



Ronds de sorcière au Brésil correspondant à des émanations d'hydrogène  
Crédits : Isabelle Moretti

### Résumé

- L'hydrogène naturel est produit et s'accumule sous terre. Les études faisant état de gisements potentiels d'hydrogène naturel à travers le monde se sont récemment multipliées, laissant espérer une contribution significative de l'hydrogène « blanc » à un avenir à zéro émission nette de carbone.
- Néanmoins, aucun gisement important exploitable économiquement n'a encore été découvert. Les coûts réels d'exploitation de l'hydrogène naturel restent à évaluer, notamment au regard des caractéristiques spécifiques de chaque site.
- Pour lever ces incertitudes, financer la recherche fondamentale sur les systèmes géologiques d'hydrogène et accorder sous condition un soutien public aux forages d'exploration à des projets français avancés apparaissent indispensables.

Gérard Leseul, député

Michaël Weber, sénateur

### ■ La formation d'hydrogène naturel : un phénomène largement documenté à l'échelle mondiale

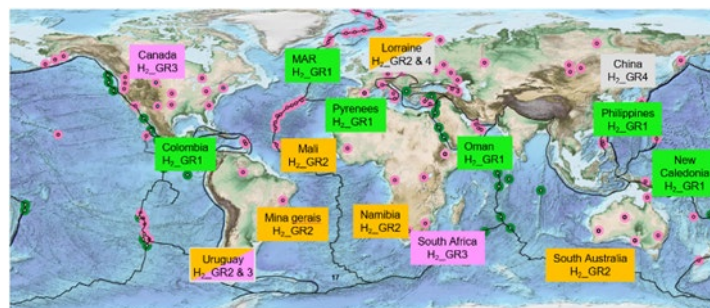
- Une ressource potentielle répartie dans de nombreuses zones géographiques

L'hydrogène naturel<sup>1</sup> se présente sous forme d'hydrogène moléculaire ( $H_2$ ) et n'est pas combiné à un autre élément. Il est présent dans l'atmosphère terrestre à une très faible concentration et à des concentrations légèrement plus élevées sous forme dissoute dans l'eau ( $H_2O$ ). L'hydrogène se présente également à l'état naturel sous forme gazeuse dans les roches poreuses du sous-sol, où il est généralement mélangé à d'autres gaz comme l'azote ( $N_2$ ), l'hélium ( $He$ ) et le méthane ( $CH_4$ )<sup>2</sup>, ou dissous dans les eaux souterraines.

Le premier inventaire<sup>3</sup> mondial des émanations d'hydrogène réalisé en 2020 a décelé des indices physiques mesurables sur tous les continents. Cette étude a été complétée en 2023 par une nouvelle estimation des zones dans lesquelles on observe la présence des roches génératrices potentielles<sup>4</sup>.

En France métropolitaine, le Bassin aquitain, le Piémont pyrénéen et la région Grand Est apparaissent comme des zones propices à la présence d'hydrogène. Dans les outre-mer, les massifs ophiolitiques de la Nouvelle-Calédonie ainsi que la Guyane possèdent les caractéristiques géologiques favorables à l'hydrogène naturel. Toutefois, aucune étude exploratoire n'a été réalisée à ce jour en Guyane.

### Répartition mondiale des roches potentiellement génératrices d'hydrogène



Source : Isabelle Moretti, 2026, d'après Levy et al. (2023)

- H2\_GR1 : roches basiques et ultramafiques /mantellique
- H2\_GR2 : roches riches en fer (sédimentaires ou intrusives)
- H2\_GR3 : roches continentales radioactives
- H2\_GR4 : roches riches en matière organique

- Les mécanismes géochimiques de production de l'hydrogène naturel

Plusieurs mécanismes contribuent à la production d'hydrogène naturel, mais seuls trois d'entre eux sont susceptibles de conduire à des accumulations d'hydrogène naturel exploitables économiquement.

- Les réactions d'oxydoréduction

Les réactions d'oxydoréduction entre l'eau et certaines roches riches en fer se caractérisent par une oxydation des roches et une transformation de l'eau en dihydrogène dans des conditions hydrodynamiques spécifiques<sup>5</sup>.

Le principe repose sur un échange d'électrons entre les deux éléments :

- au contact de l'eau, le fer ferreux contenu dans la roche ( $\text{Fe}^{2+}$ ) agit comme un réducteur : il donne des électrons et se transforme en fer ferrique ( $\text{Fe}^{3+}$ ) ;

- en récupérant les électrons cédés par le fer de la roche, l'hydrogène de l'eau ( $\text{H}_2\text{O}$ ) se réduit pour former du dihydrogène gazeux ( $\text{H}_2$ ).

La serpentinisation est le processus le plus connu de l'hydratation<sup>6</sup> et de l'oxydation<sup>7</sup> de roches ultramafiques<sup>8</sup> et mafiques<sup>9</sup> contenant de l'olivine et du pyroxène. D'autres formations rocheuses comme les granites et les formations de fer rubané<sup>10</sup> peuvent produire de l'hydrogène par oxydoréduction. Les cinétiques sont optimales à haute température (200 à 350 °C), mais des réactions de serpentinisation pourraient se poursuivre jusqu'à des températures inférieures à 50 °C dans certaines conditions<sup>11</sup>.

- *La radiolyse de l'eau*

La radiolyse de l'eau est une autre réaction de production d'hydrogène naturel à grande échelle. Elle consiste en une rupture des liaisons O-H de l'eau par les rayonnements ionisants produits lors de la désintégration radioactive de l'uranium, du thorium et du potassium. De l'hélium est également produit au cours de cette réaction. La radiolyse concerne toutes les roches continentales radioactives. Elle peut prendre plusieurs milliards d'années<sup>12</sup>.

- *La maturation de la matière organique*

Lors de l'enfouissement profond de sédiments riches en carbone, l'élévation thermique provoque un craquage moléculaire. À très haute température (stade de la surmaturation), les chaînes hydrocarbonées se brisent, libérant du méthane, mais également du dihydrogène en quantités notables. Parmi les roches riches en matière organique figurent les charbons et les schistes noirs. La maturation de la matière organique est plus ou moins rapide en fonction de la température, mais elle peut prendre des centaines de millions d'années<sup>13</sup>.

- *Les autres processus*

Le dégazage volcanique<sup>14</sup>, les réactions mécano-radicalaires<sup>15</sup> et l'activité microbienne<sup>16</sup> peuvent également être à l'origine de la génération d'hydrogène naturel.

- *Le démarrage des activités d'exploration*

Depuis cinq ans, le nombre de publications sur l'hydrogène naturel a été multiplié par 20 et de nombreuses entreprises<sup>17</sup>, essentiellement des *start-up*, se sont lancées dans l'exploration de l'hydrogène naturel. Si cette dernière n'a commencé en France qu'en 2022, notre pays peut compter sur une avance scientifique basée sur plus de dix ans de programmes de recherche et sur une filière de l'hydrogène et du « para hydrogène » structurée autour du pôle de compétitivité AVENIA dans le cadre de l'initiative européenne sur l'hydrogène natif  $\text{Earth}_2$ <sup>18</sup>. Au niveau international, des projets d'exploration d'hydrogène sont en cours sur tous les continents à des degrés plus ou moins avancés<sup>19</sup>. En effet, le nombre de pays<sup>20</sup> ayant adapté leur législation afin de délivrer des permis d'exploration de l'hydrogène naturel reste encore réduit.

- *La réalité du terrain : des données encore très sporadiques et un seul site d'exploitation*

- *L'absence de données scientifiques publiques sur les forages récents*

En dehors du Mali, entre 20 et 40 puits<sup>21</sup> ont été forés sur tous les continents, en particulier aux États-Unis et en Australie, mais également en Colombie, en Chine et même en France<sup>22</sup>. Néanmoins, à ce jour, ces opérations n'ont donné lieu à aucune publication de données certifiées ou de résultats validés par des pairs dans des revues scientifiques<sup>23</sup>.

- *L'exception du Mali*

Un seul site est actuellement exploité dans le monde, le site de Bourakébougou dans le bassin du Taoudeni au Mali<sup>24</sup>. L'hydrogène y est stocké à l'état gazeux libre à faible profondeur. Il est produit presque pur (environ 98 %). En revanche, le débit du puits historique principal<sup>25</sup> s'élève à seulement 1 500 m<sup>3</sup> par jour, soit 48 tonnes par an, l'équivalent de l'énergie contenue dans 3 barils de pétrole, contre 2 millions de m<sup>3</sup> par jour de gaz naturel pour un puits en mer du Nord. Il convient de rappeler qu'une usine d'engrais utilise en moyenne 300 000 tonnes d'hydrogène par an.

- **La compréhension des systèmes d'hydrogène naturel : une condition préalable pour concevoir l'exploitation de l'hydrogène naturel**

Les ressources d'hydrogène naturel englobent toutes les quantités d'hydrogène naturel présentes dans la croûte terrestre, découvertes ou non, récupérables ou non.

Les suintements, sources et dépressions subcirculaires d'hydrogène donnent des indications intéressantes sur les flux d'hydrogène, mais ne permettent pas d'évaluer les ressources.

L'absence de signalement d'hydrogène peut constituer un faux négatif<sup>26</sup> : les instruments de mesure indiquent les fuites d'hydrogène et non la présence du gaz dans le sous-sol.

Les phénomènes de surface peuvent également causer des faux positifs en raison de l'activité microbienne de surface<sup>27</sup> ou des réactions chimiques lors du forage<sup>28</sup>.

Les gisements d'hydrogène résultent d'un « système hydrogène », à savoir un modèle géologique global regroupant tous les éléments et processus physiques et chimiques nécessaires à la génération, à la migration, au piégeage et à la conservation d'hydrogène dans le sous-sol qu'il convient de comprendre pour évaluer les ressources en hydrogène.

- *Les piliers du « système hydrogène »*

Le concept de « système hydrogène » est directement calqué sur le modèle du « système pétrolier », tout en tenant compte des propriétés de la molécule d'hydrogène. Pour qu'un système hydrogène fonctionne, quatre éléments doivent être réunis : la source, les voies de migration, le réservoir et la couverture.

- *La source : les roches génératrices*

Il existe plusieurs types de roche susceptibles de produire de l'hydrogène. Dans le cadre des réactions d'oxydoréduction et de la radiolyse, les roches génératrices doivent présenter

une chimie favorable (haute teneur en fer ferreux ou forte concentration en éléments radioactifs) ainsi qu'un réseau de microfractures permettant à l'eau de s'infiltrer pour alimenter en continu la réaction de génération d'hydrogène.

- *Les voies de migration*<sup>29</sup>

Comparé aux hydrocarbures, l'hydrogène est une molécule très petite. Dès qu'il se forme, il migre hors de la roche génératrice selon deux mécanismes<sup>30</sup> :

- par advection : le transport de l'hydrogène s'effectue soit dissous dans l'eau (il suit alors les aquifères), soit sous forme de gaz libre. L'advection permet une migration ciblée le long de voies perméables telles que des fractures, des failles ou des couches poreuses ;

- par diffusion : les molécules d'hydrogène se déplacent spontanément sous l'effet d'un gradient de concentration<sup>31</sup> de manière plutôt multidirectionnelle.

À grande profondeur, sous l'effet de la pression hydrostatique, l'hydrogène migre dissous dans l'eau le long des aquifères. À une profondeur moindre, lorsque la pression diminue, l'hydrogène se dégage sous forme de gaz, formant ainsi des accumulations de gaz ou s'échappant dans l'atmosphère<sup>32</sup>.

- *La roche-réservoir*

L'hydrogène étant un gaz hautement mobile, la roche-réservoir doit être dotée d'une porosité élevée pour offrir un espace pour stocker le gaz et d'une perméabilité suffisante pour la circulation des fluides<sup>33</sup>. Parmi les roches de stockage typiques, on trouve les grès poreux ainsi que les roches fissurées telles que les carbonates ou les roches mères cristallines dotées de réseaux de fissures bien développés<sup>34</sup>.

- *La roche de couverture*

La quantité d'hydrogène naturel pouvant être potentiellement extraite dépend largement de sa capacité à s'accumuler dans des structures de piégeage<sup>35</sup>. Sans une couche imperméable située au-dessus de la roche-réservoir, l'hydrogène s'échappe vers la surface. En l'état actuel des connaissances, les roches de couverture privilégiées par les scientifiques sont le sel<sup>36</sup> et certaines argiles saturées en eau<sup>37</sup>.

Lorsque l'hydrogène est dissous dans un aquifère, il n'y a probablement pas besoin de piège.

- *L'existence de nombreuses incertitudes*

- *Sur la formation et la migration*

La vitesse des réactions de production d'hydrogène varie en fonction de la température, de la pression, du rapport eau/roche<sup>38</sup>, de la salinité du fluide<sup>39</sup> ou encore de la composition chimique des roches et des fluides. Les catalyseurs naturels sont mal connus tandis que la serpentinisation de l'olivine<sup>40</sup>, processus clé pour la production d'hydrogène s'accompagne d'autres réactions géochimiques qui peuvent entraver la production d'hydrogène.

La précipitation de minéraux secondaires<sup>41</sup> peut entraîner une passivation des surfaces : en se déposant de manière homogène sur les parois des microfractures, ils forment une barrière étanche et isolent le cœur de la roche de tout contact futur avec l'eau. La production d'hydrogène s'arrête net, laissant une roche riche en fer mais devenue stérile.

Les effets de ces réactions couplées restent particulièrement difficiles à modéliser en raison de leur complexité (antagonisme de certaines réactions<sup>42</sup>, cinétiques et rendements variables<sup>43</sup>, etc.).

Les roches à fort potentiel d'hydrogène (péridotites) sont des roches peu poreuses et peu perméables. Pourtant, la majorité des péridotites et des autres roches potentiellement sources d'hydrogène observées à la surface de la Terre sont fortement altérées, ce qui suppose des mécanismes efficaces de circulation des fluides<sup>44</sup>. Ils restent encore peu étudiés, ce qui limite la capacité à prédire le potentiel de production en hydrogène de ces zones reconnues comme propices.

- *Sur l'accumulation et la préservation*

L'accumulation de l'hydrogène est entravée par sa diffusivité exceptionnelle qui entraîne sa fuite vers la surface (« leaking ») à travers la roche de couverture. Le processus de diffusion est lent, mais il pourrait être suffisant à l'échelle des temps géologiques pour vider un réservoir qui ne serait pas alimenté en continu.

Un autre obstacle à l'accumulation de l'hydrogène est sa réactivité chimique et microbiologique. L'hydrogène a une électronégativité modérée et une petite taille atomique, ce qui facilite les échanges d'électrons ou la formation de liaisons avec d'autres éléments. Des réactions géochimiques associant l'hydrogène peuvent intervenir à des températures supérieures à 200°C : réduction des oxydes métalliques (oxyde de fer ou de manganèse) et oxydation de l'hydrogène en eau, réduction du CO<sub>2</sub> pour former du méthane<sup>45</sup> ; réduction des sulfates pour produire du sulfure d'hydrogène<sup>46</sup>.

À des températures inférieures à 100°C<sup>47</sup>, l'hydrogène est source d'énergie pour le vivant, et les micro-organismes du sous-sol jouent un rôle majeur dans la consommation et la transformation de l'hydrogène<sup>48</sup>. Par conséquent, les pièges à hydrogène se retrouveraient à une profondeur où la température est comprise entre 100 et 200°C<sup>49</sup>, bornes entre lesquelles l'hydrogène est moins réactif.

## ■ L'exploitation commerciale de l'hydrogène : les facteurs clés et les obstacles à lever

À la différence des ressources qui correspondent au stock d'hydrogène disponible dans le milieu naturel, les réserves désignent les quantités d'hydrogène qui pourraient être extraites de manière commercialement viable.

Les sociétés exploratrices d'hydrogène naturel visent un coût autour d'un dollar par kilogramme d'hydrogène<sup>50</sup>. Des évaluations à partir des données du gisement de Bourakébougou<sup>51</sup> ou de gisements hypothétiques<sup>52</sup> indiquent des coûts de production largement inférieurs à ceux de l'hydrogène vert<sup>53</sup> et sensiblement comparables, voire inférieurs à ceux de l'hydrogène gris<sup>54</sup> et noir<sup>55</sup>. Néanmoins, à ce jour, le coût réel de la production d'hydrogène naturel reste à déterminer, car il n'a jamais encore été produit ni commercialisé en grande quantité<sup>56</sup>. De nombreux paramètres peuvent avoir un impact sur les coûts de production.

### ➤ Les paramètres techniques et logistiques de rentabilité

- *Hydrogène dissous ou gaz libre : le verrou de l'extraction*

Les méthodes envisagées pour l'extraction de l'hydrogène sous forme de gaz libre sont celles classiquement déployées pour l'exploitation de réservoirs d'hydrocarbures sous pression. En revanche, l'exploitation de l'hydrogène dissous dans l'eau soulève de nombreux défis technologiques<sup>57</sup>.

- *La pureté, la coproduction potentielle*

La concentration en hydrogène et la composition du gaz résiduel sont des paramètres de rentabilité décisifs<sup>58</sup> car elles déterminent les besoins en énergie et les coûts de séparation du gaz<sup>59</sup> pour la purification de l'hydrogène.

En revanche, la présence de l'hélium peut rendre rentable l'exploitation de gisements d'hydrogène en raison de la forte valeur marchande de ce gaz<sup>60</sup> : L'hélium est un gaz rare indispensable dans de nombreux secteurs industriels tandis que l'offre est limitée par le nombre de gisements exploitables.

- *Le débit et la pression*

Des débits de production importants entraînent une baisse des coûts unitaires grâce aux économies d'échelle. Le débit auquel l'hydrogène devrait être produit pour être rentable est évalué à plusieurs kilotonnes par an et par puits<sup>61</sup>. La pression du réservoir influe directement sur le débit de la production d'hydrogène : une pression élevée facilite l'extraction et améliore l'efficacité globale du processus de production.

- *Le volume total et la profondeur*

La quantité totale d'hydrogène présente dans le gisement détermine la durée pendant laquelle un débit donné peut être maintenu. Dans le domaine de l'exploration gazière, la durée d'exploitation varie entre 15 et 30 ans pour une installation de production.

La profondeur du gisement est un paramètre important pour le coût du forage : plus il est profond, plus il est coûteux<sup>62</sup>.

- *La proximité des consommateurs*

Le transport de l'hydrogène étant techniquement complexe et coûteux<sup>63</sup>, sa rentabilité économique sera plus probable lorsque les consommateurs se trouveront à proximité du gisement.

### ➤ Les obstacles réglementaires, financiers et culturels en France

- *Des procédures longues et coûteuses*

La phase de recherche implique la délivrance d'un permis exclusif de recherche, procédure plus longue que dans d'autres pays (18 mois en France contre 3 à 6 mois en Allemagne<sup>64</sup>). Deux raisons sont régulièrement avancées : des procédures d'autorisation séquentielles plutôt que parallèles ; des ressources humaines pour l'instruction des demandes insuffisantes et peu formées aux questions liées au sous-sol alors même que les dossiers sont de plus en plus complexes. Les demandes de concession de production sont réputées encore plus lentes, pouvant aller jusqu'à trois ans.

Par ailleurs, le code minier ne facilite pas l'accès aux données préexistantes. Par exemple, les données sismiques sont accessibles dans un format qui ne permet pas de les utiliser sans un retraitement préalable, ce qui engendre des coûts et des délais supplémentaires<sup>65</sup>.

- *Le coût élevé du forage*

Le forage reste le seul moyen de confirmer l'existence d'un gisement souterrain d'hydrogène, de mesurer la pression, les débits et la composition du gaz ainsi que d'évaluer la rentabilité économique. Mais son coût est élevé (entre 2 et 20 millions d'euros), ce qui constitue une réelle difficulté pour les sociétés d'exploration, essentiellement des *start-up*.

- *Une perte d'intérêt de la France pour son sous-sol*

Les ressources du sous-sol ont vocation à jouer un rôle essentiel dans la transition, mais également pour la souveraineté énergétique de notre pays. Elles sont cependant mal connues du grand public et leur exploitation souffre d'une acceptation sociale faible et d'un relatif désintérêt des décideurs politiques.

### ■ Recommandations

- Développer un récit autour du sous-sol national afin de sensibiliser les décideurs politiques et les citoyens sur le caractère stratégique des ressources du sous-sol et le potentiel français
- Consacrer 10 millions d'euros à un programme national de recherche pluridisciplinaire sur 10 ans sur l'hydrogène et l'hélium et débouchant sur un ou deux forages profonds afin de caractériser les systèmes liés à ces ressources
- Sanctuariser la contribution de la France aux deux programmes internationaux de forage scientifique (International Continental Scientific Drilling Program et International Ocean Drilling Program) afin de maintenir l'expertise française dans la connaissance du sous-sol
- Mettre en place une enveloppe de 10 millions d'euros d'avances remboursables pour contribuer à la réalisation d'un forage exploratoire pour les projets français les plus avancés lorsqu'ils s'accompagnent d'un programme scientifique public associé
- Faire évoluer le droit minier pour permettre l'accès libre aux données sismiques retraitées et simplifier les processus d'octroi de permis de recherche et de licences d'exploitation
- Soutenir, dans la compétition énergétique internationale, la reconnaissance de l'hydrogène naturel comme source de production bas carbone au niveau européen, en révisant la stratégie hydrogène de l'Union européenne dès 2027

Sites Internet de l'Office :

<http://www.assemblee-nationale.fr/commissions/opepst-index.asp>

<http://www.senat.fr/opepst>

## Personnes consultées

---

### Personnes auditionnées

- IFP Énergies nouvelles
  - Mme Julie Lhomme Maublanc, directrice de la direction de l'information, des relations institutionnelles et internationales
  - M. Yannick Peysson, responsable de programme R&D en charge de la thématique Hydrogène naturel
- Mme Isabelle Martinez, professeur à l'Institut de physique du globe de Paris (IPGP)
- Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM)
  - M. Frédéric Gal, ingénieur de recherche
  - M. Frédéric Glanois, directeur de la direction Énergie et décarbonation
  - M. Francis Claret, responsable du programme Énergie
- Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)
  - M. Fabrice Candia, chef du bureau des ressources énergétiques du sous-sol
  - M. Jean-Claude Lecomte, expert filière géosciences
  - M. Alexandre Chevallier, sous-directeur Sécurité d'approvisionnement et ressources énergétiques et minérales
- Mme Isabelle Moretti, chercheur à l'E2S UPPA et à Sorbonne Université, membre de l'académie des technologies (vice-présidente du pôle énergie)
- M. Viacheslav Zgonnik, CEO de Hyreveal
- M. Sébastien Lacaze, CEO de Look Up
- M. Christophe Rigollet, directeur Géosciences de CVA
- Vinci Technologies
  - M. Nicolas Bouton, responsable du département Rock-Eval de Vinci Technologies
- Avenia - Programme earth 2
  - M. Nicolas Gonthier, responsable du programme earth 2
  - M. Christophe Hecker, responsable des relations extérieures
- Storengy SAS
  - M. Alain Caracatzanis, directeur général
  - Mme Delphine Patriarche, déléguée R&D
  - M. Olivier Lhote, directeur des projets Hydrogène
  - Mme Océane Peylachon, chargée des affaires parlementaires, Engie SA
- M. Emmanuel Masini, président, CEO de Mantle 8
- M. Gaëtan Bonhomme, directeur général de Breakthrough Energy Ventures Europe
- M. Laurent Truche, professeur des universités à l'Université Grenoble Alpes (UGA)
- Air liquide
  - Mme Nathalie Schmitt, directrice des affaires publiques en charge de la transition énergétique
  - M. Simon Jallais, ingénieur R&D
  - M. Pierre Cavelan, directeur Affaires publiques Corporate
- Mme Marguerite Godard, directrice de recherche CNRS, Géosciences Montpellier
- Vermilion Energy France
  - Mme Pantxika Etcheverry, directrice générale
  - Mme Marine Di Matteo, cheffe de projet
  - M. Thomas Chauvet, responsable Permis et environnement

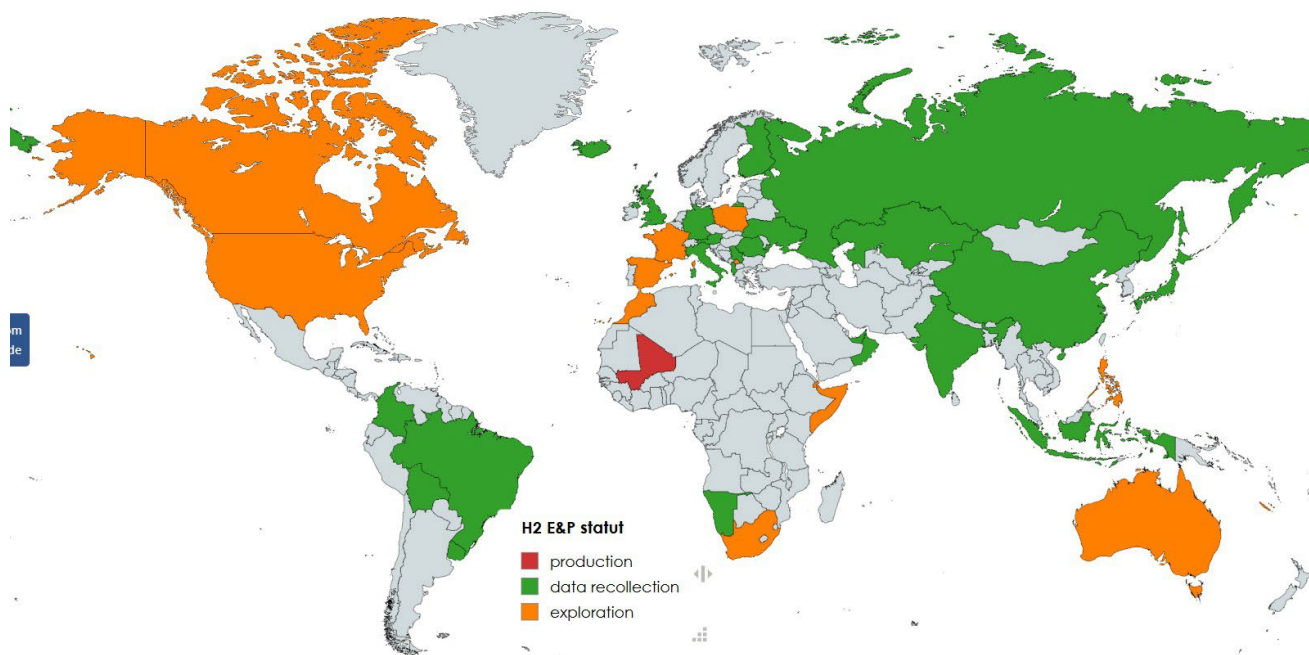
### Visite du site de Pontpierre et de l'entreprise 45-8 Energy (7 mai 2026)

- M. Jacques Pironon, directeur de recherche CNRS émérite
- M. Antoine Forcival, directeur général délégué de la Française de l'énergie
- M. Nicolas Pélissier, président de 45-8 Energy





## Synthèse de la prospection, de l'exploration et de la production mondiale d'hydrogène naturel



<sup>20</sup> Parmi ces pays on trouve notamment les États-Unis, l'Australie, la Russie, le Canada, la Chine, la Norvège, le Mali, Oman, le Maroc, les Philippines ainsi que quelques pays de l'Union européenne (la France, l'Espagne, l'Allemagne, l'Autriche, l'Italie, la Pologne).

<sup>21</sup> Audition de Viachieslav Zgonnik. 27 mai 2026.

<sup>22</sup> Six permis de recherche exclusifs d'hydrogène natif ont été attribués jusqu'à présent : à la société TBH2 à Sauveterre (Pyrénées-Atlantiques) le 23 novembre 2023, au consortium 45-8/STO à Grand Rieu (Pyrénées-Atlantiques) et à Marensin (Landes) le 25 février 2025, à la société TBH2 à Coucourou (Pyrénées-Atlantiques) le 22 décembre 2025, à la Française de l'énergie aux Trois évêchés le 26 janvier 2026 (Meurthe-et-Moselle/Moselle) et au consortium G&OI/Mantle 8 à Comminges (Haute-Garonne/Hautes-Pyrénées) le 31 mars 2026. Dans le cadre du programme de recherche REGALOR 2, un forage a été réalisé à 3 662 mètres de profondeur le 16 mars 2026 à Pontpierre, en Moselle.

<sup>23</sup> En 2023 et 2024, Gold Hydrogen a réalisé deux forages dans la péninsule de York en Australie autour d'un puits où il avait déjà été trouvé de l'hydrogène naturel en 1931 à un taux de pureté de 90 %. Selon les informations publiées par cette société, les forages Ramsay 1 et Ramsay 2 auraient permis de trouver des concentrations en hydrogène, corrigées de l'effet de l'air, très élevées (respectivement 73 % et 86 %). Des concentrations d'hélium jusqu'à 6,8 % auraient également été trouvées. Néanmoins, aucune information n'a été fournie sur les volumes d'hydrogène ou d'hélium présents ni sur les débits attendus. <https://www.goldhydrogen.com.au/wp/wp-content/uploads/2023.12.19-ASX-Announcement-Very-High-Concentrations-of-Hydrogen-Found-at-Ramsay-2.pdf>

À la suite du forage réalisé par la Française de l'énergie en mars 2026 à Pontpierre, le chiffre de 34 millions de tonnes a été avancé pour quantifier les ressources en hydrogène dissous dans le bassin lorrain. Néanmoins, cette évaluation reste à confirmer et aucune information sur les débits attendus n'a encore été publiée. Selon la Française de l'énergie, un article scientifique est en révision chez International Journal of Hydrogen Energy et devrait être publié dès validation.

Les seules données scientifiques obtenues à la suite d'un forage concernent les forages scientifiques réalisés à Oman (OmanDP) et sur la dorsale médio-atlantique (IODP Expedition 399).

<sup>24</sup> Ce gisement d'hydrogène naturel a été découvert fortuitement en 1987 à l'occasion d'une campagne de forage d'eau. Il est exploité depuis 2012 et alimente une petite centrale électrique approvisionnant le village en électricité.

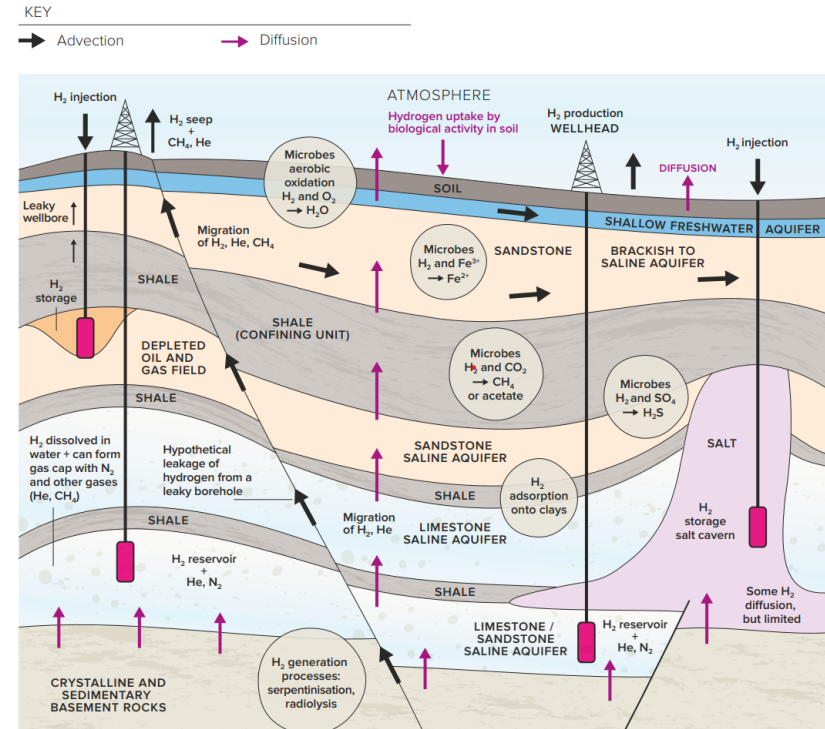
<sup>25</sup> 24 puits supplémentaires ont été forés par la société Hydroma Inc. Toutefois, les débits individuels n'ont pas été rendus publics.

<sup>26</sup> C'est par exemple le cas lorsque la vitesse de remontée de l'hydrogène est lente et que les bactéries dans le sol consomment l'intégralité du flux de gaz avant qu'il n'atteigne les capteurs de l'équipe d'exploration.

<sup>27</sup> Les sols abritent des micro-organismes capables de produire de l'hydrogène. Des poches de gaz détectées très près de la surface peuvent refléter cette activité biologique (fermentation) plutôt qu'une remontée d'hydrogène issu d'un réservoir géologique.

<sup>28</sup> Pendant les opérations de forage, l'interaction entre les fluides de forage, les outils métalliques et certaines roches peut générer de l'hydrogène artificiellement.

**Coupe schématique du transport de l'hydrogène depuis les accumulations en profondeur vers les environnements proches de la surface, y compris les aquifères peu profonds, les sols et l'atmosphère**



Les flèches vers le haut indiquent le rejet naturel d'hydrogène (et de gaz co-émis) par les suintements, les sources et le sol. Les flèches vers le bas au-dessus du sol indiquent l'absorption d'hydrogène par l'activité biologique dans les sols.

31 L'hydrogène possède des propriétés physiques uniques qui encouragent sa diffusion :

- l'hydrogène se déplace toujours des zones de forte concentration (les roches profondes où il est généré) vers les zones de faible concentration comme la surface et l'atmosphère (loi de Fick) ;
- l'hydrogène est la plus petite et plus légère de toutes les molécules. En conséquence, son coefficient de diffusion est extrêmement élevé, environ 3 à 4 fois supérieur à celui du méthane ;
- en raison de sa taille microscopique, l'hydrogène ne se diffuse pas seulement à travers l'eau ou les gaz contenus dans les pores des roches. Il peut se faufiler à travers la structure cristalline solide de minéraux ou de roches réputées imperméables.

32 Berit Erlach *et al.* Geologischer Wasserstoff – eine unterschätzte Energiequelle? Impuls. April 2026.

33 Une forte perméabilité permet à l'eau ou aux gaz porteurs de circuler librement. C'est elle qui permet à l'hydrogène de migrer rapidement de la roche génératrice profonde vers les zones en surface, ou d'alimenter en continu un puits en exploitation.

34 Erlach *et al* (2026) précité.

35 IFPEN (20/01/2025). Rapport précité. La Nouvelle-Calédonie présente un réel potentiel de génération d'hydrogène dans les ophiolites situées dans Massif du Sud autour de la baie de Prony. Toutefois, ce massif est très fracturé et ne présente pas de couverture géologique naturelle capable de piéger le gaz en profondeur. La découverte de réservoirs, à même de permettre une production par forage, paraît incertaine.

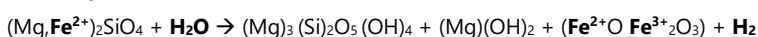
36 Lors de son audition le 28 mai 2026, Laurent Truche a fait remarquer que le sel gemme possède une perméabilité à l'hydrogène de plusieurs ordres de grandeur inférieure à celle des argiles, ce qui en fait la seule couche de couverture géologique dont l'efficacité de confinement vis-à-vis de l'hydrogène est démontrée par les performances des infrastructures souterraines de stockage géologique de l'hydrogène.

37 Lorsque l'argile est saturée d'eau, celle-ci encombre les pores et force l'hydrogène à se dissoudre lentement pour diffuser.

38 Le rapport eau/roche représente le volume d'eau disponible par unité de volume de roche. Dans le cadre de la serpentinisation, s'il est faible, l'eau est insuffisante pour réagir avec toute l'olivine. Au contraire, l'excès d'eau peut dissoudre les produits de réaction comme la serpentine ou la magnétite et favoriser les réactions secondaires (telles que la carbonatation).

39 Une eau douce (faible salinité) va limiter la solubilité des minéraux, favoriser la précipitation de la serpentine et accélérer la cinétique des réactions. La production d'hydrogène sera maximisée.

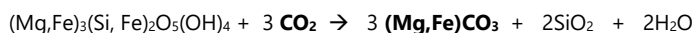
40 La réaction de l'olivine avec l'eau conduit à la formation de serpentine, mais également de brucite, de magnétite et d'hydrogène selon la formule géochimique suivante :



**Olivine                      Serpentine                      Brucite                      Magnétite**

---

<sup>41</sup> La précipitation de minéraux secondaires se produit lors de la serpentinisation : des minéraux secondaires se forment à partir des produits de la réaction principale. Par exemple, la serpentine produite à partir de l'olivine va réagir avec du dioxyde de carbone pour former de la magnésite et de la sidérite.



**Serpentine**

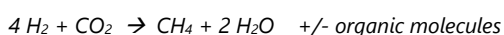
**Magnésite/sidérite**

<sup>42</sup> Ainsi, la précipitation des minéraux secondaires peut également avoir un effet bénéfique sur la serpentinisation. La transformation des minéraux primaires en minéraux secondaires s'accompagne d'une augmentation de volume de la roche pouvant atteindre 30 à 40 %. Si la distribution des minéraux secondaires génère des contraintes mécaniques asymétriques, l'expansion volumique fait éclater la roche à l'échelle microscopique. Ces nouvelles fissures permettent à l'eau de pénétrer plus profondément, accédant à de nouvelles réserves de fer et maintenant un rendement d'hydrogène élevé et continu dans le temps.

<sup>43</sup> Par exemple, le pic de la serpentinisation est atteint à 270 °C contre 185 °C pour la carbonatation.

<sup>44</sup> Plusieurs indicateurs suggèrent un couplage tectonique-fracturation-flux favorisant le maintien de la perméabilité des roches potentiellement source d'hydrogène ainsi que des processus de fracturation réactive à l'échelle des minéraux.

<sup>45</sup> En présence de catalyseurs (nickel, fer ou cobalt), l'hydrogène peut réagir avec le dioxyde de carbone pour former du méthane.



La formation de méthane (CH<sub>4</sub>) par réaction abiotique entre l'hydrogène et le dioxyde de carbone s'accompagne d'une consommation définitive de l'hydrogène, le méthane étant un produit final stable.

<sup>46</sup> La réduction d'un sulfate (SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>) par du dihydrogène (H<sub>2</sub>) produit du sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) et de l'eau (H<sub>2</sub>O).

<sup>47</sup> La limite maximale de température au-delà de laquelle la vie microbienne est impossible est évaluée à 122 °C. À partir de 90 °C, le risque de consommation microbienne de l'hydrogène est très faible.

<sup>48</sup> Il existe trois métabolismes principaux consommateurs d'hydrogène :

- la méthanogénèse : les bactéries (archées) utilisent l'hydrogène et le CO<sub>2</sub> pour fabriquer du méthane ;
- l'homoacétogénèse : les bactéries réduisent le CO<sub>2</sub> en utilisant du dihydrogène comme source d'électrons pour former de l'acétate ;
- la sulfato-réduction : les bactéries utilisent le sulfate comme accepteur final d'électrons à la place de l'oxygène. Dans ce processus, l'hydrogène sert de principal donneur d'électrons, ce qui entraîne la production de sulfure d'hydrogène.

<sup>49</sup> Lefeuvre *et al.* Natural hydrogen migration along thrust faults in foothill basins: The North Pyrenean Frontal Thrust case study. Applied Geochemistry (2022) 145 105396.

<sup>50</sup> La société Hydroma, qui exploite le gisement de Bourakébougou, a fait état de coûts de production de 0,5 dollar par kilogramme d'hydrogène.

<sup>51</sup> Lin *et al.* Natural hydrogen techno-economics and valuation. Applied Energy. 2026.

<sup>52</sup> Musa *et al.* Techno-economic assessment of natural hydrogen produced from subsurface geologic accumulation. International Journal of Hydrogen Energy. 2024, 93.

<sup>53</sup> L'hydrogène vert est produit par électrolyse de l'eau à l'aide d'électricité provenant de sources renouvelables, généralement éolienne et solaire.

<sup>54</sup> L'hydrogène gris est produit par reformage à la vapeur de gaz naturel ou de méthane sans captage des gaz à effet de serre cogénérés.

<sup>55</sup> L'hydrogène noir est généré par la gazéification du charbon.

<sup>56</sup> Les deux paramètres ayant le plus d'impact sur la viabilité économique de l'exploitation de l'hydrogène naturel sont la concentration en hydrogène et le débit de production. (cf *supra*).

<sup>57</sup> En Lorraine, un forage réalisé à Forchviller à 1 250 mètres de profondeur dans le cadre du programme de recherche REGALOR sur le méthane piégé dans les veines de charbon a mis en évidence des gaz dissous dans l'aquifère des formations carbonifères selon les concentrations suivantes : 74 % de méthane, 18 % d'hydrogène et 8 % d'azote. Un nouveau forage réalisé à 3 662 mètres de profondeur fin mars 2026 a confirmé la présence d'hydrogène à une concentration plus importante, ce qui confirmerait la règle selon laquelle la teneur en hydrogène augmente généralement avec la profondeur. Aucune concentration officielle en hydrogène n'a encore été publiée. Compte tenu de la relative faible concentration de gaz dans les eaux souterraines, le pompage de l'eau à la surface pour récupérer le gaz est inenvisageable techniquement et économiquement. La Française de l'Énergie souhaite utiliser la sonde SysMoG de Solexperts et ses surfaces membranaires pour séparer le gaz de l'eau en profondeur. La pression différentielle (plus de 100 bars) permettrait d'assurer la remontée du gaz en surface. Il s'agit néanmoins de technologies de rupture en cours de développement et les faisabilités techniques et économiques ne sont pas encore démontrées.

<sup>58</sup> Musa *et al.* (2024), article précité.

<sup>59</sup> Notamment en présence de dioxyde de carbone et de méthane.

<sup>60</sup> Une concentration de 0,3 % d'hélium suffit à rendre l'exploitation de ce dernier rentable.

<sup>61</sup> Audition d'Emmanuel Masini, président de Mantle 8, le 28 mai 2026. Un ordre de grandeur équivalent est avancé dans l'étude Erlach *et al.* (2026) précitée : « Le gisement de Bourakébougou, au Mali est le seul où des débits massiques ont été mesurés à ce jour à partir d'un forage ; ceux-ci s'élèvent à 50 tonnes par an. Les experts estiment que, pour assurer la rentabilité économique, des débits supérieurs de plusieurs ordres de grandeur sont nécessaires ».

---

<sup>62</sup> Erlach *et al.* (avril 2026). Étude précitée. « *Bon nombre de nos interlocuteurs partent du principe que les gisements d'hydrogène importants sont plus susceptibles de se trouver à des profondeurs de plusieurs kilomètres, voire d'y être exclusivement présents, car l'hydrogène n'est pas dégradé par les microbes à de plus grandes profondeurs. La pression augmentant avec la profondeur, un volume donné d'un réservoir situé à une profondeur moindre contient moins d'hydrogène.* »

<sup>63</sup> The Oxford Institute for Energy Studies. Natural (geologic) hydrogen and its potential role in a net-zero carbon future: Is all that glitters gold? September 2024. En tant que plus petite molécule, l'hydrogène est sujet aux fuites, très réactif et se disperse facilement dans l'air. En outre, bien qu'il possède une densité énergétique gravimétrique très élevée (120 MJ/kg), nettement supérieure à celle de la plupart des combustibles conventionnels, y compris le gaz naturel (55 MJ/kg), sa densité énergétique volumique (9 MJ/l) est extrêmement faible par rapport à tous ces derniers (l'essence a une densité volumique de 28 MJ/l). Ces caractéristiques rendent l'hydrogène particulièrement difficile à manipuler, car il doit généralement être soit comprimé, soit liquéfié.

En ce qui concerne la liquéfaction de l'hydrogène, elle nécessite des températures cryogéniques de - 253 °C (contre - 160 °C pour le GNL) et le processus lui-même consomme plus de 30 % du contenu énergétique de l'hydrogène.

En ce qui concerne le transport de l'hydrogène sur de longues distances via des infrastructures fixes, tout comme pour le gaz naturel, les gazoducs sont généralement considérés comme l'option la plus économique, car ils permettent en principe de transporter de plus grands volumes de gaz sur de longues distances à moindre coût. Cela ne signifie toutefois pas que le transport de l'hydrogène par gazoduc sera aussi simple que celui du gaz naturel. En effet, en raison des propriétés physiques de l'hydrogène, son transport sera probablement plus coûteux que celui du gaz naturel, car il faudra davantage d'énergie pour comprimer le combustible transporté et de nouveaux types de compresseurs (centrifuges au lieu de pistons) devront être installés plus fréquemment. De plus, les pipelines eux-mêmes nécessiteront un acier de meilleure qualité (et donc plus coûteux) pour atténuer les risques de fragilisation par l'hydrogène et de fuites, tandis que l'utilisation d'infrastructures de gaz naturel réadaptées sera très probablement limitée en raison de l'emplacement potentiel des gisements d'hydrogène natif, souvent éloignés des pôles industriels et des pipelines existants.

C'est la raison pour laquelle les gisements potentiels d'hydrogène à proximité de pôles industriels ou de centres régionaux constituent le modèle économique privilégié par les sociétés d'exploration : un modèle de marché régional pourrait faciliter un approvisionnement en hydrogène fiable et économique pour les industries locales. Ainsi, l'éventuelle exploitation de l'hydrogène naturel sur le site de Forchviller en Moselle a vocation à alimenter les industries sidérurgiques de la Sarre.

<sup>64</sup> Deux raisons sont régulièrement avancées : des procédures d'autorisation séquentielles plutôt que parallèles ; des ressources humaines pour l'instruction des demandes insuffisantes alors même que les dossiers sont de plus en plus complexes. Les demandes de concession de production sont réputées encore plus lentes, pouvant aller jusqu'à trois ans.

<sup>65</sup> Les sociétés exploratrices ou de service sont donc obligées d'acheter des données sismiques retraitées par le BRGM ou directement auprès des opérateurs. En Australie, l'ensemble des données relatives au sous-sol sont publiques et leur gestion est prise en charge par l'État.