



Colloque Annuel du GdR CNRS HydroGEMM – 2025

30 et 31 octobre 2025

Ecole Nationale de Génie de l'Eau et de l'Environnement
de Strasbourg (ENGEES)

Recueil des résumés & Programme

Comité de direction

Adrian Cerepi (EPOC, ENSEGID), Brahim Amaziane (LMAP, UPPA),
Guillaume Galliéro (LFCR, UPPA).

Comité d'organisation

Marwan Fahs (ENGEES, Strasbourg), Renaud Toussaint (ITES, Strasbourg),
Fabrice Golfier (GeoRessources, Nancy) et Stéphanie Delage Santacreu
(LMAP, Pau)



Préface

Le **GdR HydroGEMM** (« *Hydrogène du sous-sol : étude intégrée de la GENèse ... à la Modélisation Mathématique* ») a été créé par le **CNRS** le **1er janvier 2023** pour une durée de cinq ans. Il bénéficie du soutien de trois instituts : CNRS Terre & Univers, CNRS Ingénierie et CNRS Mathématiques.

Ce groupement rassemble environ 40 équipes issues d'universités, d'organismes de recherche EPIC (tels que le BRGM, IFPEN et INERIS), d'acteurs industriels (Storengy, Teréga, TotalEnergies) ainsi que d'instituts publics (Pôle AVENIA earth2, Institut Carnot ISIFoR, R3 TESNA).

Parmi ses principaux objectifs figurent la structuration et la fédération des activités de recherche autour de l'hydrogène du sous-sol, qu'il s'agisse d'hydrogène natif ou de stockage souterrain.

Le GdR s'articule autour de trois thématiques principales :

1. Interactions de l'H₂ avec l'environnement et les processus associés ;
2. Hydrogène natif ;
3. Stockage souterrain de l'H₂.

Il est dirigé par Adrian Cerepi (EPOC, ENSEGID, INSU), Brahim Amaziane (LMAP, UPPA, INSMI) et Guillaume Galliéro (LFCR, UPPA, INSIS).

Le colloque 2025 s'est tenu à l'École nationale du Génie de l'Eau et de l'Environnement de Strasbourg (ENGEES) les 30 et 31 octobre 2025. Il a rassemblé environ soixante participants et proposé vingt-cinq présentations, sous forme orale ou par affiches, ainsi que quatre conférences invitées animées par Philipp Blum (Karlsruhe Institute of Technology, Allemagne), Ryan Haagensohn et Hadi Hajibeygi (TU Delft, Pays-Bas), Hussein Hoteit (KAUST, Arabie Saoudite) et Isabelle Moretti (E2S UPPA, France).

Ce recueil rassemble une sélection des travaux présentés lors du colloque. Il s'adresse à toutes les personnes intéressées par les perspectives de développement de l'hydrogène, qu'il soit envisagé comme vecteur énergétique ou comme source d'énergie naturelle, ainsi que par son intégration dans la gestion durable des ressources naturelles. Les contributions illustrent la diversité et la richesse des recherches consacrées à l'hydrogène, à la croisée des géosciences, des mathématiques appliquées, des sciences de l'ingénieur et de la transition énergétique.

Ce colloque a été financé par le CNRS et a bénéficié du soutien de l'Institut Carnot ISIFoR, le pôle de compétitivité Avenia Earth2 Hydrogen, le France Interpore Chapter et la SMAI.

Le comité d'organisation :

Marwan Fahs, Renaud Toussaint, Fabrice Golfier & Stéphanie Delage-Santarem

Partenaires



Conférences invitées

Philipp Blum (Karlsruhe Institute of Technology, Allemagne) Techno-economic analysis of underground hydrogen storage in Europe	
Hydrogen storage is crucial to developing secure renewable energy systems to meet the European Union's 2050 carbon neutrality objectives. However, a knowledge gap exists concerning the site-specific performance and economic viability of utilizing underground gas storage (UGS) sites for hydrogen storage in Europe. We compile information on European UGS sites to assess potential hydrogen storage capacity and evaluate the associated current and future costs. The total hydrogen storage potential in Europe is 349 TWh of working gas energy (WGE), with site-specific capital costs ranging from \$10 million to \$1 billion. Porous media and salt caverns, boasting a minimum storage capacity of 0.5 TWh WGE, exhibit levelized costs of \$1.5 and \$0.8 per kilogram of hydrogen, respectively. It is estimated that future levelized costs associated with hydrogen storage can potentially decrease to as low as \$0.4 per kilogram after three experience cycles. Leveraging these techno-economic considerations, we identify suitable storage sites.	
Ryan Haagenon & Hadi Hajibeygi (TU Delft, Netherlands) UHS in porous reservoirs: Important considerations and recent findings	
Hydrogen storage is crucial to developing secure renewable energy systems to meet the European Union's 2050 carbon neutrality objectives. However, a knowledge gap exists concerning the site-specific performance and economic viability of utilizing underground gas storage (UGS) sites for hydrogen storage in Europe. We compile information on European UGS sites to assess potential hydrogen storage capacity and evaluate the associated current and future costs. The total hydrogen storage potential in Europe is 349 TWh of working gas energy (WGE), with site-specific capital costs ranging from \$10 million to \$1 billion. Porous media and salt caverns, boasting a minimum storage capacity of 0.5 TWh WGE, exhibit levelized costs of \$1.5 and \$0.8 per kilogram of hydrogen, respectively. It is estimated that future levelized costs associated with hydrogen storage can potentially decrease to as low as \$0.4 per kilogram after three experience cycles. Leveraging these techno-economic considerations, we identify suitable storage sites.	

Hussein Hoteit (KAUST, Saudi Arabia)

Assessment of Hydrogen Storage in Salt Caverns in Saudi Arabia



As Saudi Arabia advances toward net-zero by 2060, underground hydrogen storage in solution-mined salt caverns offers a practical path to balance renewable generation and secure industrial supply. This talk provides a concise overview focused on three themes. First, capacity assessment, estimating working gas from cavern size and safe pressure ranges, with clear allowances for cushion gas and deliverability needs. Second, thermal dynamics managing temperature swings during rapid injection and withdrawal to protect cavern integrity, maintain pressures, and sustain reliable cycling. Third, modeling and planning using fit-for-purpose simulations and streamlined planning tools, calibrated to field measurements, to set operating envelopes, compressor requirements, and daily swing. With significant salt deposits and world-class solar, Saudi Arabia is well positioned to deploy this at scale.

Isabelle Moretti (E2S UPPA, France)

The H2 systems of South America



Exploration for natural H₂ has begun in South America. Brazil and Colombia are the most advanced countries in this field, as the law allowing exploration is expected to be published shortly. These countries are rich in resources, so there is a lot of subsurface data available, which allows for faster progresses. H₂ has been already found in wells in the Llanos (Colombia) and in the Sao Francisco Basin (Brazil). In Colombia, two sedimentary basins, the Cauca Valley and the Llanos, show surface emissions. The presence of reservoirs and seals allows us to be optimistic about the presence of accumulations. Regarding the H₂ generating rocks, ophiolites and coal have been already proposed for the Cauca Paita Valley but alternatives exist for the Llanos. In Brazil and Uruguay, the system is more classically archean and good quality reservoirs still need to be found.

Thématique I :
Interactions de l'H₂ avec
l'environnement

Comprendre l'influence des microorganismes et de la géochimie sur le stockage souterrain de l'hydrogène

Laura Fablet^{*1}, Sylvain Stephant^{†2}, Arnaud Belcour, Caroline Michel, Delphine Ropers, Katerina Cerna, Petra Bombarch, Jakub Riha, Joachim Tremosa, Biwen An-Stepec, Fadrhonc Krystina, Nicole Dopffel, and Setareh Rad

¹BRGM – Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM) – France

²BRGM – BRGM – France

Résumé

La connaissance des communautés microbiennes des environnements profonds est essentielle pour évaluer les processus biogéochimiques induits par le stockage souterrain de l'hydrogène (H₂). De nombreux microorganismes sont capables de consommer l'H₂ pour leurs métabolismes (1), ce qui peut engendrer une perte significative de l'H stocké, une baisse de qualité due à la production d'autres gaz (HS, CH₄) et une altération des propriétés physico-chimiques des réservoirs (2). Cependant, la diversité de ces communautés microbiennes (taxonomie et occurrence), leurs activités et leurs métabolismes sont insuffisamment explorés. Afin de mieux comprendre le devenir potentiel de l'H₂ dans des réservoirs souterrains, 19 échantillons d'eau souterraine provenant de deux contextes géologiques contrastés -les réservoirs d'hydrocarbures épuisés et les cavités salines- ont été analysés d'un point de vue chimique et microbiologique (taxonomie et potentiel métabolique). Les réservoirs d'hydrocarbures épuisés sont caractérisés par des fluides riches en carbonates. Ils abritent des communautés microbiennes anaérobies dominées par des archées méthanogènes, des fermenteurs syntrophiques et des fermenteurs thermophiles, soutenant des fonctions métaboliques potentielles telles que la méthanogénèse, la fermentation productrice d'hydrogène et la réduction du sélénate. En revanche, les cavités salines contiennent des saumures très salées. Ces saumures abritent des communautés microbiennes dominées par des microorganismes halophiles, adaptés aux conditions oligotrophes à forte salinité. Ces microorganismes sont principalement associés à la réduction des nitrates et à l'oxydation de l'acétate. Les réservoirs soumis à des activités anthropiques (ex : injection d'agent anticorrosif, de méthanol) présentent des caractéristiques physicochimiques et des profils microbiens atypiques, suggérant un impact significatif des activités humaines sur la géochimie locale et l'écosystème microbien des environnements géologiques profonds. Ces résultats soulèvent la nécessité de prendre en compte la présence de communautés hydrogénotrophes préétablies qui pourraient présenter un risque pour le stockage de l'hydrogène, lors de la sélection de site de stockage géologique.

Mots-Clés: Microorganismes anaérobies, réservoirs poreux, cavités salines

^{*}Intervenant

[†]Auteur correspondant: s.stephant@brgm.fr

Towards a Better Understanding of Subsurface Microbial Hydrogenotrophic Activities

Asma Braham^{*†1}, Ambre Tavit¹, Senta Blanquet^{‡1}, and Elodie Muller^{§1}

¹IFP Energies nouvelles – Biotechnology Department – France

Résumé

Underground Hydrogen Storage (UHS) is a promising solution for storing excess renewable energy as "green" hydrogen, but it involves risks of leakage that could impact subsurface ecosystems. Microbial communities, sensitive to hydrogen variations, may act as early bioindicators, providing valuable data for developing monitoring strategies. As part of the ANR HyStorEn project, one of our objectives is to develop a predictive model to assess the dynamics of hydrogen consumption and microbial ecosystem shifts under varying environmental conditions in case of hydrogen leakage. To support this modeling effort, we investigated the hydrogenotrophic activity of two pure bacterial strains, selected to represent metabolisms likely to be present at the Saint-Émilien site: the sulfate-reducing bacterium *Desulfovibrio desulfuricans* (DDS) and the acetogenic bacterium *Clostridium ljungdahlii*. These functional groups were identified as potentially active *in situ*, while methanogens appeared absent. We conducted experiments on these pure cultures to characterize their growth kinetics and hydrogenotrophic activity under varying abiotic conditions (sulfate concentration, salinity, pH, temperature). *D. desulfuricans* (DDS) required sulfate (≥ 5 g/L) for full hydrogen consumption, with hydrogen sulfide (HS) production as a strong indicator of sulfate reduction. Optimal conditions were 30–37°C and low salinity, while salinities > 0.75 M inhibited growth and activity. At 42°C, growth was brief, followed by cell lysis. DDS fully consumed H₂/CO at 0 M salinity, but only partially at 0.5 M, with maximum HS production at 37°C. *Clostridium ljungdahlii* showed similar sensitivity: salinities ≥ 0.5 M at 37°C inhibited growth and led to incomplete H₂/CO consumption. At 0 M salinity and 37°C, hydrogen was fully consumed alongside medium acidification, though CO uptake remained partial. At 30°C, hydrogen consumption slowed but eventually caused acidification, mainly due to acetate production. This study improves our understanding of hydrogenotrophic microbial processes under subsurface conditions and provides quantitative data essential for developing a model to predict microbial behavior in response to hydrogen leakage. Such tools will support the safe and sustainable deployment of UHS technologies by informing risk assessments and monitoring strategies.

Mots-Clés: Hydrogen storage, hydrogen leakage, hydrogenotrophic bacteria, sulfate, reducing bacteria, acetogenic bacteria.

^{*}Intervenant

[†]Auteur correspondant: asma.braham@ifpen.fr

[‡]Auteur correspondant: senta.blanquet@ifpen.fr

[§]Auteur correspondant: elodie.muller@ifpen.fr

Numerical modeling of hydrogen leakage and reactivity in shallow aquifers: application to the natural pilot site in Saint-Emilion (France)

Mustapha El Ossmani^{*1}, Brahim Amaziane^{†2}, and Fabrice Golfier^{‡§3}

¹LMAP (Laboratoire de Mathématiques et de leurs Applications de Pau) – Université de Pau et des Pays de l'Adour, Centre National de la Recherche Scientifique - CNRS – France

²Laboratoire de Mathématiques et de leurs Applications [Pau] (LMAP) – CNRS : UMR5142, Université de Pau et des Pays de l'Adour [UPPA] – Bâtiment IPRA - Université de Pau et des Pays de l'Adour
Avenue de l'Université - BP 1155 64013 PAU CEDEX, France

³GeoRessources – Institut National des Sciences de l'Univers, Centre de recherches sur la géologie des matières premières minérales et énergétiques, Université de Lorraine, Centre National de la Recherche Scientifique – France

Résumé

The underground storage of hydrogen (H₂) presents a promising solution for large-scale energy storage, but it also introduces challenges related to potential leakage and microbial interactions within porous media. We present the results of work carried out as part of the ANR HyStorEn project. It constitutes a contribution to the modeling and numerical simulation of a H₂ leakage from a deep carbonate reservoir to a shallow unconfined aquifer at the Saint-Emilion site in France.

More precisely, we investigate the coupled processes of two-phase flow, microbial population dynamics, and bio reactions that govern H₂ migration and transformation in subsurface environments. Specifically, we examine the interaction and competition between key hydrogenotrophic microbial populations, including methanogens, acetogens, sulfate reducer, iron reducer, denitrification and aerobic H₂ oxidation is accounted. These microbial consortia influence H₂ consumption and conversion, affecting gas composition, flow dynamics, and overall storage efficiency.

The problem is modeled by a highly nonlinear system of degenerate partial differential equations (PDEs governing a compositional two-phase flow model) coupled to ordinary differential equations (ODEs modeling kinetic bio reactions). The microbial kinetics are modeled using a double Monod formulation, incorporating a thermodynamic potential factor to account for energy availability constraints in hydrogenotrophic metabolic pathways. To simulate these complex interactions, we developed and integrated a new computational module in the parallel open source DuMuX (1), employing finite volume methods for solving the governing equations and using a fully coupled implicit approach.

^{*}Auteur correspondant: mustapha.elossmani@univ-pau.fr

[†]Auteur correspondant: brahim.amaziane@univ-pau.fr

[‡]Intervenant

[§]Auteur correspondant: fabrice.golfier@univ-lorraine.fr

Numerical results to validate and analyze the impact of microbial activity on underground hydrogen storage based on the work of (3) will be presented and discussed. Furthermore, our study is extended to the monitoring of H₂ leakage in shallow aquifers, taking into account various types of bacteria capable of consuming H₂. In this context, different types of cousin gases are considered to simulate H₂ leakage. For application purposes, an approach inspired by the Aquifer-CO₂ Leak project (2) will be used to assess the microbial response under the conditions of shallow aquifer and vadose zone in the Saint-Emilion site in France.

Mots-Clés: two, phase flow, reactive transport, bacterial activity, hydrogen leakage, numerical simulation

Thématique II :
Hydrogène natif

Migration et piégeage de l'hydrogène naturel dans le massif ophiolitique de Bulqize (Albanie) : approche réservoir

Kadidiatou Toure^{*1}, Corinne Loisy¹, and Adrian Cerepi¹

¹Univ. Bordeaux, CNRS, Bordeaux INP, EPOC, UMR 5805, F-33600, Pessac – Université de Bordeaux (Bordeaux, France) – France

Résumé

La mobilité et la réactivité de l'hydrogène ont longtemps laissé penser qu'il ne pouvait s'accumuler en volumes significatifs, écartant l'idée de réservoirs exploitables. Pourtant, dans le massif ophiolitique de Bulqizë (Albanie), des émanations d'H – mesurées entre 650 et 1000 m de profondeur dans une ancienne mine – affichent des flux cent fois supérieurs à ceux documentés dans d'autres contextes hyperalcalins (1). Aucune émission n'a en revanche été détectée en surface.

Le défi scientifique est double : (1) comprendre les processus de production, de migration et de piégeage de H dans un contexte ophiolitique, et (2) évaluer le potentiel énergétique de ces accumulations naturelles, qui pourraient constituer une nouvelle ressource primaire exploitable.

Cette étude se propose donc de caractériser l'hétérogénéité réservoir du massif ophiolitique de Bulqizë. Une caractérisation structurale et pétrophysique du massif afin d'identifier l'origine et les voies de circulation de l'H et d'évaluer l'existence d'un véritable réservoir. Grâce à une approche pluridisciplinaire du réseau de fractures et du réseau matriciel (mesures pétrophysiques au niveau des zones plus ou moins serpentinisées, quantification de la serpentinisation du massif, cartographie quantitative des fractures (densité, ouverture, connectivité)), les principaux couloirs de migration et les zones potentielles de piégeage, ainsi que la zonecouverture, analogues aux systèmes pétroliers, seront évalués et spatialisés. Les premiers résultats de cette étude semblent être en faveur d'une accumulation d'hydrogène.

Mots-Clés: Hydrogène, serpentinization, propriétés réservoirs, failles, migration, piégeage

^{*}Intervenant

Genèse et piégeage de l'hydrogène naturel dans le massif ophiolitique de Bulqizë (Albanie) en lien avec les processus géodynamiques

Kadidiatou Toure^{*1}, Corinne Loisy¹, and Adrian Cerepi¹

¹Univ. Bordeaux, CNRS, Bordeaux INP, EPOC, UMR 5805, F-33600, Pessac – Université de Bordeaux (Bordeaux, France) – France

Résumé

La production d'hydrogène naturel a été documentée dans divers contextes géologiques, mais aucun guide d'exploration n'existe encore pour cibler les environnements propices à son accumulation et son piégeage. Le massif de Bulqizë offre un excellent cas d'étude en contexte ophiolitique. Il se situe dans les massifs ultramafiques du Jurassique au niveau de la ceinture Dinarides-Hellenides (1). C'est une structure allochtone chevauchant des formations autochtones calcaires datées du Trias au Jurassique inférieur. Depuis l'Éocène, il a subi quatre grands épisodes tectoniques (D1 à D4), alternant phases de compression et d'extension (2), qui ont contrôlé l'organisation structurale et les échanges fluides.

Dans cette étude, nous reconstruirons l'évolution cinématique et les stades de serpentinisation du massif afin d'identifier les mécanismes de génération et de migration de l'hydrogène naturel. L'analyse des relations de recoupement entre familles de fractures permet de séquencer les événements de D1 à D4, tandis que la diffraction des rayons X (DRX) caractérise les minéraux de serpentine (lizardite, chrysotile, antigorite) associés à chaque phase.

Un modèle conceptuel couplant les cycles tectoniques, la dynamique des fluides et la serpentinisation sera proposé. Il permettra ainsi d'identifier les corridors structuraux prioritaires pour l'exploration future de l'hydrogène naturel dans les massifs ophiolitiques.

Mots-Clés: Hydrogène, serpentinization, failles, minéralogie, géodynamique

^{*}Intervenant

Natural Hydrogen: the example of the Lorraine basin (France)

Jacques Pironon^{*1}, Philippe De Donato², Raymond Michels, Mathieu Lazerges³, Odile Barres, Marie-Camille Caumon, Aurélien Randi³, Catherine Lorgeoux³, Vitaliy Privalov^{3,4}, Médéric Piedevache⁵, Antoine Forcinal⁶, Nassif Fady, Thomas Fierz, and Yanick Lettry⁷

¹Laboratoire Géoressources (Géoressources) – Université de Lorraine, CNRS : UMR7359, CREGU – Faculté des Sciences et Technologies, Campus Sciences-Aiguillettes, BP 70239, 54506 Vandoeuvre-lès-Nancy, France

²GeoRessources UMR 7359 – Université de Lorraine, CNRS, GeoRessources, F- 54000 Nancy, France – France

³Géoressources, Lorraine University, CNRS – UMR CNRS 7359 Géoressource – France

⁴National Academy of Science of Ukraine – National Academy Science Of Ukraine, UA-03142 Kyiv, Ukraine – France

⁵SolExperts France – SolExperts France, 54500 Vandoeuvre-lès-Nancy – France

⁶La Française de l'Energie – La Française de l'Energie, 57549 Pontpierre – France

⁷Solexperts – Suisse

Résumé

Natural hydrogen holds promise for the inevitable energy transition, offering affordability and widespread availability. Numerous hydrogen indicators exist on Earth, demonstrating that H₂ is an abundant molecule in various geological contexts.

The Lorraine Carboniferous Basin is an ultra-deep sedimentary basin located on the border between France and Germany, dating from the Westphalian to Stephanian age and covered by the Mesozoic Paris Basin. The research combined petrographic observations with hydro-geochemical data from boreholes. An innovative probe system (SysMoG™) for measuring dissolved gases in-situ and continuously was designed by the Solexperts company and the CNRS/University of Lorraine. This system was deployed in the Folschviller stratigraphic borehole FOLS1A (Moselle, France), drilled in 2006 by Française De l'Energie.

CH₄ dominates the gases in current fluids, resulting from the thermal maturation of coal over time. At a depth of 1250 m, H₂ represents approximately 18% mol of the gas mixture, with a dissolved H₂ concentration in waters around 3.7 mg/L. The H₂ concentration increases with depth, suggesting the potential to reach concentrations of about 60% mol (30.8 mg/L) at 3 km depth. Siderite and ankerite (Fe(II)) may reduce water to hydrogen at deeper compartments of the Carboniferous. H₂ genesis from coal is also a possibility. Both hypotheses are temperature-dependent and require temperatures above 150°C, corresponding to depths greater than 5 km, for initiation. Measuring the drilling concentration allows for an estimation of contingent resources at around 34 Mt for the entire Lorraine Carboniferous Basin

*Intervenant

(16,000 km²).

The linear hydrogen concentration profile measured in the FOLS1A vertical borehole corresponds to a hydrogen diffusion profile, with a source likely deeper than 5 km. Detectors located at -24 m and -1 m depth far from FOLS1A do not detect hydrogen, indicating that natural hydrogen prospecting cannot rely solely on surface measurements and that exploratory drilling is essential.

Future steps aim to confirm the resource at the basin scale and to develop new technologies for in-situ gas extraction from water without pumping, marking a revolution in the exploration and exploitation of natural gases.

Acknowledgments: This work was carried out by GeoRessources and LFDE as part of the REGALOR project supported by the Grand-Est Region and the FEDER.

Mots-Clés: Natural Hydrogen, Lorraine coal basin, dissolved gases, SysMoGTM

H₂ transport in a sedimentary basin

Luisa Nicoletti^{*1}, Juan Carlos Hidalgo², Dariusz Strapoc¹, and Isabelle Moretti^{3,4}

¹Slb - Etudes et Production Schlumberger, Clamart – Slb – France

²Slb - Aachen – Allemagne

³SU – Sorbonne Université – France

⁴UPPA – Université de Pau et des Pays de l'Adour – France

Résumé

Several studies have shown geologic H₂ often generated by fairly deep processes close to basement (mantle or granite) where rocks typically have low permeability, since they result in general from metamorphic or plutonic processes. In such a context the main conduits of the fluids are the faults and the fractures. However, these rocks could be deeply buried and H₂ flow from these deep layers may reach sedimentary rocks, where regular high permeability and porosity beds are present. In such a case one may expect at least three different transport modes: advection (displacement of the gas dissolved in the water), diffusion, and free gas Darcy flow. H₂ dissolution in water increases with temperature and pressure, hence degassing and consequent increase of free gas phase is expected upon migration towards the surface.

Numerical models have been carried out with Petromod© to visualize the relative role of these transport modes. Paris Basin has been modeled thanks to the large public data available. The numerical approaches are still limited regarding H₂ in the subsurface, solubility of a blend, such as CH₄ and H₂ for instance, is quite unknown and data shows that H₂ is never alone in the gas phase. Yet qualitative conclusions could be discussed observing that:

- Free gas could be present in the carrier bed at large depth (the model is 3 km in depth).
- Degassing is massive in the last 800 m.
- Due to this degassing H₂ content in the soil could be almost widespread.
- Near surface H₂ presence (soil gas) is primary linked to the aquifer geometry rather than to the source or the accumulation position and also surface projections of fault planes

Mots-Clés: migration pathway, transport mode, diffusion, advection, Darcy flow

^{*}Intervenant

Measurement of Hydrogen Solubility with a Novel Apparatus for Vapor-Liquid Equilibrium

Haotian Liu^{*1}, Bordes Emilie^{*†1}, Jean-Charles De Hemptinne^{*1}, Hailong Lu^{*2}, and Livio Ruffine^{*‡1}

¹IFPEN – Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique – France

²Peking University – China

Résumé

Understanding the thermodynamic behavior of hydrogen (H₂) under subsurface conditions of pressure, temperature, and geofluid chemistry is key in supporting the energy transition towards a net-zero economy. Such studies find their applications in both optimizing Underground Hydrogen Storage (UHS) and assessing the natural occurrence of H₂ as a potential low-carbon resource. Thus, H₂ solubility data in electrolyte systems containing dissolved minerals is necessarily invoked to estimate the amount of hydrogen that can be stored as dissolved in an aquifer, saline cavity or depleted hydrocarbon reservoirs. However, the data of H₂ solubility remains relatively limited and focused mainly on sodium chloride systems. Investigations on the influence of the ions chemistry on H₂ solubility remain scarce. This work focused on developing a new experimental method from a novel apparatus to investigate H₂ solubility in electrolyte systems mimicking brines. The primary scientific goal is to investigate the influence of the dissolved-mineral chemistry on the hydrogen solubility. A detailed description of the experimental setup and the data-processing methodology will be provided, followed by the preliminary results obtained so far. The ability to investigate solubility of other poorly soluble gases such as helium will also be discussed.

Mots-Clés: hydrogen, solubility, thermodynamics

^{*}Intervenant

[†]Auteur correspondant:

[‡]Auteur correspondant:

An accurate H₂ Equation of State from molecular dynamics simulations

Guilherme Carneiro^{*1}, Jean-Marc Simon^{†1}, J. Marcos Salazar¹, and Clément Cabaud

¹Laboratoire Interdisciplinaire Carnot de Bourgogne – Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, Centre National de la Recherche Scientifique, Université Bourgogne Europe – France

Résumé

A new force field is developed for describing the ρ PT data of H₂ at the liquid, gas and super-critical phases. The new model was obtained by reconciliating a first principles based polarizable forcefield(1) with a thermodynamics based Lennard-Jones intermolecular potential(2). This procedure resulted in molecular simulations consistent with both experimental data and reference equations of state at a wide range of pressures and temperatures. The NIST data of pressure dependency of the density(3, 4) is well reproduced by our molecular dynamics simulations for temperatures as low as 14 K and as high as 1000K and at pressures ranging from 0.01 bar to 20000 bar. The model is also able to accurately reproduce the liquid-vapor equilibrium in conditions ranging from the neighborhood of the triple point up to the critical point.

(1) A. Hogan and B. Space, Next-generation accurate, transferable, and polarizable potentials for material simulations, *Journal of Chemical Theory and Computation*, 16, pp. 7632–7644, 2020.

(2) A. Aasen, M. Hammer, Å. Ervik, E.A. Müller and Ø. Wilhelmsen, Equation of state and force fields for Feynman-Hibbs-corrected Mie fluids. i. application to pure helium, neon, hydrogen, and deuterium, *The Journal of Chemical Physics*, 151, pp 064508, 2019.

(3) .W. Leachman, R.T. Jacobsen, S.G. Penoncello and E.W. Lemmon, Fundamental Equations of State for Parahydrogen, Normal Hydrogen, and Orthohydrogen, *Journal of Physical and Chemical Reference Data*, 38, pp 721-748, 2009.

(4) E.W. Lemmon, I.H. Bell, M.L. Huber and M.O. McLinden, Thermophysical Properties of

Fluid Systems” in NIST Chemistry WebBook, NIST Standard Reference Database Number 69, P.J. Linstrom and W.G. Mallard, National Institute of Standards and Technology, Gaithersburg MD, 20899

Mots-Clés: EOS, molecular simulation, force field

^{*}Intervenant

[†]Auteur correspondant: jmsimon@u-bourgogne.fr

Thématique III :
Stockage Souterrain de
l'H₂

Empreinte physico-chimique d'une fuite d'eau enrichie en H dans un aquifère d'eau douce peu profond

Jérémie Wavrer^{*1}, Adrian Cerepi¹, and Corinne Loisy¹

¹Institut Polytechnique de Bordeaux – Bordeaux INP, G – France

Résumé

Le stockage souterrain d'hydrogène (UHS) est considéré comme une solution prometteuse pour équilibrer la production d'énergies renouvelables, mais peut induire des fuites de gaz vers des aquifères superficiels qui soulèveraient des problématiques quant à la qualité de l'eau et à la sécurité. Il est donc nécessaire d'évaluer l'impact qu'une eau enrichie en H pourrait avoir dans ce contexte et de déterminer des indicateurs de surveillance fiables, capables de détecter la présence d'H dans divers environnements hydrogéologiques. Cette étude examine le comportement d'une injection d'eau enrichie en H dans un aquifère carbonaté peu profond au sein d'un site expérimental situé dans une ancienne carrière de calcaire souterraine à Saint-Émilion (France). Un volume de 200 litres d'eau enrichie en H a été injecté directement dans la nappe, et sa migration a été suivie pendant 8 jours à l'aide d'un ensemble de sondes physico-chimiques in situ et de prélèvements manuels dans plusieurs puits situés en aval. Parmi les paramètres suivis (pH, potentiel d'oxydoréduction – ORP, oxygène dissous, conductivité), seul l'ORP a montré une réponse constante et mesurable au-delà du puits d'injection, jusqu'à 5 à 7 mètres en aval. Les concentrations en H dissous ont rapidement diminué avec la distance, et aucune réaction géochimique significative (réduction des sulfates ou des nitrates, dissolution/précipitation de la calcite, etc.) n'a été observée. Ces résultats suggèrent que, si le pH et l'oxygène dissous peuvent indiquer la présence d'H dissous à proximité de la fuite, l'ORP demeure le marqueur le plus fiable pour suivre la migration de l'H dans l'aquifère dans ces conditions expérimentales. Cette étude apporte de nouvelles connaissances sur le comportement de l'H dans les aquifères carbonatés superficiels et soutient l'intégration du suivi de l'ORP dans les stratégies opérationnelles de détection précoce des fuites sur les sites de stockage souterrain d'H.

Mots-Clés: Stockage d'hydrogène, Carbonates, Réservoir, Fuite, Propriétés physico, chimiques, Expérimental

^{*}Intervenant

TPFA Scheme for a Thermo-Hydro-Mechanical Model for a Compressible Gas Flow

Jad Dabaghi¹, Frédéric Grondin², Mayssam Mohamad^{*2}, and Mazen Saad²

¹École Supérieure d'Ingénierie Léonard de Vinci – ESILV, Léonard de Vinci pôle Universitaire, 92 916 Paris La Défense – France

²Nantes Université - École Centrale de Nantes – Nantes Université – France

Résumé

This work explores the feasibility of underwater storage of hydrogen produced via water electrolysis in a cementitious cavity, to offer a solution to the overproduction of electricity from offshore wind farms. We propose a Thermo-Hydro-Mechanical model that describes a non-isothermal, compressible, single-phase gas flow in a porous medium characterized by small deformations, displacements, and porosity variations. Linear isotropic thermo-poroelastic constitutive laws are considered for the solid skeleton, assuming small temperature variations around a reference temperature, and thermal equilibrium is assumed between the fluid and the skeleton. This model consists of a system of nonlinear PDEs representing the conservation of fluid mass, and fluid entropy under reversible mechanical deformations, and the momentum conservation equation.

The study is divided into three parts.

First, we derive energy estimates for the compressible flow to obtain control on the solution. Then, we focus on the numerical analysis by discretizing our model using the backward Euler scheme for the time variable and the two point finite volume scheme for the space variable ensuring the preservation of the energy estimates at the discrete level. Finally, we present some numerical experiments to show the strength of the proposed approach.

References

- (1) O.Coussy. Poromechanics. Wiley, 2004.
- (2) J.Droniou, M.Laaziri and R.Masson. Thermodynamically Consistent discretisation of a Thermo-Hydro-Mechanical model. Proceedings in Mathematics Statistics, 2023.
- (3) M.Ghilani, E.H.Quenjel and M.Saad. Positivity-preserving finite volume scheme for compressible two-phase flows in anisotropic porous media: The densities are depending on the physical pressures. JCP, 2020.

Mots-Clés: THM model, porous media, energy estimates, finite volume

^{*}Intervenant

Suivi de l'activité hydrogénotrophe de *Shewanella oneidensis* MR1 en anoxie et sous flux gazeux

Frédéric Jorand^{*1}, Aurélien Randi², Stéphanie Palais³, and Fabrice Golfier²

¹LCPME – CNRS : UMR7564, Université de Lorraine – 405 rue de Vandoeuvre, 54602, Villers-lès-Nancy, France

²GeoRessources – Institut National des Sciences de l'Univers, Centre de recherches sur la géologie des matières premières minérales et énergétiques, Université de Lorraine, Centre National de la Recherche Scientifique – France

³LCPME – Université de Lorraine, CNRS, CNRS : UMR7564 – France

Résumé

En tant que donneur d'électrons majeur pour les processus microbiens souterrains, l'hydrogène (H₂) pourrait soutenir une croissance de micro-organismes en condition oligotrophe dans des environnements profonds si des accepteurs d'électrons sont suffisamment bio-disponibles tels que le nitrate (NO₃⁻), le fer ferrique (Fe³⁺), le sulfate (SO₄²⁻) ou le dioxyde de carbone (CO₂). A ce jour, comprendre la contribution des micro-organismes hydrogénotrophes au cycle biogéochimique de H₂ est d'importance majeure pour un certain nombre d'applications dont celles liées au stockage souterrain d'H₂ dans un contexte de transition énergétique (1). L'objectif principal de cette étude est donc d'évaluer la cinétique de consommation d'H₂ par des souches modèles bactériennes dans des conditions physico-chimiques proches de celles du stockage géologique en termes de température, pression, et disponibilité en accepteurs d'électrons. La souche bactérienne retenue est *Shewanella oneidensis* MR1, une souche d'un genre connu pour sa versatilité métabolique, capable notamment de respirer Fe³⁺ en présence d'H₂ (2). Un banc d'essai expérimental dynamique composé principalement d'un réacteur, d'une pompe de circulation et d'une sonde Raman *in situ* a été développé permettant l'analyse continue des gaz sous une pression maximale absolue de 4 bars. L'activité hydrogénotrophique de *S. oneidensis* a ainsi pu être mesurée en conditions anoxiques en flux dynamique avec Fe³⁺ comme unique accepteur final d'électrons. Les résultats obtenus sont en accord avec la stoechiométrie de la réaction soit un ratio Fe³⁺ / H₂ consommés de 2,2 contre 2,0 en théorie (H₂ + Fe³⁺ = 2H⁺ + Fe²⁺).

Une cinétique de consommation de l'H₂ de 0,2 fmoles d'H₂ h⁻¹ cellule⁻¹ a été déterminée. Notre montage expérimental pourrait nous permettre de suivre également la consommation d'H₂ par d'autres bactéries et des consortia plus représentatifs des populations souterraines et, à terme, mieux appréhender la perte microbienne d'hydrogène en conditions de stockage.

Références

- (1) Dopffel, N., Jansen, S., & Gerritse, J. (2021). Microbial side effects of underground hydrogen storage – Knowledge gaps, risks and opportunities for successful implementation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46: 8594-8606.
- (2) Etique, M., Jorand, F.P.A., Ruby, C. (2016) Magnetite as a Precursor for Green Rust

^{*}Intervenant

Through the Hydrogenotrophic Activity of the Iron-reducing Bacteria *Shewanella putrefaciens*. *Geobiology*, 14: 237-254.

Mots-Clés: Stockage souterrain d'hydrogène, réduction anaérobie du FeIII, bactérie hydrogénotrophe, Raman

Modélisation numérique du stockage d'hydrogène - Etude de la réactivité biogéochimique sur un cas test radial thermique

Anthony Michel^{*1}, Arnaud Pujol¹, Clémentine Meiller¹, Audrey Estublier¹, Laurent Jeannin², Patrick Eggerman², and Anélia Petit²

¹IFPEN – IFPEN, 1-4 Av. du Bois Préau, 92852 Rueil-Malmaison, France – France

²Storengy France – Storengy, Bois-Colombes, France – France

Résumé

Nous présentons les résultats d'un travail de collaboration entre IFPEN et Storengy visant à modéliser la réactivité biogéochimique d'un site de stockage géologique d'hydrogène (H₂) en prenant en compte les variations de température induites par les activités de cyclage. Ces variations sont dues à la différence entre la température initiale du réservoir et celle du gaz injecté une fois arrivé en fond de puits.

Les études de modélisation conduites à ce jour sur le stockage géologique d'H₂ ne prennent pas en compte ces variations de température au sein de la zone de stockage bien qu'il soit largement admis que la température joue un rôle de premier plan sur les cinétiques des réactions biogéochimiques. Ce travail constitue donc une première contribution pour évaluer dans quelle mesure les effets thermiques peuvent impacter significativement les résultats en termes de réactivité.

Le cas étudié repose sur un modèle de réservoir radial représentatif d'un site de stockage de méthane (CH₄) fourni par Storengy. Le modèle a été adapté pour modéliser le stockage de H₂ à travers la conversion des données ECLIPSE au format du simulateur Geoxim développé par IFPEN et l'ajout des paramètres liés au transport réactif.

Les simulations réalisées couplent un écoulement multiphasique thermique en milieu poreux à des équilibres de phase et des réactions cinétiques. L'étude s'est focalisée sur deux réactions clés associées à la présence de H₂ : la sulfato-réduction bactérienne et la réduction de la pyrite. Une étude de sensibilité a été menée en faisant varier trois paramètres majeurs : la température d'injection, la teneur en sulfate dans l'eau et la fraction de pyrite dans le milieu poreux.

Les résultats portent sur différents points : l'évolution de la bulle de gaz, les perturbations thermiques et leurs effets sur la biochimie, le développement de la biomasse et la consommation des sulfates, ainsi que la localisation du front de réactivité de la pyrite. Ils permettent en particulier de localiser et de quantifier les sources et le transport d'hydrogène sulfuré (H₂S) au cours des phases de cyclage dans des conditions réalistes de stockage en termes de pression et de température.

^{*}Intervenant

Mots-Clés: Modélisation numérique, Stockage d'hydrogène, Ecoulement réactif thermique, Grille radiale, Biogéochimie, Sulfato, réduction, Réactivié pyrite, Risque H₂S

Numerical modeling and study of the UHS benchmark exercise with the reactive transport simulator Geoxim

Tian Qiao^{*1}, Anthony Michel¹, and Arnaud Pujol¹

¹IFP Energies nouvelles – IFPEN, 1-4 Av. du Bois Préau, 92852 Reuil-Malmaison, France – France

Résumé

Underground hydrogen storage (UHS) involves complex interactions between fluids, microorganisms, and rock due to hydrogen's high reactivity and unique properties. Hogeweg et al (1,2) recently proposed an interesting benchmark exercise with a field scale representative gas cycling scenario.

We have used this exercise not only to validate our simulator but also to understand and analyze the meaning and limits of the underlying physics. Our work was divided into three stages: In the first stage, we translated the physical models with a smart selection of parameters extracted from the relevant papers and source code repositories. In a second step, in-house Python scripts were developed for preparing the grid and generating tabulated physical laws and initial condition maps. Special attention was paid to phase properties and equilibrium calculations. Finally, numerical simulations were performed with the IFPEN Geoxim simulator based on the Arcane framework (3) using a fully implicit formulation. After a few adjustments, we achieved a very good match and then proceeded to a physical analysis.

Analyzing the results from a physical point of view gives us new information on the solutions. For instance, we see that the hydrogen consumption in the long term is limited by the microbial population with decay rate and substrate depletion. Moreover, the impact of geochemical effects on permeability was found to be negligible under the simulated conditions.

At the end of the day, through this work, we have acquired a thorough knowledge of the dataset and associated results. It will allow us to open a critical discussion during the session with the other groups and propose future extensions.

(1) Hogeweg, Sebastian, et al. "Development and calibration of a bio-geo-reactive transport model for UHS." *Frontiers in Energy Research* 12 (2024): 1385273.

(2) Hogeweg, Sebastian, Gion Strobel, and Birger Hagemann. "Benchmark study for the simulation of underground hydrogen storage operations." *Computational Geosciences* 26.6 (2022): 1367-1378.

(3) The Arcane Framework for HPC codes. <https://github.com/arcaneframework/framework>.

^{*}Intervenant

Mots-Clés: Underground hydrogen storage, Reactive transport, Biogeochemistry, Numerical simulation

Impact of biomethane in a deep aquifer storage: multiphase reactive transport modeling of H₂S and O₂ reactivity - Implication for hydrogen storage

Juncheng Guo^{*1}, Irina Sin , Laurent De Windt , Anélia Petit , Laurent Jeannin , Patrick Egermann , and David Segura

¹Centre de Géoscience, Mines Paris-PSL – MINES ParisTech - École nationale supérieure des mines de Paris – France

Résumé

The integration of renewable natural gas (biomethane) into gas grids is gaining attention as a means of reducing greenhouse gas emissions and accelerate the energy transition. In Europe, part of the natural gas stored in deep aquifers is being replaced by biomethane. Unlike conventional natural gas, biomethane may contain oxygen (O), which can affect groundwater, and gas quality. Additionally, hydrogen sulfide (HS) may be present in the injected gas or produced through microbial sulfate reduction.

Field data from a sandstone aquifer storage site reveal long-term changes in HS content of the withdrawn gas and highlight the influence of co-injected O. To interpret these processes, we performed multiphase reactive transport simulations at reservoir scale with the HYTEC code. The models account for microbial kinetics and geochemical reactions, focusing on HS production by sulfate-reducing bacteria (SRB) and HS consumption by O.

Reservoir modeling enables interpretation of changes in HS concentrations, using large-scale reservoir simulations that reproduce the annual cycles of injection/withdrawal of natural gas and biomethane-natural gas mixtures over two decades. These results emphasize the critical role of microbial processes and the importance of integrating them into reactive transport models to improve predictions of long-term storage behavior and gas quality. Beyond biomethane and O influence, this study demonstrates the value of reactive transport modelling for studying renewable gas storage.

Mots-Clés: Biomethane, Underground Gas Storage, Reactive Transport, Sulfate Reduction, Hydrogen Sulfide Oxidation.

^{*}Intervenant

Interfacial Tension in H₂-NaCl Brine under Geological Conditions: A Molecular Dynamics Study

Tu Khai Nam Nguyen^{*1}, Hai Hoang^{†1}, Salaheddine Chabab^{‡2}, and Guillaume Galliero^{§3}

¹Institute of Fundamental and Applied Sciences, Duy Tan University – Vietnam

²Laboratoire de Génie Thermique Énergétique et Procédés – Université de Pau et des Pays de l'Adour [UPPA] – France

³Laboratoire des Fluides Complexes et leurs Réservoirs – Université de Pau et des Pays de l'Adour, Centre National de la Recherche Scientifique – France

Résumé

Accurate prediction of the interfacial tension (IFT) between H₂ and NaCl brine is essential for evaluating capillary trapping efficiency and sealing integrity in underground hydrogen storage (UHS) (1). While experimental studies have reported IFT values over a range of pressures, temperatures, and salinities, data under extreme geological conditions remain limited (2–3). Molecular dynamics (MD) simulations provide a valuable complementary approach, not only extending this coverage but also offering molecular-level insights into interfacial behavior. However, the predictive accuracy of MD simulations depends critically on the description of unlike interactions between H₂ and brine, which have often been inadequately represented in previous work (4–5). In this study, we employ recently developed and validated force fields, Marx for H₂, TIP4P/2005 for H₂O, and Madrid-2019 for NaCl, together with an optimized binary interaction parameter ($\epsilon_{\text{H-H}_2\text{O}}$) for H₂-H₂O interactions (6). This combination has been shown to accurately reproduce H₂ solubility in NaCl brine (6). Extensive MD simulations are performed across a broad range of geological conditions, from which we propose a new correlation for the IFT of H₂-brine systems. Furthermore, microscopic interfacial analyses are conducted to elucidate the molecular mechanisms governing IFT at the H₂-brine interface.

Mots-Clés: Hydrogen, brine, interfacial tension, molecular dynamics, cross, interactions, underground hydrogen storage

^{*}Auteur correspondant: hhoang052@gmail.com

[†]Auteur correspondant: hhoang052@gmail.com

[‡]Auteur correspondant: Salaheddine.chabab@univ-pau.fr

[§]Intervenant

Numerical Modeling and Sensitivity Analysis of Coupled Hydro-Biogeochemical Processes in Underground Hydrogen Storage

Elyes Ahmed^{*1}, Brahim Amaziane^{†2}, Salaheddine Chabab^{‡3}, Stephanie Delage Santacreu^{§2}, Guillaume Galliero^{¶4}, Olav Møyner^{||1}, and Xavier Raynaud^{**1}

¹SINTEF Digital, Microsystems and Nanotechnology [Oslo] – Norvège

²Laboratoire de Mathématiques et de leurs Applications [Pau] – Université de Pau et des Pays de l'Adour, Centre National de la Recherche Scientifique – France

³Laboratoire de Génie Thermique Énergétique et Procédés – Université de Pau et des Pays de l'Adour – France

⁴Laboratoire des Fluides Complexes et leurs Réservoirs – Université de Pau et des Pays de l'Adour, Centre National de la Recherche Scientifique – France

Résumé

Understanding the interplay between physical and biochemical processes is essential for predicting underground hydrogen storage (UHS) behavior. In particular, microbial activity must be integrated into physical modeling to provide a realistic description of storage performance.

In this work, we present a coupled framework within the open-source Matlab Reservoir Simulation Toolbox (MRST (1), SINTEF) which combines compositional flow models with biogeochemical reactions. Microbial activity is modeled using a double Monod formulation based on H₂ and CO₂ availability, while H₂ dissolution is captured using an advanced Equation of State model (Søreide-Whitson (SW)) (2), which improves phase equilibrium predictions and, consequently, microbial activity representation. A fully implicit strategy with cell-centered finite-volume discretization and implicit Euler time integration ensures robustness and efficiency. Our implementation (3) builds upon MRST's compositional module by incorporating the SW EoS, microbial kinetics, and physical effects such as molecular diffusion and dispersion. Key feature of this framework is its modular design: it is straightforward to use for standard reservoir simulations, yet flexible enough to be easily extended with additional physics or couplings. This makes it a practical and open tool both for research and for the rapid prototyping of new models.

We first compare the ability of the simplified compositional and the overall-compositional models to estimate the H₂ loss and storage performances. Then, we assess the influence of microbial-induced bio-geochemical transformations on UHS in porous media. Finally, we investigate how dispersion and molecular diffusion affect microbial activity, H₂ loss and overall storage performance.

*Auteur correspondant: elyes.ahmed@sintef.no

†Auteur correspondant: brahim.amaziane@univ-pau.fr

‡Auteur correspondant: salaheddine.chabab@univ-pau.fr

§Auteur correspondant: stephanie.delage@univ-pau.fr

¶Intervenant

||Auteur correspondant: olav.moyner@sintef.no

**Auteur correspondant: xavier.raynaud@sintef.no

Mots-Clés: Underground Hydrogen Storage, Reservoir simulations, MRST, microbial activity, Søreide, Whitson, overall, composition formulation, diffusion

Impacts of Caprock Wettability and Rock-Fluid Interfacial Tension on Hydrogen and CO₂ Geo-Storage

Elhadj Marwane Diallo^{*1}, Muhammad Ali[†], Marwan Fahs[‡], and Hussein Hoteit[§]

¹Université de Strasbourg – Institut Terre et Environnement de Strasbourg – France

Résumé

Underground hydrogen storage (UHS) and carbon dioxide geo-storage (CGS) are crucial technologies for meeting global energy demands and achieving a low-carbon economy (1). The pore-scale distribution and reservoir-scale capacity of H₂ and CO₂, as well as the integrity of their confinement, depend strongly on interfacial parameters such as equilibrium contact angle (θ_E) and solid–fluid interfacial tensions (γ_{SL} , γ_{SG}) (2,3). Because direct experimental measurement of these parameters remains challenging, this study employs theoretical integration of Young’s and Neumann’s equations to estimate θ_E , γ_{SL} , and γ_{SG} under representative storage conditions (5–20 MPa, 308–343 K, 10 wt.% NaCl). We investigate the wetting behavior of pure mica, organic-aged mica (treated with hexanoic to lignoceric acids, 10^{−2}–10 mol/L), and alumina nano-aged mica (0.05–0.75 wt.% nanofluids). Results show that θ_E increases and γ_{SG} decreases with rising pressure, organic acid concentration, and alkyl chain length, while temperature induces the opposite trend. For nanofluid-aged mica, θ_E and γ_{SL} initially decrease, then increase beyond 0.25 wt.% concentration, with γ_{SG} showing inverse behavior. Overall, mica surfaces exhibited lower hydrogen wettability than CO₂ under comparable thermo-physical conditions. These interfacial results are vital for predicting caprock wettability changes and evaluating the sealing efficiency of UHS and CGS formations.

Mots-Clés: Underground hydrogen storage, CO storage, Caprock sealing, Wettability, Contact Angle

^{*}Intervenant

[†]Auteur correspondant: muhammad.ali.2@kaust.edu.sa

[‡]Auteur correspondant: fahs@unistra.fr

[§]Auteur correspondant: hussein.hoteit@kaust.edu.sa

Stockage souterrain d'hydrogène en milieu poreux : Simulations de scénarios de conversion et de création d'un nouveau site de stockage

David Segura^{*†1}, Irina Sin^{*‡2}, Laurent Jeannin¹, Anélia Petit¹, Patrick Egermann¹,
Laurent De Windt^{1,2}, and Juncheng Guo

¹Storengy, Direction Expertise Technique, La Garenne-Colombes, France – Storengy, Direction
Expertise Technique, La Garenne-Colombes, France – France

²Mines Paris - PSL (École nationale supérieure des mines de Paris) – Université Paris sciences et lettres
– France

Résumé

Les aquifères profonds offrent un environnement particulièrement adapté au stockage souterrain de gaz, compte tenu de leur capacité volumique et leur répartition géographique. En France, le stockage de gaz naturel en aquifères est une technologie maîtrisée depuis plus de 70 ans. Dans le contexte actuel de la transition énergétique et du développement de la filière hydrogène en Europe, les solutions de stockage souterrain d'hydrogène font l'objet d'une évaluation approfondie afin d'accompagner le déploiement de l'hydrogène renouvelable.

Le stockage souterrain d'hydrogène présente toutefois des défis spécifiques. La présence de sulfures peut induire la formation de sulfure d'hydrogène (H₂S) par un processus abiotique. Par ailleurs, des réactions microbiennes, biotiques, telles que la sulfato-réduction et la méthanogenèse peuvent également altérer la qualité du gaz stocké, en consommant partiellement l'hydrogène et en générant des composés indésirables comme le HS et le CH₄. La cinétique de ces réactions dépend fortement des conditions géochimiques de l'aquifère : pH, température, disponibilité des réactifs et des nutriments.

Cette présentation propose une analyse du stockage d'hydrogène dans un environnement réel, présentant des conditions naturellement favorables au stockage. Deux études menées à l'échelle du réservoir sont présentées : l'une portant sur le développement d'un nouveau site de stockage, l'autre sur la conversion d'un site existant de stockage de gaz naturel.

La géométrie, le cyclage du gaz et les conditions initiales des deux modèles sont basées sur des données réelles issues du Bassin Parisien. Une attention particulière est portée à l'évolution temporelle de la composition du gaz soutiré et à la chimie de l'eau dans l'aquifère.

Mots-Clés: Sous, sol, UHS, transport réactif, méthanogenèse, réduction de sulfates, réduction de pyrite, aquifères profonds

^{*}Intervenant

[†]Auteur correspondant: david.segura@storengy.com

[‡]Auteur correspondant: irina.sin@minesparis.psl.eu

Hydrodynamic Simulation Challenges of Large-Scale Underground Hydrogen Storage

Hatem Alamara*¹ and Igor Bogdanov¹

¹CHLOE Research Laboratory – Université de Pau et des Pays de l'Adour - UPPA (FRANCE) – France

Résumé

Porous geological reservoirs, including depleted fields and aquifers, offer promising capacity for storing hydrogen seasonally and at scale. The design and development of such storage reservoirs require a detailed understanding of physical phenomena across multiple scales, as well as the ability to forecast site performance as a whole. A classical key enabler in achieving this is numerical simulation. Given the properties of hydrogen, various flow dynamics and instabilities are encountered; their importance, quantification, and, ultimately, accurate simulation require a holistic view from detailed physical modeling to field-scale behavior. This paper aims to address these flow dynamics in both water-bearing and depleted gas reservoirs and provide insights for practitioners toward efficient simulation and design. We focus on the hydrodynamic aspects of underground hydrogen storage, rather than biogeochemical interactions, to isolate and better understand the dominant physical transport processes. This study presents a range of numerical models spanning multiple length scales, all based on the assumption that Darcian flow remains valid throughout. Mechanical dispersion is first characterized in fine-scale models, then upscaled to derive effective dispersion coefficients, which are applied in intermediate-scale models to investigate miscible viscous fingering. These simulations are conducted in both linear and radial geometries, with and without gravitational effects, and are compared against analytical solutions. Segregated flow is addressed using meter-scale models, focusing on the influence of gravity and physical heterogeneity in both homogeneous and heterogeneous media. Particular attention is given to miscible gravitational instabilities, the irreversibility of convective spreading, and the use of flux limiters, which are often underrepresented in literature. Finally, large-scale periodic injection-withdrawal scenarios are simulated in realistic anticline structures representing depleted gas reservoirs and aquifers. Throughout, analytical insights and best numerical practices are explored to guide future modeling efforts. Other topics that were studied include methane exsolution and cushion gas efficiency.

Mots-Clés: multiscale simulation, numerical schemes, dispersion, heterogeneity, cushion gas

*Intervenant

Analyse thermomécanique de fractures cohésives : Validation numérique par les solutions semi-analytiques basées sur la mécanique de la rupture

Hajar Habbani^{*1}, Amade Pouya^{†2}, Hippolyte Djizanne¹, and Benoit Brouard³

¹Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques – Ministère de l'écologie de l'Energie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire, Ministère de l'écologie de l'Energie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire – France

²Laboratoire Navier – Centre National de la Recherche Scientifique, Université Gustave Eiffel, Ecole Nationale des Ponts et Chaussées – France

³Brouard Consulting – - France

Résumé

Le stockage souterrain des gaz dans les cavités salines reçoit une forte sollicitation en raison du besoin énergétique croissant. Cette solution viable offre une capacité significative pour le stockage massif d'hydrogène dans le sous-sol. Ces cavités, désormais soumises à des sollicitations intenses, connaissant des cycles d'injection et de soutirage de plus en plus rapides. Ces modes d'exploitation engendrent des problématiques mécaniques importantes, se traduisant par des phénomènes d'écaillage et des chutes de blocs au niveau des parois. En effet, aux variations de pression imposées par les fluctuations de gaz, des cycles thermiques répétés s'additionnent avec une dizaine de degrés (1). Ces variations de température, particulièrement marquées lors des phases de détente, génèrent des contraintes de traction additionnelles susceptibles de provoquer l'initiation et la propagation de fractures au sein des parois. Les sollicitations thermomécaniques cycliques peuvent provoquer un endommagement progressif du sel gemme au niveau des parois des cavités, voire induire une micro-fracturation susceptible de compromettre leur stabilité mécanique. Afin d'évaluer ce risque, une approche numérique est mise en œuvre à l'aide du code DISROC qui est un code aux éléments finis spécialement conçu pour les matériaux et structures présentant des discontinuités telles que fissures et fractures. Il permet d'étendre l'utilisation de la méthode des éléments finis à la modélisation des roches fracturées et à l'analyse de la fissuration dans les géomatériaux, en intégrant des modèles de fractures cohésives (2) pour simuler l'initiation et la propagation des fractures. Dans ce cadre, une étude (3) a mis en évidence que les chutes de blocs en surplomb constituent un mode d'instabilité majeur des cavités salines. Celles-ci résultent principalement des variations rapides de température et de pression lors des cycles d'exploitation. Les simulations numériques confirment que ces sollicitations thermomécaniques initient et propagent des fractures au voisinage de la paroi, conduisant progressivement au détachement des blocs et compromettant la stabilité globale de la cavité. La présente étude porte sur l'analyse de la fracturation d'origine thermique modélisée par DISROC en vue de sa validation par la comparaison aux solutions semi-analytiques et théoriques existants basés sur la mécanique de la rupture (4).

^{*}Auteur correspondant: hajar.habbani@ineris.fr

[†]Intervenant

Mots-Clés: Fractures cohésives, sollicitations thermomécaniques, cavités salines, instabilité mécanique, DISROC

Analyse thermomécanique du stockage souterrain en cavités salines : gaz naturel, air comprimé, hydrogène et hélium

Hippolyte Djizanne*¹

¹Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques (INERIS) – Ministère de la Transition écologique et solidaire – Verneuil-en-Halatte, France

Résumé

Le stockage souterrain de gaz en cavités salines constitue une technologie clé pour répondre aux besoins croissants de flexibilité énergétique. Les phénomènes couplés qui s'y développent dépendent de la nature du fluide injecté. Le gaz naturel, l'air comprimé, l'hydrogène et l'hélium présentent en effet des comportements thermodynamiques distincts (compressibilité, conductivité thermique, capacité calorifique, viscosité), susceptibles d'engendrer des réponses mécaniques différenciées du milieu salin.

L'étude proposée vise à établir une analyse comparative des effets thermomécaniques associés à ces différents gaz. Elle s'appuie sur un cadre méthodologique intégrant : (i) les équations d'état et propriétés spécifiques de chaque fluide, (ii) la représentation du comportement élastoviscoplastique du sel et de ses couplages thermo-hydro-mécaniques, et (iii) des scénarios de cyclage pression-température représentatifs des conditions d'exploitation. Les indicateurs considérés portent sur l'évolution des champs de pression et de température, la redistribution des contraintes et des déformations dans le massif salin, ainsi que les marges de stabilité vis-à-vis de la tenue mécanique et de la perméabilité.

Cette comparaison vise à mettre en évidence les spécificités associées à chaque gaz et à fournir un cadre de référence pour assurer la sécurité de la gestion opérationnelle des stockages souterrains en cavités salines.

Mots-Clés: stockage souterrain, cavité saline, thermodynamique, dilatance, stabilité mécanique, gaz

*Intervenant

Geomechanics of Cyclic Underground Hydrogen Storage: From Site Conditions to Lab Experiments

Philipp Braun^{*1}, Zhaochen Xu¹, and Jean Sulem¹

¹Laboratoire Navier – Centre National de la Recherche Scientifique, Université Gustave Eiffel, Ecole Nationale des Ponts et Chaussées – France

Résumé

Large-scale underground hydrogen storage in porous formations (UHSP) is increasingly regarded as a key technology for balancing renewable energy generation and demand. However, the cyclic nature of hydrogen injection and withdrawal introduces geomechanical challenges absent in conventional hydrocarbon production. Seasonal pressure variations impose repeated stress changes on reservoir rocks over decades, with implications for porosity, permeability, and overall long-term storage performance.

This study first reviews the geomechanical framework relevant to UHSP. Suitable reservoirs are generally located between 500–2500 m depth, where effective porosity and permeability depend strongly on lithology. At these depths, stress states are controlled by the overburden load and regional tectonics, and injection/depletion pressure fluctuations induce stress paths that can result in dilation, compaction, and shear mobilization in the rock. These may alter the rock properties and lead to porosity and permeability loss, fault reactivation, surface heave or subsidence and caprock integrity compromise.

We then present laboratory experiments on carbonate rocks subjected to cyclic loading designed to simulate injection-withdrawal operations. Moderate depletion produced minor creep, whereas significant depletion triggered irreversible, creep compaction. Under such high-depletion conditions, cyclic stress variations amplified compaction and were systematically associated with permeability loss. Notably, regardless of loading type (creep or cyclic), porosity change emerged as a robust descriptor for mechanical behaviour and permeability evolution.

These results provide new insight into the coupled hydro-mechanical processes that govern UHSP reservoirs under long-term cyclic use. They emphasize the importance of integrating site-specific stress characterization with laboratory-scale cyclic loading experiments to develop predictive models for reservoir integrity, performance, and safety.

Mots-Clés: Underground hydrogen storage, hydro, mechanical behavior, permeability, cyclic loading

^{*}Intervenant

Programme du Colloque

jeudi 30 octobre 2025

HEURES	ÉVÉNEMENT	(+)
08:00 - 09:00	Accueil-Café - Accueil- pause Café	
09:00 - 09:45	Conférence invitée: The H2 systems of South America (Amphi Eau) - Isabelle Moretti	
09:45 - 10:15	An accurate H2 Equation of State from molecular dynamics simulations (Amphi Eau) - Guilherme Carneiro	
10:15 - 10:45	Migration et piégeage de l'hydrogène naturel dans le massif ophiolitique de Bulqize (Albanie) : approche réservoir (Amphi Eau) - Kadidiatou Toure	
10:45 - 11:15	Pause Café (Le Hall)	
11:15 - 11:45	Stockage souterrain d'hydrogène en milieu poreux : Simulations de scénarios de conversion et de création d'un nouveau site de stockage (Amphi Eau) - David Segura	
11:45 - 12:15	Empreinte physico-chimique d'une fuite d'eau enrichie en H ₂ dans un aquifère d'eau douce peu profond (Amphi Eau) - Jérémie Wavrer	
12:15 - 13:45	Déjeuner	
13:45 - 14:30	Conférence invitée: Assessment of Hydrogen Storage in Salt Caverns in Saudi Arabia (Amphi Eau) - Hussein Hoteit	
14:30 - 15:00	Comprendre l'influence des microorganismes et de la géochimie sur le stockage souterrain de l'hydrogène (Amphi Eau) - Laura Fablet	
15:00 - 15:30	Geomechanics of Cyclic Underground Hydrogen Storage: From Site Conditions to Lab Experiments (Amphi Eau) - Philipp Braun	
15:30 - 16:00	Hydrodynamic Simulation Challenges of Large-Scale Underground Hydrogen Storage (Amphi Eau) - Hatem ALAMARA	
16:00 - 16:15	Pause café (Le Hall)	
16:15 - 16:45	Impact of biomethane in a deep aquifer storage: multiphase reactive transport modeling of H ₂ S and O ₂ reactivity - Implication for hydrogen storage (Amphi Eau) - Juncheng GUO	
16:45 - 17:15	Impacts of Caprock Wettability and Rock-Fluid Interfacial Tension on Hydrogen and CO ₂ Geo-Storage (Amphi Eau) - Elhadj Marwane Diallo	
17:15 - 18:00	Session Poster (Le Hall)	
20:00 - 22:00	Dîner de GALA	

vendredi 31 octobre 2025

HEURES	ÉVÉNEMENT	(+)
08:45 - 09:00	accueil-Pause café - accueil-Pause café	
09:00 - 09:45	Conférence invitée: Techno-economic analysis of underground hydrogen storage in Europe (Amphi Eau) - Philipp Blum	
09:45 - 10:15	Modélisation numérique du stockage d'hydrogène - Etude de la réactivité biogéochimique sur un cas test radial thermique (Amphi Eau) - Anthony Michel	
10:15 - 10:45	Numerical Modeling and Sensitivity Analysis of Coupled Hydro-Biogeochemical Processes in Underground Hydrogen (Amphi Eau) - Guillaume Galliero	
10:45 - 11:15	Pause café (Le Hall)	
11:15 - 11:45	Numerical modeling and study of the UHS benchmark exercise with the reactive transport simulator Geoxim (Amphi Eau) - Tian Qiao	
11:45 - 12:15	Suivi de l'activité hydrogénotrophe de Shewanella oneidensis MR1 en anoxie et sous flux gazeux (Amphi Eau) - Frédéric Jorand	
12:15 - 13:45	Déjeuner	
13:45 - 14:30	Conférence invitée: UHS in porous reservoirs: Important considerations and recent findings (Amphi Eau) - Ryan Haagensohn	
14:30 - 15:00	H ₂ transport in a sedimentary basin (Amphi Eau) - Luisa Nicoletti	

HEURES	ÉVÉNEMENT	(+)
15:00 - 15:30	Natural Hydrogen: the example of the Lorraine basin (France) (Amphi Eau) - Jacques Pironon	
15:30 - 16:00	Numerical modeling of hydrogen leakage and reactivity in shallow aquifers: application to the natural pilot site in Saint-Emilion (France) (Amphi Eau) - Mustapha El Ossmani	
16:00 - 16:15	Pause café (Le Hall)	
16:15 - 16:45	Analyse thermomécanique de fractures cohésives : Validation numérique par les solutions semi-analytiques basées sur la mécanique de la rupture (Amphi Eau) - Amade POUYA	
16:45 - 17:15	Analyse thermomécanique du stockage souterrain en cavités salines : gaz naturel, air comprimé, hydrogène et hélium (Amphi Eau) - Hippolyte DJIZANNE	
17:15 - 17:45	TPFA Scheme for a Thermo-Hydro-Mechanical Model for a Compressible Gas Flow (Amphi Eau) - Mayssam Mohamad	
17:45 - 18:15	Session de clôture (Amphi Eau)	



CCSD



Liste des participants

A

Hatem ALAMARA

Brahim Amaziane

Mohammad Awdi

B

mohamed haythem bahlouli

Sabrine BEN RHOUMA

Asma Braham

Philipp Braun

C

Anaïs Cario

Guilherme Carneiro

adrian Cerepi

D

Elhadj Marwane Diallo

Barnabé Djatibeye

Hippolyte DJIZANNE

Alexandre Dupuy

E

Mustapha El Ossmani

F

Laura Fablet

Marwan Fahs

ABDEL HAY FENICHE

Bertrand Fritz

G

Guillaume Galliero
Bruno GARCIA
Quentin Gasser
Fabrice Golfier
Luc Grandcolas
Juncheng GUO

H

Ryan Haagenon
Laurence Henry

J

Elodie Jeandel
Frederic Jorand
Raphaël Josse

K

Michel Kern
Behshad Koohbor

L

Aurore Laurent
Haotian Liu
Corinne Loisy

M

anthony michel
Mayssam Mohamad
isabelle moretti
JESICA MURRAY

N
Luisa Nicoletti
Omiraliyeva Nurzhaugan
P
Anélia Petit
Jacques Pironon
Amade POUYA
Q
TIAN QIAO
R
Karim RAGUI
Omar Rhouni
S
Mazen Saad
Khadidja Sabri
David Santiago Segura Gonzalez
Irina Sin
Sylvain Stephant
T
Kadidiatou Toure
Renaud Toussaint
W
Anna Wallentin
Jérémie Wavrer
Y
Anis younes