Le stockage géologique du CO₂

Réactivité géochimique du CO₂ avec son environnant

Bruno Garcia et Virgile Rouchon

Résumé	Le stockage géologique du CO_2 est l'une des voies envisagées aujourd'hui pour réduire les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Les impacts géochimiques liés à l'injection de CO_2 sont multiples et sont directement identifiés comme la conséquence de l'interaction eau-roche- CO_2 . L'injection de CO_2 dans un système rocheux saturé en eau pourra avoir un effet conséquent sur la chimie de l'eau et sur les propriétés physiques des roches (porosité, perméabilité, comportement mécanique, etc.). De plus, la distribution massique du CO_2 entre les différentes phases (gazeuse, minérale et aqueuse) conditionne la stabilité du stockage et constitue donc un thème de recherche privilégié. Les points potentiels où l'interaction eau-roche- CO_2 peut avoir lieu sont principalement dans les roches réservoirs, au sein des roches de couverture et dans les systèmes aquifères superficiels en cas de fuite. Une meilleure compréhension de la réactivité du CO_2 avec son environnant est donc nécessaire. Cette réactivité géochimique est de mieux en mieux appréhendée et les différentes études menées permettent de mieux comprendre le comportement à court et long termes du CO_2 avec son environnant. L'interaction eau-roche- CO_2 peut être estimée par expériences au laboratoire, par observations sur analogues naturels (difficiles d'interprétation) et par modélisation.
Mots-clés	CO ₂ , dioxyde de carbone, gaz à effet de serre, stockage géologique, réactivité géochimique, surveillance.
Abstract	Geological storage of CO₂: geochemical reactivity of CO₂ with its surrounding Geological storage of CO ₂ is considered today as a way to reduce emissions of greenhouse gases in the atmosphere. Geochemical impacts related to CO ₂ injection are multiple and are directly identified as the result of water-rock-CO ₂ interaction. The injection of CO ₂ in a water-saturated rock may therefore have an effect on the water chemistry and physical properties of rocks (porosity, permeability, mechanical behavior, etc.). Moreover, the mass distribution of CO ₂ between the different phases (gas, mineral and water) determines the storage stability and is therefore a prime research topic. Potential points where water-rock- CO ₂ interaction may occur are mainly in reservoir rocks, in the cap-rocks and in the superficial aquifer systems in case of leakage. A better understanding of the reactivity of CO ₂ with its surrounding is needed now. The various studies performed today allow to better understand the short and long terms CO ₂ behavior with its environment. The water-rock-CO ₂ interaction can be estimated by laboratory experiments, observations of natural analogues (difficult to interpreter) and modeling.
Keywords	CO ₂ , carbon dioxide, greenhouse gases, geological storage, geochemical reactivity, observations.

e stockage géologique du CO₂ est l'une des voies envisagées pour réduire les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Cette voie est jugée très prometteuse sur le plan environnemental et industriel : son intérêt environnemental provient de la très grande capacité de la planète à stocker le gaz carbonique. On estime en effet la capacité de stockage souterrain entre 1 000 et 10 000 milliards de tonnes de CO₂, à comparer aux 25 milliards de tonnes émises annuellement à l'échelle mondiale.

Les capacités mondiales de stockage du CO_2 seraient de l'ordre de 930 milliards de tonnes dans les gisements d'hydrocarbures (gaz ou pétrole), de 400 à 10 000 milliards de tonnes dans les aquifères salins profonds, et de 40 milliards de tonnes dans les veines de charbon non exploitables [1].

L'intérêt industriel du stockage est soutenu par la conviction qu'une mobilisation mondiale contre le changement climatique est nécessaire et que, malgré toutes les autres actions entreprises telles que la maîtrise de l'énergie, le développement des énergies renouvelables et de l'énergie nucléaire, ces technologies seront indispensables pour permettre d'éviter un trop fort développement des émissions de CO₂.

Aujourd'hui toutefois, cette technologie se heurte d'une part à des coûts relativement élevés comprenant le captage, la compression, le transport et le stockage (*figure 1*), évalués dans leur globalité à entre 40 et 70 \$ par tonne de CO₂, et d'autre part à l'incertitude concernant le comportement du CO₂ dans les structures géologiques sur le long terme (au-delà du millier d'années).

Une meilleure compréhension de la réactivité du CO₂ avec son environnant est donc nécessaire.

Réactivité géochimique du CO₂ avec son environnant

Les impacts géochimiques liés à l'injection de CO_2 dans le cadre de stockage géologique sont multiples et sont directement identifiés comme la conséquence de l'interaction eau-roche-CO₂. Le CO₂ est une molécule très soluble dans l'eau (coefficient de Henry H ~ 150 MPa à 25 °C, soit 1,69 g



Figure 1 - Représentation schématique de l'ensemble de la chaîne CCS (captage, transport et stockage) avec les différentes techniques de captage envisagées aujourd'hui – précombustion, postcombustion et oxycombustion – et les différents réservoirs cibles de stockage (veines de charbon, aquifères salins et réservoirs appauvris d'hydrocarbures).

par kg d'eau [2]), pouvant résider dans cette dernière sous plusieurs formes (CO₂ solvaté, acide carbonique, ion hydrogénocarbonate et ion carbonate). La solubilisation du CO₂ a des conséquences sur les conditions acido-basiques de la solution aqueuse selon les équilibres suivants (à 25 °C) :

$$CO_{2aq} + H_2O \rightarrow H^+ + HCO_3^-, K_1 = 1,4 \times 10^{-6}$$

 $HCO_3^- \rightarrow H^+ + CO_3^{-2}, K_2 = 1,1 \times 10^{-9}$

Ainsi le pH de l'eau peut être largement abaissé par une forte solubilisation de CO₂. Dans le système eau-roche, le CO₂ dissous est en équilibre avec les minéraux dits carbonatés, constitués de cations mono- ou divalents ainsi que de l'anion carbonate $CO_3^{2^-}$. Ces cations sont usuellement le calcium (Ca²⁺), le magnésium (Mg²⁺) et le fer (Fe²⁺), des constituants souvent majeurs (plus rarement pour Fe²⁺) de l'eau porale présente dans les roches. La solubilisation des carbonates, conditionnant la stabilité de ceux-ci dans les roches, joue sur la teneur en CO₂ dissous dans l'eau selon des équilibres du type (ici pour la calcite, un carbonate de calcium) :

$$CaCO_3 \rightarrow Ca^{2+} + CO_3^{2-}, S = 4,96 \times 10^{-9}$$

Ainsi dans les milieux naturels, les teneurs en CO_2 dissous dans les formations rocheuses sont généralement tamponnées par la stabilité des minéraux carbonatés. L'injection de grandes quantités de CO_2 dans une roche saturée en eau impliquera un rééquilibrage du système eau-roche-gaz vis-à-vis du CO_2 (figure 2).

En parallèle des effets directs sur le système dit des « carbonates », les incidences en termes de pH et de concentration en cations dissous dans l'eau de formation vont engendrer un rééquilibrage des assemblages minéralogiques silice + silico-alumineux + minéraux secondaires, qui peuvent être constitutifs de l'essentiel des roches réservoirs ou de couverture. Dans sa globalité, l'injection de CO_2 dans un système rocheux saturé en eau pourra avoir un effet conséquent sur la chimie de l'eau et sur les propriétés physiques des roches (porosité, perméabilité, comportement mécanique, etc.). Par ailleurs, la distribution massique du CO₂ entre ces différentes phases gazeuse, minérales et aqueuse conditionne la stabilité du stockage et constitue donc un thème de recherche privilégié.

Schématiquement, les points potentiels où l'interaction eau-roche-CO₂ peut avoir lieu sont dans les roches réservoirs du stockage, au sein des roches de couverture, ou dans les systèmes aquifères superficiels en cas de fuite [3].

À ces différents points correspondent différents niveaux d'exposition au CO_2 injecté et différents contextes lithologiques (la roche). L'interaction eau-roche- CO_2 présente à ces différents niveaux sera donc spécifique et devra être abordée distinctement, même si les processus de base restent communs. En effet, au niveau des roches réservoirs, l'interaction sera principalement constitutive eau-roche- CO_2 avec un CO_2 présent sous forme supercritique principalement, alors qu'au-delà de la roche couverture au niveau des systèmes aquifères plus superficiels, le CO_2 sera présent sous forme de gaz principalement (et dissous bien évidemment). Pour autant, l'impact de ces interactions sur la globalité du stockage doit être bien caractérisé, dans des termes d'injectivité de la roche, de stabilité du gaz injecté et de risques environnementaux.

Réactivité au sein de la roche réservoir et de la roche de couverture

De nombreuses études expérimentales ont été menées récemment sur les phénomènes d'interaction eau-roche-CO₂ au sein des roches réservoirs et de couverture.

La dissolution de carbonates (calcite, dolomite, magnésite), des minéraux majeurs constitutifs de certaines roches réservoirs et plus rarement de roches de couverture, en condition de stockage géologique de CO2, est largement conditionnée par les effets couplés du pH et des concentrations en ions HCO_3^- et CO_3^{2-} [4]. Les taux de dissolution de la calcite, de la dolomite et de la magnésite augmentent avec la pression de CO₂. Outre le tamponnage du pH, la dissolution de minéraux carbonatés présents dans la roche a également pour effet d'augmenter les concentrations en cations majeurs Ca²⁺ et Mg²⁺ dans l'eau porale, ainsi que de nombreux éléments mineurs et à l'état de traces. La modification de la chimie de l'eau par le système carbonate, même tamponné, va engendrer une transformation des argiles par échanges cationiques ainsi que par transformations minéralogiques (exemple de la transformation smectite-illite).



Figure 2 - Solubilité de ${\rm CaCO}_3$ en eau pure et en eau saturée en ${\rm CO}_2.$

L'effet des ligands organiques et inorganiques sur la dissolution de la calcite et de la magnésite a également été étudié [5]. Les études ont été menées à partir d'expériences de dissolution de la calcite et de la magnésite effectuées à 60 °C, 3 MPa de CO₂, 0,1 M NaCl et un pH compris entre 4,9 et 5,6, en présence de composés organiques (acétate, oxalate, malonate, succinate, phtalate, citrate et EDTA) et inorganiques (sulfates, phosphates, borates et silicates). Ces conditions sont considérées comme représentatives de celles existantes dans les bassins pétroliers sédimentaires utilisés comme site de stockage géologique de CO2. En fonction des conditions de pH et de concentrations en ligands, le taux de dissolution de la calcite peut augmenter jusqu'à un facteur 2. Le taux de dissolution de la magnésite peut lui diminuer ou augmenter, selon le ligand en présence. Le phénomène pouvant expliquer ces influences est l'adsorption de ligand chargé négativement ou neutre. Pour autant, d'une manière générale, les résultats montrent que les réactivités de la magnésite et de la calcite ne sont pas affectées outre mesure par la présence de ces ligands organiques et inorganiques présents dans des aquifères profonds carbonatés, et qu'il est nécessaire d'avoir une concentration de l'ordre de 0,01 M de ces ligands pour obtenir une augmentation de taux de dissolution d'un facteur 3 à 10, ce qui représente des concentrations beaucoup trop élevées pour être le cas dans des bassins sédimentaires. Des essais de modélisation ont également été réalisés afin de quantifier l'impact de la présence de ces ligands organiques ou inorganiques sur la dissolution de carbonates. Les résultats obtenus sont pertinents à 25 °C, mais pour des températures plus fortes, il manque les données d'enthalpie et d'énergie d'activation.

Le rôle des phases secondaires a lui aussi été étudié [6] et ce, au sein d'un système plagioclase-CO₂-eau dans des conditions de stockage géologique de CO₂. Des expériences en batch ont été menées avec des pressions de CO₂ situées entre 0,4 et 15 MPa et dans une gamme de températures situées entre 200 et 300 °C. L'anorthite a été étudiée et devait donner lieu à des précipitations de calcite et kaolinite. L'albite a également été étudiée et devait donner lieu à des précipitations de dawsonite et de quartz. Dans la plupart des expériences menées, peu ou pas de calcite et de dawsonite ont été observées. Une expérience test avec du feldspath a démontré la nécessité d'une très faible quantité de carbonates pour permettre la réaction de précipitation de carbonates (effet de nucléation).

D'autres expériences de carbonatation sur des roches dites « mafiques » ont été réalisées. La carbonatation de la wollastonite CaSiO3 par du CO2 en conditions de température de 90 °C et $\mathrm{p_{CO_2}}$ de 25 MPa a été étudiée [7]. Les expériences ont été réalisées en batch avec de la poudre pour la wollastonite de départ. Différentes conditions ont été examinées : CO₂ supercritique et CO₂ en solution à différentes alcalinités. Les principaux produits de la carbonatation sont la calcite et la silice amorphe. Lors de conditions proches de l'équilibre ou en conditions neutres, la calcite forme une couche permanente faite de petits cristaux alors qu'en conditions plus acides, les cristaux de calcite formés sont plus larges et isolés. Les taux de carbonatation sont plus rapides lors d'expériences en solutions aqueuses qu'en conditions strictes supercritiques de CO2. Les modélisations ont montré qu'en conditions acides, la dissolution de la wollastonite est la réaction limitante dans la carbonatation, alors que la passivation par la silice amorphe n'a qu'un rôle mineur limitant sur la carbonatation. Par contre, en conditions

neutres de pH, la passivation de la silice joue un rôle plus prépondérant.

La carbonatation de l'olivine a également été étudiée [8] et ce, par du CO₂ en conditions supercritiques. Deux tailles de grains ont été étudiées, dans des solutions de compositions chimiques différentes, un temps d'expériences variant de deux à huit semaines et avec un ratio massique roche/solution différent selon l'expérience. Il a été montré que le taux de carbonatation variait en fonction du rapport massique roche/solution (premier facteur d'influence de carbonatation), et ensuite venaient la salinité, le temps d'expérience et la taille de grains comme facteurs secondaires d'influence sur le taux de carbonatation. Des taux de carbonatation jusqu'à 57 % ont été obtenus. Le problème avec ce type de roches est la faible perméabilité et donc le risque lié à l'injectivité. En effet, des expériences de percolation de CO2 ont été réalisées sur de la dunite [9] et ont montré que l'efficacité de carbonatation est contrôlée par le renouvellement du réactant et l'hétérogénéité de la structure de pore. Il a été montré que les zones préférentielles de flux sont caractérisées par la formation de magnétite et de couches riches en silice, pouvant éventuellement inhiber la dissolution de l'olivine. Les zones de flux réduits sont propices à la précipitation de magnésite, sidérite et également des phyllosilicates. La précipitation de carbonate a pour conséquence de diminuer la porosité dans les zones où le transport est contrôlé principalement par la diffusion, donc de diminuer la perméabilité et d'engendrer des surpressions lors de l'injection de CO₂. Pour les zones à forts flux, la carbonatation n'est pas optimale. Un taux d'injection modéré est donc recommandé dans le cadre de stockage géologique de CO_2 .

La présence d'autres gaz que le CO2 au sein du réservoir aura une influence sur la miscibilité, la migration et l'interaction géochimique. Il est maintenant connu, par exemple, que le SO₂ pouvant être issu du procédé de captage du CO₂ aura une forte interaction. En effet, le SO2 montre une réactivité intrinsèque passant par des dismutations en phase aqueuse ou vapeur induisant une forte altération de la roche par une attaque acide couplée à une oxydation poussée des minéraux constitutifs des roches. Le mélange de gaz annexes en traces $(O_2 + SO_2)$, pouvant provenir du procédé de captage du CO_2 , montre de la même façon une réactivité double : SO2 s'oxyde en acide sulfurique s'attaquant aux carbonates et minéraux argileux et O₂ oxyde tous les minéraux possédant du fer ou du soufre réduit. Ces gaz, même en faibles proportions, contrôlent donc la réactivité des roches, entraînant de potentielles conséquences tant négatives (pollution) que positives (stimulation de la roche) pour l'opération de stockage. Les conséquences de la présence de gaz annexes devront donc être anticipées dans chaque cas concret de stockage, en fonction de la composition du gaz d'injection, de la minéralogie et des propriétés pétrophysiques des roches [10].

De manière globale, l'interaction eau-roche- CO_2 peut être estimée par des expériences en laboratoire, par des observations sur des analogues naturels (mais difficiles d'interprétations) et également par modélisation numérique [11-13].

Spécificité de la zone proche du puits lors de l'injection

La phase d'injection de CO₂ sera d'une durée de l'ordre de dix à trente ans, mais son impact sera réel sur une durée beaucoup plus longue. Lors de l'injection, la réactivité dans la zone proche du puits sollicitera fortement la roche dite « réservoir » par un balayage au CO₂ prolongé. L'hydratation

du CO₂ injecté par la vaporisation de l'eau de formation provoque un assèchement local de la roche proche du puits. En effet, le CO₂ injecté est sec et puisera dans l'eau porale de la roche afin d'atteindre la pression de vapeur saturante dans les conditions du réservoir. Il en résulte un effet de surconcentration des espèces dissoutes initialement dans l'eau porale, ainsi qu'un enrichissement de cette eau en CO2 dissous. L'impact de cette surconcentration est multiple : augmentation de la densité de l'eau (effet gravitationnel), saturation d'espèces minérales (sels), interactions fluide-roche à très fortes forces ioniques et déshydratation des argiles [14]. Il est bien établi maintenant que les réductions de perméabilités drastiques en zone proche du puits résultent d'une croissance de minéraux secondaires modifiant la géométrie du système hydraulique capillaire. La réduction de perméabilité pose le problème crucial de la chute d'injectivité de la roche, qui conditionne la viabilité du stockage au stade précoce de l'injection [15].



Figure 3 - Représentation schématique [3] des différents compartiments « impactés » potentiellement par un stockage de CO2 : 1) zone d'injection où les interactions proches du puits vont avoir lieu ; 2) réservoir hôte au niveau de la roche réservoir proprement dite et de la roche couverture ; 3) failles et fuites potentielles au niveau des puits ; 4) contaminations d'aquifères secondaires ; 5) interactions dans les aquifères d'eau potable éventuellement liées au déplacement de la saumure.

Réactivité dans les aquifères superficiels

La qualité de l'eau standard est donnée par l'Organisation mondiale de la santé (arsenic : 50 ppb, plomb : 50 ppb...). Une fuite de CO₂ au sein d'un aquifère d'eau potable peut induire potentiellement des réactions géochimiques affectant la qualité de l'eau. Smyth et coll. ont montré, à la fois par des expériences de laboratoire que par des observations et analyses sur sites, qu'il y avait des phénomènes facilement visibles tels que l'augmentation de l'alcalinité, des carbones inorganiques dissous (DIC en anglais) et des concentrations en cations... [16].

Même si les variations de la composition géochimique de la saumure, suite à l'injection et à la solubilisation du CO₂, seront considérées comme très faibles à la vue de la teneur initiale très riche en solutés, le fait qu'une fraction de cette saumure aille dans un aquifère d'eau pure engendrera une dilution non négligeable des solutés et donc une modification de la qualité de l'eau. Les notions d'acidité, d'eau potable et de métaux traces sont des notions très importantes dans le cadre de la pollution [17-19].

Conclusion et perspectives

La réactivité géochimique du CO₂ avec son environnant dans le cadre de stockage géologique est un phénomène complexe pouvant avoir lieu dans les différents compartiments représentés dans la figure 3. Cette réactivité géochimique est de mieux en mieux appréhendée aujourd'hui et les différentes études menées permettent de mieux comprendre le comportement à court et long termes du CO₂ avec son environnant. De plus, des procédés de mitigation (puits résistant aux gaz acides, installation de capteurs de surveillance, prédiction de fuite par analyses géochimiques des fluides en présence) ainsi que des procédés de remédiation (colmatage de fuite par injection de polymères, installation de « murs étanches » au niveau des aquifères d'eau potable...) sont actuellement en cours d'étude. Le stockage du CO₂ est donc une technique que l'on peut qualifier de sûre, et ce d'autant plus que les sites de stockage qui seront choisis seront des sites répondant à des critères de sûreté et de sécurité drastiques.

À titre d'exemple, on peut citer le site de Rousse (sudouest de la France) où l'ensemble de la chaîne captage, transport et stockage a été réalisé ces dernières années par Total et pour lequel une stratégie bien établie de surveillance a été menée. Cette stratégie a consisté notamment à bien comprendre la signature géochimique de l'ensemble des pôles purs mis en jeu dans cette chaîne : le gaz réseau brûlé en CO₂ par de l'oxygène lors de l'oxycombustion, l'oxygène utilisé par ce procédé, le CO₂ résultant de la combustion, ainsi que les fluides en présence dans le réservoir appauvri cible pour le stockage [20]. De plus, avec une ligne de base effectuée depuis le réservoir jusqu'à la surface en passant par l'aquifère principal (à l'aplomb du réservoir), nous pouvons affirmer que ce stockage est réalisé avec toute la rigueur nécessaire à une surveillance adaptée et ce, pour un site répondant lui-même à un critère important de sécurité (très bonne couverture avec une très faible perméabilité sur 2 500 m d'épaisseur).

Références

- Word Energy Outlook, International Energy Agency (IEA), 2004. [1]
- Carroll J.J., Slupsky J.D., Mather A.E., The solubility of carbon dioxide in [2] water at low temperature, J. Phys. Chem., 1991, 20, p. 1201.
- Gaus I., Role and impact of CO2-rock interactions during CO2 storage in sedimentary rocks, Int. J. Greenhouse Gas Control, 2010, 4, p. 73.
- Pokrovsky O.S., Golubev S.V., Schott J., Castillo A., Calcite, dolomite [4] and magnesite dissolution kinetics in aqueous solutions at acid to circumneutral pH, 25 to 150°C and 1 to 55 atm p_{CO2} . New constraints on CO_2 sequestration in sedimentary basins, *Chem. Geol.*, **2009**, 265, p. 20.
- Pokrovsky O.S., Golubev S.V., Jordan G., Effect of organic and inorganic [5] ligands on calcite and magnesite dissolution rates at 60°C and 30 atm $p_{CO2},$ Chem. Geol., 2009, 265, p. 33. Hangx S.J.T., Spiers C.J., Reaction of plagioclase feldspars with CO_2
- [6] under hydrothermal conditions, Chem. Geol., 2009, 265, p. 88.
- Daval D., Martinez I., Corvisier J., Findling N., Carbonation of Ca-bearing [7] silicates, the case of wollastonite: Experimental investigations and kinetic modeling, Chem. Geol., 2009, 265, p. 63.
- Garcia B., Beaumont V., Perfetti E., Rouchon V., Blanchet D., Oger P. Dromart G., Huc A.-Y., Haeseler F., Experiments and geochemical modelling of CO2 sequestration by olivine: Potential, quantification, Applied Geochemistry, **2010**, 25, p. 1383.
- Andreani M., Luquot L., Gouze P., Godard M., Hoisé E., Gibert B., [9] Experimental study of carbon sequestration reactions controlled by the

percolation of CO_2 -rich brine through peridotites, *Environ. Sci. Technol.*, **2009**, 43, p. 1226.

- [10] Renard S., Rôle des gaz annexes sur l'évolution géochimique d'un site de stockage de dioxyde de carbone. Application à des réservoirs carbonatés, Thèse, **2010**, Nancy 1.
- [11] Le Gallo Y., Trenty L., Michel A., Vidal-Gilbert S., Parra T., Jeannin L., Long term flow simulation of CO₂ storage in saline aquifer, *Proceedings* of the GHGT8 Conference, 18-22 juin 2006, Trondheim, Norvège.
- [12] Le Gallo Y., Post-closure migration for CO₂ geological storage and regional pressure inferences, *Proceedings of the 9th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies* (GHGT-9, 16-20 nov. 2009), Washington, DC (E.-U.), *Energy Procedia*, **2009**, 1, p. 3259.
- [13] Gaus I., Audigane P., Lions J., Jacquemet N., Durst P., Czernichowski-Lauriol I., Azaroual M., Geochemical modelling and solute transport modelling for CO₂ storage, what to expect from it?, *Int. J. Greenhouse Gas Control*, **2008**, 2, p. 605.
- [14] Rochelle C.A., Czernichowski-Lauriol I., Milidowski A.E., The impact of chemical reactions in CO₂ storage in geologic formations: a brief review, *Geological Storage of Carbon Dioxide - Geological Society*, Special Publication, S.J. Baines, R.H. Worden (eds), **2004**, 233, p. 87.
- [15] Ehlig-Economides C., Economides M.J., Sequestering carbon dioxide in a closed underground volume, *J. Petrol. Sci. Eng.*, **2010**, 70, p. 123.
- [16] Smyth R.C., Hovorka S.D., Lu J., Romanak K.D., Partin, J.W., Wong C., Yang C., Assessing risk to fresh water ressources from long term CO₂ injection – laboratory and field studies, *Energy Procedia*, **2009**, *1*, p. 1957.
- [17] Czernichowski-Lauriol I., Rochelle C., Gaus I., Azaroual M., Pearce J., Durst P., Geochemical interactions between CO₂, pore-waters and reservoir rocks: lessons learned from laboratory experiments, field

studies and computer simulations, Advances in the Geological Storage of Carbon Dioxide, S. Lombardi, L.K. Altunina, S.E. Beaubien (eds.), Earth and Environmental Sciences, NATO Science Series IV, **2006**, 65, p. 141.

- [18] Bouc O., Quisel N., Le Gouevec J., Risk and safety evaluation for CO₂ geological storage, Geotechnologien Science Report N°9, 1st French-German symposium on geological storage of CO₂, 21-22 juin, Geoforschungszentrum Postdam, **2007**.
- [19] Wang S., Jaffe P.R., Dissolution of a mineral phase in potable aquifer due to CO₂ releases from deep formations: effects of dissolution kinetics, *Energy Conversion and Management*, **2004**, *45*, p. 18.
- [20] Garcia B., Billiot Hy J., Rouchon V., Mouronval G., Lescanne M., Lachet V., Aimard N., A geochemical approach for monitoring a CO₂ pilot site: Rousse, France. A major gases, CO₂-carbon isotopes and noble gases combined approach, *Oil Gas Science and Technology*, **2012**, *64*, p. 341.



Bruno Garcia et Virgile Rouchon sont ingénieurs de recherche au département Géochimie d'IFP Énergies nouvelles*.

IFP Énergies nouvelles, département Géochimie, 1 et 4 avenue Bois Préau, F-92852 Rueil-Malmaison. Courriels : bruno.garcia@ifpen.fr, virgile.rouchon@ifpen.fr



V. Rouchon





CHIMIE, BIOTECHNOLOGIES, MATHÉMATIQUES APPLIQUÉES, ÉCONOMIE, SCIENCES DE LA TERRE, SCIENCES DE L'INGÉNIEUR

Les sujets 2013 sont disponibles sur le site d'IFP School

