

Vous êtes cordialement invité(e) à la soutenance de thèse de  
**Sarah BOUQUET**

**Etude des interférences entre injections multiples de CO<sub>2</sub>  
dans un aquifère salin profond à l'échelle industrielle**

qui aura lieu mardi 17 décembre 2013 à 14 h  
à MINES ParisTech, 60 bd Saint-Michel, Paris 6<sup>e</sup> – Salle Le Play

devant le jury composé de :

Mickaële LE RAVALEC-DUPIN, IFP EN – Rueil-Malmaison

Philippe RENARD, Université de Neuchâtel (Suisse)

Pascal AUDIGANE, BRGM Orléans

Dominique BRUEL, MINES ParisTech - Fontainebleau

Chantal de FOUQUET, MINES ParisTech - Fontainebleau

Julio GONCALVES, CEREGE - Aix-en-Provence

Rapporteur

Rapporteur

Examineur

Examineur

Examinatrice

Examineur

**Résumé :** Les injections de CO<sub>2</sub> à l'échelle industrielle, dans les aquifères salins profonds, vont affecter le système naturel en induisant des perturbations des gradients de pression à court et à moyen terme. Des études prévisionnelles sont nécessaires pour évaluer les risques de contamination (fuites de CO<sub>2</sub>, déplacement des fluides natifs) et les risques d'interférences entre projets d'injection ou entre utilisations du sous-sol. Les aquifères salins étant généralement peu caractérisés, les incertitudes géologiques sont à considérer lors de l'étude de faisabilité du stockage et des risques associés puisque les paramètres géologiques influencent la réponse du système à l'injection. Nous nous sommes intéressés aux incertitudes résultantes en termes de prévisions de perturbations de pression et de migration de CO<sub>2</sub> et à leurs conséquences sur la faisabilité des projets de stockage. Dans un premier temps, les incertitudes de modélisation (changement d'échelle, résolution de la variabilité spatiale des propriétés pétrophysiques) et géologiques (propriétés pétrophysiques de la formation d'injection et de la couverture) ont été étudiées sur des modèles 2D conceptuels. L'objectif étant de balayer les champs d'incertitudes pour des modèles peu coûteux en temps de calcul, pour ensuite, réduire les évaluations à effectuer dans le cadre de la modélisation 3D régionale du système souterrain et y appliquer des méthodes simplifiées, validées en deux dimensions. Des centaines de réalisations stochastiques sont utilisées pour évaluer l'influence de la variabilité spatiale de la perméabilité. Pour limiter le nombre de simulations d'écoulement à effectuer, des méthodes de sélection de réalisations, à partir de "proxy-response" (i.e. approximation de la réponse par une méthode de calcul simplifiée) ont été testées et validées. Ensuite, les modèles 3D sont construits à partir des données d'un modèle hydrogéologique du bassin parisien. Différents scénarios d'injection sont envisagés. La sensibilité de la réponse est étudiée principalement par rapport à la variabilité spatiale de la perméabilité et à la compressibilité des pores. Cette dernière étape permet de mieux appréhender les risques d'interférences en fonction des incertitudes majeures, d'une part des paramètres géologiques, et d'autre part des paramètres physiques liés à l'injection.

**Mots clés :** Stockage géologique de CO<sub>2</sub>, Aquifère, Echelle régionale, Incertitudes géologiques, Interférences, Hétérogénéités.

*Vous êtes cordialement invité(e) au pot amical qui suivra la soutenance*

## **Interferences between multiple industrial-scale CO<sub>2</sub> injections in a deep saline Aquifer**

**Abstract:** This thesis studies the regional-scale response of an aquifer system to a massive CO<sub>2</sub> injection. Industrial-scale CO<sub>2</sub> injections into deep saline aquifers affect natural groundwater systems by generating short-term to medium-term pressure gradient perturbations. To evaluate contamination risks and interference risks between injection projects or other uses of underground space, modelling studies become necessary. The geological parameters of underground formations are also to be taken into consideration as they certainly influence the injection response. But, saline aquifers are generally poorly characterized which adds uncertainties to an already complex system. This thesis aims to explore uncertainties in pressure perturbations and CO<sub>2</sub> migration predictions, and their consequences in terms of CO<sub>2</sub> storage feasibility studies. Firstly, modelling and geological uncertainties have been tested on 2D conceptual models. This step, based on simpler models than 3D ones, allows a fast uncertainties discrimination and save computational time. Hundreds of stochastic realizations are generated to define the influence of permeability spatial variability. To limit the number of flow simulations, selection procedures of realizations are applied and tested. Selections are derived from fast-calculations methods called "proxy-response". Secondly, once these methods have been 2D tested and validated, and once a number of uncertainties have been eliminated, these methods and related ones are applied to the underground system 3D modelling. The 3D models have been built based on available data from an existing Paris Basin hydrogeological model. Several injection scenarios have been considered and tested. Permeability spatial variability and pore compressibility are the two main parameters chosen to evaluate the injection response. This last step allows a better definition of interference risks between the major uncertainties from geological parameters and injection-related physical parameters.

**Keywords:** CO<sub>2</sub> geological storage, Deep saline aquifer, Large scale, Geological uncertainties, Interferences, Heterogeneities.