



**HAL**  
open science

## Stockage géologique du CO<sub>2</sub> et de l'énergie en aquifères salins profonds

E. Brosse

► **To cite this version:**

E. Brosse. Stockage géologique du CO<sub>2</sub> et de l'énergie en aquifères salins profonds. Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies nouvelles, 2011, 66 (1), pp.3-8. 10.2516/ogst/2011007. hal-01937357

**HAL Id: hal-01937357**

**<https://ifp.hal.science/hal-01937357>**

Submitted on 28 Nov 2018

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

# Éditorial

## STOCKAGE GÉOLOGIQUE DU CO<sub>2</sub> ET DE L'ÉNERGIE EN AQUIFÈRES SALINS PROFONDS

Les prochaines décennies devraient connaître une sollicitation grandissante pour utiliser à des fins de stockage le volume poreux de réservoirs salins profonds situés dans les bassins sédimentaires. Cette évolution concerne aussi bien le stockage saisonnier que le stockage pérenne :

- la part du gaz naturel progressant au sein des combustibles fossiles, et sa valeur s'appréciant, le besoin de nouvelles installations de stockage se fera sentir ;
- le stockage géologique de dioxyde de carbone, s'il se développe à l'échelle requise par la lutte contre le changement climatique, nécessitera de très grosses capacités de stockage permanent, impossibles à trouver dans les seuls gisements d'hydrocarbures déjà exploités ;
- la recherche d'une meilleure efficacité énergétique et le basculement progressif vers les énergies renouvelables créeront des besoins de stockage dans le sous-sol, en particulier pour la chaleur.

Les systèmes et les ressources géologiques sont très différents d'un bassin sédimentaire à l'autre. Dans les pays dépourvus de capacités de stockage déjà identifiées dans les gisements d'huile ou de gaz en fin d'exploitation, ce sont les réservoirs salins profonds qui devront répondre à une telle demande.

Le stockage saisonnier de gaz naturel est devenu une industrie mature. Les installations sont conçues de manière à optimiser les taux d'injection et de soutirage. Bien que les cavités creusées, notamment dans le sel, et les gisements d'hydrocarbures épuisés constituent la majorité des sites – avec une exception notable en France, qui a une longue tradition de stockage dans les aquifères salins –, un important retour d'expérience existe sur les sites en aquifère concernant, en particulier, la dynamique des fluides, les techniques de surveillance et la mesure des propriétés de scellement. Malheureusement, ce savoir demeure en grande partie non publié.

Le stockage de chaleur en aquifère (*ATES, Aquifer Thermal Energy Storage*) est une autre application du stockage saisonnier ou cyclique dans le sous-sol. Une assez large variété de systèmes a été testée à l'échelle du pilote et quelques installations industrielles sont toujours en exploitation. Le succès tient à la minimisation des pertes thermiques et à la prédiction et/ou au contrôle du comportement hydraulique dans l'aquifère pendant les cycles d'utilisation. Une caractérisation très soignée de l'aquifère et une bonne compréhension de ses comportements hydrodynamique, mécanique et géochimique sont des préalables pour espérer préserver durablement la performance et l'intégrité des puits, tout en maximisant la récupération de la chaleur emmagasinée.

Le stockage de CO<sub>2</sub> dans les aquifères salins profonds a été étudié jusqu'à aujourd'hui sur la base de quelques sites pilotes et de très nombreux projets de laboratoire comprenant de l'expérimentation et de la modélisation numérique. Si une activité industrielle se déploie largement dans ce domaine, d'énormes quantités de CO<sub>2</sub> devront être injectées dans certains secteurs des bassins sédimentaires où la qualité des réservoirs et des couvertures de stockage n'est pas caractérisée en détail et, au pire, n'est connue qu'à gros traits. Même si le prix du carbone et les instruments économiques évoluent de manière à rendre attractive la technologie de captage & stockage du CO<sub>2</sub> (*CCS, Carbon Capture et Storage*), le délai relativement court qui lui sera laissé pour fournir une contribution significative dans la lutte contre le changement climatique implique qu'un effort considérable d'exploration des aquifères soit consenti et organisé sans délai.

Les profondeurs concernées par les diverses formes de stockage qui viennent d'être mentionnées sont échelonnées, toutefois une certaine superposition existe autour de 1 000 m et des situations de compétition pourraient se produire. À cet égard, la perspective de sites « multi-usages » mérite d'être envisagée avec, en particulier, la possibilité d'utiliser en un même lieu plusieurs niveaux du sous-sol pour des stockages. Dans d'autres situations, des problèmes d'interférence pourraient aussi surgir entre les gros stockages et l'exploitation ou la préservation de ressources naturelles, par exemple l'énergie géothermique basse enthalpie. En contrepartie, une R&D mériterait d'être menée pour la recherche de synergies.

L'implantation et le contrôle réglementaire des installations de stockage souterrain sont placés sous l'autorité de la puissance publique, et ceci ne changera pas. Les autorisations nécessaires ne sont accordées que si la démonstration peut être faite que l'opération de stockage projetée est sûre pour l'environnement et la santé. En particulier, une attention grandissante est portée à la qualité des eaux présentes en surface ou dans les aquifères d'eau potable. Toute connexion potentielle, ouvragée (par exemple, un puits) ou naturelle (comme une faille), qui pourrait s'établir entre les masses d'eau superficielles – notamment les eaux potables – et un réservoir de stockage, devra être évaluée avec soin, contrôlée et surveillée. Prouver la sécurité du site repose sur une méthode qui combine des modélisations prédictives, capables d'anticiper le comportement du stockage, et des systèmes de surveillance capables de vérifier celui-ci sur le terrain. Si une grosse opération de stockage doit être développée, c'est sur le bon accord, obtenu étape après étape, entre prévisions des modèles et résultats des campagnes de mesures, que pourra s'établir le succès du projet, son acceptabilité par les citoyens et, plus largement, la confiance dans les technologies de stockage. Il y a là une forte incitation à développer des outils plus précis et plus performants, tant pour la modélisation que pour la surveillance.

Du 27 au 29 mai 2009 s'est tenu à IFP Energies nouvelles (Rueil-Malmaison, France) un colloque international sur « *Le stockage géologique du CO<sub>2</sub> et de l'énergie en aquifères salins profonds* ». Nous sommes heureux de présenter ici une livraison de *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles* qui regroupe plusieurs articles issus de cet événement.

**J.-L. Mari et al.** présentent l'expérience de l'industrie française du stockage de gaz naturel dans le domaine de la surveillance sismique. **B. Bourbiaux** développe une méthode qui permet de dimensionner un projet d'ATES, en tenant compte du bilan énergétique toujours délicat induit par la sollicitation cyclique de l'aquifère.

Un ensemble d'articles aborde la question de la capacité offerte par les réservoirs profonds d'eau salée vis-à-vis du stockage de CO<sub>2</sub>. À l'échelle du bassin (ou à l'échelle nationale), la cartographie des secteurs favorables, reconnus sur la base de critères d'évaluation préliminaires, est capable de fournir des estimations grossières de capacité. **B. Uliasz-Misiak** illustre cette approche pour la Pologne. Si l'on en vient à une formation aquifère saline particulière à l'échelle d'une région, l'intégration de données plus détaillées et, le cas échéant, une première caractérisation de réservoir deviennent envisageables, avec en perspective une analyse de la connectivité entre les unités hydrauliques. À cette échelle, les questions qui se posent en termes d'injectivité, de comportement en pression et de schéma de développement pour les puits d'injection commencent à se clarifier, comme le montrent **C. Eisinger** et **J. Jensen** sur un exemple carbonaté de l'Alberta Central (Canada). Plus spécifiquement, **M. Pooladi-Darvish et al.** mettent en évidence comment, à l'échelle du prospect ou même du champ, la communication hydrodynamique entre structures géologiques détermine l'évolution des pressions et, par conséquent, le *management* de l'exploitation. Ils traitent pour cela d'un exemple au NO de l'Alberta (Canada) où co-existent l'exploitation d'hydrocarbures et une injection de gaz acides. Finalement, **S. Thibeau** et **V. Mucha** abordent la question des capacités d'une manière plus conceptuelle, sur la considération des valeurs de compressibilité des fluides et des roches. Ils expliquent que cette approche par les pressions complète utilement l'approche volumétrique, plus traditionnelle.

Deux articles sont dédiés à la modélisation numérique des phénomènes complexes et couplés (transport des fluides, géochimie, mécanique). C'est une technique absolument inévitable pour prédire le comportement dynamique des stockages, notamment de CO<sub>2</sub>, et une clé pour l'analyse des risques mais aussi pour l'interprétation des données de *monitoring* et pour la démonstration de

la sécurité et de l'intégrité à long terme. **M. Darcis *et al.*** étudient comment la description de la complexité des phénomènes peut être plus ou moins affinée selon l'échelle spatio-temporelle considérée, en autorisant des gains substantiels de temps-calcul sans dégrader de manière significative la précision des résultats. **U.-J. Goerke *et al.*** décrivent les principes et l'implémentation d'un modèle hydromécanique à plusieurs phases fluides et en montrent une application typique.

Les deux dernières contributions concernent des aspects pétrologiques du stockage de CO<sub>2</sub>. **H. Hellevang *et al.*** discutent l'occurrence d'un minéral qui a souvent été cité dans la littérature géochimique sur le stockage de CO<sub>2</sub>, et même quelquefois présenté comme une sorte de *signature* de la réactivité minérale induite par la présence de CO<sub>2</sub>: à savoir, la *dawsonite*, un carbonate de Al et de Na. Les auteurs expliquent que, au moins en milieu fermé, la précipitation de ce minéral est limitée à un domaine relativement étroit de conditions géochimiques. Pour clore ce numéro, un article de **R. Tarkowski** et **M. Wdowin** rend compte des mesures pétrophysiques et minéralogiques obtenues sur des roches, tant réservoirs (aquifères) que couvertures (aquitards ou aquicludes), envisagées pour le stockage de CO<sub>2</sub> dans la région des Basses Plaines de Pologne. La réactivité géochimique y est particulièrement examinée.

E. Brosse  
*IFP Energies nouvelles*



# Editorial

## DEEP SALINE AQUIFERS FOR GEOLOGICAL STORAGE OF CO<sub>2</sub> AND ENERGY

During the coming decades, an escalating demand is expected for accessing the large storage capacities that may be localized in the pore space of deep saline water-bearing reservoir rocks in sedimentary basins. Potentially, this space could be suitable for hosting the seasonal or long-term storage of a variety of substances. Several examples can be cited:

- the increasing contribution of natural gas in the supply of fossil energy, combined with a rising market value, will result in the need for additional underground gas storage facilities;
- the geological storage of carbon dioxide, should it develop into a major industry, will require huge and permanent storage capacity volumes that cannot be found exclusively in depleted hydrocarbon fields;
- the search for improved energy efficiency and the switch to renewable energy supplies will promote any viable means of energy storage, including underground storage of heat.

Types of geological settings are not evenly distributed from one sedimentary basin to the other. Deep saline reservoir formations provide a large potential alternative for countries devoid of more conventional underground storage capacity, such as exploited oil or gas fields.

The seasonal storage of natural gas has become a mature industry. Installations are designed to obtain high inflow/withdrawal rates. Although depleted hydrocarbon fields or salt caverns are currently preferred to aquifers (with the notable exception of France, which has experienced a long history of natural gas storage in aquifers) a strong track record has been acquired in the latter – unfortunately mostly unpublished – in particular as far as fluid dynamics, monitoring techniques, and the measurement of confining properties are concerned.

*Aquifer Thermal Energy Storage (ATES)* is another application of underground seasonal or cyclic storage. A relatively large variety of systems have been tested on a pilot scale, and a few industrial installations have also been developed, which are still in use. Keys of success include the minimization of thermal losses and the prediction and control of the aquifer fluid behavior during successive cycles. Preserving the performance and integrity of wells and maximizing the stored energy recovery require a careful characterization of the aquifer and understanding of its hydrodynamic/geochemical/mechanical behavior.

The storage of CO<sub>2</sub> in saline aquifers is being studied today on the basis of few pilot operations and numerous desk studies, including numerical reservoir simulations. If widespread industrial deployment occurs, enormous amounts of gas would have to be injected into parts of basins where potential reservoirs and confining caprocks are not described in detail, and in some instances are only characterized in broad outline. Even if techno-economic means are progressively developed to raise the value of carbon to a level that will incentivize *Carbon Capture and Storage (CCS)*, the relatively short time-span still available for the technology to contribute to the mitigation of climate change strongly indicates the need for a substantial and challenging exploration effort on the aquifer scale.

The relevant depth ranges for the different types of storage are distinct in many cases; nevertheless, some overlap can exist *ca.* 1 000 m and competitive use of the storage settings might arise. In this respect, perspectives need to be developed for “multi-storage sites”, *i.e.*, a single site and different types of storage located at different depth levels within different geological bodies. In several instances interference might also occur with natural resources, such as low-enthalpy geothermal energy. Alternatively, synergies should be sought.

The implementation and regulatory control of subsurface storage facilities are today under public authority control, and will remain so. They are given regulatory clearance only if the storage is demonstrated to be environmentally safe and secure. In this respect, increasing attention is devoted to the quality of waters present at the surface and within underlying potable aquifers. Any potential connecting feature, natural (*e.g.*, fault) or man-made (*e.g.*, well), by which superficial, especially potable, water masses and reservoirs hosting storage could communicate, will have to be carefully investigated, controlled and monitored. The demonstration of safety is currently achieved by a combination of numerical modelling to predict storage behavior, and monitoring systems to continuously check it. During the development of large storage operations, step-by-step matching between modeling predictions and field-data surveys will be major key for acceptability and success of the projects. This perspective is a strong driver for developing more accurate tools needed in the both domains: numerical modelling and monitoring systems.

On 27-29th May 2009, an international conference at IFP Energies nouvelles, Rueil-Malmaison, France was held, on “*Deep Saline Aquifers for Geological Storage of CO<sub>2</sub> and Energy*”. We are pleased to introduce here an issue of *Oil & Gas Science and Technology – Revue d’IFP Energies nouvelles*, in which several articles stemming from this event are gathered.

Feedback from the French industry of natural gas storage is reported by **J.-L. Mari, et al.** in the domain of seismic monitoring. **B. Bourbiaux** develops a method to evaluate the size of an ATEs project, including the delicate energy balance induced by the seasonal use of the aquifer.

A group of papers deals with the appraisal of the CO<sub>2</sub> storage capacity offered by deep saline reservoir formations. On a country/basin scale, mapping favorable areas from screening criteria is able to provide a rough capacity estimate, as illustrated by **B. Uliasz-Misiak** for Poland. Coming to a particular saline formation on a regional scale, integration of more detailed data and preliminary reservoir characterization becomes possible, in particular to tentatively anticipate the hydraulic connectivity between reservoir units. On this scale the questions of injectivity, pressure build-up and injection-well design come to light, as shown by **G. Eisinger** and **J. Jensen** in the carbonate case study in Central Alberta, Canada. More specifically, hydrodynamic communication between field-scale structures is the focus of the article presented by **M. Pooladi-Darvish et al.**, who can stress its influence on pressure behavior and reservoir management, from observations made during acid gas injection in NW Alberta, Canada. **S. Thibeau** and **V. Mucha** tackle the storage capacity issue in a more conceptual way, from the consideration of fluid and rock compressibility values. They explain that this pressure approach is required to complete the more conventional volumetric approach.

Two papers are dedicated to numerical modeling of complex, coupled phenomena (fluid transport, geochemistry, mechanics). This is an absolutely inescapable way of predicting the dynamic evolution of CO<sub>2</sub> storage, and a key aspect of risk assessment, monitoring interpretation and long-term sustainability demonstration. **M. Darcis et al.** investigate how the description of natural complexity can be adapted to the time-space scale under consideration, an approach which allows strong gains in computational cost without significantly degrading the accuracy of results. **U.-J. Goerke et al.** describe the concepts and the implementation of a multiphase hydro-mechanical model and present a typical application.

The last two articles concern petrologic aspects of CO<sub>2</sub> geological storage. **H. Hellevang et al.** discuss a geochemical feature that has often been cited in the literature and sometimes presented as a kind of signature of CO<sub>2</sub>-induced mineral reactivity, *i.e.*, the presence of the Na-Al carbonate dawsonite. They explain that at least in closed systems the precipitation of this mineral is limited to a relatively narrow range of geochemical conditions. Finally, **R. Tarkowski** and **M. Wdowin** report the results of petrophysical and mineralogical experimental work on (aquifer) reservoir and (aquitard or aquiclude) caprock from the Polish Lowlands, with a particular focus on mineral reactivity.

E. Brosse  
*IFP Energies nouvelles*