

Hydrogène naturel : son exploration-production a commencé, quelles sont les perspectives ?

Isabelle Moretti*

@75462

Mots-clés : hydrogène, ressources, renouvelables, transition énergétique, décarbonation

L'hydrogène peut être fabriqué, à partir d'hydrocarbures, de charbon ou d'eau, mais on le trouve aussi à l'état naturel, dans le sous-sol. Après des découvertes faites par hasard au gré des forages dédiés à l'eau ou aux hydrocarbures, son exploration a désormais commencé. Cet article fait le point sur les connaissances actuelles sur le pourquoi de sa génération dans le sous-sol, ses possibilités d'accumulation et les contextes géologiques favorables. L'exploration est actuellement très active aux États-Unis et en Australie. Elle commence en France où la loi reconnaît cette ressource naturelle depuis 2022.

Introduction

Le dihydrogène, que nous appellerons H₂ par la suite, était jusqu'à présent une matière première utilisée et produite par l'industrie chimique. Il sert pour environ la moitié à fabriquer des engrais ou d'autres produits chimiques, et aussi, mais de manière anecdotique, comme carburant. Les avantages de l'H₂ pour la mobilité sont connus depuis plus d'un siècle mais l'H₂ n'était pas utilisé quotidiennement car les hydrocarbures, qui sont un concentré très efficace d'énergie, étaient bon marché et abondants. Jusqu'à peu, l'H₂ était fabriqué à partir d'hydrocarbures : 50 % à partir de méthane, mais aussi de charbon, à hauteur de 20 % mondialement mais de 60 % pour la Chine — premier producteur de charbon et d'H₂. L'existence de l'H₂ naturel était également connue depuis longtemps mais restait surtout étudiée dans le cadre de l'apparition de la vie sur terre au fond des océans, là où des cheminées hydrothermales émettent journallement de l'H₂ qui nourrit

des micro-organismes. D'aucuns clamaient que ce pourrait être une ressource importante mais personne ne les écoutait [Smith et al., 2005 ; Prinzhofer et Deville, 2015]. Le paysage a changé depuis la dernière décennie pour diverses raisons.

Les efforts pour réduire les gaz à effet de serre de notre mobilité et de notre industrie ont abouti au développement des voitures électriques, mais aussi à la montée en puissance de l'H₂, comme carburant notamment. Ce n'est évidemment pertinent que si l'H₂ est décarboné. En parallèle, la recherche d'un moyen de stocker le surplus potentiel d'électricité verte, le solaire et l'éolien étant intermittents, a induit de gros efforts sur l'électrolyse de l'eau pour viser une économie derrière le *Power to Gas to Power* (P2G2P). Il est néanmoins apparu rapidement que ce serait difficile. Indépendamment du stockage de l'électricité et pour obtenir un H₂ décarboné, l'électrolyse de l'eau, *Power to Gas* (P2G), risque de rester pendant longtemps beaucoup plus chère que les méthodes classiques et très efficaces du *Steam*

* UPPA & SU, Académie des technologies.

Hydrogène naturel : son exploration-production a commencé, quelles sont les perspectives ?

Methane Reforming (SMR) ou de la gazéification du charbon, même en tenant compte du coût du captage et du stockage du CO₂. Des efforts pour réduire son prix sont en cours, mais avec une faible probabilité de succès, car l'énergie nécessaire pour casser la molécule d'eau est beaucoup plus importante que pour casser celle de méthane. Le SMR se fait à environ 800 °C et il faut 5,2 kWh pour 1 kg d'H₂. La pyrolyse du méthane se fait à environ 1100 °C mais il ne faut que 4,7 kWh pour 1 kg d'H₂. L'électrolyse nécessite environ 40 kWh pour 1 kg d'H₂. Parallèlement, au Mali, la découverte fortuite d'une accumulation d'H₂, transformée en projet industriel par Aliou Diallo, propriétaire de la société Hydroma, a prouvé à la communauté que des accumulations souterraines d'H₂ existaient et qu'elles pourraient être produites à faible coût et faible impact environnemental (en dehors du forage initial, pas besoin d'eau ni d'énergie [Prinzhofer et al., 2018; Diallo et al., 2022]). En fait, de nombreux puits avaient trouvé de l'H₂ avant celui du Mali mais, à l'époque, le marché ne s'y intéressait pas. Voyons comment justement les besoins du marché et la progression des connaissances, ont fait émerger cette nouvelle ressource depuis 4 ans.

Le nombre de projets industriels, de publications discutant de la production d'H₂ et des accumulations potentielles d'H₂ dans différentes parties de la terre augmente rapidement. Différents pays ont réalisé le potentiel disruptif de cette nouvelle ressource et l'ont incluse dans leurs législations (2021 pour l'Australie du Sud, 2022 pour la France, en cette année 2023, la loi est en train d'être promulguée en Australie de l'Ouest et en Colombie, pour n'en citer que quelques-uns), car sans régulation, aucune exploration ni production n'est possible. Le nombre de personnes affirmant que l'H₂ n'est qu'un vecteur énergétique, et non une source d'énergie, diminue alors que c'était écrit, voire même enseigné, un peu partout il y a encore 2 ans. Néanmoins, aucune production massive n'a encore démarré, la seule région où des grandes ressources ont été prouvées au sens de l'*Oil & Gas* est le Mali avec le champ de Bourakebougou. Une première évaluation a été faite en juin 2020 par Chapman Petroleum Engineering Ltd, compagnie canadienne qui certifie

des réserves, pour Hydroma Inc., et le chiffre de 2,3 tcf, soit environ 6 Mt, a été proposé. Ce chiffre peut sembler optimiste, mais une certification est une certification, et Hydroma l'estime en dessous de la réalité. Voyons maintenant pourquoi et où l'on trouve de l'H₂ dans le sous-sol. Et quels sont les pays qui pourraient être sous peu producteurs?

1. Génération d'hydrogène

Pendant des années, on a considéré que l'H₂ était principalement généré par les réactions de serpentinisation et de radiolyse. La serpentinisation est une oxydation de l'olivine — minéral riche en fer présent dans les lithosphères océaniques — couplée avec la réduction de l'eau. Une autre source d'H₂ dans le sous-sol est la radiolyse : la radioactivité naturelle des roches entraîne la libération de rayons α , β , γ , qui cassent la molécule d'eau, s'il y en a à proximité. Dans ces deux cas, l'origine de l'H₂ est l'eau (H₂O). La radioactivité va aussi générer de l'hélium (He), gaz que l'on retrouve parfois associé à l'H₂. La radioactivité naturelle étant un phénomène lent, l'He est assez rare : il vaut actuellement environ 1000 fois plus cher que l'H₂.

Le long des dorsales médio-océaniques, là où s'ouvrent les océans, le matériel mantellique chaud arrive à proximité du fond des océans. Il contient beaucoup d'olivine, et quelques autres minéraux un peu moins riches en fer, et s'oxyde au contact de l'eau de mer. Cette réaction d'oxydoréduction est rapide car la roche est très chaude et des fumeurs situés le long des dorsales crachent des tonnes de gaz chauds contenant entre 50 et 70 % d'H₂ [Charlou et al., 2002; Cannat et al., 2010]. Quand ces roches s'éloignent des dorsales, leur température diminue et la réaction s'arrête, mais elles peuvent ensuite, du fait de la tectonique des plaques, se retrouver dans des zones de compression. Prises dans des nappes, elles vont être de nouveau dans les bonnes conditions de température et de pression et se remettre à générer de l'H₂ en présence d'eau. C'est le cas en Oman ou en Nouvelle-Calédonie [Chavagnac et al., 2013; Deville & Prinzhofer, 2016; Vacquand et al., 2018] où les émanations sont bien connues.

Depuis quelques années, avec la découverte d'émanations de H₂ en Russie [Larin et al., 2015], aux États-Unis [Zgonnik et al., 2015] et au Brésil [Prinzhofer et al., 2019; Moretti et al., 2021b], il devient évident que l'H₂ est également généré au-dessus de la croûte continentale. La radiolyse est une origine possible dans ces contextes, mais la présence de roches ferrifères ou plus généralement riches en minerais pose question [Moretti et al., 2021a; Malvoisin & Brunet, 2023]. Ces émanations sont assez systématiquement au-dessus de roches très anciennes (archéennes ou néoprotozoïques) riches en fer. Une oxydation directe du fer, et non des silicates ferromagnésiens de la lithosphère océanique, a progressivement émergé comme une alternative pour la génération d'H₂. Les recherches se poursuivent, mais on peut souligner que la plupart des travaux récents relatifs à l'oxydation du fer et à la réduction de l'eau convergent sur le fait que les températures élevées, autour de 300 °C [Klein et al., 2009], qui permettent une serpentinisation rapide de l'olivine ne sont pas toujours obligatoires. La cinétique pourrait également être rapide à basse température, ce qui évidemment agrandit considérablement les domaines géologiques où la prospection peut être couronnée de succès [Geymond et al., 2023].

Plus récemment, une origine organique a été proposée [Horsfield et al., 2022; Mahlstedt et al., 2022]. Le lecteur se rappelle peut-être que le gaz de ville qui a éclairé puis chauffé les Européens pendant plus d'un siècle, entre 1830 et la moitié du xx^e siècle, était fabriqué à partir de charbon dans les cokeries, le coke servant lui à l'industrie métallurgique. Ce gaz, qui contenait à 50 % de l'H₂ mais aussi du méthane et du monoxyde de carbone, était le sous-produit de la combustion du charbon. Son emploi a fortement diminué quand les grandes réserves de gaz naturel ont été trouvées. Le méthane est alors devenu moins cher que le gaz de ville. Il est moins dangereux, le CO est un gaz mortel. Le gaz de ville n'a pas complètement disparu, il est encore fabriqué dans les pays riches en charbon, ou à proximité (Hong Kong, Singapour). Ce qui est obtenu en chauffant rapidement le charbon à plus de 1000 °C, la terre le fait aussi, à plus faibles températures.

Les charbons et autres roches riches en matière organique génèrent en s'enfouissant des hydrocarbures puis, à hautes températures, de l'H₂, entre 210 et 260 °C environ (soit vers 6–7 km de profondeur selon le gradient du bassin). Les auteurs précédents montrent que, si à faible profondeur l'H₂ va se recombinaison avec les hydrocarbures, lorsque ceux-ci ont déjà été générés et expulsés, l'H₂ peut rester en phase gazeuse libre dans le bassin. L'hydrogène dont la présence a été annoncée récemment en Lorraine a vraisemblablement cette origine.

Comme l'exploration en mer est coûteuse et que la compréhension des systèmes hydrogène est encore partielle, l'exploration de l'H₂ commence à terre et se concentre sur les principaux contextes que nous venons de lister. Les roches génératrices d'H₂ peuvent ainsi être groupées en 4 catégories :

- H₂_GR1 : lithosphère océanique, récente dans les rides médio-océaniques ainsi que plus ancienne dans les nappes ophiolitiques. Son altération génère de l'H₂ (par le processus de serpentinisation mais pas seulement). Les zones concernées ont une surface limitée (rouge dans la carte en Figure 1) mais peuvent être très prolifiques.
- H₂_GR2 : roches ferrifères continentales (roches sédimentaires riches telles que les formations ferrifères rubanées [BIF en points noirs sur la Figure 2]), roches intrusives telles que les granites riches en biotites souvent présentes dans les boucliers protérozoïques ou les cratons archéens. Elles génèrent également de l'H₂ par oxydation. Une grande partie des continents (en gris sur la Figure 2) contient une croûte de cet âge, même si elle n'affleure pas.
- H₂_GR3 : faciès fortement radioactifs qui, par radiolyse, peuvent générer de l'H₂.
- H₂_GR4 : roches riches en matière organique qui subissent une maturation tardive. Les charbons et les argiles riches en charbon sont parmi les plus prometteuses.

Hydrogène naturel : son exploration-production a commencé, quelles sont les perspectives ?

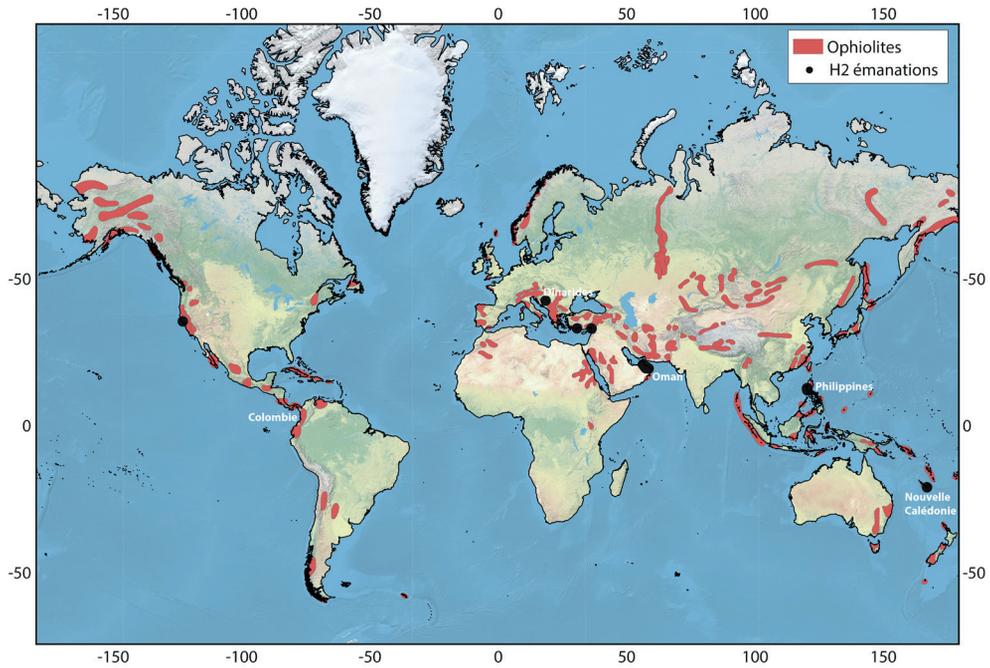


Figure 1. Carte des nappes ophiolitiques (en rouge)

Les zones où de l'H₂ a déjà été trouvé sont indiquées par des points noirs.

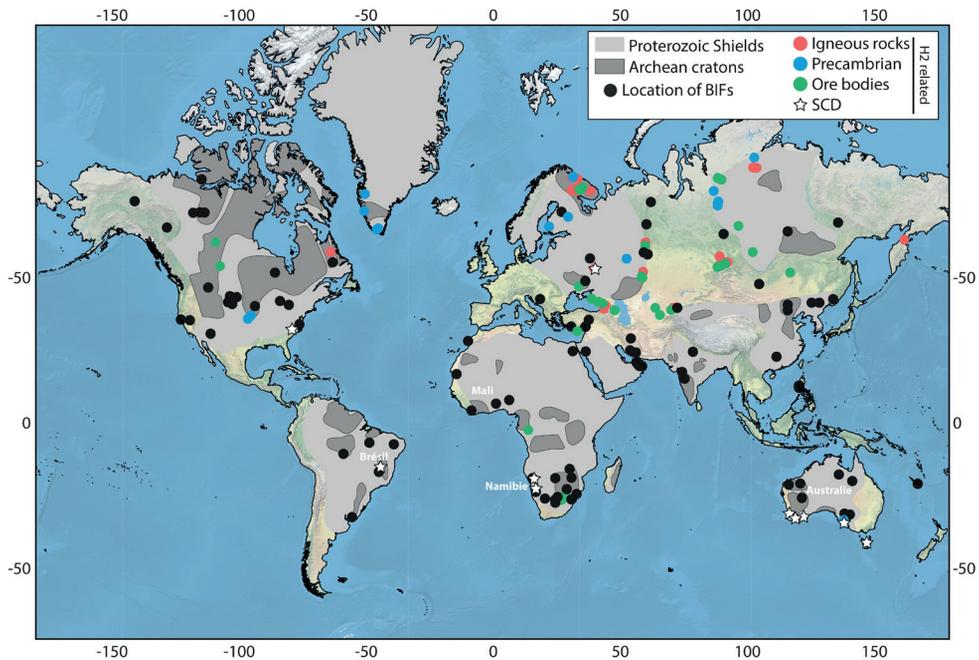


Figure 2. Carte des cratons archéens et protérozoïques susceptibles de contenir des roches riches en fer ainsi qu'en éléments radioactifs

Les étoiles montrent les lieux où de l'H₂ lié à ce type de roche a été découvert.

Les points noirs sont les localisations des BIF et coïncident souvent avec des mines de fer.

Bien que le dégazage volcanique soit également une source d' H_2 qui peut alors avoir des origines plus profondes [Klein et al., 2020], il n'apparaît pas comme une réaction majeure dans les zones où l'exploration est actuellement active. La proportion d' H_2 dans les gaz volcaniques est généralement de quelques pourcents, ce qui pourrait être suffisant pour justifier une coproduction conjointe d' H_2 avec la vapeur géothermique [Pasquet et al., 2021; Combaudon et al., 2022; Moretti et al., 2023]. Dans ce cas, le *workflow* d'exploration est celui classiquement établi pour la géothermie.

2. Les systèmes H_2

Les quelques lignes précédentes ont listé les roches capables de générer de l'hydrogène, mais l' H_2 étant un gaz, très léger, et qui plus est très réactif chimiquement, le fait qu'il soit généré ne signifie pas que nous allons pouvoir le produire dans des conditions économiques. Un réservoir pétrolier est une roche avec une bonne porosité sous une roche imperméable (une couverture) qui retient les hydrocarbures. Pétrole comme gaz sont plus légers que l'eau, donc si rien ne les arrête une fois générés, ils remontent jusqu'en surface, d'où les suintements de pétrole que l'on trouve dans toutes les provinces riches en hydrocarbures et qui sont à l'origine de la découverte puis de l'exploration de cette ressource. La mise en production d'un champ va vider progressivement le réservoir de ses hydrocarbures qui s'y sont accumulés depuis des milliers voire des millions d'années et l'eau, partout présente sous nos pieds, va prendre leur place. Un réservoir en géothermie haute température est aussi une roche avec une bonne porosité sous une roche imperméable et l'on produit de l'eau, ou plus exactement de la vapeur d'eau. Ces réservoirs sont dynamiques : de l'eau froide s'infiltre constamment (par exemple parce qu'il pleut sur les reliefs), elle se réchauffe du fait du gradient géothermique, elle devient alors plus légère et va remonter et remplir le réservoir. Évidemment, les choses sont parfois un peu plus compliquées, mais cette présentation générale permet de comprendre la dynamique des réservoirs et le débat entre réserves et flux. Dans la plupart des champs

pétroliers, les réserves sont fossiles, en géothermie, on peut adapter la production pour produire ce flux. Dans certains cas, on génère d'ailleurs ce circuit en injectant de l'eau, ou en réinjectant celle que l'on a produite, puisque seules les calories sont utiles.

Pour l' H_2 , plusieurs questions se posent :

- Quelles sont les roches qui peuvent servir de couverture?
- À quelle vitesse se génère l' H_2 ?

Autrement dit, est-ce qu'on doit parler en termes de ressources ou de flux annuel? L' H_2 est-il une ressource renouvelable ou fossile? Il est à noter que ce vocabulaire est très anthropocentrique, la notion de temps sous-jacente est celle des humains et non des temps géologiques. Si Chapman a parlé de réserves pour Hydroma Inc., tous les autres auteurs parlent de flux, de quantité que la terre génère par an [Zgonnik, 2020; Worman et al., 2020]. Ces deux derniers auteurs proposent un chiffre de 23 Mt/an soit environ un quart de la consommation mondiale actuelle d' H_2 , mais ils ne tiennent pas compte de toutes les roches génératrices potentielles, seulement des H_2 -GR1 et 2. Pour l'Australie seule, et là aussi en ne tenant compte que des H_2 -GR1 et 2, il a été proposé une génération annuelle de 6 % des besoins mondiaux [Boreham et al., 2021]. La prise en compte des H_2 -GR4 change complètement l'ordre de grandeur puisque les ressources générées par les seuls charbons et argiles charbonneuses du bassin de Cooper sont estimées à 166 Mt [Mahlstedt et al., 2022].

Hydrogène naturel : son exploration-production a commencé, quelles sont les perspectives ?

3. Que sait-on ?

Au Mali, la production du champ a démarré il y a plus de dix ans et la pression dans le réservoir n'a jamais baissé, donc le réservoir se recharge continument.

Au milieu de l'Atlantique, les fumeurs rejettent en continu chacun de l'ordre du million de tonnes par an depuis l'ouverture de cet océan. En Islande, où la ride médio-atlantique affleure, la vapeur d'eau des centrales géothermiques contient de l' H_2 généré constamment par les infiltrations d'eau sous les glaciers ou de pluie. On est dans ce cas sur des processus de serpentinisation à haute température que l'on sait rapides, ils ont été étudiés en laboratoire et la température est optimale vers 300 °C. À plus basse température, on n'avait pas de preuves, mais de récentes avancées, en particulier dans les laboratoires français de l'UPPA, l'IPGP et Grenoble montrent que dès 50 °C, avec certaines roches riches en fer, on peut

générer de l' H_2 en une semaine [Geymond et al., 2023]. Il ne fait donc plus guère de doute que l' H_2 issu de l'oxydation du fer (H_{2_GR1} et H_{2_GR2}) est renouvelable.

Pour ce qui est de la radiolyse, il est évident que la radioactivité ne s'inverse pas et que donc l'uranium, le thorium ou le potassium dont les émissions naturelles vont entraîner la radiolyse ne sont pas renouvelables. Néanmoins, il est aussi bien connu que la demi-vie radioactive de ces éléments est grande et qu'ils vont continuer à émettre sans doute beaucoup plus longtemps que l'espérance de vie de l'espèce humaine. L'élément limitant étant alors l'eau, on peut aussi considérer cet H_2 comme sans limite. En tout état de cause, tous ces H_2 naturels sont décarbonés et c'est sans doute le point le plus important.

Au demeurant, pour les géoscientistes qui démarrent la recherche d'accumulation d' H_2 naturel, la question la plus cruciale est celle des

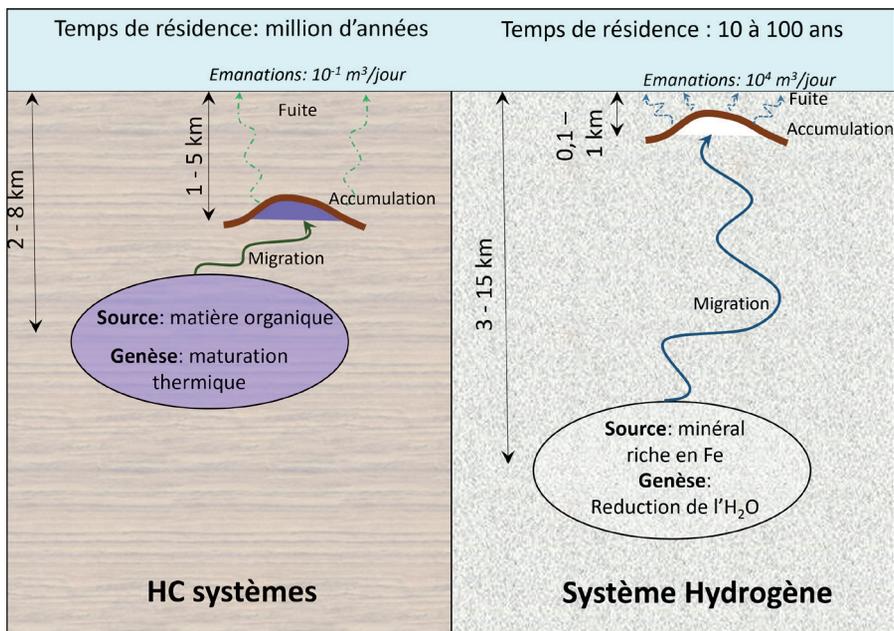


Figure 3. Comparaison schématique entre un système de réserve (celui des hydrocarbures à gauche) et un modèle de flux (H_2 à droite)

À gauche la roche couverture est assez imperméable pour que le fluide s'accumule pendant des millions d'années et les échappements en surface sont limités. À droite, la couverture ralentit juste le flux qui s'échappe continument. Les temps de résidence proposés ici par [Prinzhofer & Cacas-Stentz, 2023] pour l' H_2 , de même que la profondeur du réservoir, sont des hypothèses qui ne pourront être affinées que quand les puits seront plus nombreux.

réservoirs et du temps de rétention de l'H₂ dans ces zones où l'on va pouvoir le produire. Beaucoup considèrent que l'H₂ ne fait que passer, que de toute façon il s'échappe ou est consommé, et que donc les réservoirs ne sont que des *buffers* qui ralentissent sa remontée vers la surface [Prinzhofer & Cacas-Stentz, 2023]. On serait alors dans une logique de flux indépendamment de la source.

Les différentes roches couvertures qui ont déjà été confirmées sont des dolérites (roche volcanique, c'est le cas du Mali), des argiles (cas du Kansas [Guélard et al., 2017]) et du sel (Amadeus, centre de l'Australie). Il est néanmoins à noter que, contrairement au cas schématisé dans la Figure 3, certaines de ces roches sont parfaitement étanches, par exemple les couches de sel mais aussi les dolérites. Il n'y a pas de fuite d'H₂ au Mali au-dessus de l'accumulation. Dans le bassin d'Amadeus, un mélange de CH₄, H₂ et He a été trouvé sous une couche de sel du Néoprotérozoïque (environ 600 millions d'années) et l'énorme teneur en He (10 %) implique que le sel a retenu ce gaz, et donc l'H₂ qui l'accompagne, depuis des millions d'années. Dans les Pyrénées, la couverture espérée est aussi du sel, nous y reviendrons. Il y a donc aussi sur ce point des réservoirs et des roches couvertures une certaine variété de contextes positifs et la multiplication attendue des puits dans les années à venir devrait permettre de faire décanter le sujet.

À ce niveau, le lecteur se demande peut-être pourquoi, s'il y a tant d'incertitudes, y a-t-il aussi autant d'engouement? C'est assez trivial : au Mali, l'H₂ sort à quelques dizaines de centimes le kilogramme [Diallo et al., 2022], en Espagne, au sud des Pyrénées, il est annoncé à 1 €/kg. Ces chiffres sont dépendants de la profondeur des forages, en Espagne ils seraient à plus de 3 km mais ils sont en phase avec ceux de la production de gaz naturel. À titre de comparaison, dans le prix final du H₂ produit par SMR, un tiers vient de la matière première, le gaz, un tiers du procédé (montée en température + eau) et un tiers de la séparation des gaz en sortie. En produisant de l'H₂ naturel avec les mêmes techniques qu'on produit du gaz naturel, on évite la deuxième étape, donc on aura

un H₂ 30 % moins cher que l'un des moins chers actuels. Si la production d'H₂ naturel démarre, cela va débloquent la filière d'hydrogène décarboné, mais beaucoup d'autres solutions seront moins économiques. Voyons maintenant quels sont les acteurs et où cette exploration démarre.

4. Les acteurs de l'hydrogène naturel aujourd'hui dans le monde

4.1. Le Mali

L'histoire de cette découverte est désormais bien connue et il semble inutile de la répéter en détail. Les lecteurs intéressés pourront se référer à [Prinzhofer et al., 2018] et, pour l'enchaînement des faits, à l'article d'Asma Diallo, la fille d'Aliou Diallo, propriétaire d'Hydroma dans les *Annales des Mines* [Diallo et al., 2022]. Elle conte comment un forage à eau de villageois s'est transformé en la première production d'H₂ naturel au monde. Évidemment, cela a pris du temps car il fallait comprendre, faire évoluer le droit du sous-sol et persister, malgré tous les obstacles que l'insécurité dans cette région entraîne. Du fait de cette insécurité, très peu de scientifiques occidentaux y sont allés, ce qui permet à certains d'entretenir des doutes. Actuellement, une partie des données, puits, diagraphies, sismiques, carottes, sont étudiés à l'IFPEN et les premiers articles sont en train d'être publiés. Plus d'une vingtaine de puits ont été forés après celui, très sommaire, à 110 m, de la découverte et les données prouvent l'existence de 4 réservoirs, à différentes profondeurs et sur une vaste étendue. Les réservoirs sont bons (plus de 10 % de porosité) et le contexte d'âge néoprotérozoïque; la couverture est une roche volcanique intrusive datant de l'ouverture de l'Atlantique. L'H₂ est presque pur (environ 98 %) et il sert pour l'instant à produire l'électricité du village : pas besoin de stockage, on produit quand on en a besoin. Le changement d'échelle de cette production, actuellement limitée, est retardé par le contexte politique, pas par l'absence de réserves.

Hydrogène naturel : son exploration-production a commencé, quelles sont les perspectives ?



Figure 4. Un des forages du Mali

4.2. Et ailleurs en Afrique

Le continent africain est riche en cratons (ces roches anciennes riches en fer et souvent en roches radioactives) et de nombreuses traces d'émanations d' H_2 en surface ont été décrites. L'Afrique du Sud avec ses mines de fer et d'uranium a été très vite repérée [Lollar et al., 2014]. La Namibie, voisine avec là aussi des mines mais surtout des affleurements spectaculaires des BIF néoproterozoïques, a aussi visiblement un très bon potentiel. Une première mission en 2022 par l'UPPA l'a confirmé [Moretti et al., 2022] et d'autres études sont en cours, en particulier via un projet de recherche entre l'UPPA et 45-8. Plus au nord, le Maroc évalue son potentiel mais il n'y a pas encore eu de publications.

À l'Est, le long du rift est-africain, on peut se poser la question d'une génération d' H_2 similaire à celle des rides médio-océaniques puisqu'un nouvel océan est en train de se créer. Des missions, en particulier dans la République de Djibouti et en Éthiopie, ont permis de préciser cette hypothèse. La quantité d' H_2 trouvée n'est pas

énorme, mais comme il est systématiquement présent dans les gaz des zones ciblées pour la géothermie, une coproduction est à étudier [Pasquet et al., 2021, 2023].

4.3. L'Australie

Île, pays et continent, au sous-sol très riche en matières premières et dotée d'une importante industrie minière comme pétrolière, l'Australie est un cas d'école pour l'émergence de la filière. En 2019, du fait des travaux pionniers d'Alain Prinzhofer et d'ENGIE au Brésil, qui avaient suivi ceux de Nikolay V. Larin, Viacheslav Zgonnik et de l'IFPEN en Russie et aux États-Unis, nous avons compris que les émanations d' H_2 se voyaient de l'espace (Figure 5). Crise de la Covid-19 oblige, nous avons tous eu beaucoup de temps à passer devant nos ordinateurs et des cartographies systématiques de ces ronds de sorcières ont été entreprises par des étudiants de l'UPPA. Une corrélation entre ces potentielles émanations et les cratons du sud et de l'ouest de l'Australie est vite apparue [Moretti et al., 2021a]. L'Australie a une gestion exceptionnelle de son sous-sol, toutes les

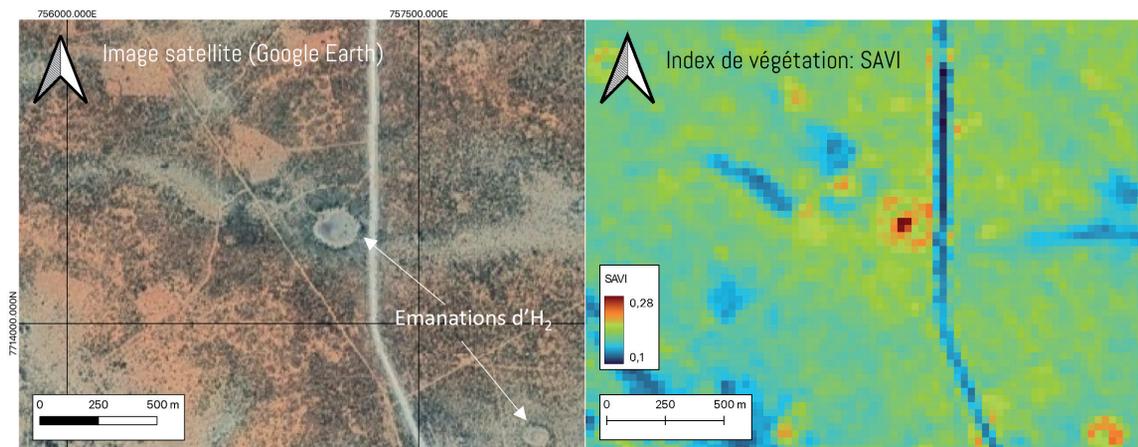


Figure 5. Une des structures dépourvues de végétation (SCD – *subcircular depression* ou cercle de fées voire de sorcières selon les auteurs) qui permettent de repérer les zones potentielles d'émission d' H_2 à partir d'images satellites, ici en Namibie

L'image de droite est un index de végétation calculé à partir des images Landsat qui met en évidence ces deux structures et permet d'être plus sélectif sur le choix des zones à étudier. C'est néanmoins seulement en allant sur place avec un détecteur que l'on a la réponse. Ici, elles sont très riches en H_2 [Moretti et al., 2022].

données sont publiques, et l'existence de puits ayant déjà trouvé de l' H_2 à proximité des endroits où nous voyions ces structures (Kangaroo Island, York Peninsula) est aussi vite ressortie. L'idée s'est répandue comme une traînée de poudre et les centres de recherche australiens se sont emparés du sujet, en particulier le CSIRO [Frery et al., 2021] et Geoscience Australia [Boreham et al., 2021]. Ce dernier groupe a rapidement publié une évaluation du flux annuel attendu à l'échelle du pays compte tenu des caractéristiques des roches, et c'est aussi ce laboratoire qui a publié les premières données sur le potentiel H_2 des charbons et autres roches riches en matière organique du bassin de Cooper en Australie [Mahlstedt et al., 2022].

Le gouvernement de l'Australie du Sud (le pays étant fédéral) a adapté sa loi minière et dès 2021 il était possible de prendre des licences d'exploration. Actuellement, les autres États australiens travaillent à modifier la leur. La première compagnie qui a demandé des blocs est Gold Hydrogen : sans surprise, elle a demandé les zones autour des deux puits qui avaient déjà trouvé de l' H_2 vers 1930 (jusqu'à 80 % pur pour celui de la péninsule

de York). Depuis les demandes de permis se sont multipliées à tel point que le gouvernement a cessé la distribution de gré à gré et veut désormais proposer des enchères (*bid rounds*) compétitives comme pour d'autres matières premières. Gold Hydrogen est une start-up qui s'est créée en voyant le potentiel de cette ressource ; les responsables sont des spécialistes du sous-sol qui ont travaillé longtemps dans l'*Oil & Gas*, ils sont en train de lever des fonds pour cette activité et espèrent forer leur premier puits en octobre 2023. Parmi les autres compagnies qui explorent l' H_2 en Australie, on trouve aussi des *spin-off* de compagnies pétrolières comme Buru qui a créé une branche Buru H_2 . Plus au nord dans le bassin d'Amadeus, la compagnie pétrolière Santos avait, en cherchant des hydrocarbures, trouvé un mélange CH_4 , H_2 , He déjà évoqué. Là aussi, le bassin est en partie néoprotérozoïque et la couverture est un sel de cette période, même si les structures sont des anticlinaux formés par une compression un peu plus tardive. Ce n'était pas exactement ce que Santos cherchait au départ, et les réservoirs dans leurs trois puits initiaux n'étaient pas très épais. Ils ont pris le temps de la réflexion, se sont associés à une compagnie

Hydrogène naturel : son exploration-production a commencé, quelles sont les perspectives ?

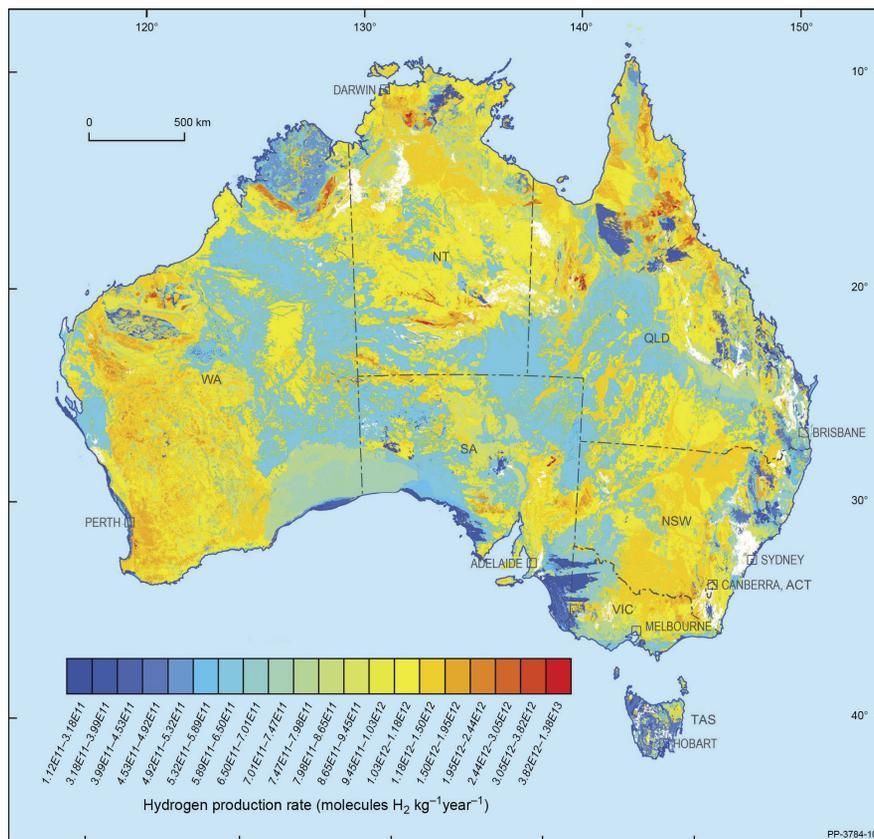


Figure 6. Carte du flux d'H₂ en Australie en ne tenant compte que de la radioactivité et des roches riches en fer

Modifié de [Boreham et al., 2021]

Dans les zones rouges, il peut dépasser 1013 mol/an, i.e. environ 6 % de la consommation actuelle mondiale.

spécialisée dans l'hélium et les activités de forage devraient reprendre.

À l'ouest du pays, comme déjà indiqué, la loi n'est pas encore promulguée mais les activités d'évaluation ont déjà commencé avec du côté de la recherche le CSIRO et l'université de Perth, mais aussi certaines compagnies ayant déjà du domaine minier dans la zone.

Il est à noter que si ce sont surtout des compagnies naissantes ou avec des experts issus du monde de l'*Oil & Gas* qui sont visibles, étant donné que l'H₂ en Australie vient en grande partie du fer (H₂_GR2), il est vraisemblable que les compagnies minières s'intéressent sous peu à la question.

4.4. L'Amérique du Sud

Jusqu'à présent, le Brésil, avec lui aussi d'énormes richesses minières, était en pointe de l'exploration de l'H₂ en Amérique du Sud. Une des zones du Mina Gerais, où les émanations d'H₂ sont étudiées depuis 2018, se nomme le quadrilatère du fer et est très riche en fer archéen. Les choses sont en train de changer car le pays tarde à faire évoluer sa loi alors qu'en parallèle, en Colombie, le nouveau gouvernement fait de l'H₂ *blanco* une priorité nationale et incite les compagnies à se tourner vers cette exploration. La ministre des Mines et de l'Énergie, Irene Vélez Torres, le cite constamment comme «LA» nouvelle ressource naturelle décarbonée, à un point qui fait même peur aux acteurs classiques des

hydrocarbures et à leurs employés, dans un pays où la production pétrolière entre pour beaucoup dans la balance commerciale. Du côté du contexte géologique, il y a des ophiolites dans la partie ouest du pays (cordillère occidentale et vallée Cauca), des mines de ferronickel qui rappellent celles de Nouvelle-Calédonie, des réserves de charbon, et des indices dans les bassins sédimentaires de l'Est.

La loi devrait être promulguée en 2023 et l'exploration commencer officiellement. Au vu de leur présence systématique dans les congrès sur la question (Ice 2022, meeting AAPG – American Association of Petroleum Geologist dédié à l'H₂ naturel), d'aucuns s'attendent à ce que les grands acteurs nationaux comme Ecopetrol s'y intéressent.

Au Brésil, en attendant une loi hypothétique, les acteurs (GEO4U, ENGIE/Storengy) continuent de travailler et d'acquérir des données de surface et le nombre d'émanations de surface au contenu en H₂ prouvé croît.

4.5. L'Amérique du Nord

Les premières données sur l'H₂ aux États-Unis ont mis en évidence le potentiel de la Caroline du Nord et du Kansas [Zgonnik et al., 2015]. Dès 2019, la compagnie NH2E, dirigée par le Dr Viacheslav Zgonnik, a foré un premier puits dans le Nebraska, et même si les données sont restées confidentielles, il a été annoncé positif. Là aussi, la période Covid-19 avec ses restrictions de déplacements a ralenti les choses mais actuellement la compagnie australienne Hyterra s'est associée à NH2E et le puits est en train d'être testé.

Plus à l'ouest en Arizona, Desert Mountain a déjà foré 8 puits avec des objectifs He et H₂. Ils ont annoncé avoir trouvé un mélange à 90 % d'azote et 5 % pour chacun des deux autres gaz, He et H₂, et la production devrait commencer en 2024. L'économie est évidemment basée sur l'hélium. Côté recherche, l'USGS (United States Geological Survey) travaille à une évaluation du potentiel du pays et développe un logiciel pour avoir une

estimation rapide du flux suivant les zones en fonction des roches mères en présence.

Enfin, d'autres organismes comme l'ARPA (Advanced Research Project Agency) cherchent à fédérer la recherche et peut-être à faire un pilote. Cet organisme, sans doute influencé par le succès des gaz de schiste outre-Atlantique, songe aussi à tester les possibilités de l'hydrogène orange. Il s'agirait de fabriquer de l'hydrogène en déclenchant des réactions d'oxydoréduction sur des roches riches en fer. Ces réactions imitant la nature ont été déjà proposées pour générer de la magnétite et de l'H₂ en surface sur des déchets de l'industrie métallurgique (compagnie Hymag) ou sur les scories des mines de nickel en Nouvelle-Calédonie [Kularatne et al., 2018]. Il n'est pas encore prouvé qu'un processus consistant à injecter de l'eau dans des roches en profondeur puisse générer rapidement de l'H₂ en quantité importante, mais les chercheurs se posent la question et certains déposent des brevets. En tout état de cause, ce type de production s'éloigne de l'hydrogène blanc que la nature génère sans stimulation et nous ne le traiterons pas ici, même si la caractérisation des roches riches en fer oxydables reste la même.

Au Canada, les publications sur le potentiel en H₂ tournent autour des mines d'uranium de l'Ouest, même si le pays possède aussi des BIF et des ophiolites.

4.6. Et l'Europe?

L'Europe, et en particulier la France, est très en pointe sur la recherche autour de l'H₂ naturel. Des laboratoires comme ceux de l'Ifremer et de l'IPGP ont travaillé depuis plus de 20 ans sur la ride médio-atlantique et il y a déjà 10 ans l'IFPEN travaillait avec les équipes russes sur les premières émanations connues d'H₂ en domaine continental. TotalEnergies, qui n'a finalement pas démarré l'exploration, a fait faire des estimations du potentiel du front pyrénéen et subventionné plusieurs thèses en particulier avec l'université de Grenoble et l'ENS Lyon. Depuis 4 ans, l'UPPA est montée en puissance et a travaillé sur le rift est-africain, l'Australie, le Brésil, la Namibie et

Hydrogène naturel : son exploration-production a commencé, quelles sont les perspectives ?

la Bolivie. L'université de Grenoble a travaillé avec ENGIE au Brésil, mais aussi en Russie et au Canada. L'IFPEN a toujours gardé une petite activité dans le domaine et travaille désormais sur les États-Unis et le Mali via deux thèses. En Angleterre, à l'université d'Oxford, Chris Ballentine publie sur l'H₂, l'He et la radiolyse. Depuis un an, les projets européens se multiplient sur le stockage comme sur l'exploration. On peut citer par exemple SHINE, coordonné par l'université de Naples (contribution de l'EU : 2,1 millions d'euros), avec ENI, SLB et Repsol comme partenaires industriels et l'université de Grenoble avec Laurent Truche, côté français.

Du point de vue de la régulation, la France reconnaît l'H₂ comme ressource naturelle depuis début 2022. Un consortium comprenant CVA, ENGIE/Storengy, 45-8, le BRGM et l'UPPA travaille pour le compte de la région Nouvelle-Aquitaine à évaluer son potentiel. Le projet n'est pas encore finalisé mais un premier permis d'exploration a été demandé autour de Sauveterre par la compagnie TBH2 montée pour l'occasion sur une zone où des émanations avaient été mises en évidence dans la thèse de Nicolas Lefeuvre (université de Grenoble). Sur le flanc sud des Pyrénées, côté espagnol, la compagnie Helios a aussi pris des blocs d'exploration. Le système hydrogène ciblé de part et d'autre est similaire : une roche mère mantellique assez proche de la surface (une dizaine de kilomètres) en train de se serpentiner et l'H₂ remonte le long des failles qui s'enracinent en profondeur. Le sel joue le rôle de couverture. Côté espagnol, le puits de Mozon foré il y a une cinquantaine d'années a déjà trouvé de l'H₂... encore une fois à un moment où personne ne s'y intéressait. Le permis pris par Helios se situe autour de cet ancien puits.

En Lorraine, c'est la compagnie FDE (Française de l'Énergie) qui a posé un premier permis après la découverte d'indices prometteurs, une très haute teneur en H₂ dans les gaz dissous dans un aquifère.

La compagnie française 45-8 a aussi demandé un permis d'exploration au Kosovo après des travaux exploratoires faits en partenariat avec l'UPPA

dans le cadre d'un projet de France Relance [Lévy et al., 2023]. 45-8 a aussi deux permis à objectif hélium en France.

5. Structuration de l'écosystème

On l'aura compris, actuellement le développement de cette nouvelle branche de l'industrie est rapide. Il est néanmoins ralenti dans de nombreux pays par l'absence d'inscription de l'H₂ dans la liste des ressources naturelles. On vient de le voir pour la France : dès que le droit le permet, des permis sont déposés. On peut se demander pourquoi les pays ne le rajoutent pas plus vite. Dans certains pays, il y a sans doute encore une méconnaissance du sujet, dans d'autres une idée très négative de tout ce qui touche au sous-sol, où se mélangent pêle-mêle des réminiscences de *Germinal*, une idée romantique de la *Pachamama* et surtout une profonde méconnaissance des géosciences. Les choses changent actuellement en Europe du fait de la Covid-19 et de la guerre en Ukraine, qui ont rappelé cruellement qu'en cas de crise, les matières premières ne se trouvaient plus sur le marché, ou pas à un prix acceptable. Notre propre sous-sol devient un peu moins tabou. Pour ne parler que de l'hélium, actuellement il est à peu près impossible d'en acheter et dans les centres de recherche on arrête des expériences faute de matières premières. Les États-Unis, de loin le premier producteur mondial, préfèrent garder pour eux ce gaz stratégique. On doit aussi reconnaître en Europe que les partisans du tout électrique sont très puissants, pour différentes raisons selon les pays, et cela même si les chiffres montrent que 40 % des émissions de CO₂ mondiales actuelles viennent de la génération d'électricité (notamment produite à partir de combustibles fossiles charbon, fioul et gaz). Néanmoins, en attendant que la loi soit plus claire, la communauté s'organise et grossit. Au demeurant, les questions autour de l'H₂ dans le sous-sol ne se limitent pas à l'exploration puisque le stockage de grandes quantités de gaz ne peut se faire que là. Si les cavités salines sont artificielles, les stockages en aquifères répondent à des problématiques très similaires aux accumulations naturelles.

Le premier congrès «business» entièrement dédié à l'H₂ naturel, H-nat, a eu lieu en 2021, organisé par Coop, et la troisième édition (mais qui sera la première en présentiel) est prévue en novembre 2023. Désormais, la plupart des congrès de géosciences, qu'ils soient académiques comme la Goldsmith ou la RST, ou liés à l'industrie pétrolière, comme les congrès annuels de l'AAPG ou de l'EAGE, ont tous des sessions sur l'H₂.

Les acteurs européens se sont regroupés autour du pôle AVENIA pour créer Earth2, une initiative pour fédérer les acteurs et la communication autour de l'hydrogène dans le sous-sol. L'association est active sur 5 branches et publie des *technical position papers*, en particulier à destination des entités de la CEE pour que les politiciens aient une base de connaissances fiables quand ils devront se positionner sur la classification de cette nouvelle énergie. L'EGF, la fédération des géoscientistes européens, s'est aussi emparée du sujet et programme régulièrement des événements autour.

L'Agence Internationale de l'Énergie a depuis plusieurs années un groupe dédié à l'H₂, coordonné par Paul Lucchese (CEA), et est en train de créer un sous-groupe sur l'H₂ naturel.

D'un point de vue français et plus académique, le PEPR «Sous-sol, bien commun» qui est en train de démarrer sous la coordination du CNRS et du BRGM montre le changement d'attitude du gouvernement vis-à-vis du sous-sol, bien commun et non plus zone interdite. Enfin un GDR HydroGEMM spécifiquement sur l'H₂ dans le sous-sol a été aussi lancé (coordination par l'université de Bordeaux et l'UPPA) : le lancement a eu lieu à Bordeaux en novembre 2022 et a rassemblé plus de 125 personnes issues de 35 laboratoires académiques mais aussi des EPIC (IFPEN, BRGM) et des industriels.

En conclusion

Nous savons tous qu'il va être compliqué de remplacer les hydrocarbures. Les hydrogènes décarbonés pour remplacer l'H₂ carboné dans l'industrie chimique, puis pour prendre une place grandissante dans la mobilité, purs ou combinés (ce n'est pas le sujet de cette petite synthèse) sont tous à rechercher. Nous n'avons évoqué que les électrolyseurs, mais la pyrolyse du méthane est aussi une solution, et il y en a d'autres. On ne sait pas encore quelle place prendra l'hydrogène naturel dans ce paysage. Va-t-il tout supplanter comme les hydrocarbures qui sont devenus majoritaires dès qu'on en a trouvé de grandes quantités, ou va-t-il rester un marché de niche pour les quelques *happy few* qui en auront sous leurs pieds? Nul ne le sait encore. Ce qui paraît clair, c'est qu'il sera le moins cher, et de l'avis de beaucoup celui qui aura le moins d'impact environnemental. Essayer a donc tout son sens. Compte tenu du temps qu'il faut pour prendre un permis, faire les acquisitions nécessaires à l'implantation d'un forage et, en cas de découverte, en connaître l'ampleur, les premières réponses arriveront dans quelques années et les premières productions, pas avant 5 ans. Si, d'ici une dizaine d'années, 10 ou 15 % de l'H₂ consommé est de l'H₂ naturel, nous serons allés très vite. Est-ce que dans 20 ans 100 % de l'H₂ consommé sera naturel, nul ne peut dire que oui... mais nul ne peut dire que non. Alors nous travaillons, avec comme objectif premier, comme toujours en exploration, de réduire les incertitudes.

REMERCIEMENTS

Je remercie vivement tous les collègues et jeunes chercheurs de l'UPPA, de l'IFPEN et tous les autres géoscientistes qui ont travaillé à la compréhension des systèmes H₂ naturels et à l'émergence du sujet «H₂ ressource énergétique décarbonée», ainsi que les industriels qui œuvrent à en faire une réalité économique. Dans un ordre chronologique de nos recherches en commun depuis 2017, je tiens particulièrement à citer, pour diverses raisons : A. Prinzhofer, O. Lhote, G. Pasquet, D. Levy, O. Sissmann, V. Combandon, U. Geymond, E. Frery, F. Gonzalez, O. Cadi, K. Loiseau et V. Roche, mais merci aussi à tous les autres.

Hydrogène naturel : son exploration-production a commencé, quelles sont les perspectives ?

GLOSSAIRE

Craton : la lithosphère continentale étant plus légère (2,8 g/cm³) que le manteau sous-jacent (3,3 g/cm³), même si elle se déforme, elle reste en surface au-dessus du manteau. Certaines parties sont donc très anciennes, entre plusieurs milliards d'années et 600 10⁶ ans. On parle alors de craton.

HC : hydrocarbures. Ils viennent en général de la maturation de la matière organique dans le sous-sol mais le méthane, CH₄, le plus léger d'entre eux, peut aussi être d'origine bactérienne ou abiotique via la réaction CO₂ + 2H₂ => CH₄ + O₂.

Fumeur : zones d'échappement de gaz chauds au fond des océans situées en général sur ou à proximité des rides médio-océaniques. Selon le contenu en soufre, ils sont noirs ou blancs. Les gaz contiennent selon les cas entre 50 et 70 % d'H₂.

O&G : *Oil and Gaz*, monde pétrolier au sens large.

Ophiolites : les lithosphères océaniques quand elles sont vieilles se refroidissent, donc s'alourdissent et finissent par être plus denses que l'asthénosphère. Elles plongent alors, ce sont les zones de subduction. En se réchauffant, leur matériel se ramollit et se réincorpore dans la convection mantellique qui régit la tectonique des plaques. Certains bouts de ces lithosphères océaniques peuvent néanmoins être pris dans les zones de collision et se retrouver alors charriés dans les montagnes. C'est le cas notamment en Oman et en Nouvelle-Calédonie. Ce sont les nappes ophiolitiques.

Tcf : *trillion cubic feet*, unité de volume classique pour le gaz dans le monde des HC.

RÉFÉRENCES

Boreham, C.J., Edwards, D.S., Czado, K., Rollet, N., Wang, L., van der Wielen, S., Champion, D., Blewett, R., Feitz, A., Henson, P.A., 2021. "Hydrogen in Australian natural gas: occurrences, sources and resources", *The APPEA Journal* 61(1), 163, DOI 10.1071/AJ20044.

Cannat, M., Fontaine, F., Escartín, J., 2010. "Serpentinization and associated hydrogen and methane fluxes at slow spreading ridges", In: Rona, P.A., Devey, C.W., Dymant, J.,

Murton, B.J. (éd.), *Geophysical Monograph Series*, American Geophysical Union, Washington, D.C., 241–264, DOI 10.1029/2008GM000760.

Charlou, J.L., Donval, J.P., Fouquet, Y., Jean-Baptiste, P., Holm, N., 2002. "Geochemistry of high H₂ and CH₄ vent fluids issuing from ultramafic rocks at the Rainbow hydrothermal field" (36j14VN, MAR), *Chemical Geology*, 15.

Chavagnac, V., Monnin, C., Ceuleneer, G., Boulart, C., Hoareau, G., 2013. "Characterization of hyperalkaline fluids produced by low-temperature serpentinization of mantle peridotites in the Oman and Ligurian ophiolites: Hyperalkaline Waters in Oman and Liguria", *Geochemistry, Geophysics, Geosystems* 14(7), 2496–2522, DOI 10.1002/ggge.20147.

Combaudon, V., Moretti, I., Kleine, B.I., Stefánsson, A., 2022. "Hydrogen emissions from hydrothermal fields in Iceland and comparison with the Mid-Atlantic Ridge", *International Journal of Hydrogen Energy* 47(18), 10217–10227, DOI 10.1016/j.ijhydene.2022.01.101.

Deville, E., Prinzhofer, A., 2016. "The origin of N₂-H₂-CH₄-rich natural gas seepages in ophiolitic context: a major and noble gases study of fluid seepages in New Caledonia", *Chemical Geology* 440, 139–147, DOI 10.1016/j.chemgeo.2016.06.011.

Diallo, A., Cissé, C.S., Lemay, J., 2022. «La découverte de l'hydrogène naturel par Hydroma, un "Game Changer" pour la transition énergétique», *Annales des Mines*, 154–160.

Frery, E., Langhi, L., Maison, M., Moretti, I., 2021. "Natural hydrogen seeps identified in the North Perth Basin, Western Australia", *International Journal of Hydrogen Energy* 46(61), 31158–31173, DOI 10.1016/j.ijhydene.2021.07.023.

Geymond, U., Ramanaidou, E., Lévy, D., Ouaya, A., Moretti, I., 2022. "Can weathering of Banded Iron Formations generate natural hydrogen? Evidences from Australia, Brazil and South Africa." *Minerals*, 12, 163, <https://doi.org/10.3390/min12020163>.

Geymond, U., Briole, T., Combaudon, V., Sissmann, O., Martinez, I., Duttine, M., Moretti, I., 2023. "Reassessing the role of magnetite during natural hydrogen generation",

Frontiers in Earth Science 11, 1169356, DOI 10.3389/feart.2023.1169356.

Guélard, J., Beaumont, V., Rouchon, V., Guyot, F., Pillot, D., Jézéquel, D., Ader, M., Newell, K.D., Deville, E., 2017. "Natural H₂ in Kansas: Deep or shallow origin?", *Geochemistry, Geophysics, Geosystems* 18(5), 1841–1865, DOI 10.1002/2016GC006544.

Horsfield, B., Mahlstedt, N., Weniger, P., Misch, D., Vranjes-Wessely, S., Han, S., Wang, C., 2022. "Molecular hydrogen from organic sources in the deep Songliao Basin, P.R. China", *International Journal of Hydrogen Energy* 47(38), 16750–16774, DOI 10.1016/j.ijhydene.2022.02.208.

Klein, F., Bach, W., Jöns, N., McCollom, T., Moskowitz, B., Berquó, T., 2009. "Iron partitioning and hydrogen generation during serpentinization of abyssal peridotites from 15°N on the Mid-Atlantic Ridge", *Geochimica et Cosmochimica Acta* 73(22), 6868–6893, DOI 10.1016/j.gca.2009.08.021.

Kularatne, K., Sissmann, O., Kohler, E., Chardin, M., Noirez, S., Martinez, I., 2018. "Simultaneous ex-situ CO₂ mineral sequestration and hydrogen production from olivine-bearing mine tailings", *Applied Geochemistry* 95, 195–205, DOI 10.1016/j.apgeochem.2018.05.020.

Larin, N., Zgonnik, V., Rodina, S., Deville, E., Prinzhofer, A., Larin, V.N., 2015. "Natural Molecular Hydrogen Seepage Associated with Surficial, Rounded Depressions on the European Craton in Russia", *Natural Resources Research* 24(3), 369–383, DOI 10.1007/s11053-014-9257-5.

Lévy, D., Boka-Mene, M., Meshi, A., Fejza, I., Guermont, T., Hauville, B., Pelissier, N. 2023. "Looking for natural hydrogen in Albania and Kosova", *Frontiers in Earth Science* 11, 1167634, DOI 10.3389/feart.2023.1167634.

Lollar, B.S., Onstott, T.C., Lacrampe-Couloume, G., Balentine, C.J., 2014. "The contribution of the Precambrian continental lithosphere to global H₂ production", *Nature* 516(7531), 379–382, DOI 10.1038/nature14017.

Mahlstedt, N., Horsfield, B., Weniger, P., Misch, D., Shi, X., Noah, M., Boreham, C., 2022. "Molecular hydrogen from organic sources in geological systems", *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 105, 104704, DOI 10.1016/j.jngse.2022.104704.

Malvoisin, B., Brunet, F., 2023. "Barren ground depressions, natural H₂ and orogenic gold deposits: Spatial link and geochemical model", *Science of The Total Environment* 856, 158969, DOI 10.1016/j.scitotenv.2022.158969.

Moretti, I., Brouilly, E., Loiseau, K., Prinzhofer, A., Deville, E., 2021a. "Hydrogen Emanations in Intracratonic Areas: New Guide Lines for Early Exploration Basin Screening", *Geosciences* 11(3), 145, DOI 10.3390/geosciences11030145.

Moretti, I., Prinzhofer, A., Françolin, J., Pacheco, C., Rosanne, M., Rupin, F., Mertens, J., 2021b. "Long-term monitoring of natural hydrogen superficial emissions in a brazilian cratonic environment. Sporadic large pulses versus daily periodic emissions", *International Journal of Hydrogen Energy* 46(5), 3615–3628, DOI 10.1016/j.ijhydene.2020.11.026.

Moretti, I., Geymond, U., Pasquet, G., Aimar, L., Rabaute, A., 2022. "Natural hydrogen emanations in Namibia: Field acquisition and vegetation indexes from multispectral satellite image analysis", *International Journal of Hydrogen Energy* 47(84), 35588–35607, DOI 10.1016/j.ijhydene.2022.08.135.

Moretti, I., Baby, P., Alvarez Zapata, P., Mendoza, R.V., 2023. "Subduction and Hydrogen Release: The Case of Bolivian Altiplano", *Geosciences* 13(4), 109, DOI 10.3390/geosciences13040109.

Pasquet, G., Houssein Hassan, R., Sissmann, O., Varet, J., Moretti, I., 2021. "An Attempt to Study Natural H₂ Resources across an Oceanic Ridge Penetrating a Continent: The Asal–Ghoubbet Rift (Republic of Djibouti)", *Geosciences* 12(1), 16, DOI 10.3390/geosciences12010016.

Pasquet, G., Mohamed Idriss, A., Ronjon-Magand, L., Ranchou-Peyruse, M., Guignard, M., Duttine, M., Ranchou-Peyruse, A., Moretti, I., 2023. "Natural hydrogen potential and basaltic alteration in the Asal–Ghoubbet rift", Republic of Djibouti, *BSGF - Earth Sciences Bulletin*, DOI 10.1051/bsgf/2023004.

Prinzhofer, A., Cacas-Stentz, M.-C., 2023. "Natural hydrogen and blend gas: a dynamic model of accumulation", *International Journal of Hydrogen Energy*, S036031992301073X, DOI 10.1016/j.ijhydene.2023.03.060.

Hydrogène naturel : son exploration-production a commencé, quelles sont les perspectives ?

Prinzhofer, A., Moretti, I., Françolin, J., Pacheco, C., D'Agostino, A., Werly, J., Rupin, F., 2019. "Natural hydrogen continuous emission from sedimentary basins: The example of a Brazilian H₂-emitting structure", *International Journal of Hydrogen Energy* 44(12), 5676–5685, DOI 10.1016/j.ijhydene.2019.01.119.

Prinzhofer, A., Tahara Cissé, C.S., Diallo, A.B., 2018. "Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali)", *International Journal of Hydrogen Energy* 43(42), 19315–19326, DOI 10.1016/j.ijhydene.2018.08.193.

Prinzhofer, A., Deville, E., 2015. *Hydrogène naturel : la prochaine révolution énergétique?*, Paris: Belin.

Smith, N.J.P., Shepherd, T.J., Styles, M.T., Williams, G.M., 2005. "Hydrogen exploration: a review of global hydrogen accumulations and implications for prospective areas in NW Europe", *Geological Society, London, Petroleum Geology Conference series* 6(1), 349–358, DOI 10.1144/0060349.

Vacquand, C., Deville, E., Beaumont, V., Guyot, F., Sissmann, O., Pillot, D., Arcilla, C., Prinzhofer, A., 2018. "Reduced gas seepages in ophiolitic complexes: Evidences for multiple origins of the H₂-CH₄-N₂ gas mixtures", *Geochimica et Cosmochimica Acta* 223, 437–461, DOI 10.1016/j.gca.2017.12.018.

Worman, S.L., Pratson, L.F., Karson, J.A., Schlesinger, W.H., 2020. "Abiotic hydrogen (H₂) sources and sinks near the Mid-Ocean Ridge (MOR) with implications for the seafloor biosphere", *Proceedings of the National Academy of Sciences* 117(24), 13283–13293, DOI 10.1073/pnas.2002619117.

Zgonnik, V., 2020. "The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review", *Earth-Science Reviews* 203, 103140, DOI 10.1016/j.earscirev.2020.103140.

Zgonnik, V., Beaumont, V., Deville, E., Larin, N., Pillot, D., Farrell, K.M., 2015. "Evidence for natural molecular hydrogen seepage associated with Carolina bays (surficial, ovoid depressions on the Atlantic Coastal Plain, Province of the USA)", *Progress in Earth and Planetary Science* 2(1), 31, DOI 10.1186/s40645-015-0062-5.

BIOGRAPHIE

ISABELLE MORETTI, docteure en sciences de la terre, a commencé sa carrière en 1987 à l'IFP où elle a occupé différents postes de chef de projet en France et à l'étranger (Bolivie, Colombie, Égypte, Italie, Grèce). Elle a entrecoupé ces activités avec de l'expertise pour l'industrie (Total, CEPSA, YPF) et des travaux pour des entités gouvernementales (IRD, CNRS, ANR, CEE, Ancre). Elle est l'auteur de plus de 140 articles, a dirigé 25 thèses. En 2012, elle rejoint ENGIE (EPI) en tant qu'experte, passe ensuite à ENGIE Corp en tant que directrice des technologies puis devient CSO du groupe. À ce poste, elle sélectionne les technologies de demain dans les énergies renouvelables et autres marchés émergents. Elle a été élue à l'Académie des technologies en 2018. Maintenant de retour dans le monde académique, elle dirige une équipe dédiée à l'hydrogène naturel.

À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Le CCS et l'hydrogène bas carbone pour décarboner l'industrie française, *Richard Lavergne, Benoît Legait (n° 656, mai-juin 2021)*
- Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités (*bors-série, octobre 2021*)
- Comment estimer les coûts de production de l'hydrogène bas carbone, *Bertrand Charmaison (n° 663, juillet-août 2022)*

À retrouver sur www.larevuedelenergie.com.