

L'hydrogène naturel : état des lieux

H-NAT 2024, Paris, 25 et 26 novembre 2024 - Sommet mondial annuel sur l'hydrogène naturel

Notes détaillées de l'auteur

Ce compte-rendu détaillé fait suite à l'article rédigé par Hervé Toulhoat et paru dans *L'Actualité Chimique* n° 502 (mars 2025) reportant les deux journées du congrès international annuel H-NAT 2024 qui s'est déroulé à Paris les 25 et 26 novembre 2024, consacré à l'hydrogène naturel (H₂). Il s'agit de la quatrième édition, au cours de laquelle le point a été fait sur les études de terrain, ainsi que sur les projets de développement industriel de ce qui pourrait s'avérer la quatrième révolution mondiale du gaz combustible.

Cette 4^e édition a rassemblé près de 500 personnes, dont une cinquantaine en ligne.

Les intervenants et l'audience provenaient de tous les continents, et mêlaient chercheurs académiques seniors et juniors, institutions d'états, majors industriels de l'énergie, porteurs de nombreuses jeunes sociétés dédiées, et enfin spécialistes du financement public et privé de la R & D.

- Les six sessions du premier jour, le 25 novembre 2024, ont couvert successivement :

- 1-1. les cinq permis d'exploration en lice en France métropolitaine ;
- 1-2. et 1-3. les nouveaux concepts et logiciels de simulation pour évaluer la génération, le transport et l'accumulation d'hydrogène naturel dans le sous-sol ;
- 1-4. ce qui se passe en Asie et Australie ;
- 1-5. ce qui se passe en Europe ;
- 1-6. le stockage et la gestion des réservoirs ;
- 1-7. ce qui se passe en Afrique.

- Les cinq sessions du second jour, le 26 novembre 2024, ont couvert :

- 2-1. ce qui se passe au Moyen-Orient ;
- 2-2. ce qui se passe en Amérique du Nord ;
- 2-3. ce qui se passe au Brésil ;
- 2-4. une table ronde sur le financement public de la recherche, du développement d'outils spécifiques, et de l'exploration ;
- 2-5. une table ronde sur le financement privé des jeunes sociétés ;
- 2-6. la régulation et la croissance d'un écosystème de l'hydrogène naturel.

Le congrès a été clôturé par l'allocation de Didier Holleaux, vice-président exécutif d'Engie.

Allocution d'ouverture

par Philippe Boucly (président de France Hydrogène)

Le transport d'H₂ est problématique car un volume de 1 m³ sous pression de 700 bars ne contient que quelques kg d'H₂ seulement. Il n'existe pas de navire dédié au transport de H₂ liquide. La construction de gazoducs pour acheminer l'H₂ du site de production vers son site d'utilisation est nécessaire. La version révisée de la Stratégie Nationale Hydrogène inclut l'H₂ naturel. Des ajustements au Code minier demeurent indispensables.

1-1. Licences d'exploration en France (PER : permis exclusif de recherche)

• Terrensis : PER TBH2 Aquitaine

À ce stade, des études de géophysique détaillée 3D par magnétométrie et sismique passive ont été réalisées pour caractériser l'intrusion mantellique peu profonde – sous-jacente au périmètre du permis – causée par la subduction de la plaque ibérique sous la plaque eurasiennne. La cartographie 3D de la vitesse sismique en compression permet déjà d'évaluer le volume d'ophiolite non serpentinisée qui correspondrait au potentiel de production d'H₂ en place.

La prochaine étape impliquera de la sismique active 2D et 3D pour tenter de caractériser les chemins de migration et les pièges, afin d'optimiser les chances de succès des forages.

• www.terrensis.com/fr

• **45-8 Energy : PER Grand Rieu**

Présenté par Nicolas Pélissier, PDG de 45-8 Energy : Grand Rieu est connexe au permis TBH2. Le sous-sol est déjà abondamment caractérisé du fait de la production gazière historique (Lacq se trouve à 20 km). La quantité d'H₂ en place est estimée à 1,8 Mt. Une production en plateau de l'ordre de 40 kt/an est espérée. Le permis d'exploitation est envisagé courant 2025, et le premier forage dédié pour le 2nd semestre 2026.

N₂, CO₂ et CH₄ seront associés à H₂, et un procédé de gestion responsable de ces co-produits est prévu : production d'électricité autoconsommée par combustion du CH₄ et capture et stockage du CO₂, mutualisée avec d'autres sources industrielles émettrices dans la région. Le transport vers les usagers régionaux et au-delà du H₂ produit bénéficiera d'une infrastructure adaptée existante bien développée (gazoduc, autoroute).

Partenariat établi pour un stockage souterrain avec Storengy (filiale de Engie). En réponse aux questions posées par des délégués de Repsol et Petrobras, on apprend que les réservoirs sont profonds (plus de 4 km), avec des couvertures de sel ou de schistes surcomprimés.

• <https://458energy.com>

• **Storengy : PER Marensin**

Olivier Lhote, directeur de projet H₂ naturel, présente cette demande de permis de 691 km² situé dans les Landes, en partenariat avec 45-8 Energy et opéré par Storengy. Contexte extensionnel (en raison de l'ouverture du Golfe de Gascogne). Proche du bassin de Parentis, production de H₂ et He trouvée dans un gaz de puits. Présence de cercles de fées. Grandes failles nord-sud du socle. Campagne de sismique passive et de prospection géochimique, retraitement de données existantes. Une connexion sera possible au réseau HySOW en lien avec le pipeline H2Med en projet.

La présence d'hélium dans un puits pourrait être la signature d'une source profonde.

• www.storengy.fr

• **CVA : PER Massif armoricain et ouest du Bassin parisien**

Christophe Rigollet, directeur géosciences dans le groupe CVA, présente les études en cours menées par quinze spécialistes engagés dans des études de terrain sur H₂ naturel. Trois projets sont retenus : H2Brit en région Bretagne, H2NA en Nouvelle-Aquitaine et H2BFC en Bourgogne-Franche-Comté. En Bretagne, l'établissement de cartes de « favorabilité » a précédé 400 prélèvements de gaz dans le sol avec détections spécifiques de H₂ et He. Les valeurs de H₂ les plus élevées confirmées par chromatographie en phase gazeuse dépassent 1 000 ppm. Le suivi dans le temps sur quelques minutes met en évidence des pics de concentration suivis ou non de plateaux. La présence de ces derniers est indicative d'un flux qualifiant les gabbros et les schistes ordoviciens et carbonifères comme formations offrant des chemins de migration, et éliminant à cet égard les loess et leucogranites. Les concentrations en He sont les plus élevées et fortement corrélées à H₂ dans les schistes ordoviciens. Les formations armoricaines sont sous-jacentes aux sédiments du bassin de Paris qui pourraient être le siège d'accumulations. À ce stade, l'analyse des données anciennes révèle que H₂ (jusqu'à plus de 50 %) a été détecté à la suite de forages d'exploration pétrolière dans les calcaires de l'Oxfordien et du Dogger, les grès triassiques et le socle. Des pistes de recherche de réservoirs potentiels sont ainsi dégagées.

• <https://group-cva.com>

• **FED : PER des Trois-Évêchés, bassin houiller de Lorraine, Folschviller**

Jacques Pironon, DR CNRS, présente cette découverte et le projet de développement dans le cadre du consortium Regalar. Sonde SysMoG de SOLEXPERTS pour prélèvement de gaz en équilibre avec une phase aqueuse d'aquifère profond grâce à une membrane semi-perméable. Raman fibré (H₂ et autres) et IR (CO₂, CH₄).

Un gradient significatif de pression partielle de H₂ est observé avec la profondeur, jusqu'à 20 % à 1 250 m. Deux hypothèses pour la source : réaction redox entre FeCO₃ et H₂O, ou réaction thermochimique du charbon.

Arguments en faveur d'une « cuisine » profonde (- 6 km ?). L'analyse isotopique de H₂ et He situe les échantillons dans le domaine d'une origine crustale (dH₂ ~ - 750 et R/Ra ~ 0,1¹). Concentration en H₂ extrapolée à - 3 km : 76 % moles. Estimation de H₂ en place dans le bassin charbonnier de Lorraine : 34 Mt. Actions futures : forage à 4 km, développement de technologies d'extraction et séparation *in situ* pour éviter la production d'importants volumes d'eau en surface. Facteur important pour le transport futur vers les centres d'usage : le trajet du gazoduc MosaHYc interfrontalier (Luxembourg, France, Allemagne) intersecte le PER de 2 000 km². Il est en attente d'agrément.

• www.francaisedelenergie.fr

¹ R/Ra = (³He/⁴He)/(³He/⁴He)_{atm} avec Ra = 1,6 10⁻⁶. ³He et ⁴He sont tous deux produits par la nucléosynthèse primordiale, et un enrichissement relatif en ⁴He, produit sur Terre de la radioactivité α des isotopes instables de U et Th.

R/Ra ~ 0,1 est considéré comme signature d'une origine crustale.

Un Ra >> 1 signerait une origine mantellique.

R/Ra ~ 120 caractérise le milieu interstellaire local, donc He primordial.

Les valeurs élevées de R/Ra pourraient donc correspondre à la présence d'He primordial dans le manteau et le noyau terrestre.

1-2. Les nouveaux concepts et logiciels de simulation pour évaluer la génération, le transport et l'accumulation d'H₂ naturel dans le sous-sol (partie 1)

• **Xcalibur smart mapping**, par Teo Hage (VP Technology).

Il s'agit d'une présentation de l'état de l'art en cartographie géophysique/multiphysique haute résolution par télédétection aérienne (TA). L'exemple de l'Afrique est choisi pour montrer l'intérêt que présenterait une couverture « précompétitive » à l'échelle du continent : le relatif manque de découvertes d'H₂ naturel en Afrique (six localisations dispersées sur l'ensemble) reflèterait plutôt un déficit de données qu'un manque de prospectivité. Le taux de serpentinisation des roches magmatiques est anticorrélé à leur densité et corrélé à leur susceptibilité, ce qui rend possible une cartographie. Des exemples de cartographie du taux de serpentinisation et de localisation de failles par interprétation de données de gradient gravimétrique sont présentés. L'outil Condor, en développement avec Lockheed Martin, apportera une amélioration d'un facteur 6 en résolution spatiale (~ 50 m) et d'un facteur 10 en sensibilité. Le traitement du signal sera amélioré notamment grâce à des techniques d'IA (apprentissage automatique). L'outil H-MAS est un détecteur d'H₂ (et autres gaz) aéroporté basé sur la diffusion Raman à partir d'un balayage laser. Il est en développement en collaboration avec l'Université Curtin (Australie Occidentale). Une preuve de concept est montrée, ainsi qu'un exemple de cartographie 3D du flux d'H₂ émanant d'une cellule d'électrolyse. L'outil devrait être opérationnel d'ici deux ans.

• <https://xcaliburmp.com>

• **Sismique passive 3D par réseau de nœuds autonomes pour l'exploration de H₂ naturel**, par Amine Ourabah (Stryde Further).

Cette technologie de géophones miniaturisés (~ 15 × 2 cm) développée à l'origine par la compagnie BP permet l'enregistrement sismique en continu avec une autonomie de plusieurs mois. Une expérience d'acquisition en sismique passive a été mise en place en terrain montagneux peu accessible dans les Basses Pyrénées sur une zone de 10 × 10 km bien documentée antérieurement sur le plan sismique pour l'exploration pétrolière et gazière. Associant la société Stryde, le CNRS et l'Université de Toulouse, cette expérience mobilisant cinq équipes de deux personnes a déployé en cinq jours 900 capteurs autonomes sur une grille de maille 1 × 1 km. Chaque station était constituée de trois composants horizontaux et un composant vertical. L'enregistrement s'est poursuivi sur un mois. 2,5 millions d'événements (microséismes de magnitude - 1 à 2, de profondeur 1 à 12 km) ont été détectés. L'inversion de ces données a délivré une tomographie sismique haute résolution du socle permettant une localisation précise de la faille intersectant la zone et une évaluation du taux de serpentinisation en 3D (la serpentinisation abaisse les vitesses sismiques), soit des informations cruciales pour la prospection de H₂ naturel.

• <https://strydefurther.com>

• **Les isotopes de gaz rares, traceurs efficaces pour la caractérisation des accumulations de H₂ naturel**, par Alain Prinzhofer (GEO4U).

Les isotopes ²⁰Ne, ³⁶Ar et ⁸⁴Kr « fossiles » permettent en principe de caractériser les échanges entre l'atmosphère et un aquifère souterrain en interaction avec une accumulation d'H₂, tandis que ⁴He, ⁴⁰Ar tracent une origine radiolytique, et ³He, ²¹Ne une source mantellique. Dans un diagramme portant en ordonnées le rapport ⁸⁴Kr/²⁰Ne et en abscisses ³⁶Ar/²⁰Ne mesurés sur des échantillons de gaz en équilibre avec un aquifère, on montre rigoureusement que tous les points se situent selon le taux de contamination par l'air sur une droite reliant un point correspondant à une eau d'aquifère saturée en air (ASW) à un autre point terminal représentatif de l'atmosphère (A). C'est vérifié dans le cas d'un système pétrolier donné en exemple (bassin de San Joaquin, É.-U.).

En revanche, les champs du golfe du Mexique enregistrent un déficit en l'isotope le plus léger, ²⁰Ne, indicatif d'une fuite partielle du gaz depuis le réservoir. Dans le cas d'accumulation d'H₂ ou N₂ en aquifères, la tendance est très différente : les corrélations passent toutes par le point terminal A mais pas par ASW, et se situent sur une courbe commune, située sous la droite de mélange et présentant une concavité vers les ordonnées positives. Il ne s'agit donc pas d'un mélange, mais d'un fractionnement physique (les gaz rares sont inertes chimiquement). L'interprétation des courbes expérimentales est compatible avec une distillation de Rayleigh : un flux permanent de gaz émanerait donc des aquifères, entraînant les isotopes en fonction de leur solubilité dans la phase aqueuse, fonction de la température : les solubilités à 70 °C rendent compte de toutes les courbes.

Les systèmes H₂ sont donc très différents des réservoirs pétroliers, pour lesquels l'analyse isotopique enregistre une fuite partielle de l'isotope le plus léger (²⁰Ne) à travers la couverture du piège. Pour H₂, on admet une production du gaz par une « cuisine » profonde, conduisant à une migration vers la surface au travers d'aquifères peu profonds (70 °C) qui le « lessivent » selon une dynamique relativement rapide, l'accumulation étant contrôlée par les solubilités (enrichissement du gaz en ²⁰Ne). La discussion fait ressortir notamment que si elles ne peuvent rien diagnostiquer du processus chimique éventuel de génération, ces techniques de marqueurs isotopiques pourraient à l'avenir, outre signer l'origine mantellique ou radiolytique, permettre d'évaluer le taux de recharge d'un système au cours de la production.

• <https://www.geo4u.com.br>

• **Microbiologie de l'hydrogène naturel et des stockages d'hydrogène souterrains**, par Donato Giovannelli (Université de Naples).

La vie microbienne en sous-surface représente, selon les dernières estimations, 14 % de la biomasse globale, à comparer à 1 % pour la biomasse marine et 86 % pour la biomasse terrestre. Il s'agit principalement d'*Archaea*.

La profondeur moyenne de cette biomasse microbienne souterraine enregistrée par les sondages multiples est de 5 km dans la croûte continentale et 2,5 km dans la croûte océanique. Le domaine de pression, température, pH et salinité autorisant la vie recouvre une fraction très large des limites terrestres. H₂ est un vecteur énergétique clé pour la vie microbienne. Les microbes peuvent consommer H₂, mais aussi le produire. Les métalloenzymes impliquées sont les [NiFe] hydrogénases, [FeFe] et Fe hydrogénases. La vie microbienne peut utiliser une réaction redox si cette dernière est exergonique, et à condition que le processus abiotique compétiteur soit très lent (avec une barrière d'activation significative). En combinant les données géologiques, microbiologiques et l'analyse chimique et isotopique des gaz, il est possible de cartographier l'empreinte biologique sur les émissions.

L'exemple donné est une étude détaillée sur le méthane émis par le sol en Amérique centrale. Une telle étude a été entreprise pour H₂ naturel à l'échelle globale, incluant plus de 500 sites d'émission, dans le but d'apprécier l'empreinte biologique sur ces sources. L'analyse des données métagénomiques permet, par exemple, de classer la diversité des hydrogénases et de les corréliser avec les données géologiques et géochimiques. Le but est de comprendre quand et comment les microbes affectent les accumulations, le stockage et la préservation d'H₂, questions-clés pour le futur de cette source d'énergie.

La discussion fait apparaître que l'oxydation de H₂ vers H₂O en sous-surface est peu importante quoique très énergétique et très rapide, comparativement à la méthanogenèse ou la réduction de sulfates, et promue par de nombreuses souches microbiennes. C'est probablement parce qu'elle est limitée par les faibles concentrations en O₂ prévalant en profondeur. Par ailleurs, le développement de la biomasse profonde n'est pas forcément limité par l'absence de carbone organique. Le carbone abiotique, par exemple CO₂ ou les carbonates, peut être exploité par les microbes *via* certaines réactions redox en présence de donneurs d'électrons.

• www.donatogiovannelli.com

1-3. Les nouveaux concepts et logiciels de simulation pour évaluer la génération, le transport et l'accumulation d'H₂ naturel dans le sous-sol (partie 2)

• **Modélisation des systèmes hydrogène - Opportunités et défis pour la quête de ressources en H₂ naturel**, par Daniel Palmowski (directeur Business Development, Terranta GmbH).

Un système hydrogène est considéré comme constitué d'une source profonde, d'une étape de transport advectif et diffusif et de facteurs de pertes (consommation microbienne, réactions abiotiques, interaction gaz-roche). Les questions-clés sont la nature des facteurs limitants de la cinétique de génération, et les forces motrices du flux aqueux si ce dernier pilote le transport.

Est présenté, pour les Pyrénées, un exemple de modélisation numérique de la génération d'H₂ par serpentinitisation des formations mantelliques, puis de son transport vers d'éventuelles accumulations ou vers la surface, le tout sous contrôle de la circulation d'eau. Les équations sont résolues sur un maillage adaptatif qui permet de traiter correctement les discontinuités telles que les failles et interfaces entre formations de perméabilités très contrastées. Elles prennent en compte la convection thermique, les évolutions de densité de la phase aqueuse, la diffusion du gaz et son advection par la phase liquide. L'étude de sensibilité montre notamment le fort impact de la perméabilité profonde des roches-sources sur le flux d'H₂ généré et transporté : il sera crucial de disposer de données à cet égard.

En conclusion, les outils numériques appropriés, transposés des modèles de circulation des fluides pétroliers, sont disponibles, mais leur prédictibilité sera fonction de l'amélioration des modèles chimiques et physiques de la génération et des propriétés des couches profondes, ainsi que la description de la préservation. La discussion porte ensuite sur les moyens envisageables pour avancer sur ces points (échantillonnage d'analogues en surface, données de puits profonds, etc.), ainsi que sur la prise en compte de l'évolution temporelle de la géométrie du sous-sol.

• <https://terranta.de>

• **Avancées dans la simulation numérique de systèmes à H₂ naturel**, par Marie-Christine Cacas (IFPEN).

Similairement à la présentation précédente, l'exposé présente les analogies et différences entre la modélisation de ces systèmes et celle des systèmes pétroliers à l'échelle d'un bassin. Il s'agit d'une simulation d'un écoulement de Darcy biphasique, prenant en compte le transfert de chaleur, sur un espace discrétisé en temps et espace. Dans le cas de H₂, il peut y avoir différentes sources, encore peu connues ou décrites ; la migration est supposée s'effectuer sous forme de composant dissout en phase aqueuse, avec des transitions possibles vers du gaz libre en bulles. Il faut prendre en compte des phénomènes d'altération chimiques ou microbiologiques. Les accumulations sont probablement dynamiques, avec des fuites compensées par des apports. De nouvelles fonctionnalités de simulation ont été développées de façon à décrire :

- l'échange liquide-vapeur avec une solubilité de H₂ fonction de la salinité, de la température et de la pression ;
- la diffusion avec un coefficient effectif dépendant de la température de la porosité et de la tortuosité ;

c) l'altération avec une loi cinétique d'ordre 1 par rapport à la concentration en H_2 dont le pré-facteur croît exponentiellement avec la température, puis diminue très rapidement au-delà d'une température optimale jusqu'à une température maximale au-dessus de laquelle l'altération microbienne ne peut plus se produire.

Le terme source peut être de type thermogénique par analogie avec celui des systèmes pétroliers, ou alors consister en l'imposition en entrée d'une concentration, d'un flux gazeux ou d'un débit hydrothermal à concentration donnée. Les flux à travers les failles sont décrits *via* un maillage non structuré. Un cas démonstratif est présenté, inspiré d'une section 2D de 142 km à travers le bassin de Perth, en Australie. Trois scénarii permettent d'évaluer l'effet de la perméabilité des failles d'une part, et d'un fort accroissement dynamique d'apport d'autre part. C'est dans ce dernier cas que le flux d' H_2 libre en surface devient le plus significatif. Par ailleurs, un taux faible de dégradation microbienne (0,5 % par an) suffit pour éliminer tout le gaz libre dans la zone biotique. En conclusion, cette adaptation d'un outil de simulation à l'échelle du bassin de la génération et de la migration des hydrocarbures aux systèmes H_2 est un outil permettant d'aborder leur quantification. Il apparaît que la migration de H_2 est très différente de celle des hydrocarbures, présentant des chemins non intuitifs, gouvernés en grande partie par les courants aqueux, et très sensibles à la présence de failles. Le transport d' H_2 sous forme dissoute en phase aqueuse peut s'effectuer sur de longues distances, tandis que la transition éventuelle vers un flux en bulles de gaz libre est gouvernée par les conditions locales de température, pression, salinité et concentration en gaz dissout. Une intervention de l'auditoire signale un effet de rétention d' H_2 par un aquifère, révélée par un log.

• www.ifpen.fr

1-4. Ce qui se passe en Asie et en Australie

• **Une approche multidisciplinaire pour démêler les systèmes à H_2 géologique : cas d'études australiens, par Emma Frery (CSIRO).**

Une approche holistique est nécessaire pour aborder ces systèmes. Le travail sur H_2 naturel au CSIRO (Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation) a commencé en 2020 pendant la pandémie de Covid-19 sur le terrain, dans le bassin nord de Perth, par l'examen de « cercles de fées », intérêt déclenché par l'analyse des publications alors parues sur ces découvertes en Russie, aux États-Unis et au Brésil. La recherche a bénéficié de l'abondance des données géophysiques, géologiques et de puits, publiques en Australie. Des émanations d' H_2 significatives ont été trouvées à l'endroit de ces structures circulaires, dans une zone sélectionnée à la limite d'un craton présentant des granites riches en fer, proche d'une faille. Senseurs développés. Plusieurs publications. Site d'émanations suivi pendant deux ans. Geogenic Hydrogen Exploration Project (04/23-06/25). Australie Orientale : sources organiques (veines de charbon, réservoir de gaz de schiste). Génération thermogénique d' H_2 ex-matière organique possible. H_2 dans les charbons permians. Génération/conservation microbienne de H_2 . Sources granitoïdes. H_2 en inclusions fluides. Évidence de transport d' H_2 dans des saumures hypersalines chaudes et acides (pH < 5,5), dans lesquelles H_2 est préservé de toute consommation bactérienne.

« Cuisines » radiolytiques → carte de prospectivité à l'échelle de l'Australie. Multidisciplinarité-clé. Technique de broyage des roches spéciales pour éviter la génération d' H_2 induite par ce broyage.

• <https://people.csiro.au/F/E/Emanuelle-Frery>

• **Exploration du potentiel de génération d'hydrogène naturel par l'ophiolite d'Aktobe, ceinture ouralienne du Kazakhstan Nord-Ouest, par Mahmoud Leila (School of Mining and Geosciences, Université Nazarbayev, Kazakhstan).**

Le massif ultramafique de Kempirsay contient des gisements géants de chromite atteignant 1 500 m d'extension et 100-150 m d'épaisseur, situés entre 3 et 11 km de profondeur, dans des roches mantelliques harzburgitiques et dunitiques. Des carottes prélevées au sein de la grande mine de chrome de Khromtau ont révélé un haut degré de serpentinitisation avec, comme produits majeurs, de la chromite et des LDH (hydroxydes en doubles couches). Des émissions gazeuses ont été documentées dans cette région avec une teneur en H_2 allant de 20 à 98,5 %, cette dernière valeur étant relevée à proximité de la mine de Khromtau. Plusieurs structures circulaires ont été identifiées dans cette région, indicatives d'émanations d' H_2 dans le sol. Leur étude est en projet.

• **Accumulation de H_2 naturel contrôlée par une faille sur la péninsule coréenne, par Hyeong Soo Kim (Department of Earth and Environmental Sciences, Université de Corée).**

Le bassin de Gyeongsang correspond au sud-est de la péninsule coréenne : c'est un bassin continental arrière-arc daté du Crétacé. Il s'agit d'un bassin de sédiments non marins (roches silicoclastiques + dépôts volcaniques + basalte), d'une puissance de l'ordre de 9 km, dont la base est constituée de gneiss, schistes, granitoïdes permians et jurassiques, ainsi que, localement, de roches mafiques et ultramafiques. À la suite de l'ouverture de la mer de Chine orientale, un bassin d'effondrement s'est formé dans la première moitié de l'ère miocène. Le bassin de Pohang présente en sous-surface un système de failles orthogonales NNE-SSW et E-W/ENE-WSW, ces dernières plongeant sous la faille conjuguée N-S. Le doublet géothermal de Pohang a été foré au droit d'une faille dans le quart nord-est de ce bassin. Il a induit un séisme de magnitude 5,4 en 2017. Dans le cadre de l'étude des causes de cet événement destructeur, des analyses de gaz ont été entreprises sur deux puits d'injection, nommés PX1 et PX2, forés jusqu'à 4 350 m environ et tubés jusqu'à 4 000 m. Les

granodiorites permians et le gabbro sont rencontrés sous les couches sédimentaires à partir de - 2,5 km. PX1 est dévié et ne traverse pas la faille inverse séismo-générée, que rencontre PX2 vers - 4 km. Les mesures de gaz suivies sur six mois en têtes de puits montrent H₂ au niveau inférieur à 25 ppm pour PX1 et augmentant de 60 à 1 000 ppm entre 1 et 15 m pour PX2. H₂ monte à 6 000 ppm à 45 m pour PX2, accompagné de CH₄ au niveau 830 ppm. Ces analyses confirmées par chromatographie en phase gazeuse révèlent des différences significatives entre les aquifères profonds traversés par ces deux puits. Les indices de CH₄ sont similaires pour les deux puits, à la différence de H₂. La tomographie 3D des ondes P révèle des anomalies à basse vitesse, indicatives d'une zone faillée profonde active, potentiellement siège d'un flux hydrothermal à haute température et de la migration de gaz issus du manteau (H₂, He). Des émissions d'hélium crustal et mantellique (Ra > 3) à des niveaux compris entre 100 et 2 700 ppm près du site EGS (« enhanced geothermal system » ou doublet géothermal) de Pohang sont alignées avec les failles profondes. Le système de failles de Pohang fournit donc un passage préférentiel pour He mantellique issu du manteau subcontinental. La différence observée entre les puits PX1 et PX2 est interprétée par la présence d'une zone endommagée à basse perméabilité induite par la faille et séparant l'aquifère dont seule la partie sous la faille est en contact avec les émissions profondes d'H₂ et He qui s'y accumulent.

1-5. Ce qui se passe en Europe

• **Évolution des concentrations en H₂ et alcanes légers dans les émanations gazeuses de la zone précarpatique**, par Anna Twarog (Faculté de Géologie, Géophysique et Protection de l'environnement, Université de Cracovie).

Analyse des gaz du sol en prospection d'hydrocarbures (HC), incluant la mesure d'H₂ considérée ici comme indicative d'une possible déshydrogénation d'hydrocarbures. 12 000 analyses disponibles pour réexamen. La valeur médiane observée pour l'avant-front carpatique en bordure sud du pays est 13 ppm, inférieure à celle de 44 ppm trouvée pour la plateforme précambrienne orientale (bassin de Lublin), où l'on s'attend à des conditions favorables pour des émanations d'H₂ naturel, par exemple la présence de « cercles de fées ». Les sédiments du Miocène recouvrent le socle cristallin du Protérozoïque, avec une puissance variant de quelques centaines de mètres à 3,5 km. 86 réservoirs de gaz et 13 champs pétroliers ont été découverts dans cette zone. Le gaz contient 98 % de méthane en moyenne, issu de la réduction microbienne de CO₂, tandis que les alcanes en C2 et C3 sont thermo-générés. Les sources peuvent se superposer en provenance de différentes profondeurs à travers les mêmes chemins de migration. Échantillonnage par sonde brevetée dans le sol à 1,20 m de profondeur, analyse du gaz libre par GC avec détecteurs FID et TCD.

H₂ détecté dans 70 % des échantillons, valeur moyenne 70 ppm, médiane 13 ppm et maximale 2 320 ppm. Le secteur de Rudka, avec les valeurs moyennes et maximales élevées, correspond à la zone de sédiments la moins épaisse, mais aussi à l'émergence d'une faille tectonique profonde dans le socle. H₂ semble corrélé aux alcanes légers. En conclusion, possible présence de sources d'H₂ sous les horizons HC, corrélation des flux d'H₂ avec les plus faibles profondeurs du socle et la présence de failles profondes. La corrélation H₂/alcanes légers pourrait caractériser les chemins profonds de migration. H₂ peut avoir diverses origines et sources, ce qui implique l'intérêt d'une interprétation multidimensionnelle du signal géochimique en surface en lien avec le contexte géologique et tectonique de la région étudiée.

Question : la Pologne, seul pays européen producteur d'He : He dans ces gaz ? Réponse : oui.

• **Exploration de l'hydrogène naturel en Allemagne**, par Jürgen Grötsch (Université Friedrich-Alexander-Erlangen, Nuremberg).

Retour sur les émissions non maîtrisées de GES (gaz à effet de serre), le dilemme de la production d'H₂ vert (coût, compétition pour l'électricité verte, bas rendements, transport). H₂ naturel résoudrait tous ces problèmes. Dès 1910, H₂ naturel fut produit en Allemagne dans une mine de sel proche de Francfort. Aujourd'hui, nombreuses découvertes d'émanations, mais manque de connaissances sur les sources, manque de guides d'exploration, manque de stratégies de production. Analogie avec le développement de l'industrie pétrolière : de la sérendipité à la rationalisation. Dix « terrains de jeu » pour l'exploration ont émergé globalement : zones volcaniques et MOR (« mid oceanic ridge » : rides médio-océaniques ou frontières de plaques tectoniques divergentes), zones de subduction, zones à ophiolites, mines métallifères, cratons, roches radiogéniques, rifts, bassins sédimentaires, sel profond, aquifères. H₂ n'étant pas facilement transportable, une idée-force est de « produire près des usages ». Sur la carte géologique de l'Allemagne, en particulier au sud, tous les « terrains de jeux » sont représentés. Facteurs de succès : soutien administratif, collecter et synthétiser les données du sous-sol, exploiter les synergies (He, géothermie, métallurgie extractive des saumures, schémas de développement intégrés), minimiser les distances de transport, avoir le soutien du public, expertise sur le sous-sol, plus de programmes de formation universitaire d'experts en géo-énergie. Un consortium démarre associant Fraunhofer, RWGTH à Aix-la-Chapelle, LIAG (Leibniz Institute for Angewandte Geophysik), GFZ à Postdam, Karlsruhe Institute of Technology, Geozentrum Nordbayern.

Question : H₂ émissions ? Empreinte GES ? Réponse : 23 Mt/an d'émanations naturelles actuelles, peut-être 100 Mt/an, ignorées des modèles actuels. Essayer de capturer H₂ avant son émission à l'atmosphère. Émissions industrielles à maîtriser dès le départ.

• **Venues d'H₂ naturel dans le bouclier finnois, et prospects à venir**, par Markku Hagström (GTK, Bureau de Recherches Géologiques Finnois).

La couverture sédimentaire est pratiquement absente du socle précambrien finlandais.

La présentation donne une vue d'ensemble des émissions observées d'H₂ naturel issues de ce socle, discute de leurs possibles origines et propose une carte des zones d'intérêt basée sur la typologie des roches. Des mesures sur les gaz émis ont été effectuées ces dernières années à l'occasion d'explorations et activités minières, d'études géologiques et d'études de sites de stockage de déchets nucléaires. Sur des forages, des données de concentration en H₂ en phase gaz ou dissout dans l'eau produite sont disponibles, et la composition du gaz a été déterminée pour quelques sites. La partie septentrionale du pays est encore inexplorée sur ce plan. La valeur la plus élevée à ce jour a été mesurée à Outokumpu (73 mL H₂/L H₂O). Cependant, la porosité et la perméabilité de l'encaissant ne sont pas connues au point de permettre une évaluation de la réserve d'énergie en place (~ 2 GWh/km³ pour une porosité de la roche de 1 %). Récemment, des porosités de 20 à 30 % ont été identifiées, alors que la porosité du socle est généralement considérée comme très faible, inférieure à 1 %.

Dans le cas du forage profond (2 480 m) d'Outokumpu, CH₄ est présent à toute profondeur, mais H₂ devient dominant et He très significatif en fond de puits. Dans le même forage de la mine de Pyhäsalmi (1 430 m), quatre mesures en trois ans montrent une augmentation importante de H₂ et une persistance de concentrations en He élevées (20 à 30 %). La cause de cette évolution dans le temps n'est pas comprise pour l'instant et des vérifications sont nécessaires. La comparaison des compositions des gaz issus de différents forages fait ressortir que la concentration en H₂ augmente avec la profondeur de l'échantillon. L'origine du méthane est attribuée à la méthanogenèse microbienne combinant H₂ avec du carbone présent dans la roche, ou bien à des processus abiotiques comme la réduction de CO₂. L'origine de H₂ est discutée en considérant les rapports H₂/He, les isotopes de H et le géothermomètre. Les calculs théoriques de Warr et coll. [1] permettent d'invoquer d'autres sources que la radiolyse de l'eau pour des ratios H₂/He supérieurs à 1. Pour environ 50 % des cas considérés, la radiolyse ne permet pas d'expliquer le ratio mesuré. Les isotopes plaident en faveur d'une origine crustale dans la moitié des cas environ (la croûte est épaisse de plusieurs dizaines de km), et mantellique ou primordiale pour le reste.

Le géothermomètre $\alpha = (D/H)_{H_2O}/(D/H)_{H_2}$ à l'équilibre décroît lorsque la température augmente. Les mesures indiquent des échantillons hors équilibre en général, sauf à Outokumpu en profondeur (2 260 m). Des exemples de régions d'intérêt potentiel sont donnés.

En résumé, la Finlande montre un potentiel de réserves d'H₂ dans les aquifères du socle, mais l'intérêt économique n'en est pas encore démontré, faute d'information. Une recherche ciblée est encore nécessaire.

• www.gtk.fi/en

[1] O. Warr, T. Giunta, C.J. Ballentine, B. Sherwood Lollar, Mechanisms and rates of ⁴He, ⁴⁰Ar, and H₂ production and accumulation in fracture fluids in Precambrian Shield environments, *Chem. Geol.*, **2019**, 530, <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2019.119322>

• **Application de données magnétiques et gravimétriques à la prédiction et la modélisation des sources d'H₂ naturel comme guide d'exploration dans les Balkans**, par David Tierney (Getech).

Getech envisage la définition de critères d'exploration de H₂ naturel à l'échelle du globe sur la base des données gravimétriques et magnétiques disponibles. Dans les Balkans, plusieurs études antérieures ont fait état de concentrations en H₂ élevées (Bosnie-Herzégovine, Kosovo avec le PER de 45-8 Energy, Albanie). L'étude préliminaire Getech couvre les zones de la ceinture Dinaride et de Vardar.

Les données magnétiques sur les séquences ophiolitiques sont capables de révéler des lithologies mafiques ou ultramafiques par des anomalies magnétiques positives du fait de leur plus grande susceptibilité magnétique. Les données gravimétriques les révèlent par leur densité plus élevée. La serpentinisation accroît la susceptibilité magnétique du fait de la production de magnétite, tandis que la densité diminue du fait de l'hydratation et de l'expansion volumique. L'information magnétique donne par surcroît accès aux failles, également détectées en gravimétrie, aux épanchements volcaniques en sous-surface et au socle. L'inversion 3D du vecteur de magnétisation permet de localiser l'extension et la profondeur des zones hautement magnétisées, lesquelles pourraient correspondre aux roches productrices d'H₂. La corrélation avec le gradient géothermique peut renseigner sur le siège de la réaction productrice d'H₂ et sa vitesse. Les résultats obtenus sur les Balkans confirment la corrélation entre les principales émissions d'H₂ documentées et les anomalies magnétiques cartographiées. L'approche combinant prédiction et détection peut être appliquée en tout point du globe.

• <https://getech.com>

1-6. Le stockage et la gestion des réservoirs

• **Les quatre techniques de stockage souterrain de l'hydrogène**, par Louis Londe (directeur scientifique, Geostock).

Le stockage souterrain présente des avantages pour la protection de l'environnement (empreintes réduites et faibles impacts visuels et sociétaux), la sécurité (sûreté, sécurité, résistance aux séismes) et l'économie (CAPEX et OPEX, durée, entretien). Une caverne saline peut stocker 4 000 t H₂ avec le bénéfice de l'effet d'échelle (coût/m³). Les quatre

techniques sont, dans l'ordre de CAPEX croissant, les cavernes salines (la meilleure technique), les réservoirs et aquifères déplétés, les cavernes rocheuses de mines, les cavernes rocheuses avec revêtement. Les cavernes de sel sont obtenues par dissolution à la saumure dans une couche de sel gemme. Les couches salifères souterraines ne sont pas omniprésentes sur notre globe, bien qu'assez répandues. Le processus de creusement dure environ deux ans.

Elles ont typiquement 1 000 m de profondeur, un volume de 500 000 m³ et peuvent soutenir une pression de 200 bars.

Il en existe environ 2 000 dans le monde, dédiées au stockage d'hydrocarbures, et seulement six (trois au Texas en opération, trois au Royaume-Uni en standby) stockant H₂, mais depuis plus de 50 ans. La technologie est donc éprouvée et fiable. Aujourd'hui, on recense de nombreux projets pilotes dans le monde et quelques projets industriels. Le stockage en réservoir poreux déplété ne nécessite pas de creusement, mais requiert un piège géologique.

Il se situe en profondeur vers 2 000 m, permet de stocker de l'ordre du milliard de m³ STP² sous une pression maximale de 200 bars. On recense environ 650 sites au monde, dédiés au gaz naturel (représentant 90 % du stockage mondial). Historiquement, le gaz de ville (H₂ + CH₄ + CO₂) a pu être stocké ainsi en Europe sur plusieurs sites (désormais clos). Pour le stockage d'H₂ en roche poreuse, le risque de dégradation microbienne doit être évalué.

Ce risque est faible en cavité saline du fait de la très forte salinité (> 200 g/L). Les facteurs de risque en roche poreuse sont les basses salinités, basses températures, présence d'une source de carbone (CO₂, CO₃²⁻), présence de sulfates.

Le revêtement des cavernes minées comprend plusieurs couches depuis la paroi rocheuse, espace de drainage, béton projeté, couche de glissement et paroi de confinement en acier. Il s'agit, pour le moment, d'une technologie en développement. Sa mise en œuvre est complexe, demande six ans, dont trois pour la construction à proprement parler. Pour un investissement de 500 M€, 10 000 à 30 000 t H₂ pourront être stockées en milieu poreux, 11 000 t en cavité saline, et seulement 1 000 à 2 000 t en cavité minée revêtue. Cette dernière solution reste toutefois très attractive comparée au stockage en surface, limité à 250 t pour le même CAPEX.

• www.geostockgroup.com

• **Stockage de H₂ en Italie du Sud : vue d'ensemble des sites potentiels en cavité saline pour les unités messiniennes**, par David Iacopini (Département des Sciences de la Terre, de l'Environnement et des ressources, Univ. de Naples).

La crise messinienne de salinité, causée à la fin du Miocène (- 6 Ma) par la fermeture du détroit de Gibraltar, est à l'origine d'épais dépôts d'évaporites (jusqu'à 2 km), dont la stratigraphie dépend de facteurs variés (circulation océanique initiale, climat et paléotopographie). L'étude présentée compare les dépôts messiniens à terre en Italie : unités évaporitiques calabriennes, basilicates et siciliennes. En Sicile, la mine de sel de Realmonte exploite une halite de puissance 400 à 600 m, pureté 97 %, la profondeur du toit étant entre - 120 et - 320 m.

Un modèle 3D de cette structure a été établi. Le stockage d'H₂ en cavité saline est envisagé en utilisation post-exploitation minière, comme tampon de la production intermittente d'énergie éolienne et solaire. Le gouvernement italien souhaite développer de fortes capacités d'électrolyse (5 GW). Par ailleurs, les grands projets éoliens offshore (7Seas Med, 250 MW, et Med Wind, 2,8 GW) seront en production dans les années qui viennent. Le stockage de H₂ vert en cavités salines creusées dans les évaporites siciliennes pourrait offrir une synergie appréciable pour leur connexion à un réseau intelligent (« smart grid »).

• <https://www.docenti.unina.it/david.iacopini>

1-7. Ce qui se passe en Afrique

• **Exploration de H₂ naturel dans les provinces méridionales du Maroc associant l'ONHYM et la société HYNAT**, par Nour Eddine Berkat (géophysicien senior, ONHYM).

Le projet de l'ONHYM (Office National des Hydrocarbures et des Mines) sur H₂ naturel a été lancé en 2017 avec pour objectifs l'évaluation des ressources marocaines, l'identification des cibles prometteuses, la réalisation des études détaillées de ces dernières et, enfin, l'exploitation augmentant le mix énergétique national avec cette ressource.

Le partenariat avec HYNAT a été signé en 2021. En 2024, des MoU³ ont été conclus avec UM6P (University Mohammed VI Polytechnic) et Storengy.

L'évaluation initiale du potentiel a été menée en trois étapes : pré-tri (critères géologiques, analyse de données), tri (données satellites, télédétection, apprentissage automatique), et classement des zones d'intérêt. Quatre de ces zones sont comparées : la zone « Coastal Meseta » est très accessible à proximité de Casablanca, Rabat et Mohammedia, régions d'activité humaine et agricole intensives, et présente une forte densité de dépressions circulaires, de nombreuses carrières et puits ; les bassins côtiers méridionaux présentent des structures de grandes tailles associées à plusieurs petites dépressions, qui sont assez accessibles, faiblement végétalisées et peu peuplées, peu industrialisées, sans risques d'inondations ; le bassin de Khemisset présente des forages profonds résultant de l'exploration pour la potasse, une bonne accessibilité, une géologie bien connue, une grande mine de potasse en projet ; le bouclier de Reguibat présente plusieurs structures circulaires (dayas et sebkhas), la zone est peu peuplée et aride, peu accessible, pas d'industries.

² STP : Standard Temperature and Pressure, soit 298,15 K et 1 bar.

³ MoU : Memory of Understanding (protocole d'entente).

Les cartographies gravimétriques et magnétiques ont été mises en œuvre, et permettent notamment de tracer la faille majeure le long de laquelle se situent les émissions d'H₂ découvertes. Sur le terrain ont été utilisés des analyseurs d'H₂ portables, des échantillonneurs de sol, des spectroradiomètres et des analyseurs par fluorescence X et gammamétrie portables. À titre d'exemple, sur un prélèvement dans le sol à l'ouest de Daoura (sud de Tarafaya, Sahara occidental) autour du mont Gara, jusqu'à 17 719 ppm d'H₂ ont été mesurés (δD^4 : - 778). La majorité des structures étudiées au Sahara occidental révèle notamment des émissions d'H₂, avec un débit de gaz libre parfois très important (saturant l'appareil de mesure GA5000). Le modèle conceptuel proposé pour la région de Tarfaya situe la source dans le socle précambrien, susceptible d'être le siège d'une serpentinisation et le chemin de migration à l'interface avec la couverture céno-mésozoïque qui fournirait les pièges accumulant H₂, à l'origine des émissions en surface.

La spectrométrie gamma des zones circulaires montre une corrélation entre émissions d'H₂ et Th/K.

Les analyses montrent également l'émission d'He.

Stéphane Aver présente les projets de forage démarrés en mai 2024 : la zone de Dakhla est la première des priorités. Trois puits profonds ont été forés. Les tests sont en cours. La production pourrait démarrer fin 2025. Le plan prévoit le forage de 93 puits de 100 à 2000 m d'ici à 2028. La modélisation de la productivité dépasse les attentes.

La production de gaz rares (He, etc.) et la vente de crédits carbone seront des bénéfices supplémentaires.

• www.onhym.com/fr

• <https://hynat.com> (HYNAT a été fondée par Stéphane Aver et Alain Prinzhofer).

• **L'expérience d'Hydroma et ses projets (keynote), par Aliou Diallo (CEO, Hydroma).**

La société dispose depuis 2006 d'une concession de 43 000 km² au Mali. Les travaux d'exploration se sont concentrés sur 400 km². En 1987 : découverte d'H₂ lors d'un forage d'eau à Bourakebougou. À la réouverture du puits en 2006, constat de pression et 98-99 % H₂. Aéromagnétisme et aérogravimétrie sur toute la concession. Gravimétrie au sol, sismique passive, puis sismique réflexion à haute résolution. Suit une campagne de forages qui conduit aujourd'hui à une trentaine de puits positifs en H₂ naturel. Des forages ont été menés jusqu'au socle (- 1 400 m), le puits le plus profond atteignant - 1 850 m. De nombreux réservoirs d'H₂ ont été rencontrés avant le socle. Le socle lui-même est bien fracturé, riche en H₂ et constitue lui-même un réservoir. En 2012, connexion du puits pilote à une unité de production d'électricité par combustion directe.

Ce puits initial, situé au cœur du village, a été fermé récemment pour respecter la nouvelle réglementation mise en place. Un des puits forés plus loin a permis de retrouver la pureté en H₂ de 98 %, avec de l'ordre de 0,5 % He. On essaie maintenant de produire NH₃ bas carbone : 3^e unité pilote prévue sur place. Données mises à disposition de la communauté scientifique, pas de brevets déposés.

Appel à la création d'un Conseil mondial de l'Hydrogène. L'émergence de cette nouvelle source d'énergie propre ne plait pas à tout le monde. Il faut la protéger juridiquement. Hydroma s'engage dans beaucoup de pays (États-Unis, accords avec pays arabes au Moyen-Orient, en Asie, blocs dans divers pays africains...).

L'objectif de la société est de devenir une major de H₂ naturel. En 2025 commenceront les forages dans différents pays. Au Mali, les choses avancent, mais le risque politique est toujours là (trois ou quatre attentats terroristes sont survenus dans le bloc de 43 000 km²). Pour dé-risquer, demande de permis au Canada, aux États-Unis, filiales en Mauritanie et au Sénégal, création d'une filiale aux Émirats arabes unis (WH2).

Questions : Avance sur les techniques d'exploration ? Offrez-vous ce type de services ?

Réponse : Aujourd'hui, plus de 670 10⁹ m³ H₂ (60 Mt) certifiés en ressources contingentes (rapport 51-101). Depuis la publication de ce rapport, des NOC⁵ (de certains pays arabes) nous ont approchés, des gouvernements aussi, pour les aider déjà à adapter la législation. Au Mali, Hydroma dispose d'un permis d'exploitation de H₂ naturel d'une durée de 30 ans. Hydroma n'est pas intéressée par de simples études de potentiel, mais souhaite obtenir un droit de préemption sur la zone d'étude avant d'engager son savoir-faire de 15 ans.

• <https://hydroma.ca/fr/accueil>

2-1. Ce qui se passe au Moyen-Orient

• **Banc d'essai pour l'hydrogène géologique, par Amma Alali (CEO, STEALTH - startup en constitution).**

Proposition pour un site d'essai de technologies relatives à H₂ naturel. De nombreux challenges devant nous : exploration, stimuler la production, rendre l'extraction efficiente, contrôle du flux de H₂ et de la contamination, purification et séparation, impact environnemental. Dé-risquer le secteur en six étapes, chacune exigeant un investissement significatif. Coût total de l'ordre de 100 M\$, d'où la proposition d'une plateforme commune.

Le lieu proposé se situe sur l'ophiolite de Samail en Oman. Sur un carré de 2,5 à 5 km de côté, y installer toutes les « couches » nécessaires : forage, pompage, caractérisations géologique et géochimique, stockage et traitement des données, bureaux et base de vie... La mise en place pourrait nécessiter trois ans.

⁴ $\delta D = 1000[(D/H)_{ech}/(D/H)_{SMOW} - 1]$.

SMOW : Standard Mean Oceanic Water. $(D/H)_{SMOW} = 156$ ppm ; $(D/H)_{primordial} = 21$ ppm.

⁵ NOC : National Oil Company (compagnie pétrolière nationale).

Pour l'instant, deux compagnies pétrolières et gazières régionales soutiennent ce projet, ainsi qu'un organisme gouvernemental et de multiples startups et compagnies de services.

Question (Schaeffer) : Comment protéger ses intérêts dans le cadre d'une mise en commun de l'information ?

Réponse : X vs Y (partager des corrélations sans préciser toute l'information associée aux données).

Commentaire : « Give and take », wonderful idea.

• **Contextes géologiques pour H₂ naturel dans la péninsule arabique, par Bandar Ghassal (directeur de la technologie, SAUDI ARAMCO).**

Retour sur les contextes géologiques des occurrences actuelles (cratons, MOR⁶, zones de sutures, volcanisme...) et les mécanismes de génération (serpentinisation et autres réactions de minéraux ferreux, radiolyse, dégazage du magma, dégradation thermogénique ou microbienne de matière organique). Par analogie avec les découvertes au Mali et en Australie, on remarque que les zones de suture entre cratons sont favorables.

Dans les Pyrénées françaises également, les découvertes coïncident avec les lieux d'amincissement du Moho.

On peut en conclure que le bouclier arabo-nubien a également un potentiel significatif : croûte continentale jeune (40 km), nombreux complexes ophiolitiques, failles régionales profondes, plusieurs éruptions volcaniques du tertiaire, présence de BIF⁷.

L'histoire géologique ramène à la constitution du super continent Gondwana, qui réunit tous les contextes de découvertes et dont les grandes unités géologiques suggèrent le potentiel du bouclier arabo-nubien parmi d'autres ceintures orogéniques.

• www.aramco.com

• **Exploration pour H₂ naturel dans l'ophiolite septentrionale de Semail : un cas d'étude dans l'Émirat de Ras al Khaimah (Émirats arabes unis), par Gabriel Pasquet (postdoctorant, Université de Pau et des Pays de l'Adour-UPPA).**

Collaboration UPPA/RAKGAS. Présentation de la géologie du massif ophiolitique de Semail, une section bien préservée de lithosphère océanique du Thétyen. Nombreuses occurrences d'H₂ dans le gaz libre émis par des sources alcalines bleues (« blue pools »), attribuées à une serpentinisation active à 23-60 °C (loin de la température optimale située entre 250 et 300 °C). Lors de l'étude, 162 sites ont été visités, 488 prélèvements de gaz dans les sols effectués, 5 émanations gazeuses échantillonnées pour déterminer leur composition, et 2 pour déterminer les teneurs en gaz nobles. Les mesures dans le sol indiquent une corrélation étroite avec la faille majeure NW-SE. La composition des émanations sur un site particulier varie fortement d'une mission à l'autre (0 en novembre 2023 à 45 % H₂ en avril 2024). Novembre correspond à la fin de la saison sèche, et avril à la fin de la saison des pluies. La variation observée correspond donc à la variation d'apports en eau météoritique au siège des réactions de serpentinisation. D'autres sites correspondent à des aquifères permanents et ne présentent pas une telle variation de H₂.

Question : Première découverte d'H₂ émanant de sources non hyperalcalines. Explication pour cette occurrence très inhabituelle ? Réponse : Non.

Question : (Gorsch) Serpentinisation basse température (LTS) ? Qu'est-ce qui vous l'assure ? Réponse : Les études et calculs d'équilibres isotopiques, mais aussi les échantillons de roches présentant toutes les caractéristiques de la LTS.

Commentaire (I. Moretti) : Cela pourrait être représentatif du réservoir, et non de la roche mère.

• **Exploration d'une ophiolite pour H₂ naturel : une étude de cas aux Émirats arabes unis, par Paul Swire (RAKGAS, Metatek, NHSG).**

RAK South couvre le nord de la région ophiolitique de Semail (cf. exposé précédent). Une base de données gravimétriques tensorielles (FTG) et aéromagnétiques acquise sur la zone en 2016 a été réinterprétée en 2022. La carte géologique détaillée montre une couverture d'environ 95 % du bloc par l'ophiolite.

Le travail de terrain permet de mettre en évidence tous les éléments de la coupe crustale et mantellique (harzburgite < dunite < gabbros < dykes < laves). L'étude pétrographique de lames minces des gabbros échantillonnés en surface révèle la présence de serpentine. Les données FTG ont fourni la base d'un modèle 3D de l'ophiolite. Les zones de glissement et failles NS créées à la mise en place ont été modélisées en 3D en combinant FTG et cartographie des failles en surface. Une paléo-serpentinisation a eu lieu à la fin du Crétacé lors de l'obduction au contact de l'eau de mer et des fluides de déshydratation, tandis que la serpentinisation actuelle se produit sous le contrôle des eaux météoritiques. La serpentinisation requiert une roche source et un apport d'eau avec un système de conduites efficaces. Les paramètres de contrôle principaux sont la composition de la roche, la température et le débit d'eau apporté. Les harzburgites (70 % d'olivine) donnent les meilleurs rendements en H₂ dans la fenêtre de haute température 200-330 °C. Le rendement maximal à 325 °C est de 9,6 10⁹ m³ H₂/km³ roche. Ce travail a permis d'identifier deux « terrains de jeu » principaux : P1 intra-ophiolite dans les harzburgites fracturées et déformées dans les zones ultramafiques bandées et le long des zones de glissement ; P2 sub-ophiolite dans les carbonates fracturés, les cherts et schistes des complexes de Hawasina et Haybi. Un schéma de circulation de l'eau et de H₂ entre surface et « cuisine à H₂ » a été établi.

⁶ MOR : Mid Oceanic Ridge (rides médio-océaniques, ou frontières de plaques tectoniques divergentes).

⁷ BIF : Banded Iron Formations (formations ferrières rubanées d'âge archéen).

En conclusion, pour RAK South, H₂ est le produit de serpentinisation de protolithes ultramafiques, l'apport d'eau étant critique. Deux phases principales de serpentinisation identifiées. Deux terrains de jeu. Les réservoirs sont de type faible porosité et fracturés donc non conventionnels. Les volumes d'H₂ générés ont été évalués. Une carte de risque a été produite sur la zone (le risque le plus faible correspond à l'épaisseur maxi d'ophiolite et les températures les plus élevées en sous-surface).

- <https://rakgas.ae>
- <https://metatek-group.com>
- <https://nhsgconsultants.com/projects-and-research>

2-2. Ce qui se passe en Amérique du Nord

• **Créer une communauté technique transformationnelle pour récolter H₂ naturel**, par Douglas Wick (ARPA-E).

ARPA-E cherche à développer un écosystème technologique avec pour objectif-clé la production d'H₂ géologique (basse émission de gaz à effet de serre) à moins de 1 \$/kg.

Segmentation du défi :

- 1) Établir la méthodologie et les technologies d'exploration et caractérisation ;
- 2) Ingénierie du sous-sol pour le développement de H₂ ;
- 3) Développer le savoir-faire pour la stimulation de l'émission d'H₂.

Les points 2) et 3) sont priorités.

ARPE-E se concentre sur la réaction chimique qu'est la serpentinisation (Douglas Wick est un chimiste). Comment accélérer la réaction ? Comment entretenir la réaction ? La stimulation n'est pas seulement la fracturation hydraulique. On peut introduire des catalyseurs, des lixivants. Un certain nombre de catalyseurs ou leurs précurseurs sont déjà présents dans les roches. On peut déplacer l'équilibre, qui à haute température est limité par la concentration en H₂ en phase aqueuse au contact. On peut envisager une injection d'eau à basse pression, éventuellement cyclique de façon à réjuvener les surfaces réactives. ARPA-E a attribué déjà 24 M\$ finançant 18 projets.

Le développement d'un modèle GREET de LCA spécifique est aussi soutenu afin d'exonérer la production d'une taxe de l'ordre de 3 \$/kg aux États-Unis si elle peut prouver sa conformité aux objectifs de la loi sur la réduction de l'inflation. Au total, 23 universités, 7 laboratoires nationaux et 12 sociétés sont impliqués dans ce programme GeoH₂. On partait de zéro il y a deux ans.

Les objectifs pour la stimulation sont :

- 1) d'abaisser la température et la pression de production sous les seuils 100 °C et 1bar, conditions dans lesquelles la solubilité de H₂ dans l'eau est inférieure à celle de l'équilibre thermodynamique de la réaction ;
- 2) de comprendre l'impact de la roche source (minéralogie, lithologie, éléments traces) ;
- 3) de trouver des catalyseurs et les conditions idéales (salinité, pH, approches multiphasiques).

Les objectifs en ingénierie sont :

- 1) impact de l'avancement de la réaction en termes d'expansion volumique, de création de surface spécifique ;
- 2) optimisation des technologies d'extraction (injection cyclique, « *huff and puff* », injection de vapeur, etc.) ;
- 3) compréhension de l'impact microbiologique, y compris l'effet sur le microbiome en sous-surface.

Les résultats-clés obtenus en six mois :

- 1) H₂ gaz peut être formé à basses T et P.
- 2) Il y a des ordres de grandeur de différence dans la réactivité des roches.
- 3) La réaction peut être accélérée par plusieurs ordres de grandeur.
- 4) Il est important de déplacer l'équilibre (les systèmes fermés s'auto-inhibent).

Un programme adjacent de 18 M\$ est lancé : H₂SENSE a pour objectif la quantification des émissions d'H₂ au niveau du ppb à travers la chaîne d'approvisionnement, mais aussi pour détecter les sources naturelles. Dans l'avenir immédiat, il s'agit de mettre en place un programme dédié aux méthodologies et technologies d'exploration.

Les systèmes H₂ sont *a priori* très différents de systèmes pétroliers et gaziers bien connus désormais (source, migration, piégeage). Le programme ARPA-E/Activate s'investit par ailleurs dans l'information et la formation avec des rencontres sur H₂ naturel dans le cadre de la semaine pour le climat entre étudiants diplômés et postdoctorants (36) et chercheurs, entrepreneurs et investisseurs.

Question : Pourquoi privilégier l'ingénierie sur l'étude du phénomène naturel ? Réponse : L'étude de la réaction de serpentinisation nous apporte énormément d'informations qui aideront à élaborer les modèles d'exploration.

Q : Résultat d'ACV disponible ? R : Argonne fait le travail, mais arrive déjà à un impact très faible, moins de 0,5 kg CO₂/kg H₂ ?

- <https://arpa-e.energy.gov>

• **Cartographier la prospectivité des ressources en hydrogène géologique au voisinage des États-Unis**, par Geoffrey Ellis (USGS).

Ellis et Gelman ont mis au point un modèle 1D permettant d'évaluer une statistique de réserves existantes d'H₂ naturel à l'échelle globale [1]. Il en ressort que H₂ en place pourrait aller de quelques milliers à quelques milliards de mégatonnes,

avec une valeur médiane de 5 millions de Mt. Quelques % de récupération suffiraient à assurer une demande annuelle mondiale supérieure à 400 Mt pendant plusieurs centaines d'années.

Pour identifier les accumulations économiquement exploitables, une approche géologique systémique est nécessaire, dont les éléments sont bien connus : sources, mécanismes de migration, réservoirs, pièges et couvertures, préservation des accumulations (durée, étanchéité des couvertures, dégradation). Les détails en restent inconnus.

Une méthode de cartographie de prospectivité a été développée et appliquée à l'ensemble des 48 États méridionaux américains (rapport en revue pour publication prochaine). L'étude de l'Alaska démarre. Ce modèle inclut des « proxy » pour chaque élément du système H₂ et prend en compte les incertitudes. Il est encore nécessaire de le valider et le raffiner grâce aux retours du terrain. La prospectivité en un point géographique est évaluée comme résultat d'un arbre de décision dont chaque niveau est affecté d'une probabilité de suffisance. Une incertitude spatiale est prise en compte pour certains jeux de données. Une carte des chemins de circulation des fluides en sous-surface a été évaluée à l'échelle américaine, dont l'importance est illustrée par un exemple : la côte Est est soulignée sur la carte magnétique comme une anomalie interprétée comme signature d'un matériau mantellique hautement serpentinisé obducté par l'expansion atlantique. Les lignes de flux calculées *via* le modèle montrent une tendance à la migration de H₂ produit vers la côte, et ceci est mis en rapport avec la distribution des « Carolina bays », cercles de fées qui ont révélé des émissions d'H₂ : ces derniers s'alignent étroitement avec les lignes de flux calculées.

Les cartes de distribution probables des différentes sources (serpentinisation de roches ultramafiques, radiolyse, profondes) sont combinées avec celles relatives à la migration des fluides et leur piégeage en réservoirs pour donner la carte finale de prospectivité. Des tirages, selon la méthode de Monte-Carlo pour chaque étape, permettent de rendre l'approche probabiliste, en termes de cartes de prospectivité P10, P50, P90.

Les résultats sont accessibles sous forme d'un rapport détaillé téléchargeable sur le site USGS et des cartes interactives [2]. Les points-clés pour les améliorations futures sont : le rôle des roches riches en matière organique (source ou puits d'H₂), l'épaisseur des sédiments, les approches plus précises d'interprétation des données géophysiques relatives aux roches riches en fer en sous-surface, une meilleure évaluation du risque posé par la sismicité régionale sur la préservation des accumulations (intégrité des roches de couverture).

Les collaborations pour appliquer la méthode sur d'autres régions sont les bienvenues.

• www.usgs.gov/staff-profiles/geoffrey-s-ellis

[1] G.S. Ellis, S.E. Gelman, Model predictions of global geologic hydrogen resources, *Sci. Adv.*, **2024**, 10(50), eado0955, <https://doi.org/10.1126/sciadv.ado0955>

[2] S.E. Gelman, J.S. Hearon, G.S. Ellis, Prospectivity mapping for geologic hydrogen, *USGS Profess. Pap. 1900*, **2025**, <https://doi.org/10.3133/pp1900>

• **Criblage à grande échelle à la recherche d'H₂ géologique : perspective pour le Québec**, par Stéphane Séjourné (géologue, INRS-ETE, ENRT Enki GeoSolutions).

Le Québec couvre 1,5 Mkm² et comporte plusieurs provinces géologiques, appartenant majoritairement au Bouclier canadien (4,3 à 0,6 Ga), auxquelles s'ajoutent les bassins méridionaux (570-245 Ma). La présentation est centrée sur l'inventaire des roches sources.

Pour cette synthèse, l'étude a pris en compte les principaux environnements géologiques, et s'est appuyée sur les données géologiques et géophysiques disponibles, les bases de données pétrolières, hydrogéochimiques, et la littérature scientifique. Par exemple, il y a environ un millier de puits de pétrole historiques autour du fleuve St-Laurent, « *onshore* » et « *offshore* ». 33 disposent d'analyses d'H₂. Il a fallu néanmoins identifier les faux positifs et faux négatifs. Les valeurs confirmées s'échelonnent entre 0,1 et 2,4 % H₂. Les anomalies hydrogéochimiques permettent d'identifier les chemins de migration de fluides profonds vers la surface à travers plusieurs milliers de mètres de schistes parfois, *via* des failles.

La littérature scientifique a révélé notamment de nombreuses mesures d'H₂ dissout dans les eaux de mines de la ceinture de roches vertes d'Abitibi, mieux documentées du côté Ontario. Les valeurs trouvées, quelques % au plus, sont toutefois assorties de preuves d'une dégradation microbienne significative, et donc soulignent le potentiel de ces formations si cette dégradation pouvait être inhibée. On trouve aussi jusqu'à 92 % H₂ dans des inclusions fluides du bassin protérozoïque de Mistassini, au milieu du Bouclier canadien.

En résumé, l'étude dégage 27 prospects, dont l'intérêt relatif a été qualifié par un critère géologique, mais aussi un critère de proximité des usages. Trois des cinq zones d'intérêt géologique maximal sont situées dans le sud du Québec, le plus peuplé et industrialisé. Ces études ont été financées par le ministère québécois de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, montrant de ce fait un intérêt du gouvernement.

La publication en 2024 des six rapports correspondants⁽¹⁾ a eu un bon écho dans le grand public (presse, radio). Une thèse à INRS-ETE a démarré en 2022, et un travail de master en 2024 à l'UQAC (Université du Québec à Chicoutimi). Le cadre légal (droit minier) doit être adapté pour inclure à terme la production d'H₂ naturel. Cependant, les compagnies minières ont démarré des projets d'exploration, et l'une d'entre elles a annoncé une découverte en juillet dernier (H₂ élevé dans du gaz de sol).

À l'échelle du Canada, les choses bougent également, avec par exemple une étude du potentiel récemment lancé par le service géologique canadien.

Question : (I. Moretti) pose le problème de l'intérêt de H_2 trouvé dans les eaux de mines. En réponse, l'auteur précise qu'il s'agit d' H_2 dissout, la question étant alors comment l'extraire. Néanmoins, c'est encourageant car ça prouve l'existence d'un mécanisme de génération alimentant ces formations. Peu d'hélium trouvé, sinon à l'état dissout.

• <https://inrs.ca/linrs/centres-de-recherche/centre-eau-terre-environnement>

⁽¹⁾<https://inrs.ca/actualites/hydrogene-naturel-premiers-rapports-sur-levaluation-du-potentiel-de-cette-ressource-emergente>

2-3. Ce qui se passe au Brésil

• **A regional approach to the natural hydrogen system in the São Francisco Basin (Brazil) and its potential for attractive discoveries**, par Vivian Azor de Freitas (ANP), A. Prinzhofer (GEO4U) João Batista Françolin (Georisk), Francisco José Fonseca Ferreira (UFPR, Brésil), et Isabelle Moretti (UPPA, France).

Le Bassin de São Francisco recouvre environ 350 000 km². Il s'agit d'un bassin protérozoïque dans un contexte intracratonique, sur un socle paléo-protérozoïque/archéen, bordé par des ceintures orogéniques. L'étude s'est concentrée sur la partie sud du Bassin où se trouvent des mines de fer et des roches riches en fer en surface. Des émissions d' H_2 prouvées sont réparties dans cette zone, de même que des puits hébergeant H_2 , et encore plus de 2 000 dépressions circulaires. On dispose aussi de nombreuses données géophysiques sur le sous-sol (sismique 2D, aéromagnétisme), ainsi que plus d'une vingtaine de données de puits et d'analyses géochimiques des gaz sur plus de 15 puits. La recherche des roches sources a été posée en préalable.

Les cartes d'anomalies magnétiques identifient les structures du socle riches en fer, qui sont supposées correspondre aux principales « cuisines à H_2 » : Pirapora, Alto do Paranaíba Igneous Province (APIP) et Quadrilátero Ferrífero (QF). Les chemins de migration possibles sont identifiés à des failles profondes et linéaments. Les couches contenant H_2 constituent des réservoirs très peu perméables mais fracturés. Les grès ont des porosités allant de 4 à 10 %. Les calcaires 1 %, avec une perméabilité de l'ordre de 0,5 milliDarcy. Les fluides de certains puits contiennent jusqu'à 40 % H_2 associé à 1 à 2 % hélium, mesurés de manière fiable à l'occasion des tests de puits. Les hydrocarbures présents peuvent avoir été produits par réduction de CO_2 (réaction de Sabatier) ou réaction de Fischer-Tropsch, tandis que les données suggèrent une origine homogène pour H_2 . Ce dernier est consommé par un processus de distillation de Rayleigh. Les couches riches en H_2 sont principalement contenues dans des pièges structuraux. Les couvertures pourraient consister en des zones imperméables au-dessus de zones plus perméables dans la même unité lithostratigraphique. Les zones à dépressions circulaires sont sur la couverture cénozoïque et ne coïncident pas avec les zones dans lesquelles les puits hébergeant H_2 sont situés. Un article a été accepté par la revue en accès libre *Science and Technology of Energetic Transition* de l'IFPEN [1]. L'évolution de la loi brésilienne en 2024 autorisant les activités d'exploration de H_2 naturel est une bonne nouvelle. Pour mieux identifier les prospects, il sera nécessaire d'acquérir plus de données sismiques et de puits, puis d'implémenter de nouveaux forages, etc. Par ailleurs, les pipelines gaziers existant connectent ce bassin aux régions de São Paulo et Rio de Janeiro, soit plus de 80 millions d'habitants.

[1] V.A. de Freitas et al., *Natural hydrogen system evaluation in the São Francisco Basin (Brazil)*, *Sci. Tech. Energ. Transition*, 2024, 79, p. 95, <https://doi.org/10.2516/stet/2024091>

• **Définition et exploration de prospects à H_2 naturel au sein de bassins sédimentaires anciens**, par Humberto Reis (HR Consulting Energy and Geosciences Limitada), avec O. Lhote et al. (Storengy).

Les bassins sédimentaires dans lesquels ont été découvertes des émissions d' H_2 datent du Précambrien au Phanérozoïque, sont intra-cratoniques, ou ont pour soubassements des systèmes orogéniques anciens, et sont fortement influencés par les structures héritées du socle. Les émissions d' H_2 sont associées aux intrusions ignées. Les chemins de migration sont indiqués par le système de failles profondes tectoniques créées par l'ouverture de l'Atlantique Sud. Les correspondances apparaissent avec les bassins africains autrefois connectés aux bassins brésiliens.

La recherche de prospects devrait être guidée par l'analyse des systèmes de failles profondes fournissant les chemins de migration des fluides entre sources profondes et surface ou pièges structuraux dans les séries sédimentaires.

Question (I. Moretti) : *Bassins sédimentaires les plus prometteurs pour H_2 au Brésil ? Réponse : São Francisco assurément, mais le Bassin de Paraná présente aussi tous les ingrédients, ainsi que le Bassin de Parecis au centre du continent. Toutes ces structures sont également productrices de gaz naturel donc a priori favorables pour H_2 naturel.*

• **Le bassin de Paraná est-il susceptible d'héberger un réservoir d' H_2 naturel d'importance économique ?**, par Henrique Serratt (doctorant, Unisinos).

Le Bassin de Paraná est le plus étendu d'Amérique du Sud, couvrant 1,5 M km² et englobant des régions de quatre pays (Brésil, Paraguay, Uruguay, Argentine). Les données de plus de 100 puits disponibles pour ce bassin ont été réexaminées, et pour quatre d'entre eux, H_2 apparaissait dans les tests de production, avec jusqu'à 8,7 % H_2 . Le profil lithologique de ce dernier puits, 2-LV1-RS, révèle en tête 800 m de basalte qui pourraient constituer une bonne couverture. Mais dans la série du Gondwana se trouvent plusieurs niveaux riches en matière organique (cette série correspond aux principales réserves charbonnières du Brésil).

Dans ce puits, la concentration en H₂ augmente avec la profondeur. Les diverses hypothèses sur l'origine de cet H₂ ont été examinées :

- 1) Le granite sous-jacent n'est pas très radioactif, donc la radiolyse peut être écartée.
- 2) L'altération du socle peut aussi être écartée car les roches ne sont pas ferreuses.
- 3) L'émission en provenance du manteau pourrait être retenue car He est associé à H₂ (jusqu'à 1 %), mais une anticorrélation He/H₂ est observée. Ceci pourrait indiquer une consommation chimique ou microbiologique d'H₂.
- 4) L'altération de matière organique est possible.
- 5) Le métamorphisme au forage ne peut être écarté.

Les prochaines étapes du travail sont la recherche d'indices de surface. La région contient de nombreuses fermes cultivées et marais permettant la recherche de dépressions circulaires sur les images satellitaires. Mais le plus intéressant, à présent, est l'analyse des puits forés à travers la couverture volcanique pour la recherche d'eau : une vaste base de données est maintenue par le gouvernement brésilien. Le sous-produit He mérite toute l'attention car si l'hypothèse mantellique est correcte, la teneur en ³He pourrait être élevée, et donc son exploitation très rentable.

Question : (A Prinzhofer) : ³He/⁴He ? Réponse : Pas encore de mesures.

• **H₂ naturel dans l'État de Maranhão : preuves de terrain récentes de son potentiel dans la partie orientale de l'État**, par Jose Roberto Ferreira (CEO, Quasis Energia).

La compagnie Quasis a été fondée en 2022 avec pour premier objectif de produire de l'énergie propre (hydrogène vert). Faute d'aides financières, elle s'est refocalisée sur l'H₂ naturel en 2023 compte-tenu du prix de revient bien inférieur escompté (~ 1 \$/kg). Alain Prinzhofer (GEO4U) a été alors invité à un atelier interne à la compagnie pour discuter des prospects possibles. Ceci a conduit en 2024 à réaliser une première étude de terrain. La compagnie est localisée dans l'État de Maranhão, au nord-est du Brésil (PNB : 23 G\$), situé sur le bassin de Paraná.

123 mesures réalisées en juin 2024 sur 20 cercles de fées.

Un secteur à l'est de l'État a été choisi car situé à l'intersection de deux linéaments brésiliens majeurs quasi-orthogonaux (NS, transbrésilien et WE). Les mesures dans le gaz du sol ont confirmé l'intérêt de travailler sur les linéaments, avec plusieurs relevés à saturation des détecteurs d'H₂. Entre juin, saison humide, et septembre, saison sèche, pas de différence dans les mesures sur le point d'intérêt 1, suggérant un flux constant d'H₂ (à confirmer, bien entendu).

Sur le point d'intérêt 2, les mesures atteignent le seuil de saturation >> 1 000 ppm entre 50 et 70 cm de profondeur, avec recharge. Même constance entre saisons humide et sèche.

En septembre 2024, toujours avec A. Prinzhofer, une autre campagne a été menée plus à l'est dans l'État de Piauí, toujours à proximité du linéament transbrésilien : 158 mesures sur 40 structures circulaires, dont plus de 10 % ont donné un résultat positif avec saturation du détecteur.

L'étape d'après a consisté à mettre en œuvre sur ces zones d'intérêt les cartographies en spectrométrie gamma et INSAR. Le gouvernement local vient d'accepter de financer un projet de mise en place de détecteurs de sous-surface destinés à la mesure en continu du flux d'H₂, projet qui sera mis en œuvre en 2025. L'étape suivante devrait être le forage du premier puits de la compagnie.

Question : Recharge ? Réponse : Nouvelles mesures après désaturation de détecteur et fermeture du trou pendant ~ 5 min.

Q : Avez-vous une relation avec une compagnie demandeuse d'H₂ au Brésil ? R : Oui, Engie.

• <https://quasis.com.br>

2-4. Première table-ronde - Comment favoriser le financement public de la recherche, du développement d'outils spécifiques, et de l'exploration préliminaire pour H₂ naturel ?

Chairman : Alexis Templeton (Université du Colorado).

• **Analyse technico-économique de l'hydrogène naturel et stimulé**, par Yashee Mathur (Université Stanford).

Analyse des composantes du coût de H₂ naturel.

Cibles DOE (Department of Energy, ministère de l'Énergie des États-Unis^(*)) : < 1 \$/kg H₂, < 0,45 g CO₂ émis/kg H₂, > 20 % H₂ en tête de puits, potentiel par dépôt > 10 Mt, production par dépôt > 1 Mm³/jour (> 30 000 t/an de H₂).

Sur ces bases, la modélisation donne 0,54 \$/kg pour H₂ géologique (GH) et 0,92 \$/kg pour H₂ géologique stimulé (SGH), coût du transport non inclus.

CAPEX (base États-Unis) d'un puits producteur : forage de test 0,5 M\$, 500 acres par puits, quelques 1 000 \$ de permis et acquisition du terrain, forage final et complétion 4 M\$ pour GH + 3 M\$ pour la fracturation en SGH.

OPEX par modélisation Aspen Plus avec les étapes de déshydratation liquide et gaz, purification H₂, régénération des amines, pour un produit 99 % H₂ à 30 bars.

Pour SGH, on ajoute les coûts d'injection d'eau et de catalyseur. L'analyse de sensibilité montre que les paramètres-clés du coût sont la teneur en H₂ en tête de puits et le débit de gaz produit, suivis de la recompression de fourniture à 30 bars. Pour rester en dessous de 1 \$/kg, les débits de production doivent dépasser 90 (GH) à 200 (SGH) kg/h et les puretés 40 % (GH) à 70 % (SGH).

Croissance exponentielle en dessous de ces seuils.

Plus d'études nécessaires pour les aspects coûts pour l'environnement, stratégies de mitigation et bénéfices d'une stimulation par injection/stockage de CO₂ (85 \$/t stockée en crédits sur taxes 45Q^(**)).

Question : 6 kg/h au Mali donc 90-200 réaliste ? Réponse : Au Mali pureté très élevée, donc cas très favorable.

Pour l'instant, le débit cité est seulement relatif au puits pilote.

(*) www.energy.gov

(**) www.iea.org/policies/4986-section-45q-credit-for-carbon-oxide-sequestration

• **Bref tour d'horizon des diverses opportunités de financement de la recherche relative à H₂**, par Olivier Joubert (Nantes Université, CNRS, réseau de recherche FRH2).

En France, ANR avec cinq instruments (JCJC, PRME, PRC, PRCE, PRCl), 100 M€/an, 25 % succès, 3-4 ans, 200-800 k€. Les appels d'offres paraissent en juin-juillet. SNFH (Stratégie nationale française pour l'hydrogène) : 9 G€ promis dont un démonstrateur d'électrolyse de 6,5 GW, PRP PEPR sur H₂, 21 projets, 850 M€.

Au niveau européen : 1) Clean Hydrogen Partnership : un appel d'offres annuel, 100-300 M€/appel, quatre piliers ; 2) Horizon Europe : Clean H₂ JU, Pathfinder Challenge, Marie Skłodowska-Curie Grant Actions.

• **Join efforts to obtain specific calls for natural H₂**, par Carmen Font (CEO, Font Corporation, Espagne) et David Iacopini (Département des Sciences de la Terre, de l'environnement et des ressources, Université de Naples).

Bénéficiaire avec succès de fonds européens dans les années passées.

Les appels d'offre sont déclenchés par des influenceurs : Clean H₂, ERC, Marie Skłodowska-Curie Actions...

Il est crucial de réunir de petits groupes mêlant petites entreprises, universités et centres de recherche. En Italie, nous ne bénéficions de rien de comparable à l'ANR française, de sorte que nous nous tournons vers l'Union européenne. Participer aux ateliers financés par les actions COST.

• www.fontcorporation.com

• www.docenti.unina.it/david.iacopini

Discussions

Carmen Font : Un appel d'offre européen sur H₂ naturel devrait être lancé en janvier 2025 par Clean H₂, ce qui est une bonne nouvelle. A soumis le 14 novembre 2024 à l'Union européenne un projet sur H₂ naturel. Le financement public devrait aider à dé-risquer les projets à CAPEX massif (allant de dizaines à plusieurs centaines de millions d'euros) mais offrant un retour élevé sur investissement en cas de succès (supérieur à 50 %).

Intervention dans l'assistance : Il est étrange que les majors pétroliers et gaziers restent absents du débat ; ils ont pourtant le savoir-faire et les ressources financières.

C. Font : Elles observent, et seront plus motivées par l'engagement public.

David Iacopini : Elles attendent une preuve de concept. Avec 1-3 M€, on peut mettre en place de bons projets de laboratoire.

C. Font : Elles demandent à voir des volumes. Les investisseurs institutionnels publics constituent une autre source de financement à considérer.

2-5. Table-ronde 2 : Comment favoriser le financement privé des jeunes sociétés ?

Chairman : Morten Stahl, MS (cofondateur, Natural Hydrogen Ventures⁽¹⁾).

Participants : Christophe Hecker, CH (fondateur et CEO, Natural-HY⁽²⁾), Nicolas Pélissier, NPe (cofondateur et CEO, 45-8 Energy⁽³⁾), Antoine Forcinal, AF (CEO, FDE Française de l'Énergie⁽⁴⁾), Nicolas Piau, NPi (cofondateur et CEO, TILT Capital Partners⁽⁵⁾), et Vincent Bordmann, VB (cofondateur et CEO, Terrensis⁽⁶⁾).

La discussion commence par une estimation par MS des fonds levés à ce jour pour le développement de H₂ naturel (HNAT) : 500 M\$ (avec une part majeure pour une compagnie particulière). À comparer à ceux levés pour une autre technologie de l'énergie potentiellement de rupture, la fusion nucléaire (FN) : 6 G\$! Avec une incertitude comparable sur les chances de succès. Cela veut dire qu'il y a de l'espace de croissance pour HNAT, surtout du fait que l'industrie FN elle-même affirme qu'elle ne permettra pas de nous sauver du changement climatique à temps.

MS demande aux membres du panel leur opinion sur les opportunités actuelles de financement privé. Selon AF, HNAT étant immature, c'est un poids lourd à soulever. Sont nécessaires la démonstration d'actifs de bonne qualité, d'un bon historique de performance appuyé sur une équipe de haute qualité, ce qui prend du temps.

Est indispensable aussi un cadre réglementaire bien défini et certain. 45-8 Energy a déjà levé 30 M€ : NPe, invité à faire part si, d'après son expérience, cela devient aujourd'hui plus facile de convaincre des investisseurs, le confirme, mais il manque encore certains outils, et notamment des fonds publics dédiés. C'est encore le début, il est encourageant d'assister à la prise de conscience croissante du potentiel de H₂ naturel, mais nous devons encore répondre à la question de son existence ou non en quantités exploitables économiquement.

VB explique que sa société, fondée en 2022 avec les seules mises personnelles de ses fondateurs, a sollicité une licence d'exploitation (TBH2 Aquitaine) et l'a obtenue en décembre 2023. En 2023, moins d'1 cM€ a été levé auprès de *business*

angels (BA) et Bpifrance a ajouté deux fois le montant apporté par les BA. Pour le second tour de table, en 2024, outre d'autres investisseurs privés, les six fondateurs eux-mêmes ont augmenté leur mise jusqu'à ensemble 450 000 €, acte de foi en leur projet. CH précise que sa société est toujours dans la phase initiale de levée de fond, et rencontre sur le marché beaucoup de curiosité, d'intérêt qui doit être transformé en décision d'investir. D'habitude, le processus de levée implique d'abord les individus fondateurs, puis les cabinets gestionnaires de fortunes familiales, puis les financiers institutionnels (FI), mais avec HNAT, il y a des contre-exemples (Kouloma, Mitsubishi avec HyTerra...) et CH recommande d'éviter les préjugés, par exemple envers des partenaires engagés dans des technologies cousines de type O&G⁸, et de ne pas privilégier forcément les fonds d'investissement, car pour sa part, il est sûr qu'ils suivront finalement.

NPi dirige un fonds d'investissement moins spécialisé sur HNAT, quel est le regard qu'il y porte ? Il reprend le cas de NF, avec l'an dernier un tour de table Série B de 1,8 B\$ levé par Commonwealth Fusion Systems Ltd, dans lequel ENI a mis 300 M\$! Pourquoi n'en feraient-ils pas autant pour HNAT ? Mais il n'y a pas de doute qu'il y aura un marché pour la fusion, même si c'est dans 5 ou 20 ans : d'abord, car elle sera directement connectée au réseau électrique et, ensuite, parce que le développement de l'IA et les centres de traitement de données associés exigeront toujours plus d'énergie propre.

Dans le cas d'HNAT, où est le marché ? S'ils le perçoivent, les investisseurs viendront. Il est pour l'instant dans l'enfance et reste à construire avec les demandeurs. CH confirme qu'il s'agit d'un point crucial : la révolution de H₂ annoncée depuis plus de dix ans n'a pas eu lieu. HNAT peut la rendre réelle si le PR < 1 \$/kg est confirmé en même temps que les volumes démontrés, car alors H₂ naturel serait compétitif avec toutes formes de carburants fossiles. Mais il est compliqué de lutter contre cette désillusion des investisseurs. NPe n'est pas complètement d'accord avec NPi, car le marché est là : 95 Mt/an d'H₂ consommé (raffinage, pétrochimie, ammoniac, etc.).

Il est donc prioritaire pour HNAT de devenir compétitif sur ce marché, c'est la clé. Et nous y sommes avec des prix entre 0,5 et 2 €/kg et bien plus « vert ». Par exemple, le potentiel présenté la veille du PER 45-8 Energy à 20 km de la plateforme de Lacq. C'est le problème de l'œuf et de la poule. Si géographiquement éloigné de tels usages chimiques, il est toujours possible de turbiner H₂ pour générer de l'électricité, par exemple dans les Balkans où il se substituerait au charbon... MS rebondit sur le chiffre de 2 \$/kg et NPe confirme que c'est concret. NPi précise que pour le marché actuel, le coût de production n'est pas tant le problème que celui du transport et du stockage qui peuvent s'élever hors contrat (Air Liquide, Linde...) à 10-20 \$/kg.

La vraie question est alors comment déplacer H₂ produit par les méthodes conventionnelles ? C'est sur cela qu'il faut travailler avec votre investisseur de façon à construire une vision stratégique. La question suivante proposée par MS est de quoi avons-nous besoin pour mieux convaincre : est-ce un cadre légal plus clair ? des clauses d'intensité carbone ? AF commente le premier : selon lui, pas de problème pour lever des fonds, mais à quelles fins ? Le positionnement de HNAT en termes d'intensité carbone, de transition énergétique, est important, mais le fait qu'il s'agisse d'une ressource du sous-sol soulève une excitation négative du public et des investisseurs, on craint la co-émission de CH₄ ; va-t-on affecter les aquifères en forant ? Le stockage aussi est une question sur laquelle il faudra rassurer. Mais les contraintes croissantes, notamment en Europe, sur les émissions de CO₂ sont en faveur de HNAT. Nous avons besoin de mettre ses avantages en valeur (bas coût de production, basse intensité carbone) et aussi de clarifier quantitativement les ressources et réserves. À cet égard, un système de certification doit être réinventé car ce qui est admis pour O&G ne peut s'appliquer.

Garanties par des réserves certifiées, les sociétés pourront emprunter comme c'est le cas aujourd'hui pour O&G.

MS pose ensuite la question des évolutions de la législation qui faciliteraient les levées de fonds.

NPe : Le temps c'est de l'argent, et s'il faut deux ans pour obtenir une licence, c'est deux ans de perdus, et qui plus est perdus dans le combat contre le changement climatique. Nous avons besoin, dans tous les pays où le potentiel HNAT est identifié, d'une définition claire de ce dernier dans le Code minier. Ensuite, il ne s'agit pas forcément de modifier le processus d'instruction déjà en vigueur, mais de l'optimiser. 45-8 Energy a deux licences accordées et deux en instruction en France, et peut comparer : en Allemagne, une licence accordée en trois mois. En France, entre 15 et 24 mois ! Nous avons besoin d'un changement. VB commente : dans de nombreux pays, il n'est pas encore possible d'obtenir une licence d'exploration, et c'est un premier obstacle rédhibitoire pour les investisseurs. MS pose alors la question à CH : pourquoi, en tant qu'investisseur, se soucier de l'Europe alors que le droit minier est favorable ailleurs, aux É.-U., en Australie... ? CH répond qu'obtenir une licence d'exploration en France est long, mais une fois obtenue, c'est un actif sûr, c'est moins certain ailleurs. Sa société souhaite bâtir une industrie HNAT en Europe jouant un rôle dans la compétition mondiale. Mais une difficulté particulière, en France tout au moins, est d'avoir à combattre toutes sortes de fantasmes à l'égard du sous-sol. Nous allons avoir des sociétés HNAT européennes soutenues par des investisseurs non européens (É.-U., Moyen Orient, beaucoup plus familiers avec les secteurs minier et O&G), ce qui serait dommage. MS pose alors à chacun la question : HNAT un investissement dans une ressource (R) ou dans une technologie (T) ? AF : R ; NPe : R ; VB : les deux ; CH : R ; NPi : un investissement tiré par le marché.

MS passe alors à la question des différents outils de financement disponibles : fonds de capital-risque, gestionnaires de fortunes familiales, philanthropiques, marché public ? 45 compagnies HNAT maintenant cotées en bourse, dont FDE. AF : Vous êtes morts si vous attendez des aides publiques, c'est au mieux la cerise sur le gâteau, donc il faut des investisseurs. Il suffirait d'un gros, les autres suivraient, mais les gros (Total, Repsol, ..., O&G) n'ont pas fait ce pas. C'est dur d'être le premier. NPe rebondit en précisant que certains marchés historiques ont pu être complètement bouleversés par une société intruse : Tesla par exemple sur le marché automobile. Quand on discute avec les gros O&G, on y trouve à la fois les individus les plus enthousiastes et les plus opposés à HNAT. Il y a 2 ans et demi, un expert géochimiste d'une

⁸ O&G : Oil and Gas (pétrole et gaz naturel).

grosse O&G me soutenait encore que HNAT n'existe pas. En France, cinq puits forés, 50 M€, pas des G€, et l'on aurait la réponse. Mais ils ne le font pas.

MS à VB : Quelle sorte de capital préféreriez-vous pour votre société ? privé, public ?

VB : Cela dépend de ce que vous voulez faire, continuer votre travail d'exploration à frais modestes, ou forer à grand frais mais sans savoir exactement où ? CH confirme qu'à certains stades, il est plus compliqué de lever 5 M€, inhabituel dans ce contexte, que 50 M€ : c'est donc parfois du côté des financiers que cela se décide. NPi est d'avis qu'il est bien préférable d'avoir affaire à des investisseurs vraiment experts dans le domaine, qui comprennent la technologie et le marché, sinon ça risque de transformer les conseils d'administration en cauchemars. Pour ce type d'industrie émergente, on a besoin de construire l'écosystème. On a besoin des gens de l'O&G, de s'associer avec eux, de les « éduquer ». Il faut spécialiser le fonds, un fonds généraliste ne sera pas un bon partenaire.

MS prend alors les questions de l'audience : Carmen Font souligne qu'en Europe, le contexte géopolitique (guerre en Ukraine, prix du gaz 3 à 4 fois plus élevé qu'aux États-Unis, pas de ressources O&G suffisantes et détermination à décarboniser) oblige à explorer toutes les solutions et notamment HNAT, et aimerait que NPi commente ; sa 2^e question à AF : en désaccord avec lui, elle se fait l'avocate d'une collaboration étroite avec l'administration européenne, de sorte à faire évoluer la législation et la prise de conscience. NPi répond qu'au-delà de HNAT, une réforme des codes miniers en Europe est nécessaire, faute de quoi nous irons vers de grandes difficultés (exemple des matières premières critiques). Il est vrai que le contexte européen est une opportunité pour HNAT, mais à côté de ça, en ce moment des sociétés quittent l'Europe pour maximiser leur valeur boursière et il ne sait pas comment on peut endiguer ce pur cynisme. Un atout de l'Europe est sa forte R & D qu'il faut encore développer, notamment sur HNAT, mais il insiste : nous devons livrer le marché. AF retrace l'exemple du consortium privé-public monté par FDE avec l'État et la région : les discussions ont commencé en 2012 ! Le premier euro a été perçu en 2017 ou 2018 : l'effort n'est pas inutile, mais la cinétique n'est pas compatible pour être compétitif. Asma Diallo (Hydroma) partage aussi le point de vue que l'investissement privé (*capital investment* ou « private equity ») est l'instrument adéquat pour HNAT. Mais elle tient à préciser que Hydroma n'est pas « tokenisée ». Nous avons besoin d'investisseurs qui connaissent O&G mais aussi de ceux qui ont le souci de décarboniser.

Isabelle Moretti évoque le paradoxe suivant : aux États-Unis, on parle de 300 M\$, en France de 30 M€ pour HNAT, mais pour la fusion G\$ et aussi pour les électrolyseurs, G€, alors que c'est le même marché. Comment l'expliquer ? NPi répond en évoquant la courbe de Gartner^(*), qui commence par un pic d'attentes pour une nouvelle technologie, passe ensuite par un creux de déception, puis remonte progressivement vers un plateau d'adoption. Pour HNAT, le problème est comment déplacer H₂ gris sur le marché existant : il n'y a pas encore de solution évidente. Les investisseurs ont été échaudés par l'échec de H₂ vert : on a trop demandé à l'électrolyse sans prendre en compte les limites de la technologie. Une dernière question de l'audience est : Si les sociétés représentées ont jamais songé à s'associer pour forer le « puits d'or », qui gagnerait la conviction générale ? NPi répond oui, pour sa part 45-8 Energy est en partenariat avec Engie, et d'autres sont en marche. Il s'agit de partager le risque et trouver le meilleur endroit pour obtenir cette preuve.

Pour revenir à la question débattue entre CF et AF, nous avons besoin des subventions, mais par ailleurs, nos projets doivent prendre leur essor sans compter sur les subventions. En outre, c'est de la responsabilité des États de connaître ce que contient leur sous-sol, qui est leur propriété (excepté aux États-Unis). MS souhaite clore la table ronde en demandant au panel une courte réponse à la question : Quel avis donnerez-vous à un investisseur ou une société HNAT cherchant des fonds ? CH : Restez dans l'esprit actuel de collaboration entre tous les acteurs ; NPi : Construisez un écosystème ; VB : N'oubliez pas la science, assurez-vous qu'elle reste à l'œuvre dans ce domaine immature, à haut risque ; NPe : Faites la promotion de l'adéquation au marché ; AF : Voyez grand, faites-le sérieusement, et soyez prudents car c'est un marathon au long cours et vous aurez besoin de trésorerie dans vos actifs.

(*)https://en.wikipedia.org/wiki/Gartner_hype_cycle

(1)<https://nhventures.dk>

(2)www.natural-hy.com

(3)<https://458energy.com>

(4)www.francaisedelenergie.fr

(5)www.tilt-capital.com

(6)www.terrensis.com/fr

2-6. Régulation et croissance de l'écosystème

Chairwoman : Isabelle Moretti (IM).

• **Exploration pour l'hydrogène naturel en Pologne, par Krystian Wojcik (Polish Geological Survey).**

La question est : Avons-nous des accumulations d'HNAT en Pologne ?

L'orateur l'affirme et propose de le démontrer. En Pologne, HNAT apparaît comme partout ailleurs dans des inclusions fluides, dissout dans des eaux thermales, et en tant que gaz libre dans des cavités souterraines. Mais on dispose de plus de 20 000 puits profonds, forés dans les 80 dernières années.

- Exemple 1 : Darzlubie IG-1 (côté nord) : à 3 000 m et 3 500 m environ deux flux de saumures saturées en gaz (gazeified brines) avec respectivement H₂ 1,8 % vol (He 0,01 % vol) CH₄ 78 % et H₂ 62,4 % N₂ 35,8 %.

- Exemple 2 : le puits NAROL PIG-2 dans le sud-est, aussi foré dans les schistes précambriens à la recherche de gaz de schistes, a montré vers 3 200 m également une venue d'eau gazeuse avec entre 1,7 et au-delà de 6 % H₂. Le puits Santok, à l'ouest, dédié à la recherche de gaz dans les sédiments permien, entre 3 500 - 3 900 m, succession de roches volcaniques, avec des teneurs H₂ 1 %, He 0,1 % et H₂ 4,3 % et He 0,12 %, dans les deux cas CH₄ 71 %, ce qui atteint presque le seuil d'une production économique de gaz naturel. On a par ailleurs 324 champs de gaz naturel et 88 champs pétroliers. Dans de nombreux cas est produit un gaz contenant HNAT, typiquement < 1 %, max > 10 % (Jeniniec). Cette petite structure est dans les dolomites du Permien, isolée des autres réservoirs par des évaporites du Permien. Dans la couverture gazeuse du réservoir à huile, on a 53 % CH₄, 35 % N₂ et 10,3 % H₂. Le puits produit toujours. Quelle origine ? La première hypothèse est la migration depuis le manteau et le cœur, le long de failles profondes comme il en existe. La serpentinisation de roches ultramafiques doit aussi être envisagée. La radiolyse aussi, ainsi que l'hydrolyse de roches riches en Fe. Mais, plus important peut-être, sont à considérer les processus hydrothermaux associés à une intrusion magmatique en profondeur (mouvement Variscan), y compris la gazéification hydrothermale de veines carbonifères. La décomposition biogénique de matière organique pourrait aussi intervenir. Il y a donc beaucoup de possibilités. Un grand projet collaboratif en trois phases est envisagé :

I- Inventaire et teneurs H₂ en Pologne.

II- Origine H₂.

III- Exploration en UE.

Ouvert à des partenariats avec les acteurs présents. L'appel à projets européen sorti mi-novembre sera une opportunité^(*) : 2 M€ seulement dédiés à H₂ naturel, sur 184,5 M€ au total...

Question : En Allemagne idem H₂ ex-mines de sel : pourquoi H₂ dans le sel, alors que c'est habituellement considéré comme un scellement ? Réponse : En Pologne, ce sont des horizons dolomitiques dans le sel où réside O&G. Origine de H₂ associé inconnue. C'est idem en Allemagne.

^(*)<https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/opportunities/topic-details/horizon-ju-cleanh2-2025-01-07>

• **Création d'un cadre juridique et d'un cas commercial pour H₂ naturel de nature à faciliter l'investissement dans l'Émirat de Ras Al Khaimah**, par Thibaut Burckhart (directeur Exploration, RAKGAS).

La compagnie gazière Ras Al Khaimah Gas (RAK Gas) est une NOC. Elle conseille le gouvernement de l'Émirat. Deux provinces géologiques, carbonates au nord et ophiolites au sud, sièges de serpentinisation productrice d'H₂. L'autorité pétrolière de l'Émirat travaille à adapter le régime juridique existant (EPSA : « Exploration Production Sharing Contract ») à HNAT : obtention d'une licence, accès aux pipelines, accès aux usagers locaux, encouragement du partage de la R & D. Les usages locaux sont la génération d'électricité (aujourd'hui centrale à gaz), la fabrication de ciment, d'ammoniac, d'acier décarbonisé. La chaîne de valeur HNAT commence par l'acquisition de droits, puis passe par des forages, le transport et, enfin, la délivrance aux consommateurs. CAPEX : forage ~ 7 000 \$/m, pipelines.

Des accords tripartites producteurs-consommateurs locaux-gouvernement sont à chercher.

Le coût de production, transport inclus, doit être < 2-3 \$/kg pour être compétitif.

Question (I. Moretti) : RAK Gas cherche-t-elle des partenaires ou est-elle aussi ouverte à attribuer des blocs dans le pays ?

Réponse : Les deux. En 2025, un appel à prise de licences pour HNAT sera ouvert.

• <https://rakgas.ae>

• **Détermination à développer H₂ et He naturels en Australie**, par Neil Mac Donald (managing director, Gold Hydrogen).

Les réserves estimées par Gold Hydrogen sur ses concessions sont de 1,3 Gkg H₂ et 41 Giga cubic foote He (1 cu ft = 28,31 L ou m³). Son permis au nord d'Adélaïde couvre 7 820 km², et 69 472 km² supplémentaires sont sollicités pour exploration exclusive. En moyenne, les tests révèlent une pureté en H₂ de 95,8 %, et jusqu'à 36,9 % He (y compris ³He). Deux puits forés.

Le puits Ramsay Oil Bore 1, foré en 1931 un peu au nord de Yorketown, donnait déjà 90 % H₂ à 507 m, et un puits foré en 1921 au sud-est de l'Australie avait donné 83 % H₂ à 290 m. H₂ et He ont été trouvés dans la majorité des inclusions fluides de déblais de forage des puits historiques. Le prix avant transport de 1 AU\$/kg est considéré par Gold Hydrogen comme très réaliste, de loin plus favorable que celui de toutes autres couleurs, gris inclus. Les puits forés ont un faible impact environnemental (pas d'eau consommée, petite emprise au sol, pas de rejets). Le marché de l'hélium devrait croître de 5 à 8 G US\$/an entre 2023 et 2030. Son prix actuel est de 400 à 500 US\$/kcu ft. ³He se négocie actuellement à 18,7 M\$/kg. Les résultats sur le projet Ramsay : les puits Ramsay 1 et 2 ont été complétés aux 4^e trimestre 2023 et 2^e trimestre 2024 : tests de puits. Début 2025, autres forages ; fin 2025, fin de la conception du pilote de production. Nous essayons à présent avec le CSIRO de caractériser le système (sources, chemins de migration, pièges). Les logs montrent que H₂ s'accumule entre 200 et 500 m dans les calcaires du Cambrien. Les forages ont atteint 1 000 m environ, soit 50 m dans le socle, où nous trouvons aussi H₂ et He !

Nous pensons donc qu'ils sont générés dans le socle, migrent vers les niveaux calcaires et y sont piégés.

Le programme de test de puits réalisé avec succès a eu pour premier objectif d'obtenir des échantillons de gaz pour vérification internationale des analyses et analyses isotopiques, et pour second objectif d'extraire les gaz en surface, y compris des fluides de formation. L'an prochain, on réalisera d'autres puits, on fera plus de sismique, et on mettra au point la conception des pilotes : combustion d'H₂ pour énergie électrique, conditionnement de He.

Sur Ramsay 2, on a confirmé 95 % (corrigé de la contamination en air) à 531 m. Par ailleurs, une accumulation d'He est détectée sur une couche de 182 m d'épaisseur. Lors du test de Ramsay 2, la concentration en H₂ à 200 et 350 mètres a continuellement augmenté au cours du temps. Idem pour He. ³He a été mesuré jusqu'à 901 ppt (à comparer à la teneur atmosphérique de 7,2 ppt)⁹.

L'analyse isotopique suggère jusqu'à 3,47 ppb dans un échantillon à 36,9 % He. Le marché futur de la fusion nucléaire pourrait atteindre 100 kg ³He annuellement pour une centrale de 1 GW : l'extraction de HNAT serait une alternative valable à l'exploitation lunaire envisagée par certains (ASX release 30/10/2024).

Étapes suivantes :

Rapport de revue sur la ressource, analyse de la sismique 2D sur Ramsay, sélection des nouveaux sites de forage pour évaluation, et conception des puits, sélection des sites de forages d'exploration dans un périmètre accru de la péninsule de Yorke, analyse et conception du pilote de production (H₂ → électricité et séparation/conditionnement He) ? Extension de l'exploration à la zone de Byrock.

Les facteurs-clés à établir pour le succès commercial du projet Ramsay : débit en surface de H₂ et autres constituants, extension latérale des accumulations d'H₂ et He, taux d'extraction stable de He, détermination des meilleurs points de développement futurs.

Question (Gonzalo Zamora Valcarce, Structural geology and sedimentology manager, Repsol) : Combien de puits seront nécessaires pour développer cette découverte, et quel est le coût d'un puits ? Réponse : Ces puits, forages et tests inclus, coûtent environ 3,5 MAU\$. En 2025, nous voulons réaliser un programme de cinq puits, à ~ 1 M\$/puits.

Q (Jane Heyron, USGS) : Avez-vous des déblais de forage représentatifs de la composition du socle que vous avez sondé, et pouvez-vous partager cette information ?

• www.goldhydrogen.com.au

• **Hydrogène naturel : progrès de l'autonomie énergétique des installations militaires américaines domestiques et à l'étranger**, par Richard Hartman (chief innovation officer, Office of Energy Assurance, US Air Force).

Notre service a pour mission de faire en sorte que l'armée américaine soit opérationnelle 365 jours par an, 24 h/24. Une politique d'énergie propre a été ordonnée par le président Biden le 8 décembre 2021. Électricité 100 % décarbonée en 2030, flotte à zéro émission en 2035, bâtiments à zéro bilan carbone en 2045, chaîne d'approvisionnement à zéro carbone en 2050, adaptation résilient au changement climatique. Avec la nouvelle administration (Trump), une bonne part de cet agenda pourrait ne pas être mise en place, cependant ce sera juste un langage différent : le premier impératif est l'indépendance énergétique, ensuite la sécurité nationale, le développement économique (> 180 sites militaires répartis sur le globe).

Nos priorités : 1) énergie géothermique ; 2) nucléaire ; 3) stockage énergétique longue durée ; 4) H₂ (génération, stockage, transport).

L'US Air Force se présente ici comme un grand compte, analogue à celui des centres de données, IA, GAFA... Concernant HNAT, des études ont été initiées avec ARPA-E, USGS et les administrations du Kansas, Nebraska, Virginie et Oklahoma en vue de développer un prototype pour H₂ géologique permettant d'identifier et classer les sites situés dans le périmètre d'installations de l'AF. Sur les terres fédérales, un vide juridique découlait de l'absence de mention pour HNAT dans le « Mineral leasing Act » de 1920. Une action particulière a dû être engagée pour obtenir une définition de qui détient les droits d'exploitation de HNAT sur les terres fédérales. Les exemptions arbitrées dans le passé pour l'énergie géothermique peuvent inspirer la décision. Un « Request of Information File » (RFP) a été publié (Geologic Hydrogen Assessment and Characterization Request for Information).

Appel à l'audience pour répondre à ce questionnaire de façon à aider l'Air Force à établir des appels à projets pertinents, aussi bien du point de vue des « vendeurs » que des « acheteurs ». Les aspects stockage et transport sont à regarder du point de vue militaire. L'Air Force manque d'équipements de production d'électricité primaire ou de secours utilisant H₂. Il y a des actions en cours pour certifier des technologies de génération multi-carburants, et de génération de secours à base de piles à combustible.

Question (Didier Holleaux) : Envisagez-vous d'alimenter vos avions en H₂ ? Réponse : On peut tester, mais la loi nous interdit d'en acheter tant qu'il n'y a pas de prix garanti.

Q : Les RFP sont-ils vraiment ouverts à des proposant européens ou chinois ? R : Oui, c'est un ensemble de solutions globales qui est recherché, de sorte que localement (Japon, Turquie), là où existent des bases de l'US Air Force, elles soient générées par l'économie locale (technologies et emplois de la nation hôte).

• **Production d'hydrogène géologique : introduction à l'analyse en cycle de vie (ACV)**, par Emily Yedinak (Koloma).

Les « couleurs » d'hydrogène basées sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) ressortant des ACV sont pilotées par les marchés : différentes incitations fiscales sont en place aux États-Unis (45V Clean Hydrogen Production Tax Credit), au Canada (Clean Hydrogen Investment Credit), dans l'Union européenne (« renewable liquid and gaseous fuels of non-biological origin », RFNBO, et « low carbon hydrogen delegated acts »), au Brésil (schéma brésilien pour H₂ bas carbone).

⁹ Soit R/Ra = 125, signature comparable à celle de l'hélium primordial.

COP 28 : accord sur les procédures de certification de l'hydrogène renouvelable et bas carbone et ses dérivés. Une ACV commence par définir les limites du système étudié (par exemple du puits à la porte du complexe de production, ou du puits à la roue). On choisit ensuite l'approche : conséquentielle ou attributive. Enfin, on définit les entrées, les sources d'émission, les puits d'émission, et les co-produits pour lesquels des émissions doivent être allouées.

ISO 14044 et 140067.

Une référence importante est l'article de Adam R. Brandt [1]. Emily Yedinak arrive dans un cas de base pour H₂ ex SMR sous certaines hypothèses, à un niveau d'émission de 3,4 unités (kg équivalent CO₂ en GES par kg H₂ produit). Le forage et la teneur en CH₄ du gaz produit en sont les composantes principales. La productivité du puits est essentielle pour compenser l'empreinte carbone du forage. Finalement, la comparaison fait ressortir, par rapport à ce cas de base pour l'électrolyse alcaline alimentée par photovoltaïque solaire, 2,3 unités du fait de l'empreinte des panneaux photovoltaïques [2] et 0,3 pour H₂ géologique. En ce qui concerne l'incitation fiscale, une simulation par rapport au crédit 45V aux États-Unis montre un crédit max. de 0,6 \$/kg H₂ pour une intensité carbone de 2,5 à 4 unités, qui augmente jusqu'à 3 \$/kg H₂ pour une intensité carbone < 0,45 unités, cas de HNAT.

Le crédit varie de façon très non linéaire avec la pureté en H₂ pour une production de mélanges H₂-CH₄. Il décolle fortement lorsque la pureté en H₂ dépasse 90 %. En conclusion, l'ACV est un outil indispensable pour démontrer sur le marché la très faible intensité carbone de HNAT.

• <https://koloma.com/about-us>

[1] A.R Brandt, Greenhouse gas intensity of geologic hydrogen produced from subsurface deposits, **2023**, *EarthArXiv*, <https://doi.org/10.31223/X5HM1N>

[2] G. Palmer, Life-cycle greenhouse gas emissions and net energy assessment of large-scale hydrogen production via electrolysis and solar PV, *Energ. & Environ. Sc.*, **2021**, *14*, p. 5113-31, <https://doi.org/10.1039/d1ee01288f>

Discours de clôture : La place de HNAT dans le monde gazier

par Didier Holleaux (vice-président Engie).

L'orateur estime avoir beaucoup appris pendant ce congrès. L'hydrogène naturel lui paraît un pari gagnant.

« *Nous avons encore beaucoup à apprendre, beaucoup à y gagner, peu à perdre* ».

Il faut garder son sang-froid et ne pas créer d'attentes excessives. Il souligne le rôle éminent d'Isabelle Moretti depuis dix ans pour engager Engie, qui a travaillé sur la mise au point de capteurs autonomes spécifiques et qui détient trois permis à travers sa filiale Storengy.

Didier Holleaux considère que l'on aborde ainsi la 4^e révolution mondiale du gaz combustible.

H₂ naturel n'est pas seul en lice, mais en compétition avec les autres « couleurs », par exemple H₂ turquoise (issu de la pyrolyse du méthane avec production de carbone solide).

Il reste beaucoup de travail à accomplir :

- 1) adapter la réglementation ;
- 2) définir H₂ naturel comme énergie renouvelable ou bas carbone ;
- 3) simplifier les procédures de délivrance de permis ;
- 4) obtenir plus de soutien des gouvernements ;
- 5) développer l'infrastructure (transport et stockage) : par exemple, l'artère européenne de transport d'H₂ en conduite doit être réalisée ;
- 6) développer la coopération internationale ;
- 7) approfondir la biochimie et la géochimie de H₂ naturel ;
- 8) poursuivre le travail sur les capteurs et la collecte de données ;
- 9) développer la sismique passive, la gravimétrie et autres méthodes de géophysique ;
- 10) développer encore la modélisation de bassins et de réservoirs ;
- 11) comprendre l'origine de H₂ naturel.

Un espoir est là, mais « aide-toi, et le ciel t'aidera ».

Hervé TOULHOAT*,

Collaborateur émérite, Laboratoire de Réactivité de Surface (LRS, UMR CNRS 7197), Sorbonne Université, Faculté des Sciences et Ingénierie, Paris.

*herve.toulhoat@orange.fr