry D., de Lary L. et Manceau J.-C. Reactive transport modelling of dissolved CO₂ injection in a geothermal doublet. Application to the CO₂-DISSOLVED concept. *Energy Procedia*, 114, 4062-4074, 2017.
- Hamm V., Kervévan C. et Thiéry D. CO₂-DISSOLVED: a Novel Concept Coupling Geological Storage of Dissolved CO₂ and Geothermal Heat Recovery - Part 4: Preliminary Thermo-Hydrodynamic Simulations to Assess the CO₂ Storage Efficiency. *Energy Procedia*, 63, 4548-4560, 2014, 2014.
- Kervévan C., Azaroual M. et Durst P. Improvement of the Calculation Accuracy of Acid Gas Solubility in Deep reservoir Brines: Application to the Geological Storage of CO₂. *Oil and Gas Science and Technology*, Rev. IFP, 60, 357-379, 2005.
- Randi A., Sterpenich J., Morlot C., Pironon J., Kervévan C., Beddelem M.-H. et Fléhoc C. CO₂-DISSOLVED: a Novel Concept Coupling Geological Storage of Dissolved CO₂ and Geothermal Heat Recovery - Part 3: Design of the MIRAGES-2 Experimental Device Dedicated to the Study of the Geochemical Water-Rock Interactions Triggered by CO₂ Laden Brine Injection. *Energy Procedia*, 63, 4536 - 4547, 2014.
- Randi A., Sterpenich J., Thiéry D., Kervévan C., Pironon J. et Morlot C. Experimental and numerical simulation of the injection of a CO₂ saturated solution in a carbonate reservoir: application to the CO₂-DISSOLVED concept combining CO₂ geological storage and geothermal heat recovery. *Energy Procedia*, 114, 2942-2956, 2017.