

Colloque Annuel du GdR CNRS HydroGEMM – 2023 Dédié à la mémoire de Michel Panfilov

15-17 nov. 2023, Université de Pau et des Pays de l'Adour, Campus de Pau

Recueil des Résumés



Plateau du Bénou dans les Chainons Béarnais, Vallée d'Ossau. La pyramide au centre de l'image est constituée de roches du manteau (des lherzolites), où des émanations d'hydrogène natif ont été détectées (crédit photo : Charles Aubourg).

Comité de direction

Adrien Cérepì (**EPOC, ENSEGID**), Brahim Amaziane (**LMAP, UPPA**),
Guillaume Galliero (**LFCR, UPPA**).

Comité d'organisation

- Etienne Ahusborde, Stéphanie Delage Santacreu, Mustapha El Ossmani, Sophie Hontebeyrie (**LMAP, UPPA**), Marie Laure Rius (**IPRA, UPPA**)
- Charles Aubourg, Jean-Paul Callot, Isabelle Moretti (**LFCR, UPPA**), Salaheddine Chabab (**LFCR-LATEP, UPPA**)
- Corinne Loisy (**EPOC, ENSEGID**), Michel Kern (**INRIA Paris**)

Préface

Bienvenue au [colloque HydroGEMM 2023](#) !

Le GdR [HydroGEMM](#), dont le nom complet est « **Hydro**gène du sous-sol: étude intégrée de la **GE**nèse ... à la **Modélisation M**athématique » a été créé par le CNRS depuis le 1^{er} janvier 2023 pour une durée de cinq ans, et est soutenu par trois instituts : l'INSU, l'INSIS et l'INSMI. Il regroupe environ 40 équipes universitaires, d'organismes de recherche (EPIC) : BRGM, IFPEN, ou industrielles : Storengy, Teréga et TotalEnergies, et des instituts publics : Pôle AVENIA earth2, Institut Carnot ISIFoR et R3 TESNA. Parmi les objectifs à cinq ans figurent la fédération des activités de recherche autour de l'hydrogène du sous-sol (natif et stockage). Le GdR est structuré selon trois thématiques : Interactions de l'H₂ avec l'environnement : processus ; Hydrogène natif ; et Stockage souterrain de l'H₂. Il est dirigé par Adrian Cerepi, directeur du GdR (EPOC, ENSEGID, INSU) ; Brahim Amaziane co-directeur du GdR (LMAP, UPPA, INSMI); et Guillaume Galliero co-directeur du GdR (LFCR, UPPA, INSIS).

Dans ce recueil des travaux présentés lors du colloque du GdR HydroGEMM 2023 (**dédié à la mémoire du regretté Michel Panfilov, initiateur de ce GdR**), se trouve une synthèse des avancées récentes et des discussions scientifiques autour de l'hydrogène et du sous-sol. Les contributions sélectionnées témoignent de la diversité et de la richesse des recherches menées au carrefour de la géoscience, des mathématiques appliquées, des sciences de l'ingénieur et de la transition énergétique. Les journées, qui se sont déroulées sur le campus de l'Université de Pau et des Pays de l'Adour du 15 au 17 novembre 2023, ont regroupées environ 100 participants, et 40 présentations orales ou sous forme de poster et une sortie terrain au plateau du Bénou le 18 novembre 2023 qui a porté sur le système H₂ natif des Chaînon Béarnais. Elles font suite aux **premières journées du GdR** organisées à Bordeaux en novembre 2022.

Ce recueil des contributions présentées visent à offrir un aperçu des connaissances actuelles et à souligner les questions émergentes dans le domaine. Ce recueil est destiné à toutes les personnes qui s'intéressent aux développements futurs de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique ou source d'énergie naturelle et à son intégration dans notre gestion des ressources naturelles.

Nous espérons que les échanges capturés dans ces pages inspireront la poursuite des recherches autour de l'hydrogène et du sous-sol et une collaboration fructueuse au sein de la communauté scientifique académique et industrielle.

Ce colloque a été organisé conjointement par l'UPPA, l'ENSEGID- Bordeaux INP et l'INRIA-Paris et financé par le CNRS (INSU et INSIS). Il a bénéficié du soutien de l'Institut Carnot ISIFoR, le pôle de compétitivité Avenia Earth2 Hydrogen, the France Interpore Chapter et la SMAI.

Le comité de direction :

Adrian Cerepi, Brahim Amaziane, Guillaume Galliero

Hommage à notre ami et collègue Michel Panfilov



Comme cela a été rappelé précédemment, ces journées étaient dédiées à la mémoire de **Michel (Mikhail) Panfilov** (1954 - 2023), professeur à l'université de Lorraine, Nancy, et à Sorbonne université, Paris, qui est décédé le 30 mai 2023. Scientifique de haut niveau et d'une très large connaissance sur les milieux poreux, une personne brillante et curieuse à l'individualité forte n'est plus parmi nous. Il est resté chercheur passionné, toujours à la recherche de nouveaux problèmes jusqu'à son dernier souffle. Il avait initialement travaillé dans le domaine des applications pétrolières, puis s'était intéressé au stockage de déchets nucléaires. Depuis 2010, il s'était intéressé à la modélisation et à la simulation du stockage souterrain de l'hydrogène, dont il était devenu un des meilleurs spécialistes. Il avait été parmi les premiers à reconnaître la complexité inhérente à la prise en compte des réactions biochimiques avec les bactéries, et à s'intéresser aux questions de systèmes dynamiques auxquelles elles conduisent. **Il avait tout naturellement été à l'origine de la création du GDR HydroGEMM** et du projet ANR HyStorEn, pour lesquels il avait consacré beaucoup de son temps et de son énergie, alors qu'il se savait déjà malade. En plus de ses qualités scientifiques, sa grande gentillesse, bien que cachée, ainsi que son sens de l'humour rendaient agréables, vivants et fructueux les échanges que l'on pouvait avoir avec lui. Le souvenir lumineux de Michel Panfilov restera gravé dans le cœur de tous ceux qui l'ont connu.

B. Amaziane, A. Bourgeat, A. Cerepi, G. Galliero, M. Kern

Je ne puis participer à votre conférence, ce que je regrette vivement, car elle est aussi l'occasion d'évoquer la mémoire de **M. Panfilov**. Je remercie le GdR de me donner la parole à ce propos, bien que d'autres personnes soient sans aucun doute aussi légitimes.

J'ai connu Michel au tout début de son aventure française, dans les années 90, avant qu'il trouve en 2000 son point d'attache universitaire Lorrain. Il avait sûrement été aiguillé vers le LEPT-ENSAM de Talence par Alain Bourgeat. Plusieurs visites, un séjour en tant qu'invité, ont forgé une relation amicale qui ne s'était pas atténuée depuis. Des collaborations scientifiques et des nombreuses discussions que nous avons eues ont laissé pour moi l'image d'un physicien brillant, toujours capable de trouver un chemin original pour attaquer des problèmes complexes.

L'image d'un sacré caractère aussi, cela n'a pas échappé à tous ceux qui l'ont connu! Avec une certaine naïveté, Michel cachait en effet rarement ce qu'il pensait. Je l'ai modestement conseillé, lors de ses premières candidatures dans nos universités, et je me souviens avec sympathie et amusement de sa difficulté initiale à comprendre que la franchise ne favorise pas forcément les premiers contacts...

Au-delà du personnage, attirant et plein d'humour, sa contribution objective à notre domaine scientifique est aussi remarquable, tant dans le domaine de la recherche que de l'enseignement. Ses nombreux travaux ont couvert presque tous les domaines du transport en milieux poreux (et pas seulement) : milieux très hétérogènes, diphasique, instabilités, changement de phase, etc. On ne saurait oublier ses dernières contributions dans le domaine du stockage de l'Hydrogène, le sujet même de cette réunion. Au-delà de l'hommage à un cher collègue trop tôt disparu, soyons sûr que ses idées scientifiques percoleront encore longtemps dans nos travaux.

Michel Quintard

IMFT, UMR 5502 - CNRS / Toulouse INP/UT3

Michel Panfilov était un grand scientifique à la croisée des disciplines. Motivé par des questions relatives au stockage de l'énergie, il s'est intéressé à la prévision et l'explication d'effets physiques complexes et développait pour cela des modèles mathématiques multi échelles, conduisait l'analyse de leurs propriétés mathématique et des méthodes numériques pour les simuler. Pour cela il avait des compétences dans de nombreux domaines de la physique et de la mécanique dont la thermodynamique, l'hydrodynamique, la mécanique des milieux poreux et des écoulements multiphasiques.

En mathématiques, sa connaissance et son agilité à analyser les comportements asymptotiques des équations les plus complexes comme les systèmes hyperboliques non linéaires étaient saluées par ses pairs.

Son parcours professionnel témoigne de sa curiosité pour tous ces domaines, puisqu'il a exercé notamment à l'université du Pétrole et du gaz de Moscou au Moscow Gublin Oil & Gas University, où il a été directeur du laboratoire de mécanique et des milieux poreux.

Après quelques séjours en France à l'Institut Français du Pétrole, et dans diverses universités, il a été recruté à l'ENSG en 2000 et il a exercé sa recherche au LEMTA puis à l'IECL.

Sa recherche a donné lieu à plus de 80 articles de recherche et la rédaction de deux ouvrages de références sur les écoulements multiphasiques des milieux poreux. Ses équipes ont aussi contribué au développement de codes numériques pour l'industrie pétrolière.

Je voudrais saluer sa curiosité, son énorme capacité de travail et sa grande vision des sujets de recherche importants en avance sur son temps. **10 ans en avance de la politique scientifique française, il s'est intéressé au stockage de l'hydrogène**, n'hésitant pas à solliciter des financements à l'étranger alors que la France ne s'y intéressait pas encore, c'était le cas des projets H2STORE et HyINTEGER avec le gouvernement allemand entre 2012 et 2019. L'an dernier, il a obtenu un projet ANR sur le sujet et participé activement à la création d'un GdR CNRS sur le sujet.

Je voudrais saluer la grande foi qu'il avait dans la science : quand il avait un projet en tête il remuait ciel et terre pour le réaliser, obtenir des financements, persuader les collègues de son intérêt.

Michel était un collègue plein d'énergie et de fougue, tranchant dans ses avis mais toujours avec raison et objectivité, il était parfois brusque mais ensuite plein de gratitude pour ceux qui l'avaient aidé. Derrière cette figure énergique, il y avait une personne sensible, inquiet des siens et des personnes qu'il aimait en ces temps de conflits internationaux et à l'annonce de sa maladie.

Ses collègues soulignent un caractère « de russe » avec la difficulté de s'insérer dans notre système, administratif notamment mais sa ténacité et sa force de persuasion lui ont permis d'entériner officiellement un fait qui est interdit depuis 20 ans dans le système universitaire français : il faisait partie de deux UMR, l'Institut Elie Cartan de Lorraine qui est le laboratoire

de mathématiques de l'Université de Lorraine et l'Institut Jean le Rond d'Alembert à Sorbonne Université.

Anne Gégout-Petit

Directrice de l'Institut Élie Cartan de Lorraine, Université de Lorraine, INRIA Nancy BIGS

Michel Panfilov était un excellent collègue avec lequel j'ai eu pendant plus de dix ans une collaboration scientifique fructueuse. Nous partageons un goût commun pour la théorie et **les constructions mathématiques élégantes**. J'appréciais sa créativité et son énergie à développer de nouvelles avenues de travail. Il avait une maîtrise époustouflante des systèmes hyperboliques non linéaires et de leur application au transport en milieu poreux ainsi que de bien d'autres aspects de la science

Il détestait les contraintes administratives et je regrette rétrospectivement de ne pas lui avoir apporté plus de soutien de ce côté là. Mais il ne m'en voulait pas et était toujours prêt jusqu'au bout du chemin à tenter de nouvelles aventures scientifiques. La plus récente concernait l'hydrogène, thématique sur laquelle il m'a associé au groupement de recherche HydroGEMM qui a démarré en fanfare l'année dernière.

Les collègues de l'Institut Jean Le Rond d'Alembert de Sorbonne Université à Paris appréciaient sa grande figure et son style. Nous allons longtemps attendre le train de Nancy.

Stéphane Zaleski

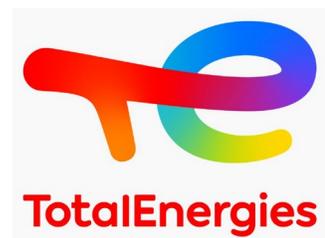
Sorbonne Université, Paris

Partenaires

Équipes de recherche EPIC :



Équipes de recherche industrielles :



Instituts Publics :



Sociétés savantes :



Table des matières

Thématique I: INTERACTIONS de l'H2 avec l'ENVIRONNEMENT: PROCESSUS	1
Microbial diversity in hydrogen-rich and high-pH waters of hyperalkaline springs (New Caledonia), Quéméneur Marianne [et al.]	1
Thématique II: HYDROGENE NATIF	3
Sources du site hydrothermal de Lost City (Atlantis Massif, 30°N MAR) : Résultats préliminaires de l'expédition IODP 399, Godard Marguerite [et al.]	3
Hydrogène Orange : expériences et perspectives, Osselin Florian	6
Le contexte géologique de la région Nouvelle Aquitaine est favorable à l'existence de systèmes actifs d'hydrogène naturel. Présentation des résultats et perspectives du projet H2NA., Rigollet Christophe	7
Projet ciblé " Fossé Rhéna " du PEPR " Sous-sol, bien commun ", Schmittbuhl Jean [et al.]	8
Des réservoirs d'hydrogène dans les ophiolites, Truche Laurent [et al.]	10
Native Hydrogen generation in Granitic Geothermal reservoirs of the Upper Rhine Graben, Wallentin Anna [et al.]	11
Petrophysical properties of peridotite samples from several lenses in the Pyrenean zone: evaluation of reservoir properties and degree of maturation of a source rock for H2 production, Geraud Yves [et al.]	12
Magnetite signature of representatives pyrenean peridotite bodies, Loiseau Keanu [et al.]	13
Thématique III: STOCKAGE SOUTERRAIN de l'H2	14

Mutual benefits of storing hydrogen at the crest of CO ₂ or other gas storages, Ben Rhouma Sabrina [et al.]	14
Effects of fluid properties and phase behavior on underground H ₂ storage and surface facilities, Chabab Salaheddine [et al.]	16
Workflow de migration d'un modèle réservoir black oil vers un modèle compositionnel et réactif eau/gaz/roche en vue du rétrofit d'un stockage de gaz naturel en stockage d'H ₂ , Chiquet Pierre	17
Stabilité mécanique d'une cavité saline utilisée pour le stockage de l'hydrogène, Djizanne Hippolyte [et al.]	18
Bio-Reactive Transport in Underground Hydrogen Storage: Heterogeneity and Patterns, Eddaoui Noura	19
Approches expérimentales multi-échelles au laboratoire pour l'étude de la génération / consommation d'hydrogène en conditions de stockage géologique, Fauveau Cyrielle [et al.]	20
Stockage d'hydrogène en cavités salines : Evolution de la perméabilité du sel et modélisation hydromécanique à l'échelle de la cavité en conditions de cyclage, Golfier Fabrice	22
Outils numériques pour le stockage souterrain, Jeannin Laurent [et al.]	23
Solubility and diffusivity of H ₂ -rich gas mixtures in brine under subsurface storage conditions: molecular simulations and thermodynamic modeling, Kerkache Halla [et al.]	24
Temperature and mineralogy affect competitions between H ₂ -consuming microorganisms : Implications for geological H ₂ storage, Poirier Simon	26
Hydrodynamic scenario of the formation of natural hydrogen accumulation in underground reservoir, Panfilov Michel [et al.]	27
Modélisation du stockage de gaz avec le code de transport réactif HYTEC, Sin Irina [et al.]	28
Diversité microbienne et consommation d'hydrogène dans le sous-sol : projet CETP-Hylife et étude dans le cadre du PEPR exploratoire " sous-sol, bien commun ", Stéphane Sylvain [et al.]	29
Evaluation of Coupled Flow and Geomechanics Simulations for CO ₂ and H ₂ Storage Projects, Torres José-Antonio [et al.]	30

Modélisation de la réactivité microbienne de l'hydrogène dans les stockages souterrains à l'échelle du laboratoire et du réservoir, Tremosa Joachim [et al.]	31
Thématique IV: Autres	32
DuMuX: An open source platform for numerical simulation of THMC coupled processes in porous media, Amaziane Brahim	32
Modélisation des écoulements hydrothermaux avec ComPASS, Armandine Les Landes Antoine [et al.]	34
On the methodology for constructing numerical algorithms for leaching of non-ferrous metals in a porous media, Baishemirov Zharasbek [et al.]	35
A P1-bubble Virtual Element Method for mixed-dimensional models with frictional contact at matrix-fracture interfaces, Droniou Jérôme [et al.]	36
Code_Aster pour la modélisation des géomatériaux, Granet Sylvie	37
Modélisation numérique des écoulements réactifs, Michel Anthony [et al.]	38
Poster	39
Multimodal characterization of iron-rich source rocks, Kularatne Kanchana [et al.]	39
Hydrogène naturel en Bretagne ? Observation d'anomalies élevées d'hydrogène dans les gaz de sol du Nord Finistère, Lefeuvre Nicolas [et al.]	42
Etude des mécanismes de production d'H ₂ natif en contexte intra-cratonique : l'exemple de la magnétite appliquée au cas des Banded Iron Formations (BIF), Martinez Isabelle [et al.]	43
Les clumped isotopes du H ₂ : un nouvel outil pour tracer l'origine de l'hydrogène ?, Martinez Isabelle [et al.]	44
MicroH ₂ Prod - Towards microbial conversion of methane into hydrogen, Noguer Marie [et al.]	45
Projet Aquifer-CO ₂ leak. Monitoring du CO ₂ et du CH ₄ pendant une fuite d'eau gazéifiée dans un aquifère carbonaté peu profond., Segura-Gonzalez David Santiago [et al.]	46
Etude de la production de H ₂ et de la conversion de H ₂ S en H ₂ par des microorganismes adaptés à de très hautes températures., Gorlas Aurore [et al.]	47

Liste des participants

48

Liste des auteurs

51

**Thématique I: INTERACTIONS de
l'H₂ avec l'ENVIRONNEMENT:
PROCESSUS**

Microbial diversity in hydrogen-rich and high-pH waters of hyperalkaline springs (New Caledonia)

M. Quéméneur, N. Mei, C. Monnin, A. Postec, S. Guasco, J. Jeanpert, P. Maurizot, B. Pelletier and G. Erauso

Keywords: Bacteria, Archaea, hyperalkaline springs, serpentinization, methane, natural hydrogen.

In New Caledonia, several hyperalkaline springs can be found in the southeastern half of the main island. They discharge high pH (~11) and low temperature (<40°C) fluids enriched in methane(CH₄) and hydrogen (H₂) produced during the serpentinization process [1]. Molecular surveys have previously revealed the prokaryotic diversity of some New Caledonian geothermal springs, especially from the submarine Prony Bay Hydrothermal Field (PBHF), from which several anaerobic alkaliphiles have been isolated, as the first representatives of novel genera or species belonging to Clostridia [2]. Here we investigate the microbial community of hyperalkaline waters from on-land and intertidal springs and their relationships with elevated concentrations of dissolved H₂ and CH₄ [3]. 16S rRNA gene analyses (metabarcoding and qPCR) provided evidence of abundant and diverse prokaryotic communities inhabiting hyperalkaline fluids at all the collected springs. The abundance of prokaryotes was positively correlated to the H₂/CH₄ ratio.

Hydrogenotrophic bacteria belonging to the genera Hydrogenophaga and Serpentinimonas were detected in all sources on land. In contrast, hydrogenotrophic sulfate-reducing bacteria belonging to the genus Desulfonatrum are the dominant species in the submarine site of the Prony Bay, where H₂ and sulfate (from seawater) availability were the most abundant. The relative abundance of a specific group of uncultured Methanosarcinales, considered as potential H₂-consuming methanogens, was positively correlated with CH₄ concentrations. Firmicutes were also numerous in hyperalkaline waters, and their relative abundance was proportional to the H₂ concentrations. Although some of these microorganisms have been isolated from the hyperalkaline concretions of the New Caledonian sites, most remain uncultivated and their metabolisms unknown. Their role in natural H₂ fluxes in the subsurface remains to be assessed and is the focus of our current research efforts.

Références

- [1] C. Monnin, M. Quéméneur, R. Price, J. Jeanpert, P. Maurizot, C. Boulart, J.-P. Donval and B. Pelletier. The chemistry of hyperalkaline springs in serpentinizing environments: 1. the composition of free gases in New Caledonia compared to other springs worldwide. *Journal of Geophysical Research: Biogeosciences*. 126(9), e2021JG006243, 2021.
- [2] Microprony Project web-page <https://microprony.org/>
- [3] M. Quéméneur, N. Mei, C. Monnin, A. Postec, S. Guasco, J. Jeanpert, P. Maurizot, B. Pelletier and G. Erauso. Microbial taxa related to natural hydrogen and methane emissions in serpentinite-hosted hyperalkaline springs of New Caledonia. *Frontiers in Microbiology*. 14:1196516, 2023.

Quéméneur Marianne
IRD, Mediterranean Institute of Oceanography (MIO)
marianne.quemeneur@ird.fr

Thématique II: HYDROGENE NATIF

Sources du site hydrothermal de Lost City (Atlantis Massif, 30°N MAR) : Résultats préliminaires de l'expédition IODP 399

M. Godard, R. Coltat, M. Quéméneur, O. Sissmann, A.M. McCaig, S.Q. Lang, P. Blum
& IODP Expedition 399 Scientists

Keywords: Serpentinisation, Hydrogène, Forage scientifique.

Le site hydrothermal de Lost City (Atlantis Massif) découvert il y a une vingtaine d'années sur la Dorsale Médio-Atlantique (30°N MAR) est un site exceptionnel produisant des fluides alcalins riches en hydrogène qui abrite des microorganismes chimioautotrophes uniques. Ces fluides sont interprétés comme dérivés de la serpentinisation des péridotites mantelliques sous-jacentes. L'Expédition IODP 399 (IODP – International Ocean Discovery Program ; [1]) a permis pour la première fois de forer le système d'alimentation d'un site hydrothermal actif riche en hydrogène. Le Puits U1601C est le plus profond jamais foré dans des roches mantelliques (1267,8 m de profondeur) avec un taux de récupération exceptionnel (jusqu'à 100 % à certains niveaux). Les carottes récupérées sont composées essentiellement de harzburgites plus ou moins serpentinisées recoupées de gabbros, en particulier au-delà de 950 m de profondeur. Ces roches sont localement fracturées, formant ainsi des zones riches en serpentine ± carbonates qui ont été échantillonnées pour des études microbiologiques. Les fluides prélevés au niveau des carottes et le long du puits ont été analysés (pH, H₂, CH₄, cations...).

Dans cette présentation, nous exposerons les premiers résultats géophysiques, pétrographiques et géochimiques acquis lors de l'Expédition 399 sur les roches et fluides du Site U1601, et ce qu'ils suggèrent du fonctionnement du système d'alimentation des sources hydrothermales riches en hydrogène associées à la serpentinisation.

Références

[1] McCaig, A., Lang, S., Blum, P. & Expedition 399 Scientists, 2023, Building Blocks of Life, Atlantis Massif, http://iodp.tamu.edu/scienceops/expeditions/atlantis_massif_blocks_of_life.html

Marguerite Godard
CNRS, University of Montpellier
Marguerite.Godard@umontpellier.fr

Rémi Coltat
IACT, CSIC-UGR, Armilla, Granada, Spain
remi.coltat@csic.es

Marianne Quéméneur
IRD, Mediterranean Institute of Oceanography
marianne.quemeneur@mio.osupytheas.fr

Olivier Sissmann
IFPEN
olivier.sissmann@ifpen.fr

Peter Blum
blum@iodp.tamu.edu

Andrew McCaig
A.M.McCaig@leeds.ac.uk

Susan Q. Lang
sqlang@whoi.edu

Hydrogène Orange : expériences et perspectives

Florian Osselin

Keywords: Hydrogène Orange, expériences transport réactif, couplages THMC.

L'hydrogène naturel prend aujourd'hui de plus en plus d'importance et reçoit aujourd'hui une couverture médiatique particulièrement intense grâce à plusieurs acteurs australiens, américains et surtout français. Les recherches menées à l'Institut de la Terre d'Orléans ont permis d'explorer une nouvelle voie complémentaire, celle de l'hydrogène orange.

Cette idée est en fait la simple continuité de l'hydrogène naturel (ou blanc). La réaction naturelle d'oxydo-réduction donnant naissance à l'hydrogène blanc a souvent lieu à grande profondeur. L'hydrogène ainsi produit est ensuite collecté lors de sa migration vers la surface ou lors de son accumulation. Au contraire, le but de l'hydrogène orange est de forcer la réaction dans des formations rocheuses peu profondes qui n'en produisent pas encore, par injection d'eau dans la porosité pour déclencher la réaction d'oxydo-réduction. Le but de cette technologie est d'accélérer et de mieux contrôler la production d'hydrogène, mais aussi de limiter les risques exploratoires liés à l'hydrogène naturel. De plus, l'injection de fluide dans la roche autorise des réactions couplées, comme l'addition de CO₂ dissous qui peut ainsi réagir en parallèle avec la roche et se minéraliser.

Dans cette présentation, je présente les expériences qui ont permis de développer la preuve de concept de l'hydrogène orange, avec injection d'une solution carbonatée d'eau dans une serpentinite draguée dans l'Océan Indien. Les résultats montrent une production d'hydrogène, un début de minéralisation du CO₂, mais aussi une évolution drastique de la perméabilité. Ces résultats sont interprétés en termes de minéralogie, mais aussi en termes de couplages THMC (thermo-hydro-mécano-chimiques) permettant de tirer des conclusions quant aux solutions à apporter pour développer sur le terrain la technologie de l'hydrogène orange.

Références

[1] Osselin, F., Soullain, C., Fauguerolles, C., Gaucher, E. C., Scaillet, B., & Pichavant, M. (2022). Orange hydrogen is the new green. *Nature Geoscience*, 15(10), 765–769.

<https://doi.org/10.1038/s41561-022-01043-9>

[2] Osselin, F., Pichavant, M., Champallier, R., Ulrich, M., & Raimbourg, H. (2022). Reactive transport experiments of coupled carbonation and serpentinization in a natural serpentinite. Implication for hydrogen production and carbon geological storage. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 318, 165–189. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2021.11.039>

Florian Osselin

Institut des Sciences de la Terre d'Orléans, 1A rue de la Férellerie, 45100 Orléans

florian.osselin@gmail.com

Le contexte géologique de la région Nouvelle Aquitaine est favorable à l'existence de systèmes actifs d'hydrogène naturel. Présentation des résultats et perspectives du projet H2NA.

Christophe Rigollet

Keywords: Hydrogène naturel, exploration, Région Nouvelle Aquitaine, H2NA

L'hydrogène naturel est une alternative à l'hydrogène manufacturé et n'est pas émettrice de CO₂. Cette nouvelle filière est toutefois moins mature que les autres moyens de production d'hydrogène et il n'existe qu'un seul gisement exploité, au Mali.

Dans le cadre du projet H2NA, à partir des données existantes et d'investigations sur le terrain, nous avons conceptualisé les différents systèmes hydrogènes potentiels à l'échelle de la Région Nouvelle Aquitaine.

- La géologie du Massif Armoricaïn et du Massif Central est favorable à la production d'hydrogène naturel par serpentinisation des formations mafiques ou par radiolyse de l'eau dans les granites. En l'absence de couverture sédimentaire se pose la question de possibles accumulations dans les systèmes de fracture.

- Le Seuil du Poitou présente à la fois une source profonde potentielle (le prolongement des massifs hercyniens) et un couvert sédimentaire jurassique avec des couples formation réservoir – formation couverture.

- Dans le graben permien du Quercy l'hydrogène pourrait provenir de la radiolyse de l'eau dans les grès permien uraniumifères ou de la serpentinisation des roches mafiques hercyniennes. Les évaporites du Lias sont une couverture potentielle.

- La serpentinisation des gabbros profonds du Bassin aquitain (ophites), accessibles à l'affleurement dans les Pyrénées, pourrait être une source d'hydrogène naturel avec des possibilités d'accumulation dans les séries sédimentaires jurassiques.

- Le Bassin de Parentis présente également une configuration favorable avec une remontée mantellique dans l'axe du rift qui pourrait être serpentinisée et plusieurs possibilités d'accumulation dans des couples réservoirs couverture pré-sel et post-sel.

- Les Pyrénées, avec là aussi une remontée mantellique en cours de serpentinisation avec des circulations le long des grandes structures pyrénéennes et des accumulations possibles dans les plis et écaïlles de la zone nord pyrénéenne, dans les écaïlles profondes et le remplissage du bassin d'avant pays, ou associées aux structures salifères.

L'évaluation du risque géologique associé à chacune de ces hypothèses permettra de hiérarchiser les cas dans la perspective d'investigations plus approfondies.

Le projet collaboratif H2NA est subventionné par le Conseil Régional de Nouvelle Aquitaine et rassemble CVA, 45-8, ENGIE, Storengy, UPPA et BRGM.

Christophe Rigollet

CVA, 2 Rue Johannes Kepler, 64000 Pau

Christophe.rigollet@cva-engineering.com

Projet ciblé « Fossé Rhéna » du PEPR « Sous-sol, bien commun »

Jean Schmittbuhl , Bernard Sanjuan

Le projet ciblé 'Fossé Rhéna' (PC9) est des cinq chantiers du PEPR (Programme et Equipement Prioritaires de Recherche) Exploratoire 'Sous-Sol, bien commun'. Il se focalise sur le développement de la géothermie profonde dans le Fossé rhéna qui représente un enjeu majeur et une opportunité d'exploiter un énorme potentiel de chaleur/électricité décarbonée et de coproduits associés (lithium, hydrogène, hélium...). Avec ses atouts géologiques et l'expérience acquise depuis plus de 40 ans, ce fossé peut devenir un laboratoire de recherche naturel. Il est aussi le site parfait pour les débats entre la communauté académique, l'industrie et les décideurs politiques locaux qui travaillent étroitement à faire de la géothermie une énergie locale, économiquement viable et socialement partagée. De récents échecs en exploration géothermique dans ce graben, qui ont diminué l'enthousiasme économique et l'acceptation sociale, confirment bien que davantage de travaux de recherche et d'innovation sont nécessaires. Il est indispensable de mieux évaluer les risques, comprendre les processus liés à l'exploitation minière de la chaleur, caractériser et modéliser les systèmes géothermiques pour mieux estimer, sécuriser leur potentiel, et implanter les futurs sites de production d'électricité. Ces échecs montrent aussi que les développements autour de la géothermie profonde ont besoin de mieux associer la recherche académique aux applications industrielles.

Afin de répondre aux enjeux actuels et de réaliser une avancée importante, le projet PC9 est structuré suivant 3 axes principaux :

- WP1 : Caractérisation des hétérogénéités spatiales des réservoirs du Fossé Rhéna: besoins de puits géothermiques scientifiques profonds ;
- WP2 : Exploitation des ressources du Fossé Rhéna: besoin d'une imagerie des circulations des fluides profonds ;
- WP3 : Du concept d'«acceptabilité» à celui de «Recherche et Innovation Responsables» (RRI) de la géothermie profonde : le démonstrateur de Strasbourg.

En termes de méthodologie, une stratégie innovante et ambitieuse en 2 volets est proposée dans le workpackage transversal WP0 (Gestion de projet). D'abord, une approche à faible risque permettra d'identifier les séries de données importantes qui viendront alimenter les trois workpackages pour répondre à leurs objectifs. En parallèle, une seconde approche plus ambitieuse, consistera à identifier les données critiques manquantes, qui pourraient être acquises en réalisant de nouveaux forages scientifiques profonds sur des zones spécifiques du fossé. Un cahier des charges pour réaliser ces forages sera ensuite élaboré et proposé à l'International Continental Scientific Drilling Program (ICDP). Le PC9 est aussi associé à d'autres projets ciblés du PEPR (PC2, PC3, PC4, PC6, PC7, PC8), d'autres PEPRs (IRIMA, OneWater...) et des projets existants impliquant des équipes du PC9. La collaboration étroite entre les différents partenaires géo-scientifiques et des sciences sociales de ce projet permet de lui faire bénéficier du savoir-faire d'experts dans un large spectre de compétences.

Ce projet bénéficiera du retour de plusieurs expériences de réussite et d'échec, qui lui permettront de recommander des bonnes pratiques. Afin d'atteindre une maturation industrielle, le PC9 doit absolument s'attacher à fiabiliser la performance des sites d'exploitation en termes de sécurisation de l'efficacité des forages, notamment au niveau de leur localisation, leur profondeur et des débits de production, et du bon fonctionnement de la boucle géothermique à court-moyen-long terme. Le risque de sismicité induite devra être obligatoirement rendu hors de nuisance. Les leçons apprises dans ce projet pourront être transférées à d'autres fossés d'effondrement, qui sont bien répandus en Europe de l'Ouest, comme en Limagne, dans le Massif Central français.

Jean Schmittbuhl
ITES/EOST, CNRS/Université de Strasbourg – ITI GeoT

Bernard Sanjuan
BRGM, Orléans

Des réservoirs d'hydrogène dans les ophiolites

L. Truche, F-V. Donzé, E. Goskolli, B. Muceku, C. Loisy, C. Monnin, A. Cerepi

Keywords: Flux d'hydrogène, serpentinization, failles, chromitite

A ce jour, les seules preuves directes et indiscutables de dégazages naturel d'hydrogène (H₂) en surface sont localisées dans les massifs ophiolitiques. Bien que les concentrations d'H₂ dans la phase gazeuse des sources hyperalcalines des ophiolites puissent dépasser 80 % en volume, les rares données de flux disponibles indiquent des valeurs très faibles, d'environ 100 kg/an à Haylayn en Oman (Leong et al., 2023) à 3 t/an à Chimaera en Turquie (Etiopie, 2023). Il est toutefois raisonnable de se demander si ces flux de surfaces sont la conséquences de l'altération active et généralisée des minéraux ferreux (e.g. olivine, pyroxènes, brucite, serpentine) présents dans ces massifs, ou témoignent de fuites de gaz provenant d'un réservoir de gaz fossile stocké en profondeur dans ces formations ophiolitiques. Nous répondons à cette question grâce, i) à des mesures robustes et précises de flux d'H₂ réalisées à plus de 1000 m de profondeur dans une mine de chromite Albanaise, ii) à des observations structurales in-situ, et iii) à une étude pétrographique détaillée. Lors de notre présentation, vous découvrirez des valeurs de flux d'H₂ plus de 100 fois supérieures à celles documentées à ce jours et vous comprendrez que de telles flux ne peuvent s'expliquer que par la fuite d'un réservoir faillé recoupé par les galeries minières.

Références

- [1] J. A. Leong et al., H₂ and CH₄ outgassing rates in the Samail Ophiolite, Oman: Implications for low-temperature, continental serpentinization rates. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 347, 1-15 (2023), doi: 10.1016/j.gca.2023.02.008.
- [2] G. Etiopie, Massive release of natural hydrogen from a geological seep (Chimaera, Turkey): Gas advection as a proxy of subsurface gas migration and pressurised accumulations. *International Journal of Hydrogen Energy*. 48, 9172–9184 (2023), doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.12.025.

L. Truche et F-V. Donzé
Université Grenoble Alpes, ISTerre
laurent.truche@univ-grenoble-alpes.fr

A. Cerepi et C. Loisy
Université Bordeaux, Bordeaux INP, EPOC

C. Monnin
CNRS, GET, Toulouse ;

B. Muceku
Université de Tirana, département de géologie

E. Goskolli
Agence Nationale Albanaise des Ressources Minérales

Native Hydrogen generation in Granitic Geothermal reservoirs of the Upper Rhine Graben

Anna Wallentin, Jesica Murray, Damien Lemarchand, Bertrand Fritz, Yann Lucas, Vincent Bordmann et Jean Schmittbuhl

Keywords: Native Hydrogen, Granitic Reservoirs, Upper Rhine Graben

Over recent years, understanding reactions for natural hydrogen (H₂) generation and the prospects of finding natural H₂ occurrences have become of great interest. This is motivated by the important role of H₂ as either an energy vector or a zero-carbon source of energy for the energy transition. In the field of Geothermal Energy, the co-production of georesources and potentially natural H₂ from deep groundwater opened new perspectives for the deep geothermal sector as well. Previous research on the hydrothermal context of the Upper Rhine Graben suggests favorable conditions for natural H₂ generation through the alteration of Fe(II)-rich minerals in the granitic reservoirs [1]. Therefore, the aim of this research is to further explore natural H₂ generation associated to water-rock interactions on these geothermal systems. For that, three main aspects will be addressed by laboratory work, geochemical modeling, and surface gas monitoring: i) alteration of Fe(II)-rich minerals in the granite at different temperatures of the reservoir (130 – 200 °C) and increasing pressures of CO₂; ii) presence of fresh mineral surfaces with potential for Fe(II) oxidation and H₂ generation (using ⁶Li/⁷Li isotopes); iii) occurrence of subsurface H₂ emanations. The context of the Upper Rhine Graben brings an opportunity to better understand natural H₂ generation in granitic geothermal reservoirs and to improve the current knowledge on H₂ generation from water-rock reactions in the context of non-ultramafic rocks.

Références

[1] Murray J., Clément A., Fritz B., Schmittbuhl J., Bordmann V. and Fleury J. M. (2020) Abiotic hydrogen generation from biotite-rich granite: A case study of the Soultz-sous-Forêts geothermal site, France. *Appl Geochem* 119, 104631.

Anna Wallentin, Jesica Murray, Damien Lemarchand, Bertrand Fritz, Yann Lucas, Jean Schmittbuhl
Institut Terre et Environnement de Strasbourg (ITES), CNRS, EOST, ITI-Geo-T Geosciences for
the Energy Transition, University of Strasbourg
a.wallentin@unistra.fr ; j.murray@unistra.fr ; lemarcha@unistra.fr ; bfritz@unistra.fr ; y.lucas@unistra.fr, Jean.Schmittbuhl@unistra.fr

Vincent Bordmann
TERRENSIS SAS
vincent.bordmann@terrensis.com

Petrophysical properties of peridotite samples from several lenses in the Pyrenean zone: evaluation of reservoir properties and degree of maturation of a source rock for H₂ production.

Nadjib Chibati, Yves Géraud, Marc Diraison

Keywords: peridotite, petrophysical propertie, serpentinization, reservoir models, production maturity

22 outcrops of subcontinental peridotite lenses along the North Pyrenean Zone are sampled to determine their petrophysical properties. Are characterized their mineralogical composition (mainly the serpentinite content) and several petrophysical properties: porosity, permeability, densities, compressional and shear wave velocities, and thermal conductivity and diffusivity. The percentage of serpentine varies between 5 and 97% from fresh samples to totally altered ones. The serpentinization induces mineralogical changes and a wide variation of the physical properties. The porosity increases from few percent up to 20% while the density decreases from 3.2 g.cm⁻³ for fresh peridotite to 2 g.cm⁻³ for totally serpentinized peridotites. Compressional and shear wave velocities range from 7200 to 3000 m.s⁻¹ and from 3600 and 1700 m.s⁻¹ respectively. Thermal conductivity and diffusivity range from 4.2 and 1.9 W.m⁻¹.K⁻¹ and from 1.7 mm².s⁻¹ to 0.6 mm².s⁻¹. Permeability ranges over 4 orders of magnitude, these variations depend also on the pore network geometry. These data sets are used to build several reservoirs models depending on the alteration levels and thus on their maturation level for H₂ production. These data are used to build several reservoir models for these peridotite formations based on alteration levels, but also to determine their level of maturation for H₂ production.

Références

Chibati, N., Geraud, Y. Essa, K. (2022).- Petrophysical characterization and thermal conductivity prediction of weathered peridotites. *Geophysical Journal International*, 231, 1786-1805, <https://doi.org/10.1093/gji/ggac288>.

Nadjib Chibati
GeoRessources, Université de Lorraine
nadjib.chibati@univ-lorraine.fr

Yves Géraud
GeoRessources, Université de Lorraine
yves.geraud@univ-lorraine.fr

Magnetite signature of representatives pyrenean peridotite bodies

K. Loiseau, C. Aubourg, I. Moretti, G. Hoareau, P. Camps et C. Carvallo

Keywords : Peridotites, Pyrenees, magnetite, magnetic properties, serpentinization

Peridotites are among the rocks with the highest potential for native hydrogen production during the serpentinization process. Serpentinization is also accompanied by the production of magnetite, a ferromagnetic mineral that can be identified by indirect geophysical methods. A better understanding of the processes that lead to the formation of magnetite will therefore enable us to better constrain the origin of magnetic anomalies, and hence the extension of serpentinization in the earth's mantle.

We propose a magnetic study of 3 Pyrenean peridotites (Lherz, Turon de la Técoûère TT, Sarail ) that we consider representative of the processes leading to magnetite formation.

At Lherz, the degree of serpentinization is very low ($S < 10$) and very little magnetite is detected. On the other hand, in sedimentary breccias containing peridotite clasts, we can observe magnetite concentrations up to 0.1%. In the Sarail  peridotites, where the degree of serpentinization reaches up to ~100%, we find up to 8% magnetite. In the TT peridotites, the percentage of magnetite is $< 0.3\%$ in the protomylonites, and can exceed 1% in the mylonites.

These observations are set out in an evolutionary scheme, which will enable us to better constrain the native hydrogen production potential of Pyrenean peridotites.

K. Loiseau, C. Aubourg, I. Moretti, G. Hoareau
Laboratoire des Fluides complexes et de leurs Réservoirs (LFCR)
UMR5150, IPRA, Université de
Pau et des Pays de l'Adour, 64000 PAU, France
kloiseau@univ-pau.fr; caubourg@univ-pau.fr; isabelle.moretti@univ-pau.fr;
guilhem.hoareau@univ-pau.fr

P. Camps
Géosciences Montpellier Université de Montpellier
et CNRS, 34090 Montpellier, France
pierre.camps@umontpellier.fr

C. Carvallo
Sorbonne Université, MNHN, CNRS, UMR 7590,
Institut de Minéralogie, de Physique des Matériaux
et de Cosmochimie, F-75005 Paris, France
claire.carvallo@sorbonne-universite.fr

Thématique III: STOCKAGE SOUTERRAIN de l'H₂

Mutual benefits of storing hydrogen at the crest of CO₂ or other gas storages

Sabrina Ben Rhouma, Salaheddine Chabab and Daniel Broseta

Keywords: hydrogen storage, CO₂ storage, cushion gas, storage safety, storage capacity.

We examine the benefits of storing H₂ in sedimentary reservoirs jointly with another gas serving as a cushion gas, such as the CO₂ in a CCS operation or the methane-rich gas of a depleted reservoir or a seasonal gas storage. When H₂ occupies the crest of the reservoir, the presence of either gas is beneficial to the other. H₂ reinforces the capillary-sealing efficiency of the top seal due to its more favorable interfacial properties with respect to brine and rock-forming minerals. In comparison to conventional storage where the whole column of cushion gas + working gas is made up of H₂, the denser cushion (CO₂ or methane) alleviates the buoyancy pressure at the top of the column, which increases H₂ storage safety and capacity. The potential drawback of this storage scheme is mixing between the two gases, which can however be strongly reduced if, by an appropriate choice of well completion and placement, H₂ is positioned in upper zones of the reservoir and its velocity, i.e., its injection rate, is kept below a critical value. This value is that of the incipient fingering instability of the mixing front, which is related in a simple manner to the density vs. viscosity behavior of the mixture of H₂ and cushion gas. The critical velocity turns out to have large values, which stems from the strong density contrast between H₂ and the cushion gas, whereas viscosities are much less contrasted : as a consequence, dispersive mixing is in practice the dominant cause of front spreading. The mutual benefits outlined in this study are the strongest when the cushion is made up of dense CO₂, which suggests that the crest of offshore CO₂ storage reservoirs are good candidates for H₂ storage.

Sabrina Ben Rhouma
BRGM, 3 ave Claude Guillemin, Orléans, France
s.benrhouma@brgm.fr

Salaheddine Chabab
UPPA LATEP, Avenue de l'Université, Pau, France
salaheddine.chabab@univ-pau.fr

Daniel Broseta
UPPA LFCR, Avenue de l'Université, Pau, France
daniel.broseta@univ-pau.fr

Effects of fluid properties and phase behavior on underground H₂ storage and surface facilities

S. Chabab, H. Kerkache, M. Poulain, I. Bouchkira, G. Galliéro et P. Cézac

Keywords: underground H₂ storage, thermodynamics, phase behavior, gas dehydration

In the context of underground H₂ storage in porous media, understanding the thermophysical properties of the fluids involved is crucial in determining whether most of the injected H₂ can be recovered, or whether a significant amount would be lost due to factors such as dissolution, diffusion, gas mixing, biogeochemical reactions, or leakage, which could limit the economic viability of storage [1]. Moreover, the sizing of the surface facilities depends on the pressure/temperature conditions of the gas and its quality after withdrawal. Thus, accurately quantifying the water content in the gas phase (which can occur due to humidification of the stored gas by water evaporation) is of great importance.

In this work, the phase behavior of H₂+gas+brine systems are studied experimentally and by modeling. The experimental procedure used will be described and the results obtained so far will be presented. Gas mixtures properties (density, viscosity) and the phase equilibria of systems involving H₂, CO₂, CH₄, brine at high pressure and at different temperatures and salinities will be investigated. In addition, the impact of gas moisture on the design of the dehydration process will be studied, for comparison with current above-ground natural gas treatment plants.

Références

- [1] Pan, B., Yin, X., Ju, Y., & Iglauer, S. (2021). Underground hydrogen storage: Influencing parameters and future outlook. *Advances in Colloid and Interface Science*, 294, 102473.
- [2] S. Chabab, H. Kerkache, I. Bouchkira, M. Poulain, O. Baudouin, É. Moine, M. Ducousso, H. Hoang, G. Galliéro, P. Cézac, Solubility of H₂ in water and NaCl brine under subsurface storage conditions: measurements and thermodynamic modeling, *Int. J. Hydrogen Energy*, (2023 (in press)).
- [3] S. Ben Rhouma, S. Chabab, D. Broseta. Mutual benefits of storing H₂ at the crest of permanent CO₂ storages, (Submitted in *Greenhouse Gases: Science and Technology*).

Salaheddine Chabab
LATEP, LFCR, University of Pau, France
salaheddine.chabab@univ-pau.fr

Workflow de migration d'un modèle réservoir black oil vers un modèle compositionnel et réactif eau/gaz/roche en vue du rétrofit d'un stockage de gaz naturel en stockage d'H2

Pierre Chiquet

La modélisation d'un stockage d'H2 dans un réservoir déplété ou dans un ancien stockage de gaz naturel nécessite d'intégrer des phénomènes physico-chimiques jusqu'alors peu abordés et maîtrisés dans les métiers conventionnels du stockage : ségrégation des fluides liée au contraste de densité et de viscosité, et réactivité chimique et biologique. Sur la base d'un modèle réservoir "black-oil", nous décrivons les grandes étapes nécessaires à la construction d'un modèle compositionnel intégrant les principales réactions biogéochimiques. On présentera le workflow suivi pour adapter un modèle black-oil Eclipse classique à un modèle compositionnel à équation d'état prenant en compte les réactions chimiques (GEM) pour modéliser la conversion d'un de nos stockages de gaz naturel en stockage d'H2.

Pierre Chiquet

Teréga, Service Géosciences, Direction Opérations, Pau, France.

pierre.chiquet@terega.fr

Stabilité mécanique d'une cavité saline utilisée pour le stockage de l'hydrogène

H. Djizanne, C. Lekoko

Keywords: hydrogène, cavité saline, stabilité mécanique, thermodynamique, mécanique des roches.

L'hydrogène, en tant que vecteur énergétique, offre des alternatives pertinentes pour remplacer les énergies fossiles sources de pollution et d'émissions de carbone. L'hydrogène gazeux peut être stocké en sous-sol tout en s'intégrant aux infrastructures actuelles de distribution de gaz naturel. Les cavités salines créées par la technique de dissolution sont actuellement les seules structures utilisées pour stocker massivement de l'hydrogène pur sous terre. À ce jour, six cavités salines servent à stocker massivement de l'hydrogène, aux États-Unis (Moss Bluff, Clemens Dome, Spindletop) et au Royaume-Uni (Teesside). Ces installations de stockage d'hydrogène sont destinées à l'industrie chimique ou pétrochimique.

Un premier avantage du stockage souterrain de l'hydrogène en cavité saline est le stockage par compensation de saumure. Cette technique réalisée au Royaume-Uni, équilibre le volume de gaz par injection ou retrait de saumure ; tout le volume de gaz peut être utilisé, ce qui limite l'investissement dans le gaz tampon. Deuxièmement, le stockage souterrain de l'hydrogène dans les cavités salines présente aussi, un intérêt particulier par exemple à la suite des annonces européennes du green deal mettant en avant la potentielle place de l'hydrogène vert dans la transition énergétique. Plusieurs démonstrateurs ou annonces de démonstrateurs ont vu le jour aux Pays Bas, en Allemagne, en Angleterre, en France et dans plusieurs autres pays. En France par exemple, un démonstrateur est en cours de réalisation à Etrez dans l'Ain (HyPSTER), tandis qu'un deuxième plus grand est en cours de préparation à Manosque (FrHyGe), tous deux co-financés par l'Union européenne.

La maîtrise de la sécurité de l'exploitation des cavités de stockage d'hydrogène gazeux inclut non seulement la gestion des problèmes d'étanchéité, mais aussi l'analyse de la stabilité mécanique afin de préserver l'intégrité du produit stocké et de son environnement industriel. En mécanique des roches, certaines interrogations subsistent quant à la tenue mécanique d'une cavité saline soumise aux fortes sollicitations induites par l'hydrogène gazeux, notamment des chargements cycliques rapides ou de décharges rapides de gaz. Une chute de pression rapide engendre un refroidissement du gaz, dont l'ampleur dépend de la vitesse de la détente et des dimensions de la cavité. Les contraintes thermiques, conséquences de ce refroidissement, peuvent provoquer l'apparition de fractures au sein des parois ou du toit de la cavité saline. Cet article présente les résultats des simulations numériques réalisées pour étudier le comportement mécanique du système composé de l'hydrogène et du sel gemme sous sollicitations sévères

H. Djizanne
Institut national de l'environnement industriel et des risques
Hippolyte.djizanne@ineris.fr

C. Lekoko
Université de Pau et des Pays de l'Adour
carelleedna@yahoo.fr

Bio-Reactive Transport in Underground Hydrogen Storage: Heterogeneity and Patterns

N. Eddaoui et M. Panfilov

Keywords: Hydrogen, bio- methanation, patterns, reactive transport, multi-phase multi-component flow, Numerical modelling, DuMu^x.

In the era of energy transition and in alignment with the international agreement for a climate-neutral economy by 2050, intensive research is being carried out around the adoption of renewable energies. Key challenge in this transition is the storage of surplus energy generated by intermittent sources, such as photovoltaic cells and windmills. The conversion of this surplus electricity into hydrogen in geological formations as gas offer an optimal solution. The conversion of hydrogen into electricity is not the only option. The produced hydrogen can be converted into methane by methanogenic bacteria that use hydrogen and carbon for their metabolism producing methane and water through a process known as in situ bio-methanation. However, controlling the mixture of such system is challenging due to the self-organization phenomenon and the formation of patterns, i.e., areas with high hydrogen concentration and other areas with low concentration. These patterns result in non-uniform gas mixing, reducing the purity of the stored gas. We demonstrated the appearance of several types of patterns. The existence of such structures implies spatial heterogeneity of hydrogen and methane, indicating incomplete methanation. Another form of heterogeneity, induced heterogeneity was analyzed. This heterogeneity results from biomass growth, biofilm formation and pore-clogging. In this context, we developed a conceptual model of bio-clogging simulating reactive transport coupled with bacterial dynamics. Our results showed that induced heterogeneity significantly influences gas transport within the reservoir. We demonstrate that in the absence of bacteria, when gas is injected into the aquifer, it rapidly rises to the surface, spreading as thin layer above the geological structure. However, in the presence of bacteria, due to their increased activity along gas upward flow lines, bacteria form plugs on vertical gas pathways, forcing the gas to spread horizontally, resulting in a more propagation of hydrogen covering the entire reservoir.

Références

- [1] Eddaoui, N., M. Panfilov, L. Ganzer, and B. Hagemann. "Impact of pore clogging by bacteria on underground hydrogen storage." *Transport in Porous Media* 139 (2021): 89-108.
- [2] Panfilov, Mikhail. *Physicochemical Fluid Dynamics in Porous Media: Applications in Geosciences and Petroleum Engineering*. John Wiley & Sons, 2018.

N. Eddaoui

Institut des Sciences de la Terre d'Orléans, Université d'Orléans/CNRS/BRGM, Orléans, France
noura.eddaoui@cnrs-orleans.fr

M. Panfilov

Institut Elie Cartan de Lorraine, Université de Lorraine/CNRS, Nancy - Grand Est, France
Deceased on May 30, 2023. Mail second auteur

Approches expérimentales multi-échelles au laboratoire pour l'étude de la génération / consommation d'hydrogène en conditions de stockage géologique

Cyrielle Fauveau, Rabie Ferhat Hamida, Emeline Vidal, Cyril Aymonier, Carole Lecoutre, Yves Garrabos, Olivier Nguyen, Anthony Ranchou-Peyruse, Arnaud Erriguible, Anaïs Cario and Samuel Marre

Keywords: procédés multi-échelles HP / HT, Génération / consommation d'hydrogène, Réactions Biogéochimiques, Méthanogénèse.

Parmi les environnements considérés pour le stockage géologique du CO₂ et de l'hydrogène, les aquifères salins profonds apparaissent comme des solutions de choix possédant des caractéristiques intéressantes en termes de volumes et d'accessibilité. Néanmoins, ces environnements complexes peuvent être très sensibles à l'injection possiblement réactive d'un nouveau composé.

Par exemple, des réactions géochimiques peuvent s'y dérouler permettant la génération d'hydrogène in situ lors d'une injection de CO₂ via la carbonatation de minéraux ferreux. A l'opposé, le stockage de l'hydrogène peut y être problématique du fait de la consommation de ce dernier par des réactions abiotiques ou biotiques, conduisant à des pertes de rendement ou d'injectivité (bouchage des structures poreuses par des minéraux ou des biofilms).

Ainsi, afin de considérer plusieurs scénarios qui pourraient avoir lieu dans ces environnements lors d'un stockage de CO₂ ou d'hydrogène, il s'agit de disposer de données expérimentales (permettant en particulier d'alimenter les modèles) qui sont difficilement accessibles directement sur les sites de stockage. Nous avons donc développé une instrumentation multi-échelles (bioréacteurs microfluidiques et millifluidiques) afin de réaliser des expérimentations prenant en compte à la fois les aspects thermodynamiques, hydrodynamiques, géochimiques et microbiologiques. Ces outils, couplés à des techniques de caractérisation in et ex situ permettent d'avoir accès aux mécanismes se déroulant depuis l'échelle du pore jusqu'à l'obtention de cinétiques réactionnelles. Par ailleurs, l'utilisation de la microfluidique haute pression peut permettre d'envisager la mise en place d'outils de criblage rapide pour la génération de données concernant les réactivités biochimiques dans ces environnements profonds. Nous nous sommes plus particulièrement intéressés à deux réactions : La carbonatation de minéraux ferreux et la méthanogénèse. Dans les deux cas, les cinétiques réactionnelles ont pu être déterminées pour certaines conditions expérimentales considérées ($50 < p$ (bar) < 200 et $25 < T(^{\circ}C) < 130$) démontrant des réactions relativement rapides. Par ailleurs, nous nous sommes interrogés sur la toxicité de l'H₂ sur des micro-organismes méthanogènes modèles, en étudiant en particulier le développement de biofilms en fonction des paramètres opératoires.

Les perspectives de travail concernent (i) l'analyse des cinétiques de consommation d'H₂ in situ ainsi que le suivi évolutif des communautés microbiennes à partir d'échantillons réels (Collaboration Géoressources et BRGM), (ii) l'étude de la génération de bio-hydrogène en conditions de réservoir géologique à partir de micro-organismes modèles hyperthermophiles (collaboration I2BS, IMPMC-MNHN et IFPEN), et également (iii) la génération abiotique d'H₂ couplée à la valorisation du CO₂, en utilisant l'instrumentation développée à l'ICMCB.

Samuel Marre, Cyrielle Fauveau, Rabie Ferhat Hamida, Emeline Vidal, Cyril Aymonier, Carole Lecoutre, Yves Garrabos, Olivier Nguyen, Anaïs Cario
Univ. Bordeaux, CNRS, Bordeaux INP, ICMCB, UMR 5026, F-33600, Pessac, France.
samuel.marre@icmcb.cnrs.fr ; anais.cario@icmcb.cnrs.fr

Anthony Ranchou-Peyruse
Université de Pau & Pays Adour,
E2S-UPPA, CNRS, IPREM, Pau, France.

Arnaud Erriguible
Bordeaux, CNRS, Bordeaux INP, ICMCB, UMR 5026, F-33600, Pessac, France.
Univ. Bordeaux, CNRS, Bordeaux INP, I2M, UMR 5295, F-33600, Pessac, France.

Stockage d'hydrogène en cavités salines : Evolution de la perméabilité du sel et modélisation hydromécanique à l'échelle de la cavité en conditions de cyclage

Ever-Dennys Coarita-Tintaya, Fabrice Golfier, Dragan Grgic, F. Sahyouni, Mountaka Souley, Long Cheng

Le stockage géologique de l'hydrogène dans des cavernes de sel est actuellement l'option la plus pertinente en raison de la facilité d'exploitation, de la grande capacité de stockage et de l'intégrité de l'étanchéité. Compte tenu de la nature spécifique de ce gaz, un point clé dans le développement de cette technologie est la caractérisation des différents processus hydromécaniques qui pourraient affecter les fuites de gaz aux parois et compromettre la sécurité de l'installation de stockage.

Nous montrerons tout d'abord à partir d'une série d'essais expérimentaux en laboratoire l'évolution complexe de la perméabilité au gaz pour le sel gemme sous différentes conditions de chargement (mécanique et thermique) puis comment les différents mécanismes de déformation (viscoplasticité avec écrouissage, cicatrisation des fissures) du sel gemme contribuent à limiter toute évolution significative de la perméabilité.

Puis, nous présenterons un modèle hydromécanique décrivant le comportement mécanique à court et à long terme du sel. Plus précisément, le comportement à court terme incorpore les mécanismes élastoplastiques et d'endommagement instantané tandis que le comportement à long terme, outre les phases de fluage primaire et secondaire, tient compte d'un endommagement différé pour la phase tertiaire. Les simulations numériques du comportement de cavités salines soumises à différents scénarios de cyclage (saisonnier et journalier) d'hydrogène seront présentées et discutées.

Ever-Dennys Coarita-Tintaya, Fabrice Golfier, Dragan Grgic, F. Sahyouni, Long Cheng,
Université de Lorraine (UL), CNRS, GeoRessources, Nancy.

Mountaka Souley,
Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques (Ineris), Nancy, France

Outils numériques pour le stockage souterrain

L. Jeannin , A. Petit

Keywords: Modélisation numérique, Stockage souterrain de gaz naturel, Cavités salines, Milieux poreux.

Storengy - société du groupe Engie - est l'un des leaders mondiaux en matière de stockage souterrain de gaz naturel opéré en cavités salines et en milieux poreux (stockages en nappes aquifères et en réservoirs déplétés). Dans le but de développer des solutions énergétiques décarbonées, Storengy étudie et réalise des démonstrateurs de stockage de nouveaux gaz tel que le projet HyPSTER (Hydrogen Pilot STorage for large Ecosystem Replication).

Afin d'aider au suivi de l'exploitation, différents outils numériques sont régulièrement utilisés.

Un accent particulier est mis sur la modélisation thermo-hydrodynamique du stockage en cavités salines ainsi que sur la simulation des écoulements en milieux poreux.

Le logiciel MULTI (développé en interne) permet de décrire les écoulements diphasiques eau-gaz en milieux poreux en tenant compte des phénomènes de dispersion, de diffusion et d'adsorption. Avec le déploiement des gaz renouvelables, une composante réactive doit également être prise en compte puisque diverses réactions géochimiques (abiotiques et/ou biotiques) sont susceptibles de se développer dans les stockages. Ce logiciel est utilisé tant à l'échelle du laboratoire (pour modéliser diverses expériences) qu'à l'échelle du stockage.

L. Jeannin
laurent.jeannin@storengy.com

A. Petit
anelia.petit@storengy.com

Solubility and diffusivity of H₂-rich gas mixtures in brine under subsurface storage conditions: molecular simulations and thermodynamic modeling

H. Kerkache, H. Hoang, P. Cézac, S. Chabab and G. Galliero

Keywords: *Underground Hydrogen Storage, H₂ solubility in brine, H₂ Self-diffusion coefficient in brine, Monte Carlo simulation, Non-Equilibrium Molecular Dynamics, thermodynamic Modeling.*

Deep saline aquifers have emerged as a promising option for large-scale energy storage through hydrogen storage after the Power-to-Gas process. The availability of these porous geological reservoirs and their high capacity make them an attractive solution [1, 2]. However, the interaction between gas, brine, and rock in this environment can lead to physico-chemical and biochemical phenomena that can directly impact the mobility and stability of hydrogen. Therefore, it is necessary to know some fundamental fluid properties such as gas solubility and co-solubility, water content and diffusivity of the H₂+gas in the brine. The calculation of these thermophysical properties will help to estimate storage capacity, H₂ losses by dissolution, biotic and abiotic reactivity, gas leakage by diffusion, and the design of the surface facilities.

Unfortunately, due to the complexity, cost, and hazardous nature of these systems, there are limited studies on phase equilibria and the diffusivity of H₂/gas/brine systems [3-6], hence the interest of this work. First, using Monte Carlo simulation, new equilibrium data for H₂/brine systems are generated. The generated data are validated against laboratory experiments and used to adjust thermodynamic models for implementation in large-scale simulation tools. Then, the co-solubility of gases in the ternary systems CO₂-CH₄-H₂O and CO₂-H₂-H₂O was modeled. An example of the application of this model is given by the prediction of optimal conditions (CO₂/H₂ ratio) at equilibrium to ensure the stoichiometry of the in-situ methanation reaction. Finally, by using non-equilibrium molecular dynamics, new data on self-diffusivity for H₂/NaCl brine systems are predicted for a wide range of conditions relevant to underground hydrogen storage in porous media. Nom du premier auteur et nom du second auteur

Références

- [1] Tarkowski, R., *Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019. **105**: p. 86-94.
- [2] Raad, S.M.J., Y. Leonenko, and H. Hassanzadeh, *Hydrogen storage in saline aquifers: Opportunities and challenges*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2022. **168**: p. 112846.
- [3] Lopez-Lazaro, C., et al., *Predicting the phase behavior of hydrogen in NaCl brines by molecular simulation for geological applications*. BSGF-Earth Sciences Bulletin, 2019. **190**(1): p. 7
- [4] Chabab, S., et al., *Measurements and predictive models of high-pressure H₂ solubility in brine (H₂O+ NaCl) for underground hydrogen storage application*. International Journal of Hydrogen Energy, 2020. **45**(56): p. 32206-32220.

[5] Torín-Ollarves, G.A. and J.M. Trusler, *Solubility of hydrogen in sodium chloride brine at high pressures*. Fluid Phase Equilibria, 2021. **539**: p. 113025.

[6] van Rooijen, W., et al., *Interfacial Tensions, Solubilities, and Transport Properties of the H₂/H₂O/NaCl System: A Molecular Simulation Study*. Journal of Chemical & Engineering Data, 2023.

H. Kerkache
LFCR, LATEP, University of Pau, France
halla.kerkache@univ-pau.fr

H. Hoang
LFCR, University of Pau, France
hhoang052@gmail.com

P. Cézac
LATEP, University of Pau, France
pierre.cezac@univ-pau.fr

S.Chabab
LATEP, LFCR, University of Pau, France
salaheddine.chabab@univ-pau.fr

G. Galliero
LFCR, University of Pau, France
guillaume.galliero@univ-pau.fr

Temperature and mineralogy affect competitions between H₂-consuming microorganisms: Implications for geological H₂ storage

Elodie Muller, Simon Poirier

Keywords: Microbiology, UHS, 16S rRNA gene.

Hydrogen is a promising energy carrier, but its worldwide deployment requires the development of long-term, large-scale underground hydrogen storage (UHS) capacities. Nowadays, various geological structures are considered for UHS such as deep saline aquifers, depleted hydrocarbon reservoirs and artificial salt caverns. Although uncertainties remain on the geochemical reactions that may occur between hydrogen and the various subsurface minerals and fluids present in these geological structures, it is globally admitted that microbial activity can significantly modify the chemical reactivity of the gas-rock-brine system. Yet very little is known about the metabolic and structural responses of deep subsurface microbial communities to seasonal hydrogen storage. Moreover, storage alteration will in turn affect storage efficiency over time. To delineate the risks associated with microbial activity during hydrogen storage, it is thus essential to determine the potential impact of the microorganisms under different environmental conditions (i.e., temperature, chemistry, mineralogy...).

In this context, we investigate the influence of the temperature and mineralogy on the metabolic activity of an H₂-specialized anaerobic microbial consortium harboring hydrogenotrophic metabolisms usually found in subsurface environments. The consortium was incubated at 25, 34 et 40°C in anaerobic flasks. Headspaces were flushed with H₂/CO₂ (80/20, v/v, 2 bars). To assess the influence of the mineralogy, different rock powders were added: basalt, calcite, gypsum, and sandstone. An integrative analytical approach combining geochemical measurements with metataxonomic was performed to monitor hydrogen conversion kinetics and pathways as well as microbial response to different geochemical conditions.

H₂ consumption kinetics were significantly influenced by temperature and mineralogy. Hydrogen was converted through three hydrogenotrophic metabolisms: methanogenesis, sulfate reduction, and homo-acetogenesis. Geochemical measurements indicated that metabolisms expression was also strongly modulated by temperature and mineralogy. Therefore, these two parameters seem to directly rule the metabolic competition for H₂. Metataxonomic approach confirmed that these metabolic shifts were associated with radical changes in microbial populations, highlighting the functional plasticity of ecosystems towards the H₂ substrate.

E. Muller
IFPEN, Rueil-Malmaison, France
elodie.muller@ifpen.fr

S. Poirier
IFPEN, Rueil-Malmaison, France
simon.poirier@ifpen.fr

Hydrodynamic scenario of the formation of natural hydrogen accumulation in underground reservoir

M. Panfilov, I. Panfilov, A. Pereira and C.O. Ba

Keywords: Multiphase flow, Buckley-Leverett model, heterogeneous porous media, natural hydrogen accumulation.

Several papers recently published show experimental data on pure hydrogen emissions on the Earth's surface. These emissions are observed everywhere, both in the ocean and on continents. Hydrogen fluxes are weak (10 mm/s), but cover large areas with a radius of tens of meters to tens of kilometers. The most likely source of hydrogen is the chemical serpentinization reaction, which occurs between iron-containing minerals (olivine) and water at sufficiently high temperatures.

The smallest molecules in nature easily penetrate any material, even through steel, and also, they are very mobile: the diffusion coefficient of hydrogen is five times higher than that of methane, CO₂ and nitrogen. Therefore, the possibility of capturing it in any natural trap seems doubtful. However, there is a serious objection: hydrogen penetrates through everything except water (its solubility in water is very low, 50 times lower than the solubility of CO₂), that is, aquifers can be just a location of H₂ accumulation.

In the present work we tried to simulate H₂ movement governed by buoyancy through a rock system, which is a stratification of various layers, including an aquifer. We have shown that the formation of hydrogen accumulation is quite possible, it occurs inside the aquifer, but not during the upward movement of hydrogen, but during the subsequent phase of the return movement of the hydrogen wave reflected from the low permeable covering layer. We have shown that hydrogen accumulations may not be formed if its forward flow exceeds the intensity of the backward wave, and we have found a hydrodynamic criterion for the formation of hydrogen deposits. We were able to show that at long times the solution of this system under the aquifer does not depend on the initial conditions and tends to the same state of a two-phase mixture with the same saturation, the value of which is determined only by the effective permeability of the rock mass and the phase permeabilities of hydrogen and water.

Références

- [1] H. P. Langtangen, A. Tveito, R. Winther, Instability of Buckley-Leverett flow in heterogeneous media, 9, 165-185, 1992.
- [2] Panfilov M. Physico-chemical fluid dynamics in porous media. Wiley-VCH, 2019.
- [3] Zgonnik V. The occurrence and geoscience of natural hydrogen: a comprehensive review. Earth Sci Rev, 2020.

Mikhail Panfilov

Institut Elie Cartan, University of Lorraine

I. Panfilov
LEMTA, University of Lorraine
irina.panfilov@univ-lorraine.fr

A. Pereira
LEMTA, UL
antonio.pereira@univ-lorraine.fr

C.O. Ba
ENSG, UL
cheikh-oumar.ba1@etu.univ-lorraine.fr

Modélisation du stockage de gaz avec le code de transport réactif HYTEC

Irina Sin, Laurent De Windt, Jérôme Corvisier, Camille Banc, Anélia Petit, Laurent Jeannin,

Le code de transport réactif HYTEC, développé à Mines Paris – PSL, est une plateforme polyvalente qui permet de résoudre des problèmes physiques (THMC) à différentes échelles d'espace et de temps. Les fonctionnalités du code HYTEC permettent la modélisation des processus physico-chimiques et la rétroaction des réactions biogéochimiques sur les propriétés hydrodynamiques et mécaniques dans le milieu saturé, non-saturé et multiphasique à simple ou multiple porosité, pour des géométries simplifiées ou décrivant au plus près des environnements géologiques complexes à l'aide de maillages structurés ou non-structurés [1,2]. Les méthodes numériques ont été vérifiées à de nombreuses reprises dans des études de benchmark et validées sur des cas d'application allant des expériences au laboratoire aux sites réels. Plus particulièrement, la modélisation des expériences a permis de calibrer la description des propriétés thermodynamiques dans les conditions du stockage de gaz. Une base de données thermodynamique a notamment été établie pour l'équilibre des phases. Dans un second temps, la modélisation d'un pilote d'injection d'air dans un aquifère profond a permis de comprendre le changement en composition du gaz et des eaux, et de valider ainsi le transport réactif multiphasique à l'échelle du réservoir [3]. Le workflow, qui a été développé lors de la modélisation du pilote, est appliqué aujourd'hui au cycle complet de stockage du biométhane dans un réservoir géologique [4], à savoir, son injection et sa production saisonnière. Cette approche pourra être étendue au stockage d'hydrogène en aquifère profond.

Références

- [1] Sin, I., Lagneau, V., and Corvisier, J. Integrating a compressible multicomponent two-phase flow into an existing reactive transport simulator. *Advances in Water Resources* 100 (2017), 62–77.
- [2] Sin, I., and Corvisier, J. Chapter 6 Multiphase multicomponent reactive transport and flow modeling. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry* 85, 1 (2019), 143–195.
- [3] Sin, I., De Windt, L., Banc, C., Goblet, P., and Dequidt, D. Assessment of the oxygen reactivity in a gas storage facility by multiphase reactive transport modeling of field data for air injection into a sandstone reservoir in the Paris Basin, France. *Science of The Total Environment* 869 (2023), 161657.
- [4] Banc, C., Sin, I., De Windt, L., and Petit, A. Evaluation of the geochemical impact of biomethane and natural gas mix injection in sandstone aquifer storage. In *EGU2023* (2023).

Irina Sin, Laurent De Windt, Jérôme Corvisier
Mines Paris-PSL, Centre de Géosciences, France

Camille Banc
CEA, DEN DTN, France

Anélia Petit, Laurent Jeannin,
Storengy, France

Diversité microbienne et consommation d'hydrogène dans le sous-sol : projet CETP-Hylife et étude dans le cadre du PEPR exploratoire « sous-sol, bien commun »

S. Stephant, S. Rad et F. Mathurin

Keywords: Hydrogen, Microbiology, Underground storage, Microbial diversity

Le dihydrogène apparaît comme un outil viable pour soutenir la décarbonation de nos sociétés. Une utilisation massive de ce gaz impliquera le développement d'infrastructure spécifique permettant son transport et son stockage, notamment en milieu souterrain. L'un des principaux freins au stockage de l'hydrogène concerne sa potentielle consommation par des microorganismes [1], induisant une perte de rendement ainsi qu'une baisse de sa qualité (par exemple, génération d'hydrogène sulfuré). La plupart des microorganismes présents dans le sol et sous-sol sont susceptibles de consommer l'hydrogène [2]. C'est dans ce cadre que le BRGM participe au projet CETP-Hylife et au PEPR exploratoire « sous-sol, bien commun ».

L'objectif du projet Hylife est d'établir un panorama européen de la diversité et de l'activité des microorganismes naturellement présents sur des sites pouvant être utilisés pour le stockage d'hydrogène. La première étape du projet consistera à définir une méthodologie, commune à tous les membres du consortium, pour la réalisation des prélèvements et des caractérisations associées. Cette partie du projet permettra également de quantifier l'impact de ces méthodes sur les résultats obtenus. La deuxième partie du projet sera consacrée à l'étude des communautés microbiennes provenant des réservoirs les plus pertinents selon des protocoles communs. Les résultats obtenus seront ensuite utilisés pour réaliser des modélisations à différentes échelles, effectuer des études socio-économiques et définir des stratégies de remédiation.

Le projet PEPR exploratoire « sous-sol, bien commun » vise quant à développer la connaissance du sous-sol national dans un contexte de besoin du mieux appréhender ses ressources et usages. Dans le cadre du chantier du bassin aquitain, l'un des « work packages » vise à approfondir les conditions biogéochimiques naturelles les plus adaptées au stockage souterrain de l'hydrogène. Le projet vise à faire un premier état des lieux des connaissances biogéochimiques dans les différents réservoirs potentiels du bassin aquitain. Il s'agira ensuite de caractériser et étudier en laboratoire les communautés microbiennes susceptible de consommer l'hydrogène suivant les conditions d'un ou deux réservoirs ciblés. Enfin, il sera étudié la possibilité de coupler le stockage d'hydrogène au stockage de CO₂ en utilisant ce dernier comme gaz coussin.

Références

- [1] N. Dopffel, S. Jansen, J. Gerritse, Microbial Side Effects of Underground Hydrogen Storage – Knowledge Gaps, Risks and Opportunities for Successful Implementation, *Int. J. Hydrog. Energy*. 46 (2021) 8594–8606. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.058>.
- [2] S. Gregory, M. Barnett, L. Field, A. Milodowski, Subsurface Microbial Hydrogen Cycling: Natural Occurrence and Implications for Industry, *Microorganisms*. 7 (2019) 53. <https://doi.org/10.3390/microorganisms7020053>

S. Stephant, S. Rad et F. Mathurin

BRGM, 3, avenue C. Guillemin, BP 36000, 45060, Orléans Cedex 2 – France

s.stephant@brgm.fr ; s.rad@brgm.fr ; f.mathurin@brgm.fr

Evaluation of Coupled Flow and Geomechanics Simulations for CO₂ and H₂ Storage Projects

José-Antonio Torres, Sabine Delahaye

Geological Carbon Dioxide (CO₂) and Hydrogen (H₂) Storage are two technologies that have raised a lot of interest for their potential to enable new clean energy pathways. While injection of CO₂ and H₂ into the subsurface share many common traits, nowadays these two technologies are in different technology readiness levels. On one side, CO₂ storage is a technology that has been demonstrated at the megaton scale. On the other hand, H₂ storage is in an earlier development stage. The success of both technologies heavily relies on our ability to develop reliable and predictive physics-based simulations, which are needed for carrying out quantitative Risk assessments. The ability to perform predictive simulations is paramount to inform decision-making processes along each phase on industrial projects' life, from pre-feasibility to post-closure phases.

Well integrity, caprock integrity, and triggered seismicity are three domains that require an accurate representation of the coupled fluid flow and mechanical deformation. There is a lot of concern about the mechanical deformations caused by the overpressure from fluid injections. Also, hydromechanical properties may be affected by geochemical reactions, which can impact the response of the reservoir-caprock system to H₂/CO₂ injection. For that reason, regulators and stakeholders demand new standards on integrated modeling and simulation approaches for the evaluation of the new generation of H₂/CO₂ projects.

In this work we perform an independent evaluation of commercial and research simulators to simulate coupled flow and geomechanics mechanisms occurring in CO₂ and H₂ projects. More specifically, we investigate if the results from a new generation of research codes are in agreement with existing industrial codes. When possible, we use analytical models as reference solutions. We investigated the new GEOS simulation platform that embraces advanced features such as handling unstructured grids, implements solvers supporting fully-coupled strategies, and is capable to exploit high performance computation resources of the next-gen architectures.

We present a brief summary on the 2023 R&D collaboration between CHLOE and TotalEnergies' OneTech (OT). A realistic geological model has been developed by OT's specialists, while CHLOE conducted numerical simulations using GEOS and another industrial code. Two types of model configurations have been tested, assuming that the geological structure is representative of a sedimentation process in a tectonically passive environment. We evaluated linear-elastic single material models, and Heterogeneous poro-elastic models. Comparison of GEOS simulation results were performed against the industrial software and against analytical solutions. In general, GEOS results have been found to be in good agreement with the other results. This work helped us gain confidence on the new GEOS simulation platform, and allowed us to develop new post-processing Workflows customized for H₂/CO₂ projects. Future work include testing newer GEOS developments, including but not limited to new solvers and constitutive equations, (e.g. viscoplastic models, non-linear temperature dependencies, etc.). We also plan to test a newer Thermo-poromechanics solver, which is a fundamental feature for the evaluation of thermal effects.

José-Antonio Torres
CHLOE

Sabine Delahaye
TotalEnergies

Modélisation de la réactivité microbienne de l'hydrogène dans les stockages souterrains à l'échelle du laboratoire et du réservoir

Joachim Tremosa, Yann Le Gallo et Arnaud Réveillère

Keywords: stockage souterrain d'hydrogène ; modélisation géochimique ; modèle de réservoir ; réactivité microbienne.

Dans le contexte de la transition énergétique, l'hydrogène est reconnu comme un élément clé d'un futur système énergétique à faible émission de carbone. En raison de leur capacité de stockage considérable, des stockages souterrains d'hydrogène en cavités salines et en milieux poreux sont envisagés. Dans les milieux poreux, tels que les aquifères ou les champs de gaz déplétés, l'hydrogène stocké est injecté dans des couches souterraines poreuses et entre en contact avec l'eau de formation et les roches environnantes, favorisant ainsi certaines réactions d'interaction gaz/eau/roche. De plus, cet environnement peut offrir des conditions propices au développement de micro-organismes. L'hydrogène, en tant que donneur d'électrons, constitue une source d'énergie très intéressante pour de nombreux micro-organismes.

La réactivité microbiologique vis-à-vis de l'hydrogène a été examinée dans le cadre du projet européen Hystories. Sur la base des résultats expérimentaux, un modèle de réactivité microbienne a été élaboré à l'aide du code de calcul géochimique PHREEQC pour simuler la cinétique des réactions de méthanogenèse et de réduction des sulfates observée en laboratoire [1].

En utilisant le logiciel compositionnel de réservoir CMG-STAR3, ces vitesses de réactions cinétiques microbiennes ont ensuite été extrapolées à l'échelle d'un stockage d'hydrogène dans un modèle de réservoir synthétique en 3D afin d'estimer les pertes d'hydrogène prévues et les incertitudes liées à la réactivité sur plusieurs cycles d'injection et de production. Selon le modèle, la majeure partie de la réactivité se produit au début de l'injection d'hydrogène, car l'activité bactérienne est plus prononcée à ce stade. Le modèle indique que le front de réaction suit la progression de la bulle d'hydrogène au sein du réservoir.

Des recherches sont à poursuivre sur la détermination des paramètres cinétiques de réactivité microbienne et leur représentativité à l'échelle du réservoir.

Références

[1] Tremosa J, Jakobsen R and Le Gallo Y (2023), Assessing and modeling hydrogen reactivity in underground hydrogen storage: A review and models simulating the Lobodice town gas storage. *Front. Energy Res.* 11:1145978. doi: 10.3389/fenrg.2023.1145978

J. Tremosa, Y. Le Gallo, A. Réveillère

Geostock

joachim.tremosa@geostock.fr ; yann.legallo@geostock.fr ; arnaud.reveillere@geostock.fr

Thématique IV: Autres

DuMu^X: AN OPEN SOURCE PLATFORM FOR NUMERICAL SIMULATION OF THMC COUPLED PROCESSES IN POROUS MEDIA

B. Amaziane

Dedicated to the Memory of Professor Michel Panfilov

Keywords: Reactive multiphase flow, THMC processes, porous media, finite volume.

Reactive multiphase multicomponent flows in porous media are involved in many applications related to subsurface environment and energy issues, such as nuclear waste management and geological sequestration of gas (CO₂, H₂). Such flows are governed by Thermal (T), Hydraulic (H), Mechanical and Chemical (C) processes in porous media. More precisely they are modeled by a set of highly nonlinear system of degenerate partial differential equations (describing a multiphase compositional flow, geomechanics and energy conservation laws) coupled with algebraic and/or ordinary differential equations (related to geochemical model) requiring special numerical treatment. The numerical strategies for solving this system are divided into two main categories: the global implicit and the sequential approaches.

In the framework of the parallel platform DuMu^X, we have developed and implemented finite-volume schemes for sequential and global implicit strategies to deal with such problems. Both strategies were validated by numerous 1D, 2D and 3D test cases including HPC.

In this talk, after a brief description of DuMu^X functionalities, I will present a portion of the work completed by the LMAP porous media team within this context. We have been developing an in house new-generation reservoir simulator for over ten years and would like to share our experience with you. This is a joint work with E. Ahusborde, F. Croccolo, M. El Ossmani, M. Jurak, M. Kern, N. Pillardou, I. Radišić, K. Talali, V. Vostrikov and Y. Zahraoui.

References

- [1] E. Ahusborde, B. Amaziane, F. Croccolo and N. Pillardou, *Numerical simulation of a Thermal-Hydraulic-Chemical multiphase flow model for CO₂ sequestration in saline aquifers*, Math Geosci (2023).
- [2] E. Ahusborde, B. Amaziane, M. El Ossmani and M. Id Moulay, *Numerical modeling and simulation of fully coupled processes of reactive multiphase flow in porous media*, J. Math. Study, 52, pp. 359–377, 2019.
- [3] B. Amaziane, M. Jurak and I. Radišić, *Convergence of a finite volume scheme for immiscible compressible two-phase flow in porous media by the concept of the global pressure*, J. Comput. Appl. Math, 399, 113728, 2022.
- [4] S. de Hoop, D. Voskov, E. Ahusborde B. Amaziane and M. Kern, *A benchmark study on reactive two-phase flow in porous media: Part I - model description*, Submitted, 2023.
- [5] J. Wendling, D. Justinavicius, M. Sentis, B. Amaziane, A. Bond et al. *Gas transport modelling at different spatial scales of a geological repository in clay host rock*, Environ Earth Sci 78, 221, 2019.

B. Amaziane
UPPA, E2S UPPA, CNRS-UMR 5142, LMAP, Pau
brahim.amaziane@univ-pau.fr

Modélisation des écoulements hydrothermaux avec ComPASS

A. Armandine Les Landes, L. Beau de, S. Ben Rhouma, K. Brenner,
D. Castanon Quiroz, T. Dufaud, M. Kern, S. Lopez, R. Masson, F. Smaï

Keywords: écoulements multiphasiques, modèles hybrides, maillages polyédriques, VAG.

ComPASS est un simulateur d'écoulements multiphasiques et multicomposants en milieux poreux. Le code, parallèle et open source, a été initialement développé avec des objectifs génériques [1]. Comme l'intégration de contributions multidisciplinaires pour obtenir un modèle quantitatif du sous-sol est essentielle dans la maîtrise des risques industriels, les allers-retours entre modèles statiques et modèles dynamiques constituent un atout important. Dans cette optique, les géométries complexes sont au cœur des développements récents de ComPASS qui ciblent les applications géothermiques [2, 3]. Afin de faciliter son utilisation en conditions opérationnelles, une interface de haut niveau a également été développée en Python tout en préservant les performances initiales. Les maillages polyédriques non-structurés sont utilisés pour représenter fidèlement les structures géologiques (interfaces géologiques, failles ou fractures. . .) ou des éléments unidimensionnels (intersections de surfaces, trajectoires de puits. . .). Ensuite, des schémas numériques adaptés (Vertex Approximate Gradient) peuvent être utilisés pour discrétiser les transferts non linéaires de masse et d'énergie typiques de la modélisation des réservoirs géothermiques. Cette approche hybride est particulièrement utile pour prendre en compte les fractures qui exercent un contrôle dominant sur les flux géothermiques souterrains et les transferts d'énergie convectifs associés. Enfin, la description du système physique est basée sur une formulation de type Coats également connue sous le nom de formulation en variables naturelles. Ce cadre est très générique et peut être utilisé pour décrire des fluides complexes avec un ensemble arbitraire de composants et de phases. Il a récemment été utilisé pour implémenter dans ComPASS un module physique dédié à la description du mélange CO₂-H₂, impliquant une équation d'état cubique et la résolution d'un flash non-linéaire à chaque itération de Newton.

Références

- [1] Dalissier et al., 2013. DOI: 10.1051/proc/201343010
- [2] Xing et al., 2017. DOI: 10.1016/j.jcp.2017.05.043
- [3] Armandines Les Landes et al., sub. HAL: 04246471

A. Armandine Les Landes, L. Beau de, S. Ben Rhouma, S. Lopez, F. Smaï
BRGM, 3 av. Claude Guillemin, France
compass@brgm.fr

Michel Kern
INRIA

K. Brenner, D. Castanon Quiroz, R. Masson
INRIA Université Côte d'Azur

T. Dufaud
Université de Versailles Saint Quentin

On the methodology for constructing numerical algorithms for leaching of non-ferrous metals in a porous media

Michel Panfilov and Zharasbek Baishemirov

Keywords: Numerical methods, mathematical modeling, leaching, porous media.

Bright memory to my Supervisor, my “father” in science, the best friend - Michel Panfilov. . .

The idea of this research from a theoretical point of view, is determined by an attempt to lay the foundations of a new theory of filtration, taking into account the processes of chemical reactions characteristic of all porous media [1, 2]. In a realistic transport equation with a reaction in porous media, it is necessary to include terms reflecting the delay, in this case it should be either a differential equation with the delay argument or an integro-differential equation. It is also necessary to take into account the possibility of heterogeneous chemical reactions during the filtration of a multicomponent liquid, described by nonlinear relations, which leads to systems of nonlinear differential equations with delay. The specificity of differential equations with a retarded argument is that they extremely rarely have analytical solutions even in the one-dimensional case. Therefore, the main method of analyzing them and constructing solutions is numerical methods. These facts are not taken into account in any modern theory. Digital implementation of this theory, performed at the qualitative level of computational mathematics, is capable of solving important practical problems in the process of mining valuable and rare metals. The development of such a digital model can be used for research in various mining industries where in-situ leaching is used, for example, in the mining of uranium, copper, gold and other rare elements.

This research was funded by the Science Committee of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan (Grant No. AP09261179).

Références

- [1] Panfilov M. Physico-chemical fluid dynamics in porous media. Applications in geosciences and petroleum engineering, Wiley VCH, 2019.
- [2] Panfilov M. Macroscale models of flow through highly heterogeneous porous media, Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, 2000

Michel Panfilov
Institut Élie Cartan de Lorraine, UMR7502

Zharasbek Baishemirov
Abai Kazakh National Pedagogical University &
Institute of Information and Computational
Technologies CS MSHE RK
zbai.kz@gmail.com

A P1-bubble Virtual Element Method for mixed dimensional models with frictional contact at matrix fracture interfaces

J. Droniou, G. Enchery, I. Faille, A. Haidar and R. Masson

Keywords: Poromechanics, Contact mechanics, Virtual Element Method, Finite Volume, Mixed formulations, Bubble stabilization.

This work deals with the discretization of processes coupling a Darcy flow in a fractured/faulted porous medium, the mechanical deformation of the matrix domain surrounding the fractures, and the mechanical behavior of the fractures. Such coupled models are of paramount importance in a broad range of subsurface processes like geothermal systems or geological storage. Fractures or faults will be represented as a network of planar surfaces leading to the so-called mixed-dimensional models. Small displacements and a linear elastic behavior are considered in the matrix domain. Our objective is to design a discretization adapted to polyhedral meshes in order to cope with the geometrical complexity of faulted geological systems, and preserving the energy estimates of the coupled system. It combines a Finite Volume discretization of the flow model with a mixed formulation for the contact mechanics based on a first order Virtual Element Method for the displacement field and a face-wise constant discretization of the surface tractions. Virtual bubbles are added to the displacement space at the fracture faces in order to guarantee the stability of the contact terms.

Références

- [1] Coulet J., Faille I., Girault V., Nicolas G., Nataf F.A fully coupled scheme using virtual element method and finite volume for poroelasticity, *Computational Geosciences*, 24, p. 381-403, 2020.
- [2] Bonaldi F., Droniou J., Masson R., Pasteau A. Energy-stable discretization of two-phase flows in deformable porous media with frictional contact at matrix-fracture interfaces, *Journal of Computational Physics*, 455, 2022.

J. Droniou
Monash University
jerome.droniou@monash.edu

I. Faille
IFPEN
isabelle.faille@ifpen.fr

E. Guillaume
IFPEN
guillaume.enchery@ifpen.fr

A. Haidar
University Côte d'Azur
ali.haidar@univ-cotedazur.fr

R. Masson
University Côte d'Azur
roland.masson@univ-cotedazur.fr

Code_Aster pour la modélisation des géomatériaux

S. Granet et S. Raude

Keywords: Code de simulation numérique, milieux poreux, modèle diphasique, lois de comportement mécanique

Code_Aster est un code Open Source de simulation numérique en mécanique des structures, développé à EDF R&D depuis plus de 30 ans. Ce code - sous licence GNU GPL - est un solveur basé sur la théorie de la mécanique des milieux continus, qui utilise principalement la méthode des éléments finis.

Un module Thermo-Hydro-Mécanique « THM » [1] dédié à l'étude des géomatériaux est disponible depuis plus de 20 ans et en constante évolution. Ce modèle est basé sur une approche poromécanique classique de type Coussy [2] (notion de contrainte totale et effective). Dans sa version la plus complète, ce module consiste en un modèle diphasique miscible (2 phases, 2 composants) traitant l'advection et la diffusion, entièrement couplé au modèle mécanique et à l'équation de conservation de la chaleur. Code_Aster embarque un grand nombre de lois de comportement mécanique adaptées aux sols et aux roches, de la plus simple (l'élasticité) à la plus complexe (loi viscoplastique adoucissante spécialement développée pour les roches) en passant par des modèles classiques tels que Cam-Clay ou Drücker Prager.

Les principales applications de l'utilisation de Code_Aster en géomécanique à EDF sont l'étude des barrages en remblais, des ouvrages de génie civil (endommagement et/ou de séchage du béton par exemple), et du stockage géologique des déchets radioactifs. Une grande expérience existe dans ce domaine avec notamment l'étude des problèmes de transport d'hydrogène dans les ouvrages en profondeur. En effet, le devenir de l'hydrogène produit par radiolyse et corrosion des parties métalliques au sein du stockage géologique représente un enjeu important. Une grande partie est évacuée par les zones fortement perméables autour des ouvrages (zones fracturées, vides fonctionnels, etc.) alors qu'une autre partie va diffuser dans la roche d'abord sous forme dissoute dans l'eau porale puis ensuite sous forme gazeuse. L'étude avec Code_Aster de la montée en pression du gaz et des couplages avec la mécanique représente un sujet d'étude depuis de nombreuses années incluant des modélisations d'essais expérimentaux (sur éprouvette ou in situ). Enfin, le besoin croissant d'études industrielles en 3D a conduit au développement de solveurs linéaires et non linéaires adaptés à des calculs massivement parallèles

Références

- [1] https://code-aster.org/V2/doc/default/fr/man_r/r7/r7.01.11.pdf
- [2] Coussy, O. 2004. Poromechanics. Wiley

Sylvie GRANET, Simon RAUDE
EDF Lab Paris-Saclay – Bureau O2D23
7 Boulevard Gaspard Monge
91120 Palaiseau
Sylvie.granet@edf.fr ; Simon.raude@edf.fr

Modélisation numérique des écoulements réactifs

Anthony Michel et Arnaud Pujol

Keywords: Modélisation numérique, écoulement en milieu poreux, géochimie, transport réactif

Aperçu des modèles numériques de géochimie et transport réactif développés par IFPEN pour simuler les écoulements réactifs en milieu poreux. Travaux en cours pour l'étude du stockage géologique d'hydrogène

Anthony MICHEL
IFPEN, 1-4 Av. du Bois Préau, 92852 Rueil-Malmaison
anthony.michel@ifpen.fr

Arnaud PUJOL
IFPEN, Rueil-Malmaison
arnaud.pujol@ifpen.fr

Poster

Multimodal characterization of iron-rich source rocks

K. Kularatne, P. Senechal, O. Darouich, V. Combaudon, O. Sissmann, E. Deville and H. Derluyn

Keywords: X, ray micro, computed tomography, spectral computed tomography, μ Raman, SEM-EDS.

Most proposed exploration guidelines for natural H₂ exploration in intracratonic areas focus on geodynamics[1], seismics[1], mineralogical analysis[1] and mapping large scale H₂ seepages[2]. Here we present a complementary method of evaluating H₂ production potential based on X-Ray micro-computed tomography (micro-CT) and multi-modal imaging of the host-rocks. To obtain a first order estimation of H₂ generation, this method assumes that H₂ is generated via complete oxidation of Fe(II) in the Fe-rich minerals within the host-rock. This method neither considers the actual geochemical reaction/s that could yield different Fe(II):H₂ ratios nor the reaction kinetics. Micro-CT imaging combined with μ Raman analysis is used to identify the Fe(II)-rich minerals in the imaged 3D micro-CT volume. However, one can also use quantitative electron microprobe (EMPA) maps or energy dispersive scanning electron microscopy (SEM EDS) maps to replace μ Raman analysis, depending on the size of the sample to be analyzed. Once the Fe(II)-rich minerals are identified in a 2D micro-CT slice, the chemical and mineralogical information can be propagated within the imaged 3D micro-CT volume to obtain the volumes of Fe(II)-rich phases. Then, using the mineral density and theoretical or actual Fe(II) content in each phase, potential H₂ production in the host-rock can be obtained in H₂ (g)/host-rock (kg). Alternatively, this number can be calculated by obtaining the volumes using X-Ray powder diffraction (XRD) of the sample, but, the advantage here is the ability of analyzing a large sample such as a whole drill-core of the host-rock, non-destructively. Latest developments in spectral CT (Sp-CT) imaging allows better segmentation of Fe(II)-rich silicates, thus, allowing to model actual H₂-producing reactions as well. This method could be used to set an upper limit on H₂ generation in intracratonic ophiolites, gabbros and banded iron formations reported in [3], [4] and [5].

Références

[1] Dugamin et al (2019) ISRN Geonum-NST, 1, 16. [2] Moretti et al (2021) Geosciences, 11(3), 145. [3] Milcov (2022) Earth-Science Reviews, 230, 104063. [4] Combaudon et al (2023) Golschmidt abstract #18169. [5] Geymond et al (2022) Minerals 2022, 12(2).

K. Kularatne, V. Combaudon, H. Derluyn

Universite de Pau et des Pays de l'Adour, E2S UPPA, CNRS, Total, LFCR UMR 5150, Pau, France
kanchana.kularatne@univ-pau.fr; valentine.combaudon@univ-pau.fr; hannelore.derluyn@univ-pau.fr

P. Sénéchal, O. Darouich

Universite de Pau et des Pays de l'Adour, E2S UPPA, CNRS, DMEX UAR 3360, Pau, France
pascale.senechal@univ-pau.fr; darouich.othmane@univ-pau.fr

O. Sissmann, E. Deville

IFP Energies Nouvelles, 1- 4 Avenue du Bois Préau, 92852 Rueil-Malmaison, France

olivier.sissmann@ifpen.fr; eric.deville@ifpen.fr

Hydrogène naturel en Bretagne ? Observation d'anomalies élevées d'hydrogène dans les gaz de sol du Nord Finistère.

Christophe Rigollet et Nicolas Lefeuvre

Keywords: Hydrogène naturel, exploration, Région Bretagne

La géologie du Massif Armoricaire est théoriquement favorable à la production d'hydrogène naturel. Les massifs granitiques et les séries mafiques sont de bons candidats pour la production d'hydrogène naturel respectivement par radiolyse et serpentinisation. Les processus de pyritisation associés aux amas sulfurés armoricains pourraient également être à l'origine de la formation d'hydrogène naturel [1].

Dans le cadre des projets de recherche internes menés par CVA des campagnes de mesure de gaz de sol ont été réalisées dans le nord-Finistère en 2022 et 2023 en ciblant préférentiellement les formations granitiques et mafiques.

Le protocole consiste à réaliser un forage de 80cm, d'y introduire une canule en aluminium et d'aspirer les gaz de sols. Les gaz sont analysés par un GA5000 (GEOTECH) qui est relié à la canule par un tuyau en silicone. On mesure ainsi le CO, O₂, le CO₂, le CH₄, l'H₂S ainsi que l'H₂ à l'aide de capteur électrochimique et infrarouge. Il est important de noter que le forage est effectué par un mouvement de vissage lent du foret, excluant toute rotation rapide ou percussion, afin d'éviter toute altération des mesures liée à la production artificielle d'hydrogène.

Les formations qui ont été testées sont 1 – les dolérites de la presqu'île de Crozon, 2- les amphibolites et amas basiques du Conquet, 3- les dolérites de la pointe de Brenterc'h, 4- les lamprophyres de Porspoder, 5- les amphibolites, pyroxénites, Monzodiorites, éclogites et dolérites de Guissény, 6- les granites radioactifs du Léon (granites de St Renban et Granite de Kersaint), 7- les séries riches en fer du versant nord des Monts d'Arrée, 8- les gabbros, metagabbros, amphibolites, dolérites et métadolérites au NE de Morlaix et en particulier les gabbros de la pointe de Runglaz.

Sur les sites étudiés, une série d'analyses a révélé la présence d'hydrogène à des concentrations dépassant les 30 parties par million en volume (ppmv), atteignant même un maximum de 232 ppmv. Des essais de recharge ont également été effectués au même site, démontrant des valeurs de 93 ppmv, 252 ppmv, et 50 ppmv à des instants respectifs t₀, t₀+30 minutes, et t₀+60 minutes. Ces expérimentations suggèrent la possible existence d'un flux d'hydrogène naturel, une hypothèse qui nécessitera une confirmation à travers une surveillance géochimique à long terme.

Les études en cours permettront de déterminer si ces anomalies d'hydrogène dans les gaz de sol sont associées à une source profonde et peuvent donc être considérées comme des indices d'hydrogène naturel. Les amas sulfurés vont également faire l'objet d'investigations approfondies.

Références

[1]Arrouvel et Prinzhofer, 2021, Genesis of natural hydrogen: New insights from thermodynamic simulations, International Journal of Hydrogen Energy, Vol 46, Issue 36, p 18780-18794

Christophe Rigollet
CVA, 2 Rue Johannes Kepler, 64000 Pau
Christophe.rigollet@cva-engineering.com

Etude des mécanismes de production d'H₂ natif en contexte intra-cratonique : l'exemple de la magnétite appliquée au cas des Banded Iron Formations (BIF)

Ugo Geymond, Olivier Sissmann, Isabelle Martinez, Laurent Truche et Isabelle Moretti

Keywords: Magnetite, alteration, Etude expérimentale

Si les mécanismes de production d'H₂ sont maintenant assez bien compris en contexte océanique, et associés à l'altération des minéraux riches en Fe, la question demeure moins bien contrainte en contexte continental. Dans les régions intracratoniques, de nombreuses émanations ont été identifiées à proximité des BIF (Banded Iron Formations) comme par exemple en Australie occidentale ou en Namibie. Des premiers résultats expérimentaux ont mis en évidence le potentiel de production d'H₂ de la magnétite, un minéral phare des BIF (Geymond et al., 2023). Nous souhaitons désormais étendre cette étude à un assemblage minéral plus complexe et se rapprochant de la composition d'un BIF. Pour cela, nous présenterons les résultats d'une étude couplant expériences et modélisation, visant à déterminer les mécanismes et cinétiques de production de H₂ à 80°C et 200°C, d'un assemblage sidérite-magnétite. Parmi les résultats majeurs, nous mettons en évidence une génération plus élevée à 80°C qu'à 200°C. A 200°C, le mécanisme identifié de génération d'H₂ est l'altération de la sidérite en magnétite. A 80°C, en revanche, même si le mécanisme exact demeure encore mal contraint, la sidérite ne semble pas impliquée dans la réaction de production de H₂.

Références

[1] Geymond et al., 2023, *Front. Earth Sci.* 11:1169356

Ugo Geymond, Isabelle Martinez
Institut Physique du Globe de Paris, Paris, France
geymond@ipgp.fr

Olivier Sissmann
IFPEN, Rueil Malmaison

Isabelle Moretti
Institut des Sciences de la Terre de Paris, Paris, France

Laurent Truche
ISTERRE, Université Grenoble Alpes

Les clumped isotopes du H₂ : un nouvel outil pour tracer l'origine de l'hydrogène ?

Dan Lévy, Isabelle Martinez, Pierre Cartigny, Jabrane Labidi, Isabelle Moretti, Dariusz Strapoc, Isabelle Le Nir

Keywords: Isotopes “Clumped”, traceur, H₂

Le dihydrogène (H₂), plus couramment nommé hydrogène, devient une molécule clé pour la transition énergétique. De nombreux processus peuvent conduire à la formation de H₂ comme le réformage du méthane, l'électrolyse de l'eau dans l'industrie ou l'altération hydrothermale, la radiolyse de l'eau, le volcanisme et la biosphère dans la nature par exemple. Même si ces processus commencent à être de plus en plus contraints, il reste difficile d'associer avec certitude une molécule de H₂ à un de ces processus.

Une des méthodes pour contraindre l'origine du H₂ est l'isotopie de l'hydrogène. Par la mesure du rapport D/H de l'H₂ mais aussi des autres molécules contenant de l'hydrogène comme H₂O et CH₄, on peut contraindre certains paramètres comme l'équilibre isotopique, la température, ou certains processus cinétiques menant à un fractionnement. Nous présenterons ici une synthèse des travaux sur l'isotopie de l'hydrogène liés à la thématique de l'hydrogène naturel.

Par ailleurs, nous présenterons le développement analytique de la mesure des isotopologues du H₂ (H₂ HD et DD) aussi appelés « clumped ». Cette méthode a déjà été testée par Popa et al. (2018) à l'Université d'Utrecht (Pays-Bas) et des échantillons de gaz naturel ont été mesurés pour la première fois récemment sur le même instrument par Manganot et al. (2023) à Caltech (Etats-Unis). Nous présenterons ici l'avancement de la mesure d'une multitude d'échantillons manufacturés, expérimentaux et naturels réalisée sur le MAT253-ULTRA de l'IPGP pour établir une base de données. Cette nouvelle base de données des clumped isotopes du H₂ nous permettra de mieux

Références

- [1] Popa et al., 2018.
- [2] Manganot et al., 2023.

Dan Lévy, Pierre Cartigny, Jabrane Labidi, Isabelle Martinez
Institut Physique du Globe de Paris, Paris, France
dlevy@ipgp.fr

Isabelle Moretti
Institut des Sciences de la Terre de Paris, Paris, France

Dariusz Strapoc, Isabelle Le Nir
SLB, Clamart, France

MicroH2Prod - Towards microbial conversion of methane into hydrogen

Marie Noguier, Yannick Combet-Blanc Sylvain Davidson, Bernard Ollivier, Jean Borgomano et
Alain Dolla

Keywords: Biohydrogen, Methanotrophy, Bioprocess Engineering, Fermentation

Kalyuzhnaya et al. (2013) brought to light the remarkable capacity of methanotrophic bacteria to ferment methane into organic acids and hydrogen under low-oxygen conditions [1]. Notably, recent research has revealed the presence of methanotrophic bacteria, belonging to the *Methylococcus* and *Methylobacterium* genera in subsurface aquifers, commonly associated with gas storage facilities [2]. These discoveries prompt a fundamental question: Could microorganisms inhabiting gas reservoirs serve as biocatalysts for the transformation of methane into hydrogen?

The MicroH2Prod project is dedicated to investigating and optimizing a bioprocess for methane-to-hydrogen conversion under mild pressure and temperature conditions. This study leverages laboratory-scale instrumented bioreactors. We have selected methanotrophic marine microorganisms for their inherent potential to transform methane into hydrogen and assumed compatibility with natural gas reservoir conditions. Our optimization strategy hinges on precise control of medium oxygenation levels and the supply of trace metal elements, essential factors to drive methane conversion into hydrogen.

Références

[1] M. G. Kalyuzhnaya et al., « Highly efficient methane biocatalysis revealed in a methanotrophic bacterium », *Nat Commun*, vol. 4, no 1, p. 2785, déc. 2013, doi: 10.1038/ncomms3785.

[2] T. N. Nazina et al., « Diversity and Possible Activity of Microorganisms in Underground Gas Storage Aquifers », *Microbiology*, vol. 90, no 5, p. 621-631, 2021.

Marie Noguier
AKKODIS
marie.noguier@akkodis.com

Yannick Combet-Blanc Sylvain Davidson, Bernard Ollivier, Jean Borgomano
Aix-Marseille Université, IRD
Institut Méditerranéen d'Océanologie, OSU Institut Pythéas
yannick.combet-blanc@mio.osupytheas.fr

Jean Borgomano
Aix-Marseille Université, IRD, OSU Institut Pythéas, CNRS, CEREGE UM 34, Collège de France,
INRAE

Alain Dolla
Aix-Marseille Université, Institut Méditerranéen d'Océanologie, OSU Institut Pythéas, CNRS
alain.dolla@mio.osupytheas.fr

Projet Aquifer-CO₂ leak. Monitoring du CO₂ et du CH₄ pendant une fuite d'eau gazéifiée dans un aquifère carbonaté peu profond.

David Santiago Segura-Gonzalez, Adrian Cerepi, Corinne Loisy, Sonia Noirez, Julia Guélard

La capture et le stockage du carbone (CSC) ainsi que les technologies de stockage de l'hydrogène sont deux méthodes prometteuses pour réduire les émissions et faciliter une transition énergétique durable. Des préoccupations majeures ont surgi concernant les fuites potentielles de CO₂ et d'hydrogène (H₂) dans les aquifères, ainsi que pour déterminer les outils de surveillance les plus pertinents pour la détection des fuites dans ces contextes.

Le CH₄, souvent mélangé au CO₂ et à l'H₂, peut compliquer davantage la situation, en particulier en cas de fuite dans des aquifères carbonatés. Pour aborder initialement cette lacune dans notre compréhension, nous avons simulé un événement de fuite en injectant de l'eau enrichie en CO₂ et en CH₄ dans un aquifère calcaire peu profond. La suite de ce travail abordera les implications d'une fuite de H₂ dans le même site. L'impact de l'injection CO₂-CH₄ a été surveillé en utilisant une combinaison d'échantillonnage d'eau et de capteurs in-situ placés en aval du site d'injection. Ces outils de surveillance se sont révélés efficaces pour détecter l'événement de fuite, certaines méthodes étant capables de distinguer clairement la fuite des variations naturelles de l'aquifère. Les processus observés comprennent la formation de panaches de CO₂ et de CH₄, et l'établissement rapide de l'équilibre chimique avec les roches de l'aquifère.

Cette recherche met en lumière non seulement l'importance cruciale de la surveillance des fuites de CO₂, mais souligne également l'intérêt d'inclure le monitoring du CH₄ dissout dans des scénarios similaires. Ces conclusions sont essentielles pour la mise en œuvre sûre et efficace des systèmes de monitoring, garantissant que les émissions sont minimisées tout en préservant l'intégrité des aquifères.

David Santiago Segura-Gonzalez, Adrian Cerepi
Environnements et Paléoenvironnements OCéaniques
Université de Bordeaux (Bordeaux, France)

Sonia Noirez, Julia Guélard
IFPEN

Etude de la production de H₂ et de la conversion de H₂S en H₂ par des microorganismes adaptés à de très hautes températures.

Aurore Gorlas¹, François Guyot²

¹I2BC Paris-Saclay, ²IMPMC-MNHN Paris.

Keywords: Bio-H₂, High-temperature microbiology.

Les effets biologiques sur la production, le stockage et la gestion de H₂ en sub-surface sont un sujet important de la transition énergétique. La majorité de l'hydrogène naturel biologique est produit par (dark) fermentation de matière organique. Ainsi la production de bio-hydrogène par fermentation par les *Clostridia* est bien étudiée. Lorsque la quantité d'H₂ dépasse un certain seuil, la croissance de ces bactéries est bloquée. Il a été montré que ce seuil pouvait être augmenté dans le cas de microorganismes thermophiles mais les limites de production d'H₂ restent assez mal connues chez les hyperthermophiles (i.e. dont la température optimale se situe au-delà de 80°C). Dans cette optique, les Thermococcales, des archées qui fermentent en H₂, CO₂ et acides carboxyliques un grand nombre de composés organiques à haute température présentent un grand intérêt. Préférentiellement, elles réduisent le soufre (au degré 0 mais pas les sulfates) formant alors des mélanges de H₂ et H₂S. Cependant, plusieurs espèces de Thermococcales, comme la souche modèle *Thermococcus kodakarensis*, sont capables de croissance sans soufre et produisent alors de l'H₂ pur. Ce switch métabolique est un phénomène bien décrit chez les Thermococcales, et tous les gènes participant à la production d'H₂S ou d'H₂ ont clairement été identifiés et sont régulés finement au niveau transcriptionnel. De plus, en présence de Fer (II) éventuellement produit par des ferriréductrices, la totalité du H₂S se convertit en FeS très réactif qui pourrait contribuer à la régénération de H₂ à partir de H₂S même en présence de sulfates. Ces propriétés pourraient être d'un grand intérêt pour augmenter la stabilité des stockages de H₂. Ces diverses hypothèses seront testées expérimentalement et modélisées numériquement dans le cadre du GDR Hydrogem en collaboration avec l'ICMCB (Anaïs Cario, Samuel Marre) et l'IFPEN (Simon Poirier, Arnaud Pujol, Olivier Sissmann).

Nom premier auteur : GORLAS Aurore

Adresse premier auteur I2BC Gif sur Yvette

Mail premier auteur : Aurore.GORLAS@i2bc.paris-saclay.fr

Nom second auteur GUYOT

Adresse second auteur IMPMC-MNHN Paris

Mail second auteur : fguyot@mnhn.fr

Liste des participants

- Ahmadi-Senichault Azita
- Ahusborde Etienne
- Amaziane Brahim
- Arnaud Pujol
- Aubourg Charles
- Bader Anne Gaelle
- Baishemirov Zharasbek
- Barbier Samuel
- Bénézeth Pascale
- Benmehel Abdelkrim
- Bernada Philippe
- Bogdanov Igor
- Bordes Clarisse
- Bourel Christophe
- Brito Daniel
- Broseta Daniel
- Callot Jean-Paul
- Cario Anaïs
- Carrillo Ramirez Alejandra
- Cerepi Adrian
- Cezac Pierre
- Chabab Salaheddine
- Chami Nada
- Chiquet Pierre
- De Freitas Vivian

- Delage Santacreu Stéphanie
- Delahaye Sabine
- Derluyn Hannelore
- Diniz Sabrina
- Dissez Laure
- Donzé Frédéric
- Dubreuilh Philippe
- Eddaoui Noura
- El Ossmani Mustapha
- Etancelin Jean-Matthieu
- Galliero Guillaume
- Garcia Bruno
- Geraud Yves
- Godard Marguerite
- Golfier Fabrice
- Gonthier Nicolas
- Gout Claude
- Granet Sylvie
- Izerumugaba Jean De La Paix
- Jacquemet Nicolas
- Jeandel Elodie
- Jeannin Laurent
- Kerkache Halla
- Kern Michel
- Lafortune Stéphane
- Le Nir Isabelle
- Lenoir Louise
- Lhote Olivier
- Loiseau Keanu
- Loisy Corinne
- Lopez Simon
- Maghchiche Abdelhak

- Marre Samuel
- Martinez Isabelle
- Masson Roland
- Mazière Camille
- Mejia Aurora
- Michel Anthony
- Mohamad Mayssam
- Monnin Christophe
- Noguier Marie
- Osselin Florian
- Pajang Sepideh
- Panfilov Irina
- Pasquet Gabriel
- Pellenq Roland
- Petit Anélia
- Pillardou Nicolas
- Poirier Simon
- Poncet Philippe
- Pourtoy Dominique
- Quéméneur Marianne
- Ragui Karim
- Ramírez Johana
- Ranchou-Peyruse Anthony
- Rigollet Christophe
- Robert Evelyne
- Rosier Carole
- Ruffine Livio
- Schmittbuhl Jean
- Segura-Gonzalez David Santiago
- Serin Jean-Paul
- Sin Irina
- Stephant Sylvain

- Torres Jose Antonio
- Toure Kadidiatou
- Tremosa Joachim
- Truche Laurent
- Wallentin Anna
- Wavrer Jérémie

Liste des auteurs

Amaziane Brahim, 33
Armandine Les Landes Antoine, 34
Aubourg Charles, 13
Aymonier Cyril, 20, 21
Ba Cheikh Oumar, 27
Baishemirov Zharasbek, 35
Banc Camille, 28
Beaude Laurence, 34
Ben Rhouma Sabine, 15, 34
Blum Peter, 4, 5
Bordmann Vincent, 11
Borgomano Jean, 45
Bouchkira Ilias, 16
Brenner Konstantin, 34
Broseta Daniel, 15
Camps Pierre, 13
Cario Anaïs, 20, 21
Carvallo Claire, 13
Castanon Quiroz Daniel, 34
Cerepi Adrian, 10, 46
Chabab Salaheddine, 15, 16, 24, 25
Chibati Nadjib, 12
Chiquet Pierre, 17
Christophe Rigollet, 42
Coltat Rémi, 4, 5
Combaudon Valentine, 40, 41
Combet-Blanc Yannick, 45
Corvisier Jérôme, 28
Cézac Pierre, 16, 24, 25
Darouich Othmane, 40, 41
Davidson Sylvain, 45
De Windt Laurent, 28
Delahaye Sabine, 30
Derluyn Hannelore, 40, 41
Deville Eric, 40, 41
Diraison Marc, 12
Djizanne Hippolyte, 18
Dolla Alain, 45
Donzé Frédéric-Victor, 10
Droniou Jérôme, 36
Dufaud Thomas, 34
Eddaoui Noura, 19
Emeline Vidal, 20, 21
Enchéry Guillaume, 36
Erauso Gaël, 2
Erriguable Arnaud, 20, 21
Faille Isabelle, 36
Ferhat Hamida Rabie, 20, 21
Fritz Bertrand, 11
Galliero Guillaume, 16, 24, 25
Garrabos Yves, 20, 21
Geraud Yves, 12
Geymond Ugo, 43
Godard Marguerite, 4, 5
Golfier Fabrice, 22
Gorlas Aurore, 47
Goskolli Edmond, 10
Granet Sylvie, 37
Guasco Sophie, 2
Guyot François, 47
Guélard Julia, 46
Haidar Ali, 36
Hoang Hai, 24, 25
Hoareau Guilhem, 13
Jeannin Laurent, 23, 28
Jeanpert Julie, 2
Kerkache Halla, 16, 24, 25
Kern Michel, 34
Kularatne Kanchana, 40, 41
Lang Susan, 4, 5
Le Gallo Yann, 31
Lecoutre Carole, 20, 21
Lefeuvre Nicolas, 42
Lekoko Carelle, 18
Lemarchand Damien, 11
Loiseau Keanu, 13
Loisy Corinne, 10, 46
Lopez Simon, 34
Lucas Yann, 11
Lévy Dan, 44
Marre Samuel, 20, 21
Martinez Isabelle, 43, 44
Masson Roland, 34, 36
Mathurin Frédéric, 29
Maurizot Pierre, 2
Mccaig Andrew, 4, 5
Mei Nan, 2

Michel Anthony, 38
Monnin Christophe, 2, 10
Moretti Isabelle, 13, 43
Muceku Bardhyl, 10
Murray Jesica, 11

Nguyen Olivier, 20, 21
Noguer Marie, 45
Noirez Sonia, 46

Olliver Bernard, 45
Osselin Florian, 6

Panfilov Irina, 27
Panfilov Michel, 27, 35
Pelletier Bernard, 2
Pereira Antonio, 27
Petit Anélia, 23, 28
Poirier Simon, 26
Postec Anne, 2
Poulain Marie, 16
Pujol Arnaud, 38

Quéméneur Marianne, 2, 4, 5

Rad Setareh, 29
Ranchou-Peyruse Anthony, 20, 21
Reveillere Arnaud, 31
Rigollet Christophe, 7

Sanjuan Bernard, 8, 9
Schmittbuhl Jean, 8, 9, 11
Segura-Gonzalez David Santiago, 46
Senechal Pascale, 40, 41
Sin Irina, 28
Sissmann Olivier, 4, 5, 40, 41, 43
Smai Farid, 34
Stéphane Sylvain, 29

Torres José-Antonio, 30
Tremosa Joachim, 31
Truche Laurent, 10, 43

Wallentin Anna, 11

