

Hydrogène naturel :  
Etat des connaissances scientifiques,  
juridiques et d'acceptabilité sociale,  
inventaire mondial, zones d'intérêts  
sur le territoire français

*20/01/2025*



## **Coordinateurs :**

### **IFP Energies nouvelles (IFPEN)**

Livio Ruffine, Nicolas Ferrando et Yannick Peysson

## **Contributeurs :**

### **BRGM**

Frédéric Gal

### **CNRS-Université de Lorraine**

Marie-France Agnoletti

Philippe de Donato

Jacques Pironon

### **CNRS-Université de Montpellier**

Marguerite Godard

### **ENSEGID- Bordeaux INP**

Adrian Cerepi

### **IFPEN**

Eric Deville

Olivier Sissmann

### **Université Paris Cité-Institut de Physique du Globe de Paris**

Isabelle Martinez

### **Université Grenoble Alpes**

Laurent Truche

### **Université de Pau et des Pays de l'Adour (UPPA)**

Jean-Paul Callot

Louis De Fontenelle

Isabelle Moretti

Anthony Ranchou-Peyruse

*Ce travail, initié à la demande de la Direction Générale de l'Energie et du Climat a été réalisé entre avril et novembre 2024. La version finale date du 20/01/2025*

## Synthèse générale

Ce rapport apporte un éclairage scientifique sur les connaissances actuelles concernant l'hydrogène ( $H_2$ ) naturel (aussi appelé hydrogène natif), et également des informations relatives à son exploration et à son exploitation au niveau mondial et national (France hexagonale et Outre-Mer). Ce rapport propose également une analyse juridique de l'exploration/production de l'hydrogène naturel et apporte des précisions sur l'acceptabilité sociale des usages de l'hydrogène.

Pour ce qui concerne l'éclairage scientifique, il est important de retenir que la génération naturelle d' $H_2$  peut résulter de processus géochimiques variés en fonction de la géologie du terrain. Ainsi, **le chapitre 1** décrit les quatre principaux processus à l'origine de la génération naturelle d' $H_2$ , à savoir :

- L'altération de certains minéraux, qui résulte des interactions entre l'eau et une roche riche en fer ;
- La radiolyse de l'eau, lorsque celle-ci est en contact avec des roches riches en éléments radioactifs. La radioactivité produit aussi de l'hélium qui est un autre gaz important pour l'industrie ;
- L'activité volcanique, qui se caractérise par des émissions de gaz plus ou moins riche en hydrogène ;
- La maturation de la matière organique à haute température dans les systèmes sédimentaires.

Ces différents processus, bien qu'ils soient étudiés depuis longtemps, restent encore mal contraints et mal quantifiés. Par conséquent, des efforts de recherche sont nécessaires pour caractériser en détails les mécanismes et la cinétique des réactions associées. Les environnements géologiques propices à la génération de l' $H_2$  naturel sont complexes, souvent profonds, et par conséquent ces efforts de recherche devront également permettre d'identifier les facteurs géologiques, physico-chimiques et minéralogiques qui prédominent sur le rendement de ces réactions. Ce sont là des prérequis indispensables pour réduire les incertitudes sur les estimations de la quantité d' $H_2$  généré. Si cette compréhension des mécanismes réactionnels est fondamentale, elle n'est pour autant pas suffisante. En effet, pour arriver à une compréhension approfondie de la dynamique de l'hydrogène naturel, il convient également d'étudier son devenir dans le sous-sol, c'est-à-dire les processus que régissent sa migration de la source jusqu'à son accumulation dans des pièges géologiques ou encore son émission en surface, en passant par sa réactivité géochimique et microbiologique dans le sous-sol. Ces études sont nécessaires, aussi bien sur le terrain qu'en laboratoire, pour estimer la ressource, sa pérennité, puis déterminer son exploitabilité.

**Le chapitre 2** dresse un panorama des activités d'exploration au niveau international. De nombreux pays s'intéressent à l'exploration et la production de l' $H_2$  naturel. Les avancées dans ce domaine sont cependant assujetties à la législation sur l'exploitation minière en vigueur dans ces pays. Le Mali est à l'avant-garde, car, même si la production actuelle est faible environ 1500 m<sup>3</sup>/jour, il héberge l'unique site de production d' $H_2$  naturel opérationnel au monde. Il constitue un véritable laboratoire de tests pour le développement de la production d' $H_2$  naturel et son déploiement à l'échelle industrielle. Lorsque le code minier du pays le permet, les compagnies se lancent dans l'exploration de l'hydrogène naturel : c'est le cas en Australie du Sud, aux Etats-Unis d'Amérique et en France. D'autres pays sur tous les continents ont adapté leur code minier pour favoriser l'exploration de l'hydrogène naturel (Pologne, Afrique du Sud, Philippines, Indonésie, Emirats Arabes unis, *etc.*) ; d'autres y travaillent (Colombie, Brésil, Chine, *etc.*).

Le développement de méthodologies et de procédures innovantes, adaptées à l'exploration de l'H<sub>2</sub> naturel, est au cœur des priorités des industriels de la filière afin d'estimer au mieux la ressource et d'évaluer les réserves potentielles en place. Ainsi, **le chapitre 3** rappelle les principales techniques et méthodes de géosciences (géologie, géophysique, géochimie et pétrophysique) qui sont actuellement transposées pour l'exploration de l'H<sub>2</sub> naturel. Un tel développement ne pourra pas se concrétiser sans une activité parallèle de recherche plus amont pour améliorer les connaissances sur la structuration et la dynamique d'un système à « hydrogène naturel », c'est-à-dire ses caractéristiques géologiques (source, chemins de migration, piège, *etc.*) et sa dynamique spatiotemporelle (mode d'accumulation, zone d'altération, *etc.*), et les flux associés. En effet, une des particularités de l'H<sub>2</sub> naturel est que des flux profonds pourraient alimenter des réservoirs plus superficiels. Les caractéristiques de ces réservoirs d'hydrogène (comme celui du Mali) s'apparentent à celles des hydrocarbures avec la présence d'un piège géologique. Un autre type d'accumulation serait également possible : le type « gaz dissous » où l'hydrogène est dissous dans un aquifère, comme, peuvent l'être d'autres espèces gazeuses en profondeur. Les méthodes d'exploration actuellement appliquées dérivent essentiellement des pratiques et techniques mises en œuvre dans l'industrie pétrolière pour les ressources de type « réservoir », et à cela s'ajoute certaines techniques de caractérisation hydrogéologique pour l'étude des accumulations sous forme de « gaz dissous ».

**Le chapitre 4** propose un inventaire des zones du territoire français où la présence d'H<sub>2</sub> naturel est avérée suivant une classification définie sur la base de critères géologiques : bassins sédimentaires, bassins permien-carbonifère, socle ancien, système volcanique. Ainsi, le Bassin Aquitain et le Piémont pyrénéen, et le bassin houiller Lorrain apparaissent comme des zones à potentiel en France hexagonale. Il faut cependant rappeler que ces indices ont été identifiés à partir de données de forages pétroliers dont la vocation n'était pas la recherche d'H<sub>2</sub> naturel, les cortèges gazeux dans nombre de forages n'ayant tout simplement pas été caractérisés dans leur globalité. Par conséquent, des études supplémentaires et des forages dédiés sont nécessaires pour définir le véritable potentiel des zones ressortant comme d'intérêt. C'est le cas en Nouvelle Aquitaine et en Région Grand Est, où des demandes de Permis Exclusif de Recherche (PER) ont été soumises, à savoir :

- Région Nouvelle Aquitaine : 1 accordé et 3 en cours d'évaluation (à la date de début décembre 2024).
- Région Grand Est : 1 en cours d'évaluation (à la date de décembre 2024)).

Dans les Outre-Mer, la Nouvelle-Calédonie, avec ses massifs ophiolitiques où des émissions d'hydrogène en surface sont bien documentées, représente une zone à fort potentiel. Toutefois, des études supplémentaires, par exemple ciblées sur la reconnaissance d'éventuels réservoirs et couvertures, sont nécessaires. Par ailleurs, en Guadeloupe, l'eau des activités géothermiques, qui contribuent à la production d'une part importante de l'électricité peuvent contenir de l'H<sub>2</sub> en quantité plus ou moins modérée qui pourrait être co-valorisé avec cette production géothermique. Enfin, la Guyane possède les caractéristiques géologiques favorables à la présence d'H<sub>2</sub> naturel car elle se situe sur un craton ancien, mais aucune étude exploratoire n'a été réalisée à ce jour.

**Le chapitre 5** aborde à la fois les questions de l'acceptabilité sociale de l'hydrogène dans sa globalité et rappelle le contexte juridique français dans lequel s'inscrit l'H<sub>2</sub> naturel. Ce chapitre montre qu'il n'y a pas encore eu d'étude sur l'acceptabilité sociale de l'H<sub>2</sub> naturel en France, en revanche, une réflexion systémique sur la perception de l'hydrogène en général a déjà été menée, en considérant sa production, ses usages et son stockage. Il en ressort des préoccupations liées à la sécurité et la santé, ainsi qu'à la difficulté à apprécier son importance dans le bouquet énergétique. Sur le plan juridique, on peut retenir la consécration de l'H<sub>2</sub> natif comme substance de mines lors de la réforme du code minier de 2021-2022. L'utilisation du terme « natif » est toutefois exclusive, car elle écarte la production *in situ* de l'H<sub>2</sub> par des procédés industriels.

Actuellement, ces modifications ne tiennent pas compte de certaines préoccupations de la filière industrielle de l'exploration et de la production (E&P) à propos de l'H<sub>2</sub> naturel, en particulier la

gestion/valorisation des co-produits fréquemment associés à l'H<sub>2</sub> (comme l'hélium, l'azote, le dioxyde de carbone et le méthane). Si l'Hélium accroît la valeur de l'accumulation et que l'Azote est neutre, la production de dioxyde de carbone et de méthane doit être gérée proprement. Ce point apparaît essentiel pour assurer la viabilité économique de la production d'H<sub>2</sub> naturel. La mise en place d'un cadre normatif par une analyse de cycle de vie (ACV) permettrait de ne pas désavantager l'H<sub>2</sub> naturel par rapport à d'autres modes de production.

### **En résumé :**

1. L'existence d'hydrogène généré dans le sous-sol est maintenant bien établie et différents mécanismes de formation ont été identifiés.
2. Un seul site, au Mali, produit de l'H<sub>2</sub> naturel depuis plus de 10 ans, mais des campagnes d'exploration se multiplient dans le monde entier, et tout particulièrement en Australie et aux Etats Unis où des forages sont déjà réalisés.
3. La France hexagonale a un potentiel en H<sub>2</sub> naturel avéré dans le Bassin Aquitain, le Piémont pyrénéen, ou le bassin houiller Lorrain. En Outre-Mer, la Nouvelle-Calédonie est la zone à plus fort potentiel.
4. L'hydrogène naturel peut se retrouver accumulé sous forme gazeuse dans des pièges géologiques (cas du Mali) à l'instar des systèmes « hydrocarbures » ou, éventuellement, sous forme dissoute dans un aquifère.
5. Lorsque le réservoir sera sous forme gazeuse, les technologies d'extraction seront proches de celles déployées dans l'industrie de type « Oil and Gas ». Lorsque qu'il s'agira de réservoir type « hydrogène dissous », les technologies reposeront sur des ingénieries spécifiques en cours de développement.
6. Les cinétiques de génération de l'hydrogène naturel étant pour certaines rapides, il peut se retrouver sous forme de flux depuis la roche-mère jusqu'à un réservoir (recharge dynamique) ou jusqu'à la surface (émanations).
7. L'acceptabilité sociale de l'hydrogène naturel reste à étudier.
8. Les modifications du code minier pourraient introduire la notion de valorisation de co-produit carboné sous couvert d'une analyse ACV.

# Résumé des chapitres

## Résumé du chapitre 1 : Synthèse de l'état de l'art des différents processus de génération et de consommation d'hydrogène natif dans le sous-sol : mécanismes bio-physico-chimiques et cinétiques

Les principaux mécanismes contribuant à la production d'hydrogène naturel sont :

- **Altération hydrothermale** : L'eau réagit avec des minéraux riches en fer (comme l'olivine). Ce processus, appelé serpentinitisation, où l'oxyde de fer, réduit l'eau et produit de l'hydrogène. Il est bien documenté là où des roches du manteau terrestre sont exposées en surface dans les environnements océaniques et également sur les continents. Les cinétiques sont optimales à haute température (200-300°C) mais des travaux récents indiquent que ces réactions se poursuivraient jusqu'à des températures plus basses (<100°C).
- **Radiolyse de l'eau** : Des éléments radioactifs présents dans les roches (comme l'uranium, le thorium et le potassium) émettent des radiations qui décomposent les molécules d'eau, libérant de l'hydrogène. Ce processus est important dans les roches cristallines riches en ces éléments.
- **Dégazage volcanique** : L'activité volcanique libère des gaz, dont de l'hydrogène, provenant du magma. Un dégazage à basse pression produit plus d'hydrogène qu'un dégazage à haute pression (comme celui observé au niveau des dorsales médio-océaniques).
- **Maturation de la matière organique** : La décomposition de la matière organique dans les roches sédimentaires à haute température (par exemple pour un enfouissement profond) libère de l'hydrogène.

Les réactions mécano-radicalaires dans les zones de failles, de manière plus ponctuelle, et l'activité microbienne peuvent également produire de l'H<sub>2</sub>. Toutefois, l'activité microbienne est plutôt liée à la *consommation* d'H<sub>2</sub>. Même si la vie peut être retrouvée jusqu'à 120°C, la majorité de l'activité microbienne se produit en dessous de 80°C. Outre la température, l'activité microbienne est aussi contrôlée par le pH et la disponibilité des nutriments, entre autres. Les principales réactions biologiques de production/consommation d'hydrogène dans le sous-sol sont :

- **Production (limitée)** : la fermentation, l'oxydation anaérobie du méthane et la fixation du diazote.
- **Consommation (significative)** :
  - 1- Méthanogenèse : Des archées méthanogènes utilisent l'H<sub>2</sub> pour réduire le CO<sub>2</sub> et produire du méthane (CH<sub>4</sub>).
  - 2- Réduction des sulfates : Des bactéries sulfato-réductrices utilisent l'H<sub>2</sub> pour réduire les sulfates et produire du sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S).
  - 3- Acétogenèse : Des bactéries acétogènes utilisent l'H<sub>2</sub> pour réduire le CO<sub>2</sub> et produire de l'acétate, voire du formiate.

### *Défis et Recherches Futures :*

- **Perméabilité des roches** : La facilité avec laquelle les fluides circulent dans les roches est cruciale. De nombreuses roches « fertiles » et à fort potentiel de production d'hydrogène sont très imperméables (e.g. les péridotites serpentinisées).
- **Cinétique des réactions** : La vitesse des réactions de production d'hydrogène varie en fonction de la température, de la pression et de la composition chimique. Les catalyseurs naturels sont mal connus. Il faut également comprendre les réactions abiotiques de consommation d'H<sub>2</sub>.
- **Données expérimentales** : Les études en laboratoire du comportement thermophysique et des équilibres de phases des fluides riches en hydrogène naturel sont très limitées. Elles sont pourtant importantes pour comprendre les interactions entre espèces chimiques lors du transport et de la transformation de l'H<sub>2</sub> en sous-sol. Par conséquent, les données manquent pour permettre de

modéliser la thermodynamique de ces systèmes, calculer la solubilité de l'H<sub>2</sub> dans la phase aqueuse, ainsi que les propriétés de transport des géo-fluides.

- **Activité microbienne :** Des recherches supplémentaires sont nécessaires pour comprendre l'interaction complexe entre l'activité microbienne et la production/consommation d'hydrogène dans le sous-sol.

## **Résumé du chapitre 2 : Hydrogène naturel : Activités d'exploration et zones à forts potentiels hors de France**

Depuis plus d'une douzaine d'années, une production d'hydrogène naturel est en place au Mali et cet H<sub>2</sub>, pur à 98%, est utilisé pour faire de l'électricité. Turbine et pile à combustible ont été testées par l'opérateur Hydroma, la turbine s'avérant plus robuste et moins sensible aux impuretés du gaz, à défaut d'avoir le meilleur rendement. Depuis 5 ans, le besoin d'H<sub>2</sub> bas carbone augmentant, l'exploration a démarré dans de nombreux pays. Pour certains d'entre eux, la loi des hydrocarbures le permettait et un premier puits a été foré aux Etats-Unis dès 2019. Depuis, les choses se sont accélérées et près d'une centaine de compagnies se déclare actuellement comme explorant pour l'H<sub>2</sub> naturel. Certaines paraissent très opportunistes sur la prise de domaine minier et ne semblent pas avoir les fonds pour faire des forages. D'autres, souvent créées par d'anciens employés de compagnies pétrolières sont beaucoup plus avancées, tant sur leurs levées de fonds que sur le personnel et l'acquisition de données.

Au niveau de la législation, si des pays se basent sur une loi du sous-sol existante qui mentionnait l'exploration de gaz et non de gaz d'hydrocarbures, d'autres ont dû adapter, ou doivent adapter, leur loi minière. L'Australie du Sud l'a fait en 2021, la France en 2022, la Pologne en 2023. D'autres sont en train de le faire comme la Colombie ou le Brésil. Ces deux grands pays pétroliers vont donner à leur agence des hydrocarbures (l'ANH en Colombie, ANP au Brésil) le droit de distribuer les blocs d'exploration pour l'H<sub>2</sub>. Enfin la majorité des pays n'a encore aucune législation permettant de demander des permis d'exploration de l'H<sub>2</sub>, comme l'Angleterre, l'Italie ou la Belgique pour ne parler que de pays proches.

Si beaucoup de pays proposent du gré à gré pour la demande de permis, c'est le cas de la France, d'autres comme les Philippines ont immédiatement ouvert des enchères compétitives « *bid round* » sur deux permis dans des zones où la présence d'H<sub>2</sub> était connue. Le vainqueur de 5 offres doit être annoncé début 2025.

Géographiquement, l'activité est très intense en Australie du Sud et aux Etats-Unis. Deux puits ont été forés à proximité d'Adelaïde par la compagnie Gold Hydrogen en 2023. Tous deux ont trouvé de l'H<sub>2</sub> et de l'hélium, et des tests sont en cours pour évaluer les réserves. Le schéma de production annoncé par la compagnie au congrès H-NAT 2024 (Paris, Nov. 2024) est de faire de l'électricité sur place avec l'H<sub>2</sub> et de vendre l'hélium qui a un prix beaucoup plus élevé. Aux Etats-Unis, plus d'une vingtaine de puits ont désormais été forés, mais la confidentialité des données ne permet pas actuellement d'avoir une idée précise des réserves trouvées. Koloma, la start-up la plus visible, a déjà levé plus de 300 millions de dollars. En Afrique, des permis ont été pris au Maroc (HNAT, Storengy) en partenariat avec l'ONHYM, tout comme en Afrique du Sud (H2Au). Au niveau des investissements privés à fin 2024, environ 1/2 milliard d'euros ont été investis, à 80% aux Etats-Unis. Enfin, il est à noter que les grandes compagnies nationales s'intéressent désormais au sujet. Saudi Aramco réalise des travaux de reconnaissance du potentiel de la péninsule arabique. RAKGAZ (Emirat Arabe Unis) l'a fait en 2023-2024 et a annoncé que le pays avait adapté sa loi minière et s'ouvrait à l'exploration en 2025. Ecopetrol (Colombie), Petronas (Malaisie), Sinopec (Chine) publient aussi sur le potentiel de leur pays même si la loi n'est pas encore prête.

Le monde du parapétrolier s'adapte à ce nouveau marché. Excalibur, Expro, Geolink, Vinci Technologies, CVA ont participé à des campagnes de prospection avec de la géophysique, des analyses de roches et des mesures de gaz de sol. Exlog et SLB proposent des outils adaptés à la détection d'H<sub>2</sub> pour le logging durant le forage. Des logiciels sont en train d'être développés (LookUp) ou améliorés à partir de ceux de l'industrie pétrolière (IFPEN, Terranta, BeicipFranlab).

Une évaluation des ressources mondiales a été faite par l'USGS qui concluent à des réserves pouvant couvrir des milliers d'années de consommation. Cependant, le passage de ressources à réserves reste incertain et va se faire localement par les compagnies qui explorent.

### **Résumé du chapitre 3 : Estimation du potentiel d'H<sub>2</sub> naturel d'une zone : accumulation ou flux permanent ?**

Le développement de méthodologies et de procédures innovantes, adaptées à l'exploration de l'H<sub>2</sub> naturel, est au cœur des priorités des industriels de la filière afin d'estimer au mieux la ressource et évaluer les réserves potentielles en place. Ainsi, ce chapitre rappelle les principales techniques et méthodes de géosciences (géologie, géophysique, géochimie et pétrophysique) qui sont actuellement appliquées pour l'exploration de l'H<sub>2</sub> naturel. Un tel développement ne pourra pas se concrétiser sans une activité de recherche plus amont pour améliorer les connaissances sur la structuration et la dynamique d'un système à « hydrogène naturel », c'est-à-dire ses caractéristiques géologiques (source, chemins de migration, piège, *etc.*) et sa dynamique spatio-temporelle (mode d'accumulation, zone d'altération, *etc.*) et notamment les flux. En effet, une des particularités de l'H<sub>2</sub> naturel est que des flux profonds pourrait alimenter les réservoirs. Les caractéristiques de ces réservoirs d'hydrogène (comme celui du Mali) s'apparentent à celles des hydrocarbures avec la présence d'un piège géologique. Un autre type d'accumulation serait également possible, le type « gaz dissous » où l'hydrogène est dissous dans l'eau/la saumure d'un aquifère. Les méthodes d'exploration actuellement appliquées dérivent des pratiques et techniques mises en œuvre dans l'industrie pétrolière pour les ressources de type « réservoir », et à cela s'ajoute certaines techniques de caractérisation hydrogéologique pour l'étude des accumulations sous forme de « gaz dissous ».

### **Résumé du chapitre 4 : Potentiel en hydrogène naturel sur le territoire français : état des lieux des connaissances. L'expérience de plus d'un siècle d'exploration de gaz**

Dans le Massif central, le Morvan, le couloir rhodanien, la Provence, et le Languedoc-Roussillon, tous les forages réalisés à ce jour ont fourni des mélanges gazeux montrant une grande dominance de CO<sub>2</sub> avec de faibles teneurs en H<sub>2</sub>. Ces gaz montrent également la présence de faibles teneurs en hélium.

Le front des Alpes se caractérise principalement par des gaz riches en méthane. Des traces d'H<sub>2</sub> peuvent être observées localement.

Les bassins permien-carbonifères de France métropolitaine ont probablement un potentiel d'H<sub>2</sub> dont le processus de genèse semble lié soit à des processus d'oxydo-réduction, soit au craquage thermique ultime de la matière organique (mélanges gazeux avec la présence en grande quantité de méthane). Cela a été démontré en ce qui concerne le champ de gaz de Vaux-en-Bugey situé au-dessus de l'extension orientale du Bassin houiller de Saint-Etienne. Dans le Bassin houiller Lorrain, de l'H<sub>2</sub> dissous a été détecté en profondeur. Il est possible que cela soit aussi le cas dans d'autres bassins de ce type (Nord de la France, Saint Etienne, La Mure, Alès, *etc.*) mais les connaissances manquent à ce jour pour pouvoir définir un potentiel précis.

Dans le socle hercynien pré-carbonifère (c'est-à-dire les roches plus anciennes que 350 millions d'années), la France hexagonale montre un potentiel de génération d'H<sub>2</sub> qui est très mal connu à ce jour. Ces roches sont présentes soit en surface (Massif armoricain, Massif central, Vosges, Alpes cristallines et Pyrénées cristallines), soit en profondeur (sous le Bassin parisien, sous l'Aquitaine, voire sous la plaine d'Alsace). Ce socle contient beaucoup de roches riches en fer avec des minéraux tels que l'olivine, les pyroxènes, les grenats, certains micas, parfois des minerais de fer qui, par altérations diverses, notamment par oxydation du fer, sont susceptibles de générer de l'H<sub>2</sub>.



Le front nord-Pyrénéen par la présence de lherzolites, présentes ponctuellement en surface mais très probablement plus largement en profondeur, montre un potentiel de génération d'H<sub>2</sub> par oxydation du fer contenu dans ces minéraux durant le processus de serpentinisation.

En outre-mer, la Nouvelle-Calédonie montre un réel potentiel de génération d'H<sub>2</sub> dans la nappe des péridotites (Massif du Sud). Le principal problème dans ce massif sera de découvrir des réservoirs d'H<sub>2</sub> piégé en profondeur, à même de permettre une production par forage, car ce massif est très fracturé et ne présente pas de couverture géologique naturelle capable de piéger le gaz en profondeur. Effectivement, on y observe des suintements en surface de gaz riches en H<sub>2</sub> relativement abondants. Les systèmes volcaniques (Réunion, Antilles, Mayotte, Polynésie) ne sont pas à négliger, notamment quand des opérations de géothermie y sont réalisées. En effet, les fluides géothermiques contiennent de manière assez générale une fraction souvent modeste mais réelle en H<sub>2</sub>. A partir du moment où les investissements majeurs sont faits pour réaliser des opérations de forage et de production géothermique, une valorisation des fluides géothermiques, en particulier l'H<sub>2</sub>, pourrait à moindre coût être envisagée, quels que soient les cas considérés.

A ce jour, à l'échelle mondiale, les principales accumulations d'H<sub>2</sub> en phase gaz piégé en profondeur, c'est-à-dire faciles à produire par forage, ont été rencontrées sur ce que les géologues appellent les cratons. Ce sont des secteurs de la croûte terrestre constitués de roches précambriennes (plus anciennes que 540 millions d'années ; voir chapitre 1). Des roches de ce type se rencontrent notamment en Guyane française mais à ce jour il n'existe à notre connaissance aucune donnée, faute d'études dédiées, permettant d'attester la présence d'H<sub>2</sub> dans cette région.

Ainsi, à ce jour, des flux diffusifs d'H<sub>2</sub> ont été détectés dans diverses régions françaises. Des évidences de la présence d'H<sub>2</sub> dissous ont également été rencontrées ponctuellement en forage. Ces données peuvent être considérées comme des indices possibles de la présence d'H<sub>2</sub> en profondeur, ce qui pourrait permettre d'envisager un potentiel de production. Toutefois, à ce jour, peu d'indices de la présence d'accumulations d'H<sub>2</sub> en phase gaz ont été rencontrés sur le territoire français. Des études d'exploration, notamment par forage, sont nécessaires pour mieux définir le potentiel de production en H<sub>2</sub> naturel des diverses régions françaises.

## **Résumé du chapitre 5 : L'hydrogène naturel : questions liées au droit et à « l'acceptabilité » sociale**

L'hydrogène natif a récemment été consacré en tant que substance de mines à l'article L. 111-1 du code minier. Cette qualification entraîne l'application classique des règles en matière minières prévues par le code minier (recherche, exploitation, travaux miniers). Pour l'heure, un seul permis exclusif de recherche a été délivré (arrêté du 23 novembre 2023 PER « Sauve Terre H<sub>2</sub> »).

L'acceptabilité est un enjeu essentiel pour le développement de la filière hydrogène natif. L'hydrogène en général, apparaît comme une ressource d'avenir. Depuis une décennie, des études et sondages tant au niveau national qu'international, cherchent à identifier la façon dont les gens en général perçoivent cette ressource ainsi que ses éventuels usages. L'étude de la perception qu'ont les citoyens regroupe un ensemble de travaux ayant pour objectif de mettre en évidence l'acceptabilité. Compte tenu du caractère discutable (*i.e* polémique et athéorique) de cette notion, nous lui avons substitué celle de perception qui rend compte de la façon dont les individus appréhendent un objet.

Faute de leur avoir apporté des précisions au sujet de la production d'hydrogène, les participants aux études réalisées ont été interrogés sur leur perception des usages potentiels de l'hydrogène dans les transports, et la mobilité en général. En d'autres termes, il s'agissait de savoir quelle représentation ils en avaient et dans quelle mesure ils étaient disposés à l'intégrer dans leur quotidien au regard de leurs éventuels besoins, de leurs revenus et de son accessibilité via le réseau existant.

L'analyse des résultats obtenus permet de mettre en avant le fait que les répondants sont préoccupés par les questions environnementales, par la transition énergétique et considèrent l'hydrogène comme une ressource pouvant contribuer au mix énergétique. Cependant, ils admettent qu'ils ne disposent

pas de suffisamment de connaissances à son sujet, qu'ils ne sont pas réellement informés quant à tous ses usages, à son coût et aux changements que son utilisation pourrait impliquer. Ils évoquent aussi des préoccupations liées à la sécurité et à la santé. Le stockage de l'hydrogène est également abordé. Sa perception varie au regard des différentes formes qu'il peut prendre (en cavités salines ou dans des stations), mais le syndrome NIMBY (« Not In My BackYard » : pas dans ma cour) semble présent en filigrane.

Le développement de la filière hydrogène natif suppose donc de définir un équilibre entre le souci d'accélération nécessaire pour l'enjeu de la transition énergétique et l'enjeu d'acceptabilité, qui est une condition indispensable à sa mise en œuvre rapide.

## Table des matières

Introduction .....	12
Chapitre 1 : Synthèse de l'état de l'art des différents processus de génération et de consommation d'hydrogène natif dans le sous-sol : mécanismes bio-physico-chimiques et cinétiques.....	14
Chapitre 2 : Hydrogène naturel : Activités d'exploration et zones à forts potentiels hors de France .....	23
Chapitre 3 : Estimation du potentiel d'H <sub>2</sub> naturel d'une zone : accumulation ou flux permanent ? .....	43
Chapitre 4 : Potentiel en hydrogène naturel sur le territoire français : état des lieux des connaissances. L'expérience de plus d'un siècle d'exploration de gaz.....	62
Chapitre 5 : Analyse juridique et acceptabilité / désirabilité sociale de l'hydrogène naturel ..	76
Références .....	92

# Introduction

La transition énergétique, motivée par l'urgence climatique, vise à investir dans les énergies bas-carbone pour réduire les émissions de dioxyde de carbone. Dans ce contexte, l'hydrogène (H<sub>2</sub>) naturel (également appelé hydrogène natif) a des atouts potentiels qui pourraient, s'il est économiquement exploitable, contribuer à l'objectif de neutralité carbone au niveau mondial, en témoignent la forte progression du nombre de publications scientifiques à ce sujet, la multiplication des demandes de permis d'exploration et du nombre de forage (en particulier aux Etats Unis et en Australie) ces toutes dernières années.

Afin de mieux comprendre les enjeux liés à l'hydrogène naturel, ce rapport propose un état des lieux scientifique sur le sujet, ainsi qu'un inventaire des informations concernant l'exploration de cette ressource au niveau mondial et une synthèse sur le potentiel du territoire national (dans l'hexagone et les Outre-Mer). Il propose aussi une analyse juridique de l'exploration/production de l'H<sub>2</sub> naturel et apporte quelques précisions sur l'acceptabilité sociale de l'usage de l'hydrogène.

Dans le premier chapitre de ce rapport est présenté un état des connaissances scientifiques sur les processus de génération d'hydrogène naturel dans le sous-sol. Il met l'accent sur les principaux mécanismes connus à ce jour, leur prévalence, et leur niveau de compréhension actuel. Ce chapitre présente également les processus possibles de dégradation de l'hydrogène dans le sous-sol, en particulier au contact de microorganismes, qui peuvent affecter sa productivité et sa qualité. Les champs de recherche et de développement nécessaires pour approfondir les connaissances sur l'ensemble de ces processus sont également abordés.

Le second chapitre dresse un panorama de la situation mondiale en termes de projets d'exploration d'hydrogène naturel. Depuis un peu plus de deux ans, une croissance notable de cette activité est en effet observée dans le monde entier. Un aperçu continent par continent est proposé, illustrant de la sorte les principales zones géographiques connues à fort potentiel. Des éléments sur une structuration de l'écosystème à l'échelle mondiale sont également exposés.

Le troisième chapitre traite des connaissances scientifiques et techniques actuelles pour estimer la ressource en hydrogène naturel. L'hydrogène peut s'accumuler sous forme gazeuse dans des réservoirs, comme au Mali, à l'image des systèmes « hydrocarbure » bien connus. Mais les systèmes « hydrogène naturel » présentent également des spécificités propres, qu'il est nécessaire de bien comprendre pour en estimer la ressource. Ce chapitre décrit ces spécificités et présente leur niveau de compréhension actuel. Sont introduites les notions de flux dans le sous-sol, liés aux cinétiques rapides de génération, mais également de nouveaux concepts de réservoir lorsque l'hydrogène est présent sous forme dissous. Ce chapitre discute également de la faisabilité de transposer à l'exploration de l'hydrogène naturel les principales techniques utilisées aujourd'hui pour l'exploration des hydrocarbures, en particulier pour la géophysique et la géochimie.

Le quatrième chapitre de ce rapport dresse un état des lieux de l'exploration de l'hydrogène naturel en France. L'identification des zones à fort potentiel sur le territoire résulte pour une bonne part de l'analyse de forages réalisés par le passé pour l'exploitation des hydrocarbures. Une analyse par structure géologique et par région est ainsi proposée. Le potentiel hydrogène naturel des territoires d'Outre-Mer est également décrit.

Enfin, le cinquième chapitre traite des questions relatives à l'acceptabilité sociale et aux aspects juridiques liés à l'hydrogène naturel. L'hydrogène naturel étant un sujet récent, il n'existe pas encore d'études dédiées à sa perception dans la société française. En revanche, l'acceptabilité sociale de l'hydrogène en général et de ses usages a fait l'objet d'études par le passé, les conclusions en étant

rappelées dans ce chapitre. Les aspects juridiques mettent en avant les modifications du code minier apportées pour y introduire l'hydrogène naturel. Sont également évoquées des propositions d'évolutions qui pourraient faciliter l'acceptabilité sociale de l'hydrogène naturel.



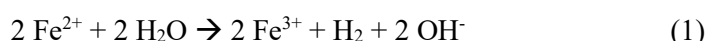
## Chapitre 1

# Synthèse de l'état de l'art des différents processus de génération et de consommation d'hydrogène natif dans le sous-sol : mécanismes bio-physico-chimiques et cinétiques

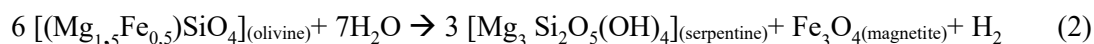
**Rédaction** : Anthony Ranchou-Peyruse (UPPA), Isabelle Martinez (IPGP), Marguerite Godard (CNRS/Univ Montpellier)

## 1. Les processus de génération d'hydrogène

Les émanations naturelles d'hydrogène ont d'abord été découvertes dans les années 1970, au fond des océans, le long des dorsales médio-océaniques (e.g. Cannat, 1993 ; Charlou et al., 2002 ; Proskurowski et al., 2006). Dans ces environnements, l'existence d'une circulation hydrothermale met en contact l'eau de mer et des roches provenant du manteau terrestre, les péridotites. Lors de ces réactions, le  $\text{Fe}^{2+}$  présent dans les minéraux comme l'olivine, s'oxyde au contact de l'eau de mer pour former du  $\text{Fe}^{3+}$ . Cette oxydation est couplée à la réduction de l'eau qui produit du di-hydrogène ( $\text{H}_2$ ) suivant une réaction chimique schématisée par :



Cette réaction a été bien documentée dans le cas particulier de l'olivine, présente dans les péridotites, on parle alors de **serpentinisation** de l'olivine :



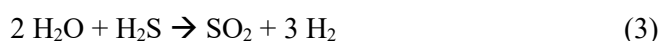
Cette réaction est donc associée, au niveau des dorsales océaniques, à d'importants flux d' $\text{H}_2$ , quantifiés au-dessus de champs hydrothermaux (Charlou et al., 2002) et se produit à haute température (200-300 °C). Elle se produit également en contexte continental lorsque des fragments de lithosphère océanique (par exemple, les ophiolites d'Oman et de Nouvelle-Calédonie) ou de manteau sous-continental (par exemple, les massifs de péridotites de Ronda, Espagne et des Pyrénées françaises) sont tectoniquement charriés sur les continents à la faveur de mécanisme de formation des montagnes (orogène). Ces réactions de serpentinisation continentale produisent des sources alcalines souvent riches en  $\text{H}_2$  (par exemple, Boulart et al, 2013 ; Deville et Prinzhofer, 2016). Tout récemment les travaux de thèse de Nicolas Lefeuvre et al. (2021) ont souligné le potentiel de génération de l' $\text{H}_2$  dans les Pyrénées, en association avec le manteau péridotique peu profond (<10km) dans cette zone. Si la production d' $\text{H}_2$  par réactions d'hydratation/réduction est optimale pour les roches d'origine mantellique comme les péridotites, elle peut fonctionner également, bien que cela soit beaucoup moins étudié, pour des roches basaltiques également porteuses de minéraux riches en  $\text{Fe}^{2+}$  comme l'olivine, rendant ainsi la production d' $\text{H}_2$  par cette voie potentiellement possible.

Découvertes plus récemment, les sources observées au cœur des continents, notamment dans les parties les plus anciennes que sont les cratons précambriens, constituent, du fait de l'accessibilité de ces zones et du nombre d'émanations déjà identifiées, un objet d'étude de premier intérêt. C'est le cas par exemple au Mali (Prinzhofer et al., 2018), au Brésil (Moretti et al., 2021b, Prinzhofer et al., 2019), en Australie (Boreham et al., 2021b, Moretti et al., 2021a), en Russie (Larin et al., 2015) et aux Etats Unis (Zgonnik et al., 2015). Dans ces contextes intra-cratoniques, des mécanismes variés peuvent être à l'origine de ces flux d'hydrogène (Klein et al., 2020). Tout d'abord, de manière analogue aux péridotites et basaltes, la réduction de l'eau associée à l'**altération hydrothermale** de

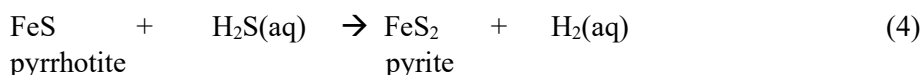
minéraux riches en Fe peut se produire. Certains minéraux présents dans les granites (une roche fréquente en domaine continental) peuvent s'altérer en produisant de l'H<sub>2</sub> : c'est le cas de la biotite (Murray et al., 2020), de l'amphibole riche en fer (l'arfvedsonite, Truche et al., 2021) ou de la fayalite (olivine ferreuse) qui ont été étudiées soit expérimentalement soit au moyen de modélisation numérique. D'autres lithologies permettent aussi la production de l'H<sub>2</sub> : c'est le cas des roches riches en sidérite (FeCO<sub>3</sub>, un carbonate de fer ; Milesi et al., 2015, Malvoisin et Brunet, 2023, Geymond, 2024) ou en magnétite (Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> ; Geymond, 2024) comme par exemple les BIFs (Banded Iron Formation, Geymond et al., 2022) qui sont des roches sédimentaires répertoriées sur de nombreux cratons précambriens. L'altération des sidérites est un des mécanismes proposés à l'origine de l'H<sub>2</sub> détecté dans le bassin houiller de Lorraine ; cela reste toutefois à confirmer. Toutes ces roches et leurs minéraux, actuellement testées en laboratoire pour leur capacité à produire l'H<sub>2</sub> lors de leur altération, fournissent des cibles potentielles pour l'exploration. Il est toutefois difficile d'établir une échelle de potentiel de production d'H<sub>2</sub> car les réactions d'altération en jeu dépendent de nombreux facteurs : température, rapport eau/roche, composition du solide et du fluide (salinité, pH, *etc.*), présence de catalyseurs, taille de grains, *etc.*, rendant l'inter-comparaison des expériences conduites dans différents laboratoires et types d'appareils (notamment en système ouvert ou fermé) compliquée.

**La radiolyse de l'eau** est une autre réaction de production d'H<sub>2</sub> particulièrement intéressante à explorer en domaine continental. Elle consiste en une rupture des liaisons O-H de l'eau par les rayonnements ionisants produits lors de la désintégration radioactive de l'<sup>238</sup>U, du <sup>232</sup>Th et du <sup>40</sup>K, éléments présents en abondance dans les roches crustales. Cette réaction est donc dominante dans les roches felsiques et se caractérise par la présence de gaz nobles coproduits de la réaction de désintégration comme l'<sup>4</sup>He et l'<sup>40</sup>Ar qui accompagnent l'H<sub>2</sub>. Ces gaz peuvent rester piégés dans les eaux souterraines qui se trouvent confinées dans le réseau de fractures des roches. Ainsi, les gaz échantillonnés dans la mine de Kidd Creek au Canada ont montré qu'ils étaient restés isolés du cycle hydrogéologique depuis 2 Ga (Sherwood Lollar et al., 2014). La dissociation de la molécule d'eau peut se produire également lors de **réactions dites mécano-radicalaires** impliquant des groupements silanol (Si-O●) formés à la surface des minéraux silicatés lors du broyage ou de la fracturation des roches. Ces groupements très réactifs vont réagir avec l'eau pour former l'H<sub>2</sub>. La production mécano-radicalaire d'H<sub>2</sub>, peu dépendante de la lithologie (d'autres radicaux fortement réactifs existent), peut se produire le long des grandes failles actives lors des séismes. Cependant, avec ce mécanisme, l'H<sub>2</sub> n'est pas produit de façon continue ce qui ne rend pas le contexte de faille active une cible potentielle pour l'exploitation.

L'H<sub>2</sub> est également produit lors du **dégazage magmatique** au niveau d'un volcan. Dans ce cas, la réaction qui contrôle la quantité d'H<sub>2</sub> met en jeu l'équilibre H<sub>2</sub>S/SO<sub>2</sub> selon :



C'est une réaction largement contrôlée par la pression de dégazage du magma, l'équilibre se déplaçant vers la droite à basse pression. Le dégazage à basse pression émet donc plus d'H<sub>2</sub> dans les gaz volcaniques que le volcanisme sous-marin des dorsales océaniques (les MORB), produit à plus haute pression, et qui émet peu d'H<sub>2</sub> (Gaillard et al., 2011). Dans les systèmes hydrothermaux basaltiques, il faut ajouter une seconde réaction impliquant H<sub>2</sub>S/H<sub>2</sub> : il s'agit de la réaction de formation de pyrite selon :



Plus récemment, la **pyrolyse tardive des roches mères**, en particulier celles riches en charbon, a montré qu'elle pouvait produire des quantités importantes d'H<sub>2</sub> à des températures de 200-250°C (*e.g.* Horsfield et al., 2022 ; Mahlstedt et al., 2022 ; Moretti et al., 2024), dans les conditions qui

existent dans les parties profondes des bassins sédimentaires : c'est-à-dire lorsque l'on atteint le domaine d'expulsion des hydrocarbures et que l'on peut produire du gaz libre. Ces expériences sont confortées par des observations de terrain comme les quantités parfois importantes d'H<sub>2</sub> dans les champs pétroliers ou alors l'H<sub>2</sub> sous forme de gaz résiduel dans des échantillons de shales métamorphisés (Suzuki et al., 2017). Même si peu de roches génératrices ont été testées jusqu'à présent, les premiers travaux (utilisant notamment les outils comme le Rock-Eval) semblent indiquer que les roches riches en matière organique (MO) pourraient être des roches génératrices d'H<sub>2</sub> (Moretti et al., 2024).

Enfin, à basse température (<120°C), l'**activité microbienne** telle que la fermentation, l'oxydation anaérobie du méthane et la fixation de l'azote pourraient jouer un rôle important dans la production d'H<sub>2</sub> en subsurface, même si à l'heure actuelle il est globalement admis que c'est plutôt pour sa consommation que l'activité microbienne joue un rôle important.

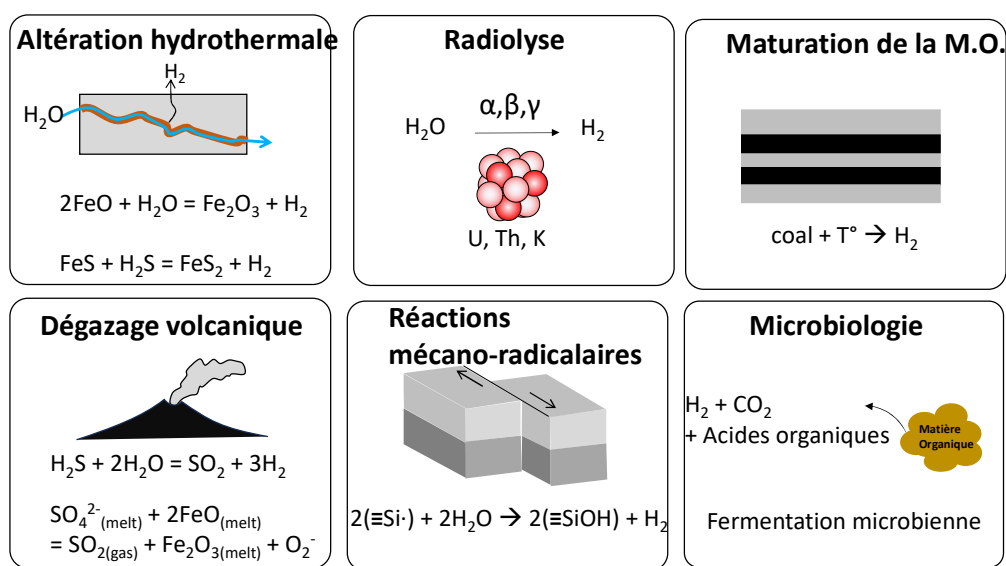


Figure 1.1 : Les mécanismes de production de l'H<sub>2</sub> naturel dans le sous-sol profond

Les mécanismes de production naturelle de l'H<sub>2</sub> sont donc multiples et peuvent coexister sur une même localisation. S'il s'agit d'envisager l'exploration de l'H<sub>2</sub>, alors 3 mécanismes peuvent être retenus principalement parce qu'ils garantissent une production importante et continue ; ces 3 mécanismes sont : l'altération hydrothermale des minéraux riches en fer, la radiolyse de l'eau et la maturation de la matière organique. Si l'on tente d'associer des lithologies correspondantes à ces mécanismes, alors les roches génératrices de H<sub>2</sub> peuvent être classées en 3 grandes catégories : (1) les roches riches en Fer, qu'elles soient de nature océanique ou continentale ; (2) les roches riches en éléments radioactifs et (3) les roches riches en matière organique (Levy et al., 2023). Dans ces différents contextes géologiques, les processus permettant la circulation des fluides dans les zones potentiellement sources doivent être aussi pris en compte pour évaluer les ressources en H<sub>2</sub>. En effet, les principaux mécanismes envisagés pour la production d'H<sub>2</sub> requièrent un renouvellement efficace de l'eau au niveau des surfaces réactives des minéraux. Plusieurs facteurs limitants sont actuellement étudiés comme les mécanismes de passivation des surfaces (par ex., précipitation de silice à l'interface fluide-minéraux – e.g., Daval et al, 2011, Escario et al, 2018), mais la reconnaissance des processus hydrodynamiques qui contrôlent la localisation et la pérennité des zones réactionnelles dans les conditions de pression, température et composition (p, T, x) qui caractérisent les mécanismes de production d'H<sub>2</sub> restent un verrou scientifique majeur. Les roches à fort potentiel H<sub>2</sub> sont le plus souvent des roches ignées et/ou anciennes, peu poreuses et peu perméables. Par exemple, les péridotites et les péridotites serpentinisées ont des perméabilités



extrêmement faibles ( $10^{-18}$ - $10^{-20}$  m<sup>2</sup>, soit de 1 à  $10^{-2}$  micro-Darcy, Katayama et al, 2020). De plus, les réactions telles la serpentinisation induisent la précipitation de minéraux hydratés de densité plus faible que celle des minéraux primaires dissous, ce qui devrait encore plus limiter la circulation des fluides. Or, la majorité des péridotites et autres roches potentiellement sources d'H<sub>2</sub> observées à la surface de la Terre sont fortement altérées ce qui suppose des mécanismes efficaces de circulation des fluides. Plusieurs indicateurs suggèrent un couplage tectonique-fracturation-flux favorisant le maintien de la perméabilité des roches potentiellement source d'H<sub>2</sub> (par exemple, Cannat et al, 2010 ; Andreani et al, 2014, Fruh-Green et al, 2018), ainsi que des processus de fracturation réactive à l'échelle des minéraux (par exemple, Plummer et al, 2012). L'ensemble de ces mécanismes fortement couplés et multi-échelle reste toutefois peu étudié. L'absence de données quantitatives sur le transfert des fluides dans ces roches peu perméables (localisation des flux, pérennité des zones perméables, *etc.*) ainsi que le transport des solutés et des gaz dissous, dans un contexte où des interactions ont lieu avec les minéraux réactifs, limite encore la capacité à prédire le potentiel de production et/ou de stockage en H<sub>2</sub> de ces zones reconnues comme fertiles.

Dans le contexte géologique, un point clé à prendre en compte est le rôle des chemins réactionnels sur la redistribution du Fe des minéraux dissous aux minéraux produits sous la forme Fe(II) et Fe(III). L'équation (2) est très simplifiée et la serpentinisation représente une suite d'étapes réactionnelles qui, en fonction des conditions température/pression et composition chimique locale des roches et des fluides, produira une suite de minéraux pouvant capter le Fe dissous sous forme Fe(II) (par exemple, brucite) ou Fe(III) (iowaite) (par exemple, Klein et al, 2020b), puis sous forme Fe(III) dans les serpentines lors des premières étapes de leur formation (par exemple, Andréani et al, 2013). La conséquence première de ces mécanismes complexes est que la présence de magnétites seule permet d'identifier un processus de serpentinisation, mais pas de quantifier directement la production d'H<sub>2</sub> qui a pu en résulter.

Un dernier point clé est celui des cinétiques réactionnelles. Les facteurs qui contrôlent les réactions décrites plus haut varient d'un processus à l'autre, d'une lithologie à l'autre et de nombreux travaux expérimentaux ou de modélisation numérique tentent de les contraindre. Il s'agit par exemple d'évaluer le rôle de la température, de la composition chimique des minéraux, de l'existence de catalyseurs dans le milieu naturel, mais aussi le rapport eau/roche, la salinité du fluide, *etc.* Une première estimation des temps caractéristiques peut toutefois être faite pour chacun des mécanismes. La génération d'H<sub>2</sub> par radiolyse ou par maturation de la M.O. nécessite des temps longs (en million d'années, Ma) et les taux de production sont de l'ordre de la  $\mu\text{mol/kg}_{\text{roche}}/\text{Ma}$  (radiolyse) ou de la  $\text{mmol/kg}_{\text{roche}}/\text{Ma}$  pour la maturation de la M.O (Geymond, 2024). A l'inverse l'altération hydrothermale est beaucoup plus « rapide » à l'échelle des temps géologiques avec des temps caractéristiques de l'ordre de la  $\text{mmol/kg}_{\text{roche}}/\text{an}$ . C'est ce taux de production rapide qui fait parfois parler de source d'énergie renouvelable pour l'H<sub>2</sub> issu de l'altération hydrothermale puisque des accumulations peuvent se former sur des échelles de temps courtes si tant est que les roches soient soumises à la circulation efficace de l'eau.

La figure 2 illustre les trois principaux mécanismes de production naturelle d'H<sub>2</sub> dans leur contexte géodynamique et propose des lithologies « fertiles ».

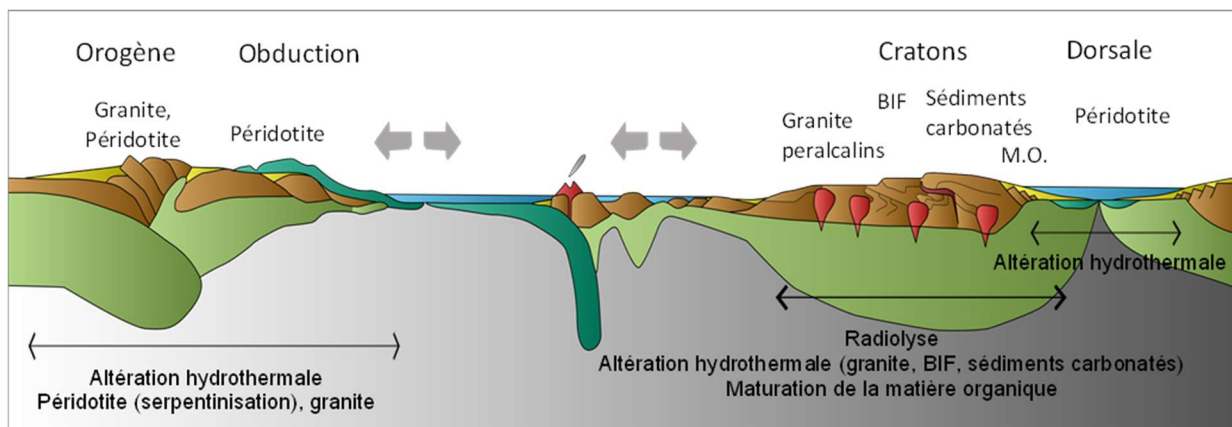


Figure 1.2 : Les mécanismes produisant de l' $H_2$  naturel dans les différents contextes géodynamiques (modifiée d'après N. Lefeuvre, thèse de doctorat, 2022).

## 2. Réactivité de l'hydrogène dans le sous-sol

### 2.1 Spécificités physico-chimiques de l' $H_2$ en contexte du sous-sol

Une fois l' $H_2$  produit, une question cruciale concerne son transport et sa réactivité dans le sous-sol ; réactivité qui est importante en tant qu'agent réducteur puissant notamment. La solubilité de l' $H_2$  dans l'eau a été modélisée, montrant qu'elle augmente avec la profondeur et diminue avec la salinité du fluide ; démontrant ainsi ce que l'on appelle l'effet « salting-out » (Lopez-Lazaro et al., 2019). Ainsi, en profondeur l' $H_2$  sera majoritairement transporté sous forme dissoute dans l'eau alors qu'il sera présent principalement sous forme gazeuse exsolvée à plus faible pression. Concernant la réactivité de l' $H_2$  lors de sa migration, on peut distinguer les réactions strictement abiotiques opérant à des  $T > 200^\circ C$  des réactions biologiques à BT ( $T < 100^\circ C$ ). Les deux types de réactions sont décrites ci-dessous.

### 2.2 Réactivité de l' $H_2$ lors de la migration

#### 2.2.1 Réactivité chimique

La réactivité de l'hydrogène en présence d'espèces oxydées dépend des potentiels d'oxydo-réduction des réactions dans les conditions (p, T). A basse température cependant ( $T < 200^\circ C$ ), les cinétiques réactionnelles faisant intervenir l' $H_2$  sont lentes, sauf en présence de micro-organismes. On considère donc deux domaines de températures dans lesquels l' $H_2$  peut réagir : (1) la gamme de  $T < 100^\circ C$  où l'activité biologique contrôle la réactivité de  $H_2$  (voir paragraphe suivant) et (2) la gamme de températures  $> 200^\circ C$  où les réactions abiotiques d'oxydo-réduction sont dominantes. Entre 100 et  $200^\circ C$  environ, l'hydrogène peut être considéré comme relativement inerte même si certaines réactions semblent être possibles, particulièrement en présence de catalyseurs qu'il reste à identifier dans le milieu naturel (Lefeuvre et al., 2022). Dans ce qui suit, nous allons décrire les principales réactions abiotiques qui ont été documentées et étudiées dans la littérature où l' $H_2$  est consommé par la réaction.

#### a) Les réactions avec les carbonates et le $CO_2$

La réactivité de l' $H_2$  en présence de  $CO_2$  et/ou de carbonates a beaucoup été étudiée dans les environnements hydrothermaux et magmatiques. De nombreuses expériences ont montré qu'à haute température ( $T > 200^\circ C$ ) et en présence de catalyseurs (tels que Ni, Cr, Fe présents dans les roches et minéraux des systèmes mafiques/ultramafiques), l' $H_2$  interagit avec les composés carbonés inorganiques ou organiques dissous dans les fluides hydrothermaux, pour

former des composés organiques simples tels que le méthanol, le formate, le formaldéhyde que l'on rencontre dans les fumeurs océaniques (*e.g.* Reeves E., and Fiebig, J., 2020), mais aussi des hydrocarbures polycycliques aromatiques ou éventuellement des phases de carbone condensées plus complexes par interaction avec des minéraux ou matériaux carbonés pré-existants (*e.g.* Menez, B. et al., 2018). En phase gazeuse, il est également possible de produire du méthane (CH<sub>4</sub>) par réduction du CO ou du CO<sub>2</sub> selon la réaction de type Fischer-Tropsch.

b) La réduction thermochimique du sulfate

La réduction thermochimique des sulfates (TSR), qui sont des constituants majeurs des eaux porales, est un processus chimique qui se produit à haute température, généralement au-dessus de 120 °C (Truche et al., 2009). Lorsqu'il est présent, l'H<sub>2</sub> agit comme un réducteur, réagissant avec les ions sulfates pour produire du sulfure d'hydrogène. Le processus est facilité à pH acide, une température jusqu'à 200 °C et des concentrations élevées en sulfure.

c) Les réactions avec les minéraux sulfurés et les oxydes de fer

À basse température (T<200 °C) certaines réactions d'oxydoréduction induites par l'H<sub>2</sub>, telles que la réduction de la pyrite en pyrrhotite et sulfure d'hydrogène, peuvent avoir une importance significative. Les facteurs qui augmentent la cinétique de cette réaction sont la pression d'H<sub>2</sub>, la température et le pH. La réduction de l'hématite (Fe<sup>III</sup><sub>2</sub>O<sub>3</sub>), oxyde de fer qui ne contient que Fe<sup>3+</sup>, pour former de la magnétite est également possible à des températures >200 °C. La magnétite, dont la stœchiométrie est variable dans la nature (formule idéale Fe<sup>II</sup>Fe<sup>III</sup><sub>2</sub>O<sub>4</sub>), peut s'oxyder et fournir de l'hydrogène (la stœchiométrie n'est alors plus idéale et Fe<sup>II</sup><1). Mais une magnétite oxydée peut également, si le milieu environnant est riche en Fe<sup>II</sup> dissous, être réduite afin de retrouver une stœchiométrie plus proche de celle de la magnétite idéale. Les sulfures et les oxydes de fer sont des constituants minéraux courants dans les structures géologiques, et il reste beaucoup à comprendre sur leur réactivité.

d) Les réactions avec les argiles

Il a été observé que l'hydrogène est capable de réduire le Fe(III) structural présent dans les argiles, quoiqu'en petites quantités, et cette réduction s'avère être complexe à réaliser à des températures inférieures à 350 °C. À 90 °C et sous une faible pression partielle d'hydrogène (moins de 1 bar), il a été démontré que les argiles naturelles restent stables (Didier et al. 2012).

### 1.2.2. Réactivité biologique

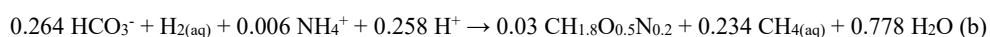
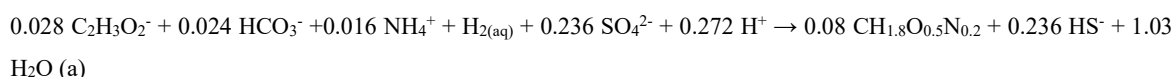
Quels que soient les processus géochimiques impliqués dans la production de l'H<sub>2</sub> naturel, ces derniers se réalisent très majoritairement à de grandes profondeurs et à des températures incompatibles avec la vie. Aujourd'hui, la limite maximale de température au-delà de laquelle la vie microbienne est impossible peut être placée à 122°C (Kashefi & Lovley, 2003 ; Holden, 2009 ; Takai et al., 2008). Thayssen et ses collaborateurs (2023) ont établi une classification des risques microbiologiques dans le contexte de futurs stockages d'hydrogène dans des réservoirs d'hydrocarbures déplétés. Si pour des températures supérieures à 122°C ils n'établissent aucun risque, leur étude bibliographique exhaustive montre que le risque de consommation microbienne de l'hydrogène est très faible à partir de 90°C.

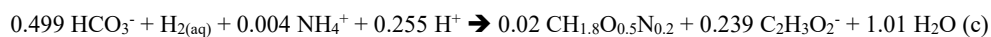
Il est important de comprendre que bien avant que l'H<sub>2</sub> devienne une source énergétique potentielle pour l'espèce humaine, elle l'était pour les microorganismes depuis des milliards d'années. Il est admis que l'H<sub>2</sub> ait pu être une des premières ressources énergétiques majeures pour les premières formes de vie. Cette ancienneté pourrait expliquer en partie le fait que nous retrouvons la production ou la consommation de l'H<sub>2</sub> chez des bactéries et des archées très diverses et que les métabolismes autour de l'H<sub>2</sub> se retrouvent dans tous les environnements permettant la vie. En 2018, une étude

globale sur une centaine de sites souterrains a estimé que la biomasse souterraine, un assemblage d'organismes unicellulaires d'une taille de l'ordre du micromètre ( $10^{-6}$  mètre) pourrait représenter entre 23 et 31 milliards de tonnes de carbone (Magnabosco et al., 2018). Cela équivaudrait à 245 à 385 fois le poids total du carbone présent dans l'ensemble des êtres humains. Ces écosystèmes microbiens profonds sont donc loin d'être anecdotiques. Dans ces habitats, le dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) et le dihydrogène ( $\text{H}_2$ ) sont souvent les uniques sources de carbone et d'énergie disponibles aux microorganismes pour vivre et se multiplier (Stevens et McKinley, 1995 ; Schrenk et al., 2013). Certains microorganismes peuvent consommer l' $\text{H}_2$  (et le  $\text{CO}_2$ ) par des processus tels que la méthanogénèse (archées méthanogènes), la réduction des sulfates (microorganismes sulfato-réducteurs) et l'homoacétogénèse (bactéries acétogènes) ; alors que d'autres peuvent le produire par la fermentation, l'oxydation anaérobie du méthane et la fixation de l'azote, entre autres. Ces processus métaboliques se retrouvent dans de nombreux écosystèmes, qu'ils soient terrestres ou aquatiques, en surface ou en profondeur. Concernant l' $\text{H}_2$  naturel, la question essentielle est de déterminer quelle quantité pourrait être consommée par les microorganismes qui peuplent ces environnements souterrains et s'il existe des phénomènes d'inhibition de ces microorganismes qui expliqueraient l'existence d'accumulation d' $\text{H}_2$ .

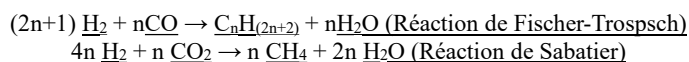
En 1995, Stevens et McKinley ont introduit pour la première fois le concept de SLiME, signifiant « écosystème microbien lithoautotrophe anaérobie de subsurface » (*Subsurface Lithoautotrophic Microbial Ecosystem*), pour décrire des communautés microbiennes coupées de la photosynthèse (donc des écosystèmes de surface) et qui tirent leur énergie de l' $\text{H}_2$  d'origine géochimique. Ils ont postulé que ces SLiMEs, soutenus par des processus géochimiques, pourraient subsister de manière perpétuelle. Malgré les doutes soulevés par Anderson et ses collègues en 1998 sur leur existence, plusieurs études ont depuis mis en évidence des SLiMEs dans divers contextes géologiques (Fry et al., 1997; Kotelnikova et al., 1997; Chapelle et al., 2002; Haveman et al., 2002; Takai et al., 2003; Lin et al., 2005; Basso et al., 2009; Crespo-Medina et al., 2014).

Ces SLiMEs ont été découverts dans une variété de contextes géologiques telle que les roches granitiques, basaltiques et sédimentaires. Le granite, qui forme la majorité de la croûte continentale sur laquelle se trouvent les continents, est naturellement peu perméable et sa porosité tend à diminuer avec l'augmentation de la profondeur (donc de la pression). Avec le temps, le granite est sujet à l'altération, ce qui le rend plus fragile. Les processus géologiques peuvent causer la fragmentation de la roche, créant des fractures de différentes tailles, de moins d'un millimètre à plusieurs mètres (Pedersen 1998), ce qui augmente la porosité et la perméabilité du granite. Ces fractures peuvent être interconnectées, permettant ainsi à l'eau de s'écouler et aux microorganismes de se déplacer (Motamedi & Pedersen, 1998). Les métaux, le  $\text{CO}_2$  et le sulfate, notamment, se dissolvent au contact de l'eau et de la roche, créant des gradients géochimiques influençant la diversité microbienne dans les profondeurs granitiques. La plupart des granites ont une radioactivité basse, mais notable, qui peut générer de l' $\text{H}_2$  par radiolyse de l'eau. Pedersen a révélé en 1998 l'existence de communautés hydrogénotrophes (utilisant l' $\text{H}_2$  comme source d'énergie), incluant des bactéries homoacétogènes et des archées méthanogènes autotrophes, dans les fractures granitiques. Ces communautés, ainsi que leurs interactions, sont cohérentes avec une biosphère autotrophe active basée sur l' $\text{H}_2$ . D'autres recherches dans les aquifères granitiques ont montré que les archées méthanogènes peuvent coexister avec des microorganismes sulfato-réducteurs dans des milieux riches en sel (Kotelnikova & Pedersen., 1997 ; Kieft, 2016). Tandis que certaines lignées microbiennes paraissent spécifiques à des environnements particuliers, d'autres semblent avoir une distribution plus large (Kieft, 2016). Dans les conditions physico-chimiques qui règnent dans les environnements profonds continentaux, il existe trois métabolismes microbiens principaux consommateurs de l' $\text{H}_2$  : la sulfato-réduction (a), la méthanogénèse (b) et l'homoacétogénèse (c), qui sont régies par les réactions suivantes (Veshareh et al., 2022) :





Dans un autre contexte géologique, les roches basaltiques présentent une grande variabilité en termes de porosité et de perméabilité dès leur création et cette variabilité s'accroît avec l'altération de la roche et la formation de fractures (Kashefi et Lovley, 2003). Lors de la serpentinisation des péridotites exhumées, l'interaction de l'H<sub>2</sub> avec le CO<sub>2</sub> et le CO peut parfois mener à la création de matière organique de manière abiotique par des réactions dont la formulation est la suivante :



La matière organique dans ces milieux peut donc être d'origine géochimique ou biologique, surtout si la température est inférieure à 120 °C, permettant ainsi la colonisation par des microorganismes qui peuvent aussi consommer l'H<sub>2</sub> apporté par les fluides hydrothermaux. Ainsi, des SLiMEs peuvent se rencontrer aussi dans les sources hydrothermales comme les fumeurs noirs, qui associent une macrofaune particulière à des microorganismes thermophiles (Nealson et al., 2005). Les microorganismes hydrogénotrophes, notamment les archées méthanogènes (Wankel et al., 2011), bénéficient de conditions thermodynamiques propices à l'oxydation de l'H<sub>2</sub> généré par l'altération des roches en présence d'eau de mer, d'où leur présence fréquente dans les milieux hydrothermaux. Les modèles biogéochimiques prédictifs suggèrent que dans les environnements profonds, les concentrations réduites en H<sub>2</sub> peuvent devenir un facteur limitant pour le développement des hyperthermophiles, ce qui indique l'importance de la syntrophie dans ces milieux énergétiquement limités (Ver Eecke et al., 2012).

Enfin, le troisième et dernier contexte géologique est celui des sédiments qui sont des réservoirs de matières organiques solides et dissoutes piégées lors de la sédimentation et soumises à une transformation microbienne, souvent en CO<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub> (Bagnoud et al., 2016 ; Pedersen, 2000). Selon leur origine, les roches sédimentaires peuvent être très poreuses et perméables (sables plus ou moins consolidés, grès, etc.) ou très imperméables (argiles), ce qui restreint la mobilité des microorganismes, limitant le transfert de nutriments et réduisant l'activité microbienne (Lovley & Chapelle, 1995). Le développement de biofilms dans les pores et les fractures affecte également la diffusion des fluides (Pedersen, 2005). Dans ces environnements, il est théoriquement possible que les remontées d'eau transportent l'H<sub>2</sub> produit à de plus grandes profondeurs par des failles atteignant les couches sédimentaires.

À ce jour, il n'a pas été possible de décrire *in situ* des SLiMEs dans des milieux souterrains profonds susceptibles d'être des réservoirs naturels d'H<sub>2</sub> en raison de l'absence de tels écosystèmes observables. Les exemples de SLiMEs donnés précédemment étaient approvisionnés en H<sub>2</sub> naturel, mais ne constituaient pas des réservoirs d'H<sub>2</sub> pour autant. Cependant, dans des conditions propices à la vie, comme une température adéquate, la disponibilité de nutriments et une porosité et perméabilité appropriées, il est largement admis que l'H<sub>2</sub> naturel pourrait interagir avec les communautés microbiennes conformément au concept des SLiMEs, bien que l'on puisse se demander si une concentration élevée d'H<sub>2</sub> ne pourrait pas avoir un effet toxique. Bien que de tels systèmes microbiens naturels n'aient pas encore été directement étudiés, les aquifères profonds utilisés pour le stockage du gaz de ville peuvent servir d'analogues artificiels pour formuler des hypothèses.

Entre les années 1950 et 1990, de grandes quantités de gaz de ville, contenant environ 50 à 60 % d'H<sub>2</sub>, ont été stockées dans des aquifères profonds en Europe (France, Allemagne, Tchéquie). Ainsi, dans le bassin parisien, l'aquifère profond de Beynes (-430 m) a servi à stocker du gaz de ville entre 1956 et 1972 (Foh et al., 1979; Taylor et al., 1986). Dès le début des années 1960, une baisse de la concentration d'H<sub>2</sub> et une augmentation des sulfures avaient été notées dans le gaz stocké, mais les chercheurs avaient privilégié des explications de géologie structurelle (fuites) et géochimiques (liée à la pyrite et à l'anhydrite) plutôt qu'une activité microbienne jugée alors trop lente et peu importante (Pankhust, 1967). En 1990, sur l'aquifère de stockage de Lobodice en Tchéquie, Šmigán et ses collègues ont également constaté une diminution d'environ 10 à 20 % du volume de gaz stocké dans

un réservoir semblable à celui de Beynes (pertes en  $H_2$ , CO et  $CO_2$ ), ainsi qu'une hausse de la teneur en méthane du gaz ; et cela, en seulement sept mois. De même, des expériences en laboratoire simulant des environnements poreux profonds (aquifère profond et réservoir d'hydrocarbures épuisé) ont montré une forte capacité des micro-organismes indigènes à consommer l' $H_2$  présent en grandes quantités (Haddad et al., 2022 ; Dohrmann & Krüger, 2023). Dans l'étude du projet *Underground Sun Storage*, les tests en réacteurs ont clairement montré une augmentation significative de l'abondance relative des archées méthanogènes dans les enrichissements en hydrogène (Bauer, 2017). De même, une augmentation du pH a également été constatée : augmentation très probablement liée à une croissance lithoautotrophe (c'est-à-dire une consommation de dioxyde de carbone et de protons). Plus récemment, une étude combinant un essai d'injection et de production de gaz sur site (réservoir de gaz épuisé de Lehen ; Autriche) et des essais en mésocosmes a démontré une forte activité de méthanogénèse (Hellerschmied et al., 2024).

Il existe trop peu d'études *in situ* sur ce type de stockage pour pouvoir en tirer une règle générale, mais, en première approximation, les résultats obtenus semblent interdire l'existence de tels réservoirs naturels dans des conditions (températures essentiellement) autorisant une vie microbienne. Cependant, des travaux récents en laboratoire pourraient remettre en cause ce paradigme. En effet, il est intéressant de constater qu'une étude menée en laboratoire sur deux réservoirs déplétés en hydrocarbures en Italie n'a pas montré d'activité hydrogénotrophe significative après quatre mois d'incubation bien que la vie microbienne y soit retrouvée (Vasile et al., 2024). Contrairement aux SLiMEs naturels, dans lesquels l' $H_2$  d'origine géochimique est le plus souvent la ressource limitante, dans le cas de fortes concentrations en  $H_2$ , le dioxyde de carbone, par exemple, pourrait devenir un facteur limitant (Haddad et al., 2022). Il a été ainsi montré que l'épuisement du dioxyde de carbone pouvait conduire à la dissolution des minéraux carbonatés dans les roches, tels que la calcite. Une fois le dioxyde de carbone épuisé, la consommation d' $H_2$  par les microorganismes s'arrêtait aussitôt. De plus, plusieurs études en laboratoire ont montré que l'hydrogénotrophie pouvait conduire à une alcalinisation du système jusqu'à des pH proches de 10 (Bauer, 2017 ; Mura et al., 2024 ; Ranchou-Peyruse et al., 2024), ce qui conduirait à la génération de conditions environnementales encore plus difficiles pour la survie des communautés microbiennes peuplant ces environnements profonds. Ainsi, une activité microbienne élevée centrée sur l'hydrogénotrophie pourrait s'autosaborder en conduisant à une forte alcalinisation du système qui provoquerait une précipitation et donc une séquestration du  $CO_2$  et des carbonates en minéraux carbonatés (Mura et al., 2024). La déplétion en  $CO_2$  entraînerait une compétition pour cette ressource entre les microorganismes autotrophes (consommant le  $CO_2$ ) et les phénomènes abiotiques (minéralisation) : compétition en défaveur des bactéries et des archées. Ainsi, même dans des conditions *a priori* favorables à la vie microbienne, des limitations en nutriments et des pH élevés pourraient favoriser une accumulation d' $H_2$ .

Il est indéniable que certains sites profonds dans le monde présentent de grandes concentrations en  $H_2$ . Que cela signifie-t-il du point de vue du microbiologiste ? *A priori*, il n'existe que deux scénarios possibles : i) Les réserves en  $H_2$  sont dans des conditions défavorables à la vie (température élevée, forte alcalinité, limitation en nutriments essentiels) ; ii) Le  $H_2$  est constamment consommé par les microorganismes mais le volume et le rendement de production sont si importants que des réserves peuvent se constituer.





## Chapitre 2

# Hydrogène naturel : Activités d'exploration et zones à forts potentiels hors de France

**Rédaction:** Isabelle Moretti (UPPA), Eric Deville (IFP-School), Olivier Sissmann (IFPEN), Adrian Cerepi (ENSEGID Bordeaux)

**Relecture :** Jean-Paul Callot (UPPA)

### 1. Introduction

S'il persiste des incertitudes sur les « systèmes H<sub>2</sub> », l'exploration a cependant commencé car l'H<sub>2</sub> naturel a une très bonne probabilité d'être le moins cher des H<sub>2</sub> décarbonés, voire même le moins cher des H<sub>2</sub> (Hand, 2023 ; Gaucher et al., 2023).

Au Mali, l'H<sub>2</sub> est produit à quelques dizaines de centimes le kilogramme [Diallo et al., 2022] ; en Espagne, au sud des Pyrénées, il est annoncé à 1€/kg, chiffres qui sont dépendants de la profondeur des forages. En Espagne, ils seraient à plus de 3 km dans le même ordre de grandeur que ceux de la production de gaz naturel. À titre de comparaison, dans le prix final de l'H<sub>2</sub> produit par SMR<sup>1</sup> (hydrogène gris), soit entre 1 et 5 USD/kgH<sub>2</sub> en 2023<sup>2</sup>, un tiers vient de la matière première, le gaz, un tiers du procédé (montée en température, eau, catalyseurs) et un tiers de la séparation des gaz en sortie. En produisant de l'H<sub>2</sub> naturel avec les mêmes techniques qu'on produit du gaz naturel, la deuxième étape est évitée, réduisant de facto de 30% le coût de production de l'H<sub>2</sub> naturel par rapport à l'un des H<sub>2</sub> les moins chers actuels, le gris. Si la production d'H<sub>2</sub> naturel démarre, cela va accélérer le développement de la filière d'hydrogène décarboné, qui est actuellement freinée par un coût trop élevé de production de l'H<sub>2</sub> par électrolyse de l'eau.

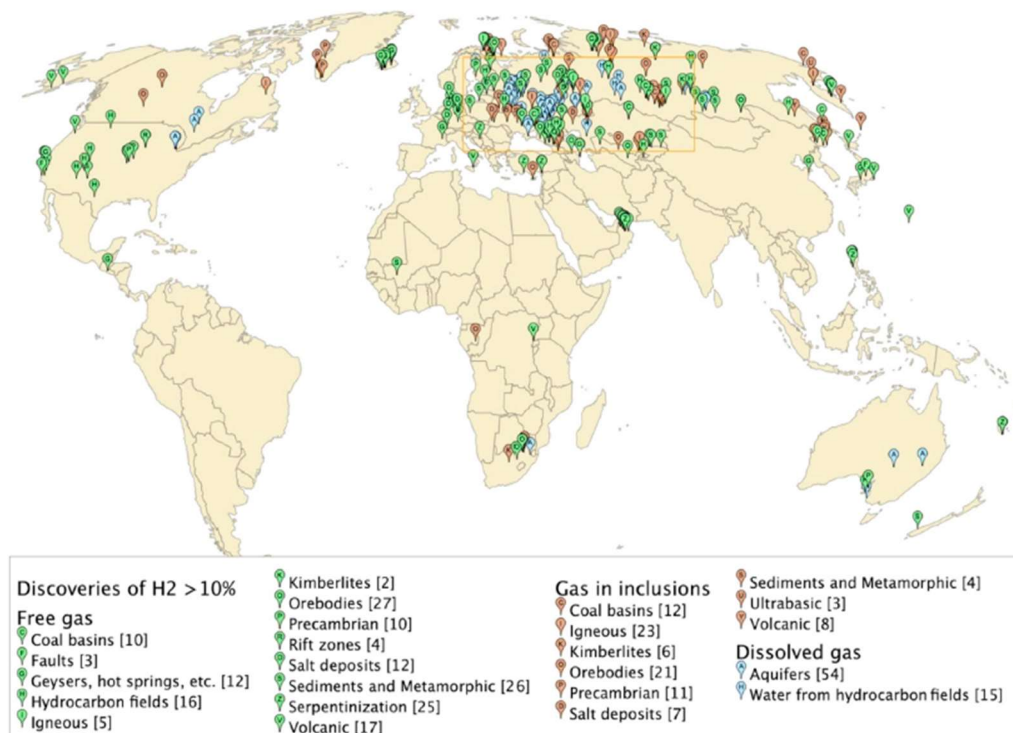
Pour explorer une ressource naturelle, il faut que la législation le permette. Ce n'est pas encore le cas dans de très nombreux pays, et à grande échelle, l'activité de l'exploration est plus influencée aujourd'hui par la présence, ou l'absence, de réglementation que par la géologie du sous-sol. A titre d'exemple, le Brésil présente, de l'avis de beaucoup, un potentiel mais la loi tarde à être finalisée. Voyons néanmoins où cette exploration démarre, ou pourrait démarrer.

Globalement, il y a plusieurs approches possibles pour estimer les zones à fort potentiel à l'échelle mondiale. On peut se baser sur les indices, comme réalisé par V. Zgonnik (2020), et qui a abouti à la réalisation d'une carte bien connue (figure 2-1), ou encore se baser sur la présence des roches génératrices potentielles comme proposé par Lévy et al. (2023). Ces derniers auteurs proposent une approche synthétique en regroupant les couples réactions/roches. Ils définissent 4 types de roches génératrices pour bâtir les cartes, car dans le détail, si les réactions d'oxydo-réduction qui génèrent de l'H<sub>2</sub> sont très nombreuses, les contextes géologiques le sont moins. GR\_1 correspond aux roches océaniques ou mantelliques (figure 2-2a), GR\_2 aux roches sédimentaires et intrusives riches en fer

<sup>1</sup> *Steam Methane Reforming*, vaporeformage de méthane

<sup>2</sup> Rapport AIE

(figure 2-2b), GR\_3 à la radiolyse (figure 2-2c) et GR\_4 à la maturation tardive de la matière organique et en particulier du charbon (figure 2-2d).





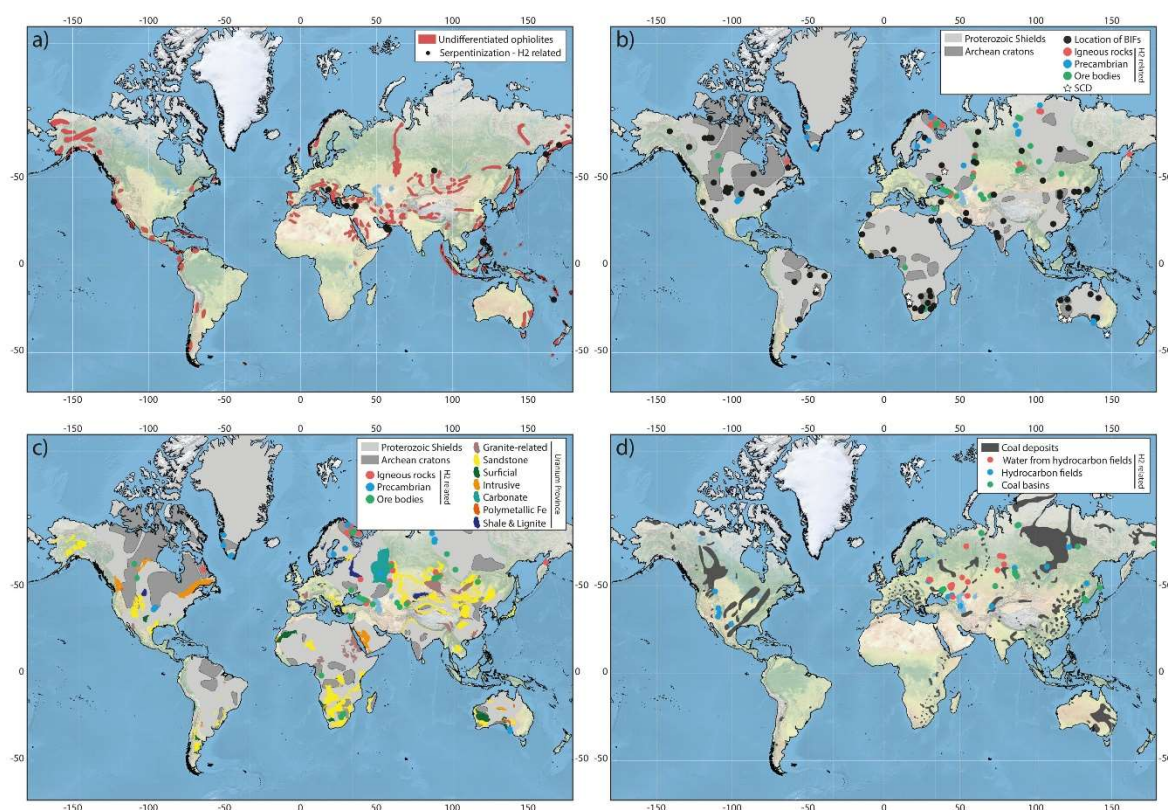


Figure 2.2 : Cartes des roches génératrices potentielles. Levy et al., 2023. On notera que les ophiolites (a) représentent sur surface très limitée. Toutes les autres roches génératrices potentielles sont beaucoup plus répandues.

Au total fin 2024, un pays produit de l'H<sub>2</sub> naturel (en rouge figure 2-3), dans une dizaine on peut prendre des licences d'exploration et forer (en orange sur la figure 2-3 mais ce chiffre change tous les mois) et dans une quinzaine la loi est en train de se mettre en place et des données orientées vers l'exploration de l'H<sub>2</sub> naturel ont été publiées (en vert figure 2-3). Nous alertons sur le fait que cette carte évolue rapidement et que le nombre de pays en orange et en vert est en constante augmentation. Les détails par continent sont donnés dans ce qui suit.

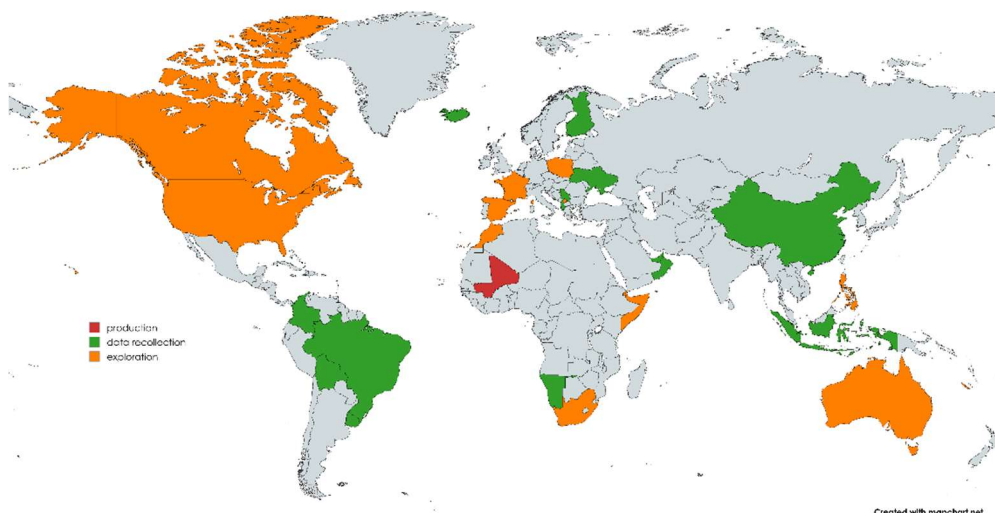


Figure 2.3 : Résumé de l'activité mondiale fin 2024.

## 2. L'Afrique

### 2.1. 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 l'article de 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'H<sub>2</sub> naturel au monde. Cela a évidemment 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 ont pu se rendre sur ce site, ce qui permet à certains d'entretenir des doutes, voire de propager des rumeurs infondées sur la réalité de ce gisement.



Figure 2.4. Un des forages du Mali et les installations de production d'électricité ; Photo Hydroma.

Beaucoup de données sont désormais disponibles ; puits, diagraphies, sismiques, carottes et ont été étudiés à IFP Energies nouvelles (IFPEN) dans le cadre de la thèse d'Omar Maiga (2024) et les premiers articles ont été publiés (Maiga et al., 2023a et b). 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'H<sub>2</sub> est presque pur (environ 98%) et il sert pour l'instant à produire l'électricité du village : pas besoin de stockage, la production s'adapte aux besoins. Le changement d'échelle de cette production, actuellement limitée, est retardé par le contexte politique, en non par l'absence de réserves.

### 2.2. Et ailleurs en Afrique

Le continent africain est riche en cratons (ces roches anciennes riches en fer et souvent en éléments radioactifs, voir Figure 2-2b & c) et de nombreuses traces d'émanations d'H<sub>2</sub> en surface ont été décrites (Geymond et al. 2022). L'Afrique du Sud, avec ses mines de fer et d'uranium a été très vite identifiée comme une zone prometteuse (Lollar et al. 2014). Les auteurs penchent pour une source liée à la radiolyse du fait de la présence concomitante d'hélium.

La Namibie, voisine avec là aussi des mines mais surtout des affleurements spectaculaires des BIF (*Banded Iron Formation*) néoprotérozoïques, a aussi visiblement un très bon potentiel. Une première mission en 2022 par l'Université de Pau et des Pays de l'Adour (UPPA) l'a confirmé (Moretti et al. 2022) et d'autres études ont suivi, en particulier via un projet de recherche entre l'UPPA et 45-8 (Roche et al. 2024).

Plus au Nord, le Maroc évalue son potentiel mais il n'y a pas encore eu de publications. L'ONHYM<sup>3</sup> est au centre des travaux mais certaines compagnies privées européennes s'y intéressent, en particulier ENGIE et HYNAT<sup>4</sup> (pour la province du sud). Fin 2023, ONHYM et HYNAT ont annoncé une première campagne de forage en 2024 sans qu'il y ait encore de confirmation et les informations sur leur site ne sont pas toujours à jour.

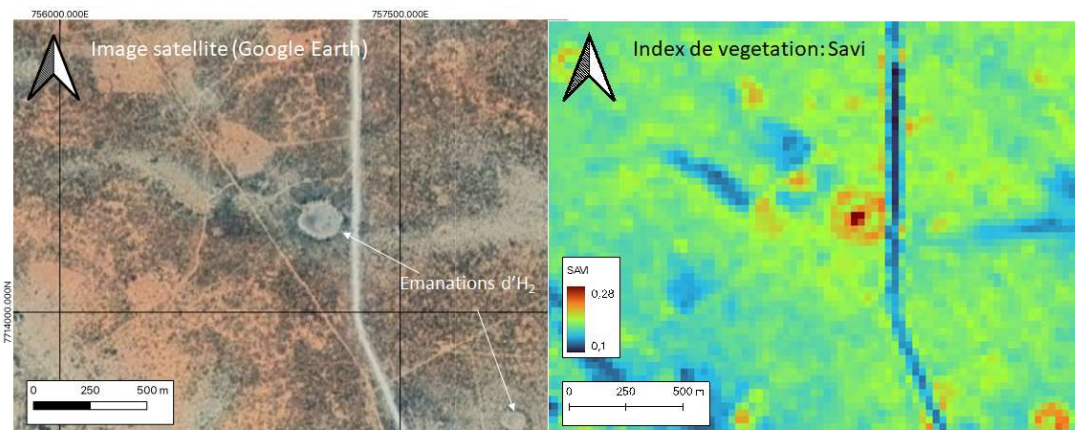


Figure 2.5. Une des structures dépourvues de végétation (SCD – subcircular depression ou cercle de fées voire de sorcières selon les auteurs) qui permettent de repérer les zones potentielles d'émanation d' $H_2$  à partir d'images satellites, ici en Namibie. L'image de droite est un index de végétation 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 sur la présence d' $H_2$  naturel. Ici, elles sont très riches en  $H_2$  (Moretti et al. 2022)

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). Des travaux sont actuellement en cours impliquant l'IFPEN et CVA.

### 3. L'Asie et l'Océanie

#### 3.1. L'Australie

Île, pays et continent, aux sous-sols très riches en matières premières et dotés 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 N. V. Larin, V. Zgonnik et d'IFPEN en Russie et aux États-Unis, la communauté avait compris que les émanations d' $H_2$  se voyaient de l'espace (Figure 2-5). 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. 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 données sont publiques et l'existence de puits ayant déjà trouvé de l' $H_2$  à proximité des endroits où ces structures sont visibles a rapidement été mise en évidence (Kangaroo Island, Yorke Peninsula). 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

<sup>3</sup> Office National des HYdrocarbures et des Mines

<sup>4</sup> <https://hynat.com/>



(Frery *et al.* 2021) et Geoscience Australia (Boreham *et al.* 2021a). 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 en H<sub>2</sub> des charbons et autres roches riches en matière organique du bassin de Cooper en Australie (Mahlstedt *et al.* 2022; Boreham *et al.* 2023).

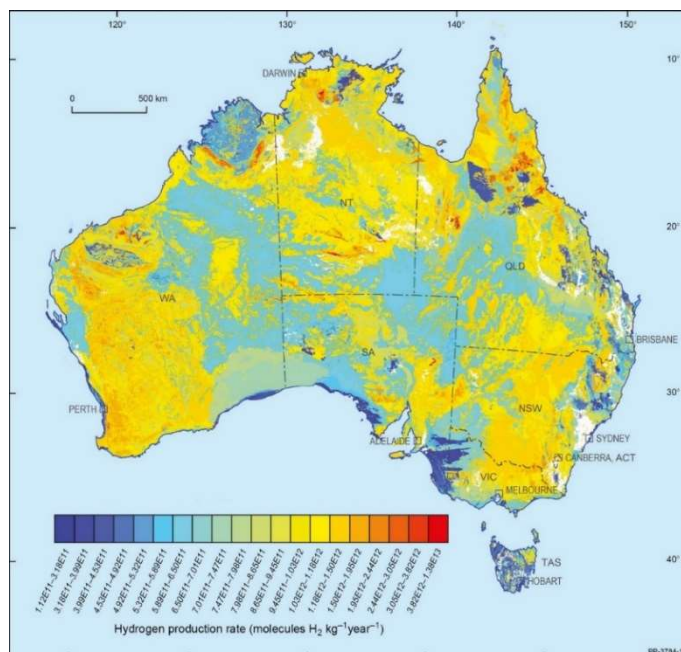


Figure 2.6. Carte du flux d'H<sub>2</sub> en Australie en ne tenant compte que de la radioactivité et des roches riches en fer. Dans les zones rouges, il peut dépasser 10<sup>13</sup> mol/an, i.e. environ 6% de la consommation actuelle mondiale. Source : (Boreham *et al.* 2021)

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 les leurs. 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<sub>2</sub> vers 1930 (pur jusqu'à 80% pour celui de la péninsule de Yorke). 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 ont levé des fonds pour cette activité et ils ont foré leurs deux premiers puits fin 2023. Ils ont annoncé de l'H<sub>2</sub> dans 4 réservoirs et de l'hélium (He) dans le plus profond qui n'avait pas été atteint dans les puits historiques du début du XX<sup>ème</sup> siècle. Le pourcentage d'hélium atteint 17%. Lors du congrès Hnat-2024 à Paris, ils ont annoncé qu'il allait commencer la production en 2025<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> /www.goldhydrogen.com.au

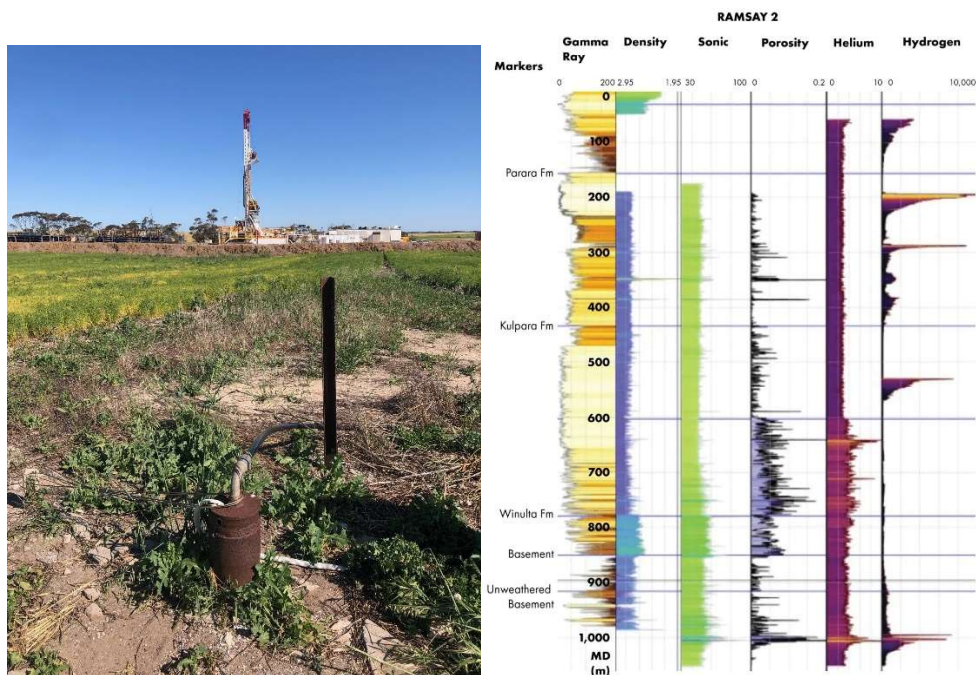


Figure 2.7 : La trace du puits historique et l'un des nouveaux puits de Gold H2 sur la Péninsule de Yorke en Australie du Sud (Photo GoldH2), Log du puits Ramsay 2 montrant les 4 réservoirs à H<sub>2</sub> et la présence d'Hélium.

Parmi les autres compagnies qui explorent l'H<sub>2</sub> en Australie, on trouve aussi des *spin-off* de compagnies pétrolières comme Buru qui a créé une branche Buru H<sub>2</sub>. Plus au Nord dans le bassin d'Amadeus, la compagnie pétrolière Santos avait, en cherchant des hydrocarbures, trouvé un mélange méthane (CH<sub>4</sub>), H<sub>2</sub>, He déjà évoqué (Leila *et al.* 2022). 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 leur trois puits initiaux n'étaient pas très épais. Après un temps de réflexion, ils se sont associés à une compagnie 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 (Frery *et al.* 2021) et l'université de Perth, mais aussi certaines compagnies ayant déjà des domaines miniers 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'H<sub>2</sub> en Australie vient en grande partie du fer (H<sub>2</sub>\_GR2), il est vraisemblable que les compagnies minières s'intéressent sous peu à la question.

### 3.2. Les Philippines

Les Philippines ont lancé début 2024 le 1<sup>er</sup> bid round (enchères) H<sub>2</sub> natif compétitif au monde<sup>6</sup>. Les deux permis proposés sont situés sur l'île de Luzon. La date limite de candidature était fixée au 27 août 2024. Cette zone, qui a beaucoup de similitudes avec la Nouvelle Calédonie et l'Oman, avait déjà été étudiée, entre autre par IFPEN (Vacquand *et al.* 2018). Les gaz en surface sont un mélange d'H<sub>2</sub>, de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), d'azote (N<sub>2</sub>) et de méthane (CH<sub>4</sub>) ; le pourcentage volumique d'H<sub>2</sub> étant aux alentours de 50%. D'après les déclarations du ministère philippin de l'énergie (DoE), de nombreuses compagnies américaines, australiennes et européennes auraient exprimé leur intérêt<sup>7</sup>.

<sup>6</sup> <https://www.pna.gov.ph/articles/1219557>

<sup>7</sup> <https://manilastandard.net/business/314460239/hydrogen-blocks-exploration-gets-investor-interest.html>

Cinq compagnies ont fait des offres et la publication de vainqueurs est annoncée pour décembre 2024

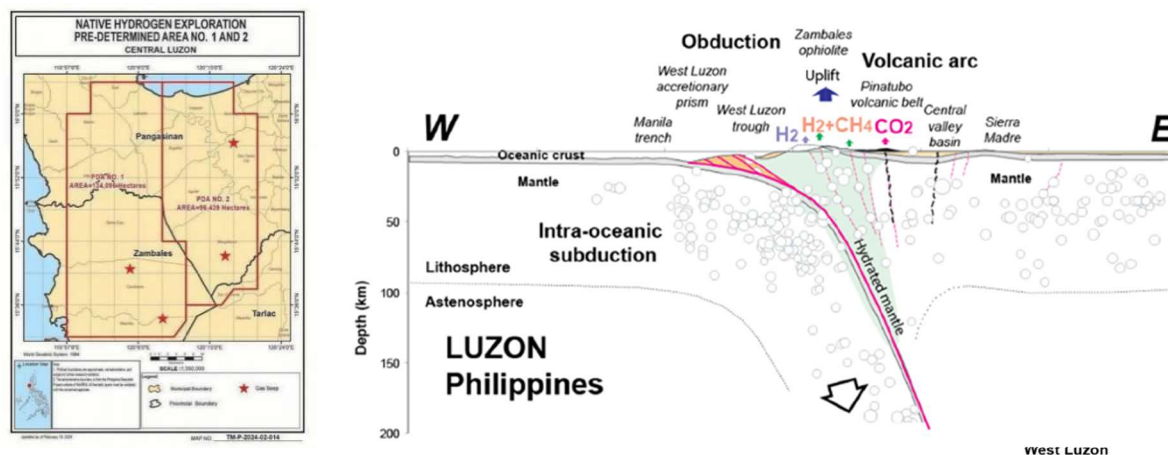


Figure 2.8 : Système  $H_2$  naturel tel que proposé par Vacquand et al., 2018 et le périmètre des deux permis mis aux enchères par le ministère de l'énergie aux Philippines

### 3.3. La Chine

Actuellement, on voit paraître beaucoup d'articles d'universités chinoises, mais aussi de la société Sinopec, concernant l'hydrogène naturel (Liu *et al.* 2023). Il est néanmoins difficile d'évaluer le niveau d'activité réel. Des articles ont été publiés sur le potentiel du bassin de Songliao, avec une génération d' $H_2$  à partir de la maturation tardive d'une roche mère pétrolière (Horsfield *et al.* 2022). Ce bassin est très profond, 7 km, et un fort pourcentage d' $H_2$  a été découvert dans les puits. Horsfield conclue à un potentiel de 4.6 Gt d' $H_2$  pour ce seul bassin et des concentrations allant jusqu'à 20% d' $H_2$  ont été trouvées dans certains puits (Han *et al.* 2022)

La Chine, qui est évidemment riche en charbon (elle en est le premier producteur), s'intéresse aussi à sa combustion *in situ* (Xu *et al.* 2020), ce qui pourrait lui permettre de continuer à produire de l' $H_2$  à partir de cette matière organique, mais sans l'extraction minière qui rend son Analyse du Cycle de Vie très peu vertueuse (Moretti *et al.* 2024).

### 3.4. Autres pays d'Asie

Ces toutes dernières années, on a vu apparaître des publications liées à l' $H_2$  naturel source d'énergie venant de différents autres pays d'Asie, en particulier l'Indonésie, le Vietnam ou la Corée.

**En Indonésie**, Indra Sanjaya du ministère de l'énergie et de ressources (ESDM) a mis en évidence d'importantes émanations d' $H_2$  dans les ophiolites des Célèbes<sup>8</sup>. Le gaz est un mélange d' $H_2$ ,  $N_2$  et  $CH_4$  (Sanjaya *et al.* 2024). Le flux à proximité des plages est très important et des feux permanents sont l'attraction des visiteurs (Figure II-9). Si le contexte géologique est proche de celui des Philippines, nous ne savons pas actuellement si le ministère, ou la compagnie pétrolière étatique Pertamina, ont prévu d'essayer de profiter de cette ressource.

<sup>8</sup> <https://indonesiabusinesspost.com/uncategories/natural-hydrogen-discovery-in-central-sulawesi-offers-potential-clean-energy/>



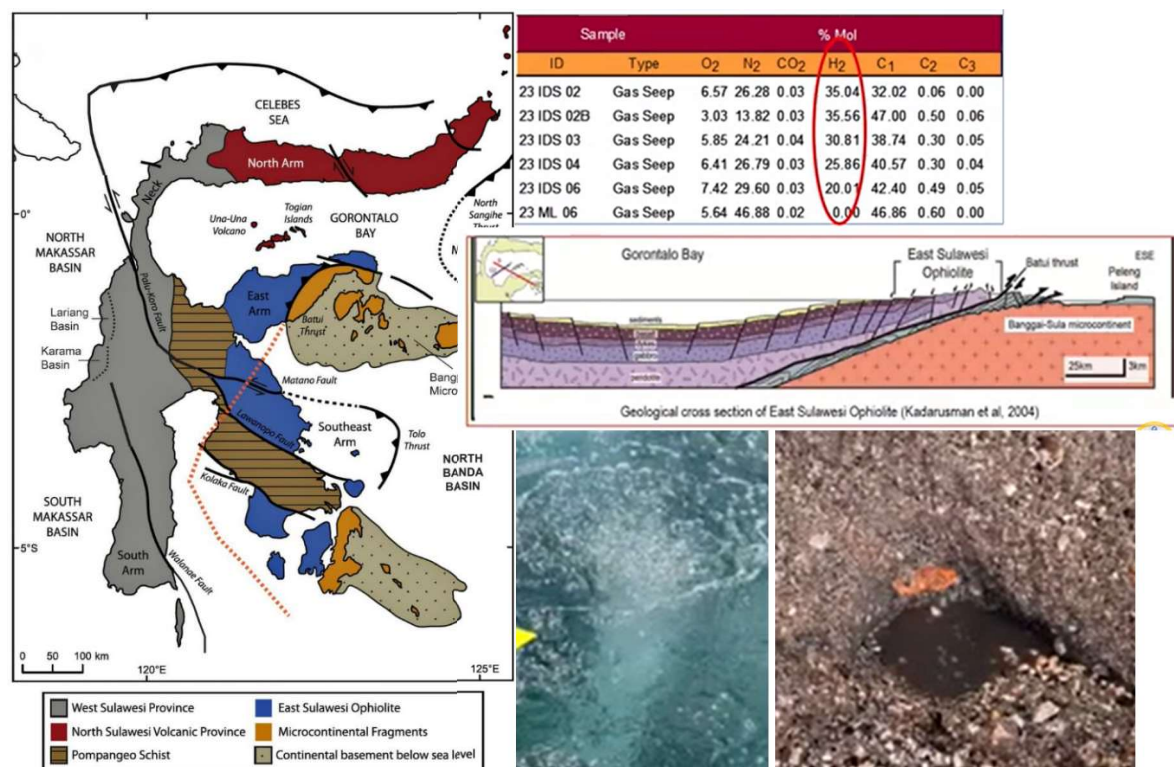


Figure 2.9 : Célèbes, évidence d'un système H<sub>2</sub> naturel dans les ophiolites en Indonésie (Sanjaya et al., 2024)

## 4. Le moyen Orient

### 4.1 L'Oman

Des émanations d'H<sub>2</sub> ont été repérées dans les ophiolites d'Oman depuis très longtemps et ont été étudiées tant par les équipes françaises (Vacquand *et al.* 2018; Zgonnik *et al.* 2019) qu'internationales (Leong *et al.* 2023). Des puits dédiés à des études scientifiques (Oman Drilling Project) y ont été forés et carottés (Kelemen et al, 2020, 2021). Les possibilités de serpentinisation à basses températures y ont été mises en évidence ainsi que la séquestration naturelle du CO<sub>2</sub> atmosphérique dans les *blue pools*. Aujourd'hui, coté pilote et production, tout semble s'orienter vers des essais d'hydrogène stimulé et il n'y a pas d'information sur une exploration de l'H<sub>2</sub> naturel.



Figure 2.10 : De gauche à droite : vue simplifiée du système hydrogène l'injection d'eau dans les péridotite devrait pouvoir le stimuler (Templeton et al., 2024), A droite, Doug Wicks d'Arpaé au meeting de la signature du MOU avec les omanais, au centre premiers travaux dans le désert (source edengepower)

Une entente a été signée entre les USA et l'Oman en 2023 sous l'égide des instance politiques de part et d'autre (DoE coté USA, ministère coté omanais pour tester la production d'H<sub>2</sub> stimulé dans les ophiolites du Sémail). La compagnie EDEN<sup>9</sup> va créer un laboratoire pilote avec 4 doublons de

<sup>9</sup> [www.edengeopower.com](http://www.edengeopower.com)

deux puits à proximité de Muscat. Coté recherche, c'est l'université du Colorado qui est en première ligne (Templeton *et al.* 2024). Le projet en plus de l'injection d'eau, veut tester la stimulation électrique pour augmenter les surfaces de contact entre l'eau et les minéraux (un arc électrique est créé entre deux puits, les fractures créées par cette technologie sont censées être mieux maîtrisées que celles obtenues par fracturation hydraulique).

## 4.2 Emirats Arabes Unis (EAU)

Depuis la COP à Dubaï en 2023, il y a une accélération de l'intérêt des Émirats pour les ENR, et l'hydrogène naturel en profite. Les ophiolites du Semail s'étendent au nord sur les émirats de Ras El Khaimah, Sharjah et Fujairah. Abu Dhabi, le plus grand et le plus riche d'entre eux, vu ses réserves de pétrole gérées par l'ADNOC, ne possède que le *foreland* de cette chaîne de montage. Les premières données sont en cours d'acquisition. L'UPPA par exemple a travaillé avec Rakgas, la compagnie d'état de l'émirat de Ras Al Khaimah, et les données devraient être publiées fin 2024 (et présentées au congrès HNAT-2024 de Paris). Une réflexion est aussi menée dans ce pays pour permettre l'exploration et attirer des compagnies exploratrices sur la question.

## 4.3 Arabie Saoudite

Saudi Aramco a commandité des études sur l'H<sub>2</sub> dans le royaume. S'il n'y a pas encore de publication, le sujet semble d'importance tant pour leur centre de recherche à Houston qu'en Arabie. La présence de cratons, de roches protérozoïques et de granite sont des éléments prometteurs.

# 5. Amérique du Sud

## 5.1 Brésil

Jusqu'à présent, le Brésil, possédant aussi d'énormes richesses minières, était en pointe sur l'exploration de l'H<sub>2</sub> en Amérique du Sud. Une des zones du Minas Gerais, où les émanations d'H<sub>2</sub> sont étudiées depuis 2018, se nomme le quadrilatère du fer et est très riche en fer archéen. Mais depuis 3 ans, le pays tarde à faire évoluer son droit minier.

En attendant cette 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 H<sub>2</sub> prouvé croît. De nombreuses publications font ressortir que d'anciens puits pétroliers avaient trouvé de l'H<sub>2</sub> (jusqu'à 50%) et que d'autres bassins que celui de San Francisco (Prinzhofer *et al.* 2019; Moretti *et al.* 2021b) sont aussi prometteurs (*e.g.* Parana au sud (Serratt *et al.* 2024)). Dans ces bassins cratoniques, BIF et intrusions sont présents ; et les zones de potentielles présences d'H<sub>2</sub> sont importantes. Des traces d'émanations d'H<sub>2</sub> sont présentes dans une bonne partie du pays. Plus récemment, la mise en évidence de suintements d'H<sub>2</sub> sur une faille à Marica, sur la côte à proximité de Rio (Prinzhofer *et al.* 2024), a suscité beaucoup d'intérêt du fait de la proximité des consommateurs potentiels et de grands ports. Un protocole d'entente a même été signé entre différents acteurs dont un constructeur de bus à H<sub>2</sub> français en présence des présidents Macron et Lula début 2024.

## 5.2. Colombie

En parallèle, en Colombie, le nouveau gouvernement fait de l'H<sub>2</sub> *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 interpelle même les acteurs classiques des hydrocarbures et leurs employés, dans un pays



où la production pétrolière entre pour beaucoup dans la balance commerciale. Côté contexte géologique, il y a des ophiolites dans la partie ouest du pays (cordillère occidentale et vallée Cauca (Carrillo Ramirez *et al.* 2023)), des mines de ferronickel qui rappellent celles de Nouvelle-Calédonie, des réserves de charbon (Moretti *et al.* 2024), et des indices dans les bassins sédimentaires de l'Est. Si l'on attend encore la promulgation d'une loi initiée en 2023, l'acquisition de données en vue de l'exploration a commencé. Au vu de leur présence systématique dans les congrès sur la question (International conference meeting AAPG<sup>10</sup> 2022 dédié à l'H<sub>2</sub> naturel), d'aucuns s'attendent à ce que les grands acteurs nationaux comme Ecopetrol s'y intéressent. Le ministère des sciences a lancé un appel à projet sur la thématique de l'H<sub>2</sub> naturel début 2024. Les dossiers doivent être déposés en juillet 2024 et au moins 3 projets de l'ordre du million de dollars seront sélectionnés.

### 5.3 Autres

L'Uruguay est un petit pays, en comparaison à ses voisins, avec un mix énergétique déjà très décarboné grâce à l'hydraulique et l'éolien. Il a une feuille de route sur l'hydrogène qui était classiquement liée à ses capacités potentiellement excédentaires en ENR. En 2024, une première compagnie dédiée à l'H<sub>2</sub> naturel a néanmoins été créée : Navito energy<sup>11</sup>. Une première mission réalisée avec des géologues français a révélé beaucoup d'émanations (le socle est en partie archéen, en partie néoproterozoïque) et les discussions sont en cours pour l'obtention d'un domaine minier. L'université de Montevideo a un petit groupe de jeunes chercheurs qui travaillent sur le sujet, dont un doctorant dédié.

Dans les pays andins, Bolivie et Pérou en particulier, il y a quelques publications et occurrences d'H<sub>2</sub>. Des campagnes ont été faites en particulier par l'Université de Grenoble et l'UPPA, mais pas d'avancées du côté de la régulation. L'H<sub>2</sub> repéré semble être lié à la subduction du Pacifique sous les Andes (Moretti *et al.* 2023).

## 6. L'Amérique du Nord

### 6.1 Etats-Unis d'Amérique

Les premières données sur l'H<sub>2</sub> aux États-Unis ont mis en évidence le potentiel de la Caroline du Nord (Zgonnik *et al.* 2015) et du Kansas (Guélard *et al.*, 2017). Dès 2019, la compagnie NH2E, dirigée par le Dr V. 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 récemment la compagnie australienne Hyterra s'est associée à NH2E et le puits est en train d'être testé (Figure 2-11). Une flamme d'H<sub>2</sub> est très chaude mais invisible, les images en caméra thermique permettent de la visualiser.

---

<sup>10</sup> American Association of Petroleum Geologist

<sup>11</sup> <https://www.nativoenergy.com>

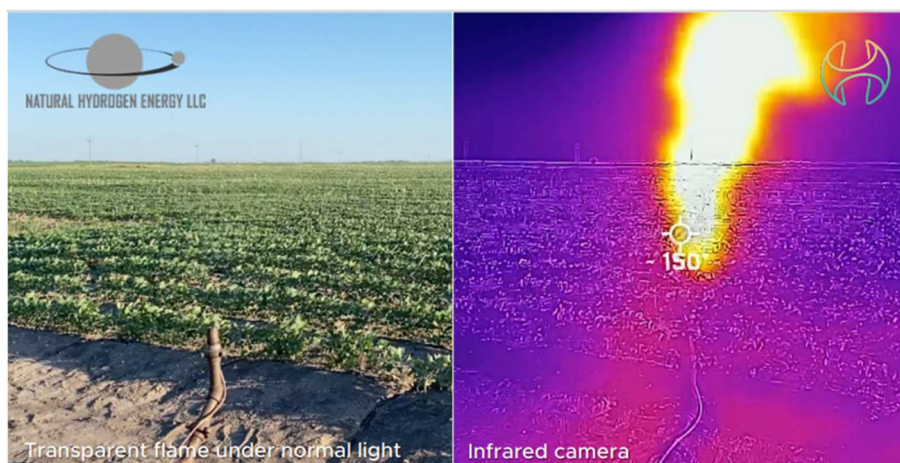


Figure 2.11. Photo en lumière réelle et en infrarouge d'un test de production sur le puits de la compagnie NHE, image du site de Hyterra

Plus à l'ouest en Arizona, Desert Mountain a déjà foré 8 puits avec des objectifs He et H<sub>2</sub>. Ils ont annoncé avoir trouvé un mélange à 90% d'azote et 5% pour chacun des deux autres gaz, He et H<sub>2</sub>, et la production devrait commencer en 2024 : l'économie est évidemment basée sur l'hélium.

La compagnie Koloma<sup>12</sup> est la plus visible de ces nouveaux opérateurs, du fait de ses levées de fonds de plus de 300 millions de dollars et de ses soutiens (Bill Gate, BreakthroughEnergy, etc.) mais ils sont très secrets sur leur activité. Plus d'une demi-douzaine de puits auraient été forés. La compagnie est basée à Denver.

Côté recherche, l'USGS<sup>13</sup> 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 mère en présence. Enfin, d'autres organismes comme l'ARPA<sup>14</sup> 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 », encore appelé hydrogène stimulé. Il s'agirait de fabriquer de l'hydrogène en déclenchant des réactions d'oxydoréduction au sein de roches riches en fer. Ces réactions imitant la nature ont été déjà proposées pour générer de la magnétite et de l'H<sub>2</sub> en surface sur des déchets de l'industrie métallurgique (comme en France la compagnie Hymag'in<sup>15</sup>) 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'H<sub>2</sub> en quantité importante, les scientifiques estimant qu'il faudra multiplier par 10<sup>4</sup> la vitesse de réaction. C'est le DoE via Arpa-e<sup>16</sup> qui finance cette recherche. Il est prévu de tester des catalyseurs et d'augmenter la surface de réaction via de la fracturation hydraulique. Les chercheurs sont aussi poussés à déposer des brevets. En tout état de cause, ce type de production s'éloigne de l'hydrogène blanc que la nature génère sans stimulation, même si la caractérisation des roches riches en fer oxydables reste la même.

## 6.2 Le Canada

Au Canada, les publications sur le potentiel en H<sub>2</sub> tournent autour des mines d'uranium de l'Ouest, même si le pays possède aussi des BIF et des ophiolites. Le Québec a publié en 2023 une première évaluation de son potentiel mais la loi n'a encore pas évolué. En revanche, dans le Saskatchewan plus à l'Ouest, les premiers permis ont été annoncés en aout 2024 pour la société canadienne Max

<sup>12</sup> <https://koloma.com/>

<sup>13</sup> United States Geological Survey

<sup>14</sup> Advanced Research Project Agency

<sup>15</sup> <https://www.hymagin.com/>

<sup>16</sup> <https://arpa-e.energy.gov>

Power mining<sup>17</sup> dans une province où la présence d'hydrogène avait déjà été détectée lors de forages pétroliers et gaziers. La concentration maximale relevée a été de 96.4% d'H<sub>2</sub> près de la ville de Midale dans des réservoirs encore une fois assez sommaires (moins de 800m de profondeur)<sup>18</sup>. La compagnie ne donne pas de détails sur ses objectifs et ses hypothèses pour la génération de l'H<sub>2</sub>. Vu la proximité de grandes mines d'uranium, la radiolyse est souvent évoquée pour l'ouest canadien (Sherwood Lollar *et al.* 2006; Truche *et al.* 2018)

## 7. L'Europe

En Europe, hors zones pyrénéennes, des émanations d'H<sub>2</sub> naturel ont été relevées suite à des mesures relativement récentes. Ces pays se situent pour l'essentiel dans la ceinture ophiolitique néo-téthysiennes dont l'âge varie du Jurassique dans les Alpes et la péninsule balkanique au Jurassique Supérieur-Crétacé dans la région méditerranéenne orientale (Figure 2-12). Les unités ophiolites sont situées sous des bassins sédimentaires qui pourraient constituer dans le futur des cibles privilégiées de recherche de réservoirs où des gaz comme H<sub>2</sub> naturel pourrait se trouver piégé après migration.

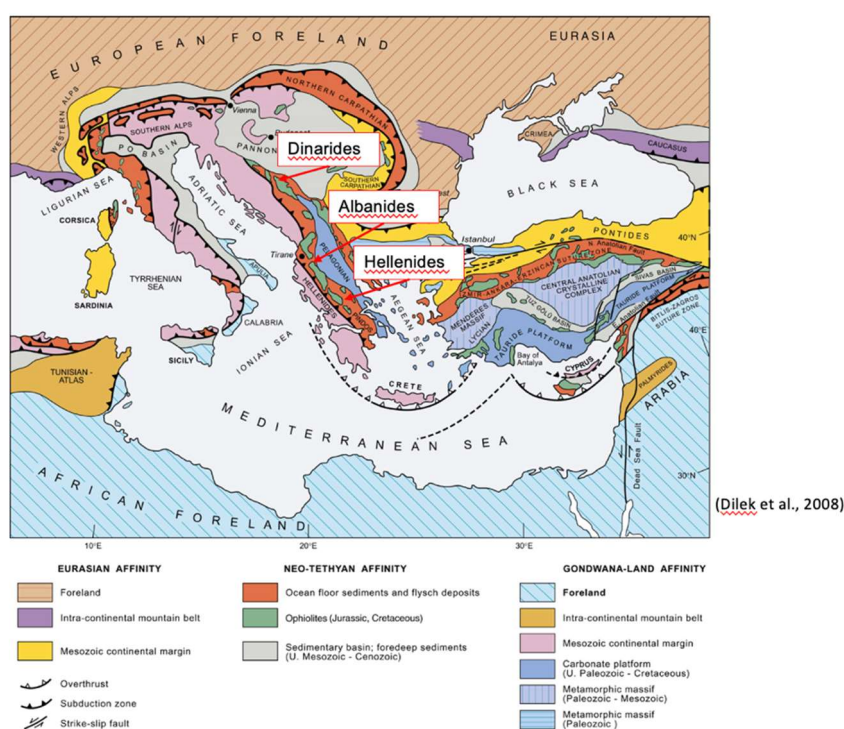


Figure 2.12: Contexte géodynamique/structural des zones ophiolitiques dans les Balkans et plus particulièrement dans les Albanides (Dinarides – Albanides – Hellenides), localisation du massif ophiolitique de Mirdita et notre objet d'étude de Bulqiza (Dilek *et al.*, 2008)

### 7.1. Albanie, Kosovo, Monténégro

En Albanie les premières découvertes d'H<sub>2</sub> naturel se sont faites dans l'ophiolite ultramafique de Mirdita formé entre la ceinture ophiolitique des Dinarides au Nord et la ceinture ophiolitique des Hellenides au Sud (Figure 2-12, 13). La Figure 2-13 donne le contexte structurale et dynamique composé de deux phases tectoniques majeures : i) Phase de rifting océanique au Trias-Jurassique

<sup>17</sup> <https://www.maxpowermining.com/>

<sup>18</sup> <https://www.h2-mobile.fr/actus/hydrogene-naturel-canada-max-power-rider-natural-hydrogen-project/>

moyen (horsts et grabens) : ii) Phase compressive de l'orogénèse alpine au cours du Paléocène-Éocène. (Convergence plaque eurasienne et plaque apulienne) (Dilek et al., 2008).

Le massif ultramafique de Bulqiza s'étend sur une vaste superficie de 370 km<sup>2</sup> et comprend environ 400 sites connus de minéralisation de chromite podiforme.

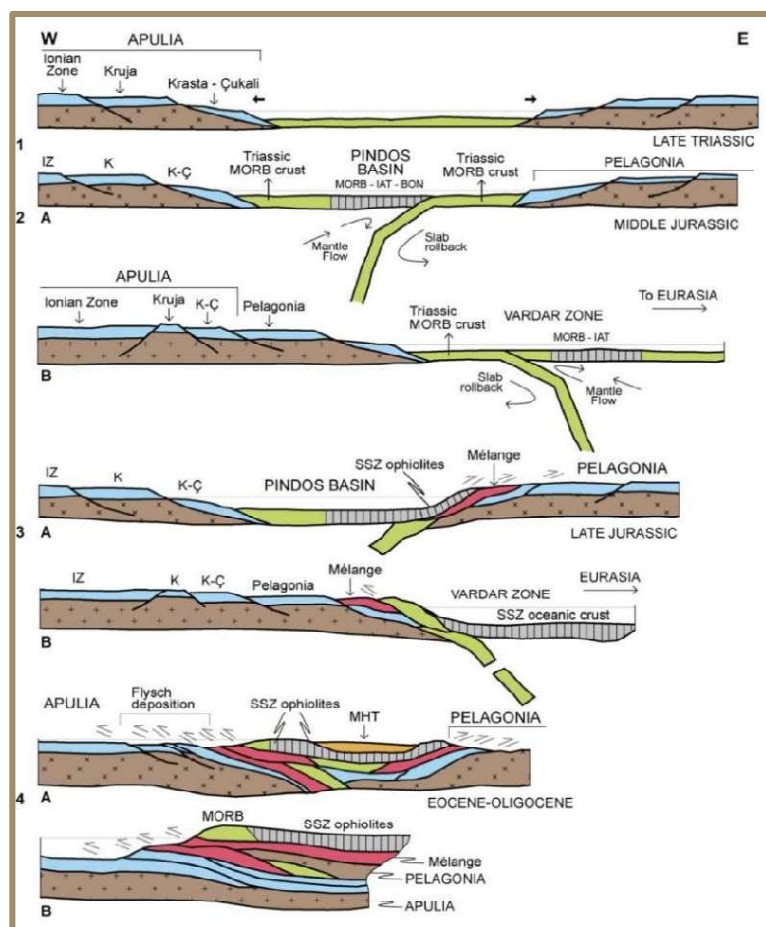


Figure 2.13 : Deux phases tectoniques majeures : i) Phase de rifting océanique au Trias-Jurassique moyen: extension (horsts et grabens) : ii) Phase compressive de l'orogénèse alpine au cours du Paléocène-Éocène. (Convergence plaque eurasienne et plaque apulienne) (Dilek et al., 2008).

Le premier travail effectué et présenté dans Truche et al. (2024), au sein de la mine de chromite de Bulqizë-Batra donne une perspective encourageante pour l'exploration, la genèse, la migration de l'H<sub>2</sub> natif. Les premières analyses d'H<sub>2</sub>, des gaz associés, ses flux et les quantités émises ont été publiées dans cet article (tableau ci-dessous).



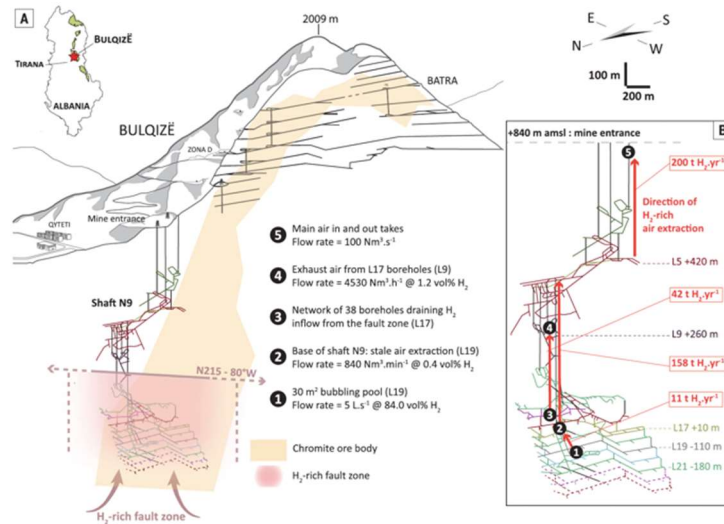


Figure 2.14 : Vue schématique 3D de la mine souterraine de chromite de Bulqizë au sein du massif ultramafique de Bulqizë, objet de notre étude (Truche et al. 2024).

H <sub>2</sub> outgassing site	Ref.	Area (m <sup>2</sup> )	H <sub>2</sub> flow (t/yr)	H <sub>2</sub> (vol%)	CH <sub>4</sub> (vol%)	H <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub> (vol/vol)
Oman, Haylayn pool (bubbles + diffuse)	20	~200	0.158	86.4	6.7	12.9
Oman, Misfah pool (bubbles + diffuse)	20	~1000	0.056	66.9	7.2	9.3
Turkey, Chimaera (diffuse dry seeps)	21	2000	3.5	9.9	87.0	0.11
Albania, Bulqizë mine, L19 pool (focused bubbling)	This study	30	11	84.0	13.2	6.4
Albania, Bulqizë mine, L17 tectonic zone (boreholes)	This study	400	42	1.20	0.15	8.0
Albania, Bulqizë mine, level L19 (shaft N9)	This study	~20,000*	158	0.40	0.05	8.0

\*The area of level L19 (~20,000 m<sup>2</sup>) corresponds to the horizontal projection of the mining works' footprint, and not to the H<sub>2</sub> outgassing area, which is unknown but mostly concerns the fault zone. These estimates provide an indication of the scale of the sites, even if the areas of surface and underground outgassing sites are not directly comparable.

**Tableau 2.1** : Taux de dégazage de l'H<sub>2</sub> provenant de différents sites. Concentrations de H<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub> dans la phase gazeuse libre de la mine Bulqizë, Albanie, et comparaison avec d'autres cas d'étude dans le monde (Truche et al., 2024).

Par ailleurs, Levy et al. (2023) ont mené une étude géochimique régionale sur le terrain en Albanie, au Kosovo et au Monténégro pour repérer des cas d'émanations naturelles d'H<sub>2</sub> liées aux massifs d'ophiolites. Au total 21 sites, constitués principalement de sources naturelles géothermales, ont été étudiés et neuf ont été échantillonnés pour analyser le gaz libre associé et les isotopes C et H du CH<sub>4</sub>, et de l'H<sub>2</sub> lorsque cela était possible. Quatre sources ont montré du gaz avec présence d'H<sub>2</sub>, une particulièrement atteignant 16% d'H<sub>2</sub> au nord du Kosovo dans une localité nommée Vuçe, qui fait le cinquième suintement de gaz le plus enrichi en H<sub>2</sub> des Dinarides. Cette fuite de gaz est associée à de l'eau hyperalcaline ayant un pH d'environ 10,7. Cela favoriserait l'hypothèse selon laquelle l'H<sub>2</sub> est dérivé de la serpentinisation des péridotites (voir le Chapitre 1), un processus qui est probablement toujours en cours. L'H<sub>2</sub> est principalement associé à l'N<sub>2</sub> et le CH<sub>4</sub> ; comme les autres sources à gaz riches en H<sub>2</sub> des Dinarides. Basé sur les isotopes du C et de l'H, le CH<sub>4</sub> est abiotique ou microbien. Les isotopes H suggèrent une formation de H<sub>2</sub> à environ 2 km de profondeur. Une autre source hyperalcaline a été découverte au sud de l'Albanie, à la frontière du bassin de Korça. Ce travail a fourni une carte complétée des sources d'H<sub>2</sub> naturel dans les Dinarides et permet de mettre en évidence quelques points d'exploration futur. La compagnie 45-8 a demandé des permis dans la zone.

## 7.2. Bosnie – Herzégovine

La Bosnie-Herzégovine est localisée dans la même zone géographique et géologique que les 3 pays précités : l'Albanie, le Kosovo et le Monténégro. Le cas d'émanation d'H<sub>2</sub> naturel en Bosnie-Herzégovine est documenté dans la Ceinture d'ophiolite du Jurassique des Dinarides (Figures 2.15)

(Etiopie et al., 2017). Plusieurs sources hyperalkalines avec un  $\text{pH} > 10$  sont connues dans cette région depuis les premières investigations hydrogéochimiques et hydrogéologiques réalisées dans les années 1970. Les eaux hyperalkalines ( $\text{pH} > 9$ ) sont une indication typique de serpentinisation active et leur chimie est contrôlée par la libération des ions  $\text{OH}^-$  et  $\text{Ca}^{2+}$  lors de l'hydratation de l'olivine et pyroxènes dans les roches ultramafiques, qui sont en grande partie dues à des phénomènes de transfert d'eaux météoriques. Partout dans le monde, ces eaux se révèlent systématiquement contenir du  $\text{CH}_4$ . Etiopie et al. (2017) ont analysé le gaz dissous dans les eaux souterraines hyperalkalines de six sites dans les régions de Karanovac, Zivinice, Tuzla, Tesli, Prnjavor et Ljesljani, abritant des sources ou des forages, également utilisés à des fins thérapeutiques. Ils ont trouvé des quantités importantes de  $\text{CH}_4$  et d' $\text{H}_2$  naturel parmi d'autres gaz.

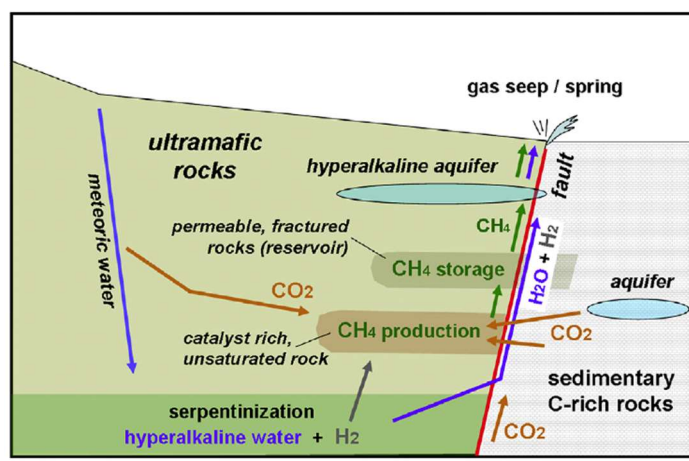


Figure 2.15: Schéma explicatif des processus physico-chimiques de production d' $\text{H}_2$  naturel dans les ophiolites du Jurassique en Bosnie-Herzégovine (Etiopie et al., 2017).

### 7.3 La Grèce

En Grèce, des émanation d' $\text{H}_2$  naturel sont apportées par D'Alessandro et al. (2017) avec la découverte d'une nouvelle source hyperalkaline ( $\text{pH}$  de 12 environ) émise dans l'Agioi Anargyroi monastère d'Ermioni (Grèce), lié à la serpentinisation des péridotites dans l'ophiolite de l'Argolide. L'unité ophiolitique analysée comprend une abondante harzburgite serpentinisée qui représente en même temps l'aquifère alimentant les sources hyperalkalines. La composition isotopique de l'eau indique une recharge météorique récente probablement à travers les couches proches et stratigraphiquement plus élevées des calcaires de l'Unité Faniskos. La composition de l'eau s'est avérée similaire à celle des autres eaux hyperalkalines de Grèce, et des autres sites associés à la serpentinisation un peu partout dans monde. Bien que les concentrations d' $\text{H}_2$  dissous soient faibles (dizaines de  $\text{nmol/L}$ ) par rapport à d'autres gaz collectés dans des manifestations similaires, les concentrations de  $\text{CH}_4$  sont très élevées ( $38\text{-}314 \mu\text{mol/L}$ ) et affichent des compositions isotopiques indiquant une origine abiogénique substantielle, voire exclusive.

Les ophiolites sont répandues en Grèce et dans les zones adjacentes de la péninsule balkanique affleurant le long de deux ceintures d'orientation Nord-Sud mais il n'y a pas d'activité d'exploration connue dans ce pays.

### 7.4. Turquie

Le corps ophiolitique de Kizildag affleure dans la région de Hatay (sud de la Turquie) (Dilek and Thy, 2009). Il appartient à la péri- ceinture d'ophiolite arabe qui comprend le Troodos (Chypre), Baër- Ophiolites de Bassit (Syrie) et de Semail (Oman) en Méditerranée orientale ; régions qui sont les vestiges du sud de la Téthys lithosphère océanique. La zone, sismiquement très active, est proche de la limite de trois plaques tectoniques (plaques anatoliennes, arabes et africaines) et se caractérise

par des linéaments tectoniques importants tels que la faille de transformation de la Mer Morte et la faille de Karasu qui sont reliées au système de failles de l'Est Anatolien.

D'Alessandro et al. (2018) ont étudié les caractéristiques géochimiques des gaz libérés par le complexe ophiolitique de Kizildag (Hatay, Turquie). Vingt-trois échantillons dissous dans des eaux hyperalcalines et des gaz libres (bullage gaz et suintements secs) ont été collectés. Les échantillons ont été analysés pour déterminer leur composition chimique (He, H<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et CO<sub>2</sub>) et leur composition isotopique (He,  $\delta^{13}\text{C-CH}_4$ ,  $\delta^2\text{H-CH}_4$ ,  $\delta^2\text{H-H}_2$ ), y compris les compositions moléculaires et isotopique des alcanes de C2 à C5 dans les gaz libres. Les résultats analytiques démontrent une production d'H<sub>2</sub> à basse température (<80 °C) avec un processus de serpentinisation et de production ultérieure du CH<sub>4</sub> abiotique par les réactions de type Fischer-Tropsch. Sur des émanations de gaz sec de méthane de Kurtbagi des mesures de flux ont été effectuées et une estimation préliminaire des émissions d'hydrogène d'environ 1 000 kg par an a été obtenue.

## 7.5. Italie

En Italie, l'H<sub>2</sub> a été détecté dans la zone d'extension de l'arrière-arc de la Toscane qui est caractérisée par un flux de chaleur anormalement élevé en raison de l'amincissement de la lithosphère et par des intrusions de granite. Les analyses sur le champ géothermique de Larderello et à proximité sont prometteuses, tout du moins pour une cogénération d'électricité et d'H<sub>2</sub> (Leila et al., 2021). Néanmoins il n'apparaît aucune action, tant législative que d'exploration de l'H<sub>2</sub> naturel dans le pays.

## 7.6. Islande

L'Islande connaît une émanation d'H<sub>2</sub> natif dans deux contextes géologiques différents bien particulier :

- Contexte de la ride volcanique médio-atlantique à terre et point chaud islandais où des interactions basalte-eau météorique se produisent pour la genèse de l'H<sub>2</sub>.
- Contexte de fortes émissions d'H<sub>2</sub> dans les fumerolles (max. de 57%) et centrales géothermiques (1,2 KT/an), avec associés des gaz tels que CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>.

L'Islande est située le long de l'axe de la dorsale médio-atlantique et l'île constitue un point chaud en elle-même. En conséquence, la dorsale émergente permet la génération d'hydrogène dans ce contexte d'extension océanique spécifique. L'énergie géothermique est bien développée en Islande. Par conséquent, la présence d'hydrogène naturel est connue sur la base de données provenant de nombreuses sources géothermiques. Les résultats d'analyses montrent que les teneurs en H<sub>2</sub> sont élevées uniquement dans la zone néo-volcanique et très faible en dehors du voisinage immédiat de cet axe actif (Figure. 2-16). Les compagnies de géothermies islandaises qui sont aussi actives en Afrique (Ethiopie, Kenya) semblent prospecter pour une cogénération

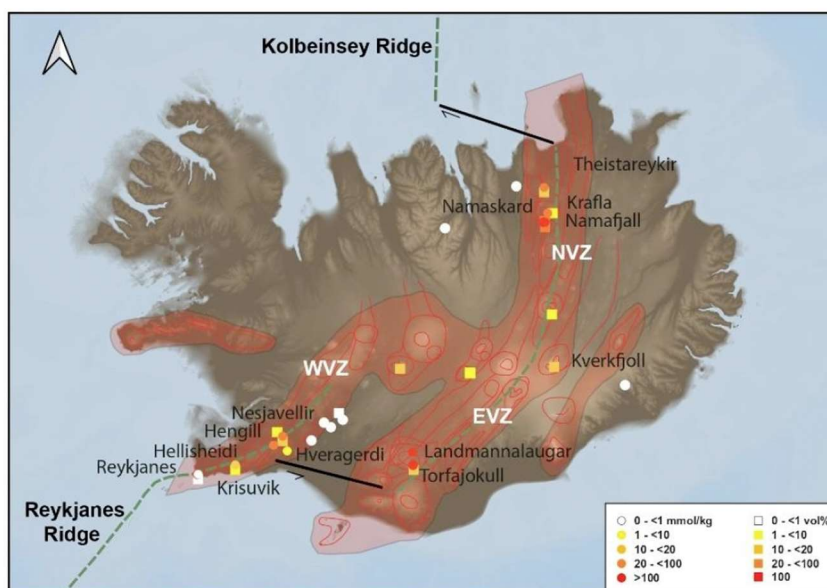


Figure 2.16: Carte présentant les points d'émanation d' $H_2$  natif en Islande (Combaudon et al. 2022).

## 7.7. Espagne

En Espagne, d'importants indices d'hydrogène gazeux ont été documentés en 1963 dans l'intervalle de grès de Bunter du Trias dans le puits d'exploration Monzón-1 foré dans le bassin de l'Èbre, au nord de l'Espagne. Le réservoir de Bunter Sandstone se trouve sur une fermeture de sous-sol bien définie et est scellé par une épaisse séquence de schistes de Bunter contenant des évaporites à une profondeur supérieure à 3500 mètres sous la surface du sol (Atkinson et al., 2023). La géologie documentée dans le puits Monzón-1 correspond parfaitement aux conditions souterraines considérées comme nécessaires au piégeage et à la concentration de l'hydrogène naturel. Malgré de bonnes indications pétrophysiques de présence de gaz piégé, le puits n'a pas fait l'objet de tests de débit au moment du forage. La conclusion intrigante est qu'une accumulation d'hydrogène et d'or attend d'être redécouverte et c'est exactement ce que prévoit Helios Aragon en re-forant et en testant la structure de Monzón (<https://helios-aragon.com/monzon-natural-hydrogen/>). Le permis pris par Helios se situe autour de cet ancien puits, mais depuis 2021 la loi reste ambiguë entre une responsabilité régionale (qui est le cas pour les mines) et nationale (qui est le cas pour les hydrocarbures) et le puits. Une harmonisation législative est prévue, sans cesse annoncée pour éminent, mais qui tarde encore.

## 7.8. Pologne

En Pologne le code minier a intégré l' $H_2$  naturel depuis novembre 2023. Ce code n'a pas à notre connaissance été réellement mise à jour mais la ressource  $H_2$  naturel a été ajoutée. On peut donc y prendre des permis mais sur un mode similaire à celui des hydrocarbures, ce qui pose évidemment des difficultés aux compagnies compte tenu de la faible probabilité des succès économiques sur l' $H_2$  naturel. Les engagements de dépenses en termes d'acquisition sismique et de puits ne peuvent être du même ordre de grandeur. Des discussions sont néanmoins en cours car le sous-sol polonais est prometteur.

Les données de subsurface sont en partie publiques en Pologne<sup>19</sup> et une analyse des puits anciens montrent des valeurs de concentration d' $H_2$  dépassant les 60%, en particulier dans des réservoirs

<sup>19</sup> <https://www.pgi.gov.pl/surowce/strona-glowna.html>



camabriens. La maturation tardive des charbons pourrait aussi jouer un rôle dans le potentiel d'H<sub>2</sub> de ce pays.

## 7.9. La Finlande

Depuis 2024, la Finlande est très présente sur le sujet de l'H<sub>2</sub> naturel. La compagnie anglaise Bluejay Mining a démarré des travaux dans la région d'Outokumpu, dans ce qu'ils estiment être le plus gros gisement d'H<sub>2</sub> d'Europe<sup>20</sup>. Et le GTK (bureau géologique finlandais a publié une carte des émanations)<sup>21</sup>.

## 7. 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'H<sub>2</sub> 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 donc se demander pourquoi les pays ne le rajoutent pas plus vite. Dans certains pays, il y a sans doute encore une méconnaissance des géosciences et dans d'autres persiste encore une idée très négative de tout ce qui touche au sous-sol. 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, en tous cas, plus à un prix acceptable. Pour ne parler que de l'hélium, actuellement, il est difficile d'en acheter, et dans certains centres de recherche des expériences sont arrêtées faute de cette matière première. Les États-Unis, de loin le premier producteur mondial, préfèrent garder pour eux ce gaz stratégique. Il est important de rappeler qu'en Europe l'hydrogène produit à partir du tout électrique est une voie fortement défendue par les industriels du secteur et certains groupes de communication puissants, pour différentes raisons selon les pays ; et cela même si les chiffres montrent que 40% des émissions de CO<sub>2</sub> mondiales actuelles viennent de la génération d'électricité à partir d'hydrocarbures. Néanmoins, en attendant que la loi soit plus claire, la communauté de l'H<sub>2</sub> naturel s'organise et grossit. Au demeurant, les questions autour de l'H<sub>2</sub> dans le sous-sol ne se limitent pas à l'exploration, puisque le stockage de grandes quantités de gaz ne peut se faire que par cette voie. Si les cavités salines sont artificielles, le stockage en aquifères répondent à des problématiques très similaires aux accumulations naturelles.

Le premier congrès entièrement dédié à l'H<sub>2</sub> naturel, H-NAT, a eu lieu en 2021, organisé par Coop, s'adressant aux industriels, financiers, politiques, et scientifiques. La troisième édition (mais qui fut la première en présentiel) a eu lieu à Perth en novembre 2023. Les 25 et 26 novembre 2024, le congrès a eu lieu à Paris et a regroupé environ 500 personnes (80% en présentiel) de plus de vingt nationalités. Désormais, la plupart des congrès de géosciences, qu'ils soient académiques comme la Goldschmidt, l'EGU ou la RST<sup>22</sup>, ou liés à l'industrie pétrolière, comme les congrès annuels de l'AAPG ou de l'EAGE, ont tous des sessions sur l'H<sub>2</sub> naturel. La carte 2-17 donne une idée des compagnies travaillant à l'exploration de l'H<sub>2</sub> naturel. Comme pour la carte des pays impliqués, elle évolue constamment.

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* (Gaucher *et al.* 2023), en particulier

<sup>20</sup> <https://www.hydrogen-worldexpo.com/industry-news/bluejay-plans-explore-finlands-natural-hydrogen-potential>

<sup>21</sup> <https://www.gtk.fi/en/current/geological-survey-of-finland-publishes-the-first-map-of-geological-hydrogen-measurement-results-in-finland/>

<sup>22</sup> Réunion Annuelle des Sciences de la Terre

à destination des entités de l'Union Européenne pour que le personnel politique ait une base de connaissances fiables quand ils devront se positionner sur la classification de cette nouvelle énergie. L'EGF, la fédération des géo-scientifiques européens, s'est aussi emparée du sujet et programme régulièrement des événements en lien avec l'H<sub>2</sub> naturel.

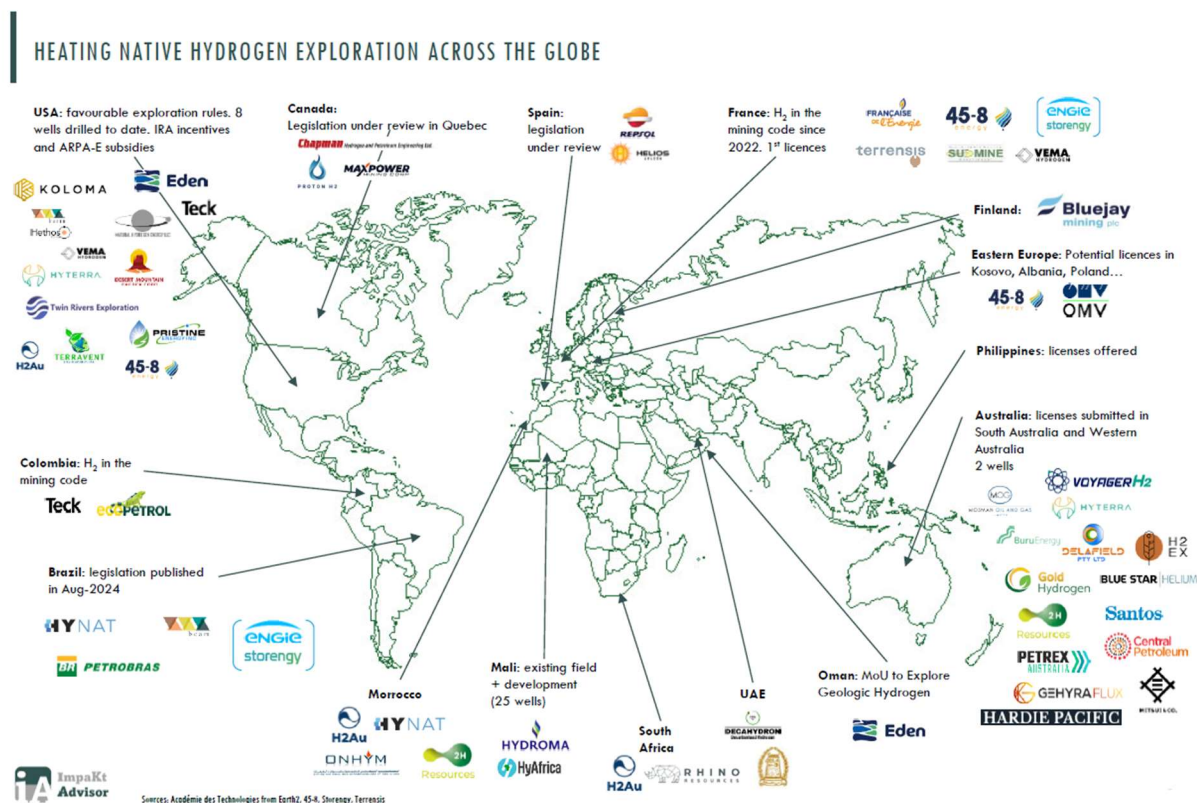


Figure 2.17 : Carte de l'activité mondiale mi 2024 compilée par ImpaKt

En conclusion, l'industrie naissante de l'H<sub>2</sub> naturel est très active. Elle est en grande partie basée sur des compagnies naissantes mais les compagnies nationales commencent à s'y intéresser. Les grandes IOC (International Oil Company) se contentent d'une veille active.



## Chapitre 3

### Estimation du potentiel d'H<sub>2</sub> naturel d'une zone : accumulation ou flux permanent ?

**Rédaction :** Laurent Truche (Univ Grenoble), Philippe de Donato (CNRS-Univ Lorraine), Jacques Pironon (CNRS-Univ Lorraine), Eric Deville (IFP-School), Adrian Cerepi (ENSEGID - Bordeaux INP), Marguerite Godard (CNRS/Univ Montpellier)

**Relecture :** Anthony Ranchou-Peyruse (UPPA)

#### 1. Concept de réservoir, ressources et réserves dans le cadre de l'hydrogène naturel

Les récentes avancées scientifiques sur les ressources potentielles en hydrogène (H<sub>2</sub>) naturel permettent de définir des stratégies d'exploration, qui peuvent être adaptées aussi bien de l'industrie pétrolière et minière que des approches développées en hydrogéologie.

Les ressources en hydrogène naturel dépendent de deux facteurs principaux : les cinétiques de production de l'hydrogène naturel au niveau des « roches mères », et les processus de transport vers la surface (distance à la surface, chemins de migration dans le temps et dans l'espace, zones de flux et/ou de piégeage, pertes par réactions chimiques et microbiologiques, *etc.*). Dans ce contexte, une double approche peut être implémentée dès à présent combinant des méthodes bien connues de reconnaissance du sous-sol (géologie, géophysique, diagraphies, *etc.*), et des travaux plus fondamentaux afin d'améliorer les critères de reconnaissance et d'identification des zones à fortes concentrations d'hydrogène dans le sous-sol, donc potentiellement exploitables économiquement.

Dans l'état actuel des connaissances, le premier guide pour définir le potentiel d'hydrogène naturel d'une région et orienter l'exploration du sous-sol est la solubilité de ce gaz dans l'eau : la concentration en H<sub>2</sub> dans l'eau sera d'autant plus importante que la profondeur sera grande (Figure 3.1), et diminuera avec l'augmentation de la salinité (Lopez-Lazaro et al, 2019). En présence d'hydrogène naturel sous forme gaz ou dissous dans une phase aqueuse, ce critère permet d'évaluer au premier ordre l'importance de la ressource potentielle. On peut ainsi définir deux types de « zone riche en l'hydrogène » comme cibles pour l'exploration de ressources exploitables :

- **Une ressource de type « réservoir »** : il s'agit d'un contexte géologique étanche qui permettrait l'accumulation de l'hydrogène sous forme gazeuse. C'est une notion qui s'apparente en bien des points avec celle des réservoirs d'hydrocarbures. De plus, malgré la perception selon laquelle l'hydrogène se comporte différemment des hydrocarbures gazeux et est difficile à contenir, les recherches menées dans ce domaine démontrent de nombreuses similitudes entre celui-ci et les hydrocarbures gazeux.

- **Une ressource de type « gaz dissous »** : il s'agit là de la présence d'hydrogène naturel dissous dans un aquifère. Elle diffère de la précédente dans le sens où il n'y probablement pas de réservoir au sens d'une zone d'accumulation de gaz (par exemple, Templeton et al, 2024).

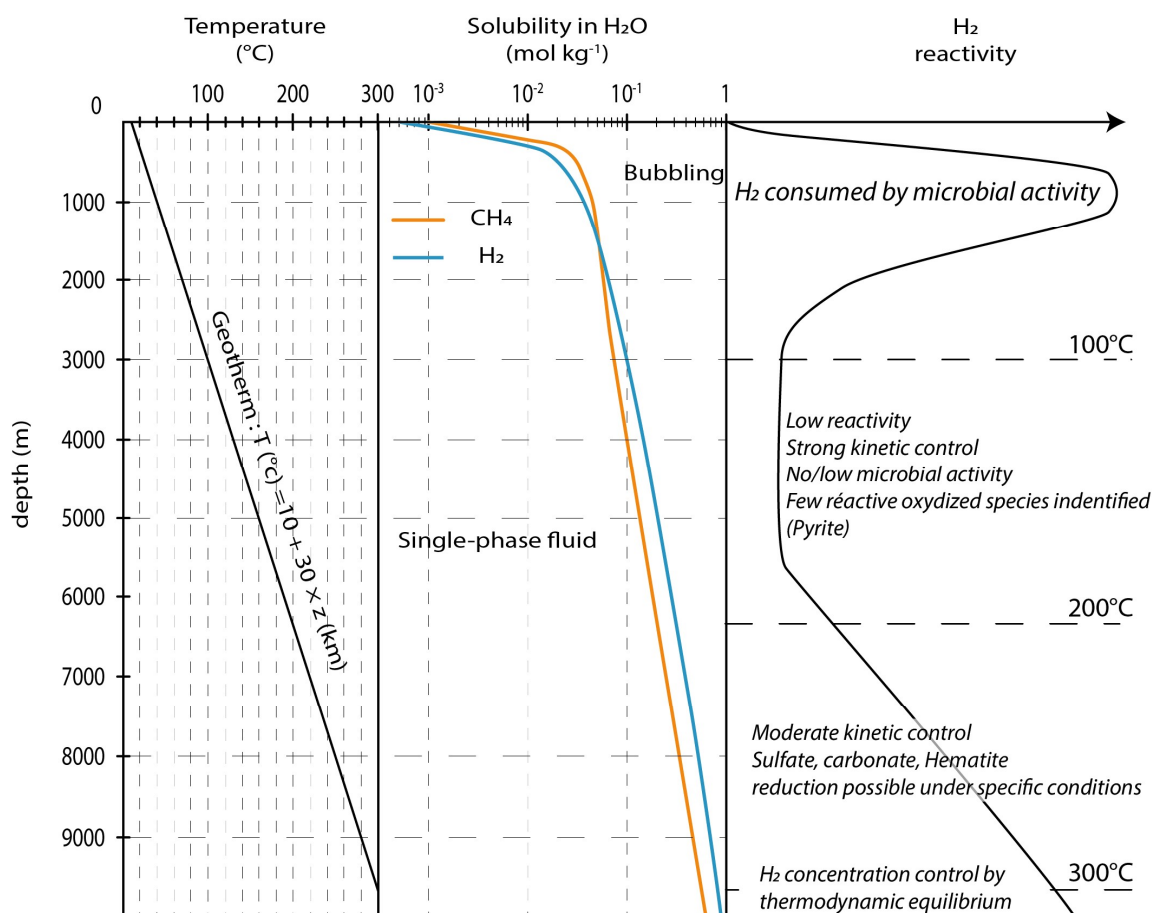


Figure 3.1 : Représentation schématique des conditions favorables de piégeage de l'hydrogène en domaine continental (figure d'après Lefeuvre et al, 2022). Les données de solubilité sont obtenues expérimentalement dans de l'eau pure (Bazarkina et al., 2020).

Malgré les progrès récents, de nombreuses inconnues demeurent encore sur la notion de « réservoir » d'hydrogène naturel ; notamment concernant leur localisation et leur caractérisation, ainsi que la part que peut représenter ce type de réservoir par rapport à l'ensemble des ressources en hydrogène naturel.

Les notions de ressources et réserves restent pertinentes dès lors qu'il s'agit d'extraire du milieu naturel un élément utile à l'homme. Toutefois, avant de discuter des rares données disponibles sur les possibles ressources/réserves en hydrogène naturel, il convient de rappeler les définitions des termes 'ressource' et 'réserve' en géologie afin d'éviter toute confusion sur une éventuelle exploitation et son potentiel économique.

**Ressource :** Une ressource, minérale ou énergétique, fait référence à la quantité d'un élément, d'une molécule ou plus généralement d'une matière première disponible dans notre environnement, sous forme solide, liquide ou gazeuse. Les ressources correspondent à un stock disponible dans le milieu naturel ; elles ne préjugent pas de leur exploitabilité tant technique qu'économique. Dans le cas de l'hydrogène naturel, la ressource désigne la quantité totale de molécules diatomiques d'hydrogène présente dans une zone donnée, sans considération des possibilités d'exploitation présentes ou futures. Les ressources peuvent être classifiées plus précisément si elles sont mesurées ou présumées.

Réserve : Les réserves en un élément, une molécule ou une matière première, désignent les quantités récupérables aux conditions techniques et économiques du moment dans des gisements exploités ou en passe de l'être. Les réserves sont périodiquement réévaluées en fonction de la production passée, de l'amélioration des techniques, des conditions économiques, et des connaissances géologiques.

A ce jour, il n'existe qu'un seul démonstrateur d'exploitation d'hydrogène naturel au monde pour lequel une estimation de ressource de type « réservoir » peut être proposée : il s'agit du site de Bourakebougou dans le bassin du Taoudeni au Mali, déjà abondamment cité et illustré dans ce chapitre (Fig. 2, 4-7 ; Brière et al., 2017, Maiga et al., 2023). Un débit d'hydrogène de 1500 m<sup>3</sup>/jour a été mesuré en sortie d'un des forages, Bougoul (le puits de découverte historique). Cela représente une production d'environ 48 tonnes d'hydrogène par an, ou encore l'équivalent de 17 GJ par jour, soit l'énergie contenue dans 3 barils de pétrole chaque jour. A partir de 2012, le forage a été couplé à un pilote de production d'électricité et a permis de produire une puissance de 6 kW pendant 7 ans. Un moteur à combustion interne d'une puissance nominale de 30 kW permettait la conversion en énergie électrique.

Les données plus récentes sur les autres forages, publiées par la compagnie exploitante Hydroma, ne permettent pas de conclure sur l'ampleur des réserves de la zone. De plus, l'origine de l'hydrogène est toujours controversée et il est difficile de tracer la source comme les mécanismes. La production de gaz réalisée sur le puits Bougoul provient d'un réservoir de carbonates karstifiés contenant du gaz libre (H<sub>2</sub> : 98 vol%, CH<sub>4</sub> : 1 vol%, N<sub>2</sub> : 1 vol%) en partie piégé sous une couverture de roches volcaniques (dolérites massives, très peu fracturées) et en partie exprimé sous forme de bullages dynamiques en cours de migration d'après les vidéos réalisées en forage. Les résultats de gas logging réalisés sur le forage Bougoul6 (le plus profond) montrent que d'autres réservoirs principalement gréseux contenant de l'H<sub>2</sub> ont été découverts plus profondément. L'analyse des diagraphies suggérerait que l'H<sub>2</sub> y est ponctuellement présent en phase gaz sous la forme de petites accumulations et/ou de bullages jusqu'à une profondeur de l'ordre de 700 m, et très probablement uniquement en phase dissoute à des profondeurs plus importantes, ceci jusque dans le socle archéen où le forage a été interrompu (Maiga et al., 2023).

L'hydrogène (avec l'hélium) étant le gaz naturel le plus léger (et de beaucoup), il diffusera plus vite au travers des formations géologiques, même celles considérées comme peu perméables. On peut préciser que les gisements d'hélium les plus riches sur Terre sont d'abord des gisements d'azote dont la concentration en hélium ne dépassent pas 7 mol-%. Il est donc possible que les temps de résidence de l'hydrogène dans les gisements de « type réservoir » soient trop courts pour permettre une rétention efficace dans un piège structural ou sédimentaire. La fuite d'hydrogène vers la surface se traduit donc par un flux de gaz. A ce constat s'ajoute le fait que l'hydrogène soit une molécule réactive qui peut être consommée par différentes réactions d'oxydo-réduction pouvant être facilitée par l'activité microbienne (voir chapitre 1).

A ce jour, il n'existe pas de démonstrateur d'exploitation d'hydrogène naturel de type « gaz dissous » où le gaz serait extrait de l'eau à des fins de récupérations. Les faisabilités techniques et économiques ne sont pas encore démontrées.

A l'échelle locale, on peut distinguer les flux advectifs et les flux diffus. Les premiers sont mesurés soit sur des forages (e.g. Mali, Albanie, Islande), soit en surface dans des sources où bulle du gaz (e.g. sources hyperalcalines dans certaines ophiolites). Les seconds reposent sur des extrapolations de mesures de flux ponctuels dans des sols et présentent par essence des incertitudes plus grandes. Ces incertitudes concernent à la fois la surface d'intégration du flux mesuré ponctuellement (hétérogénéité spatiale, extrapolation surfacique), la variabilité temporelle (e.g. sous l'influence de la saturation en eau des sols, de l'activité microbienne saisonnière), et la méthodologie de mesure du flux (maîtrise des incertitudes, méthode de calculs, représentativité de la mesure). A ces incertitudes, il faut aussi ajouter le peu de contraintes sur la nature de la source même de

l'hydrogène. A l'exception près des contextes ophiolitiques, il est en effet encore impossible sur la base d'une mesure de flux d'hydrogène dans un sol de distinguer une source biologique de surface (*e.g.* fermentation), d'une source biogénique profonde, d'un flux profond (radiolyse, serpentinisation, ou d'une fuite d'un réservoir intermédiaire).

Dans bien des cas, des études complémentaires visant à instruire chaque facette du problème sont nécessaires : compositions des gaz associés, signatures isotopiques de ces derniers, contexte géologique, prospection géophysique, ou encore caractérisation microbiologique. Il convient donc de considérer cette mise en perspective et ces données avec prudence et de se pencher sur les détails méthodologiques avant de comparer ces dernières. Cela ne préjuge en rien de leur intérêt scientifique pour l'exploration, mais modère une éventuelle extrapolation économique qui pourrait en être fait. Nous présentons brièvement ci-dessous quelques rares données de flux issues de forages.

En Islande, des flux d'hydrogène ont pu être calculés grâce aux mesures de concentrations d'hydrogène dissous dans les fluides hydrothermaux exploités par différentes centrales géothermiques du pays. Les flux sont de l'ordre de quelques centaines de tonnes par an pour les plus grandes centrales. La co-valorisation de la chaleur et de l'hydrogène est une possibilité attrayante. Toutefois, il faut préciser que l'H<sub>2</sub> est sous forme dissoute dans l'eau tout comme d'autres gaz tels que l'H<sub>2</sub>S, et que l'évaluation de la viabilité économique de sa production devrait être réalisée en tenant compte de la séparation de ces gaz.

En Albanie, un flux de 200 tonnes d'H<sub>2</sub> par an a pu être mesuré par un groupe de recherche du laboratoire ISTERre et de l'observatoire H<sub>2</sub> de Grenoble à partir des mesures réalisées sur le circuit de ventilation de la mine de chromite de Bulqizë. Au sein de la mine, à environ 1000 m de profondeur, un réseau de 38 petits forages géotechniques (environ 170 m de long) permet de drainer une partie de ce gaz sur une surface de 400 m<sup>2</sup> avant qu'il ne pénètre dans les galeries et ne pose des problèmes de sécurité. Ce réseau de forages draine de l'hydrogène quasi pur (84 vol%) dans une zone localisée. Un flux d'H<sub>2</sub> de 44 tonnes par an, constant depuis 7 ans est mesuré sur le circuit collecteur de ces forages. Un tel flux d'H<sub>2</sub> reste faible dans la perspective d'une éventuelle exploitation, mais il convient cependant de noter que ces forages n'ont pas été dimensionnés pour produire efficacement l'H<sub>2</sub>. Par conséquent, des études supplémentaires sont nécessaires pour évaluer le potentiel économique éventuel d'une production d'H<sub>2</sub> de cette mine.

Dans la mine de chromite de Bulqizë en contexte ophiolitique, l'hydrogène est certes gazeux, quasi pur et sous pression, mais la taille estimée du réservoir n'est que d'environ 5000 à 50.000 tonnes. Son exploitation pourrait avoir un intérêt local (production d'électricité pour la mine), mais ne permettrait pas de soutenir des projets de plus grande ampleur. Les ophiolites semblent être des contextes géologiques de choix pour l'exploration notamment du fait des évidences de dégazage d'hydrogène en surface et en profondeur dans des mines de chromite (Albanie, Russie, Roumanie) (Table 1). Cependant les roches qui composent ces massifs sont peu perméables et seules des zones de fractures pourraient éventuellement stocker l'hydrogène. Ces réservoirs fracturés au sein de roches imperméables sont généralement de petites tailles. En revanche, une piste de recherche attrayante concerne les corps mantelliques ultramafiques mis en place en profondeur, dans ou sous des bassins sédimentaires. Dans ce cas, il pourrait être possible de trouver des accumulations de grands volumes d'hydrogène dans des roches de type « réservoirs ». Cette hypothèse n'a toutefois pas encore été vérifiée à ce jour, mais fait l'objet de travaux préliminaires dans les Pyrénées, ou dans le 'Midcontinent Rift System' aux États Unis. Les travaux pionnier menés par le laboratoire ISTERre et Total Energies ont d'ailleurs donné lieu à plusieurs dépôts de permis d'exploration d'hydrogène dans le piémont pyrénéen (45-8 Energy, ENGIE, TBH2 Aquitaine) (voir chapitre 4).

Bien que ces valeurs de flux naturel en surface, ou mesuré sur quelques rares forages, restent très faibles au regard des perspectives économiques nécessaire, elles représentent toutefois une source inestimable d'information pour l'étude du système hydrogène. Le manque de données actuelle



s'explique par le fait que l'hydrogène ne fut que très rarement mesuré dans les forages pétroliers (voir Chapitre 4), que ces derniers ne ciblèrent pas les zones jugées fertiles du point de vue de l'hydrogène aujourd'hui, et qu'il est toujours très difficile de financer des travaux d'exploration incluant la possibilité d'un forage. Il est utile de rappeler ici qu'une donnée de concentration ou de flux d'hydrogène, ne permet pas à elle seule d'affirmer un quelconque potentiel économique d'un éventuel flux ou réservoir géologique. C'est indéniablement une donnée extrêmement importante pour l'exploration, mais en tant que tel il ne permet pas d'évaluer une ressource et encore moins une réserve.

A l'échelle globale, on aboutit au même constat. En effet, les estimations de flux d'hydrogène produit au niveau des dorsales médio-océaniques, ou dans les zones de socles Précambiens, sont de l'ordre du million de tonnes par an dans la fourchette haute. A noter que ces estimations ne prennent pas en compte d'éventuels mécanismes de consommation d'hydrogène comme l'activité microbiologique ou des réactions redox abiotiques. En additionnant l'ensemble des flux estimés pour chaque contexte géologique, une production globale de 23 millions de tonnes par an a été proposée (Zgonnick, 2021). Ce flux est souvent pris pour référence, mais il faut noter qu'il repose sur une somme indifférenciée de tous les flux d'hydrogène publiés dans la littérature. Quoi qu'il en soit, et en l'état actuel des connaissances, on comprend bien que les flux d'émissions naturelles d'hydrogène sont faibles. En parallèle, il faut aussi admettre que la connaissance du système hydrogène s'améliore très rapidement et que les découvertes, aussi modestes soient elles, s'enchaînent à un rythme soutenu en ce moment.

Le tableau 3.1 présente les quelques rares estimations de stocks d'hydrogène publiées dans la littérature scientifique ou communiquées par voie de presse.

Localisation	Million de tonnes	Commentaire
Bulqizë, Albanie (Truche et al., 2024)	0,005 à 0,05	Estimations réalisées sur la base d'observations in situ et d'hypothèses (volume, porosité, pression)
Bourakebougou, Mali (Hand, 2023)	5	Cite les propos de D. Brière (Chapman Petroleum Engineering) - données sources non publiée
Folschviller, France (Pironon et de Donato, 2023)	46	Première estimation annoncée dans différents communiqués de presse - hypothèses de travail non publiée
Monde (Hand, 2023)	10.000.000 à 150.000.000	Cite les propos de G. Ellis (USGS) - données sources non publiée

**Tableau 3.1 : Chiffres publiés ou cités par la presse à propos des stocks d'hydrogène naturel.**

En Lorraine, l'hydrogène est dissous dans l'eau, il n'y a pas de phase gaz exprimée. Les mesures au moyen de la sonde de type SysMoG™ (Brevet Européen N° EP 4 379 186 A1 - 05/06/2024) permettent d'extraire sélectivement dans le corps de la sonde la phase gaz dissoute et de mesurer la concentration de chaque gaz extrait, en particulier l'hydrogène. Cette concentration est alors exprimée en mol%. Cette donnée est essentielle car si l'on envisage une activité industrielle d'extraction il est impératif de connaître la teneur en gaz potentiellement extractible de l'aquifère. En appliquant la loi de Henry, on peut calculer la concentration des gaz dissous initialement présents dans l'aquifère. Cette concentration sera alors exprimée en mg/L. Ainsi, la concentration mesurée *in situ* en H<sub>2</sub> du mélange gazeux dissous extrait croît linéairement avec la profondeur variant de 1 mol-% au toit de la formation à 18,3 mol-% à 1250 m ; ce qui correspond à une concentration en hydrogène dissout dans l'aquifère de 3,7 mg/L. L'existence d'un gradient de diffusion linéaire de -600 à -1250 m implique l'existence d'une source située plus profondément (au moins 5 km de profondeur). En extrapolant ce profil de diffusion jusqu'à -3000m, les équipes du projet REGALOR ont estimé que la concentration dans le corps de sonde serait de 76% ce qui correspondrait à une teneur en hydrogène dissous dans l'aquifère de 30 mg/L. Entre 0 et -1250m, les gaz accompagnateurs sont CH<sub>4</sub> (54 à 74 mol-%) et N<sub>2</sub> (8 à 45 mol-%). A partir de ces données de puits, il est estimé une ressource contingente en hydrogène du bassin carbonifère lorrain, en se limitant à 3 km de profondeur, de l'ordre de 34 millions de tonnes. Cela qui constitue au moment du présent rapport, à la première estimation d'une ressource potentielle de type « gaz dissous » s'appuyant sur un profil de concentration mesuré en puits de 0 jusqu'à -1250 m.

La quantité et la pureté de l'hydrogène accumulé ne sont pas les seules données essentielles à prendre en compte. Pour apprécier la qualité de la ressource éventuelle, il conviendra de considérer

non seulement sa pureté, la présence éventuelle de composés valorisables (*e.g.* hélium, métaux dissous) ou de chaleur pouvant être extraite, ou pénalisant ( $H_2S$ ), mais aussi s'il se trouve sous forme gazeuse ou dissoute dans l'eau. Dans ce dernier cas, il sera nécessaire de drainer de grands volumes d'eau pour le produire du fait de sa très faible solubilité. De nouvelles technologie de séparation *in-situ* en profondeur, comme le propose le programme REGALOR II en Lorraine, doivent donc être développées.

### ***Le concept de renouvelabilité***

Par ailleurs, si le stock d'hydrogène n'est pas constant au cours du temps (voir chapitre 1), les notions de « Ressources » et « Réserves » sont-elles pertinentes ? La question de sa régénération (concept de « renouvelabilité ») se pose donc.

Il est difficile d'envisager un caractère renouvelable de la ressource en hydrogène naturel par analyse des données disponibles, qui restent très limitées pour proposer une conclusion solidement étayée. Toutefois, tous les mécanismes de génération d'hydrogène ne sont pas pris en compte par les modèles globaux d'estimations des flux d' $H_2$ .

La renouvelabilité dépend du mécanisme de génération d'hydrogène. Comme cela a été décrite au chapitre 1, elle est lente pour la radiolyse et la serpentinitisation, plus rapide pour des réactions redox entre eau et carbonates ferreux par exemple. Milesi et al. (2015) ont démontré que cette réaction se produisait sur des temps courts (quelques semaines) lors d'expériences au laboratoire pour des températures de 200 à 300°C et des pressions de 50 MPa. Des cinétiques du même ordre ont été décrites par Michiels et al. (2015) et Eba et al. (2020). Toutefois cette cinétique de génération d' $H_2$  est dépendante des conditions locales. A l'équilibre, le système est stationnaire, il n'y a pas de génération d'hydrogène ; hors équilibre, par exemple avec une fuite naturelle d'hydrogène ou induite par soutirage, le système tend à revenir à l'équilibre en produisant de l'hydrogène. Cette génération d'hydrogène s'achève par faute de réactifs, lorsque l'on aura épuisé le stock de minéraux ferreux.

## **2. Méthodes d'exploration de l' $H_2$ naturel envisagées et besoins en termes de technologies pour estimer la ressource**

Comme pour toutes méthodes d'exploration, le raffinement de la maille de prospection depuis l'échelle régionale (de quelques milliers à 1 million de  $km^2$ ), jusqu'à celle du gisement (quelques dizaines de  $km^2$ ), en passant par celle du prospect ou du district, est un principe essentiel qui varie néanmoins si l'on considère une ressource de type « réservoir » ou une ressource de type « gaz dissous » (Figure 3.2). Dans le cas des « gaz dissous », la zone de forte concentration est avant tout un aquifère et l'exploration passe par une étude géologique centrée sur la recherche d'aquifères plus ou moins profonds et non plus de pièges géologiques. L'ingénierie associée à ce type d'exploration peut alors s'inspirer des techniques développées pour la recherche et le monitoring des ressources en eau ou pour le stockage du  $CO_2$ , par exemple, avec des campagnes de mesures en puits dédiées (géophysique, hydrodynamique et géochimie en forage, *etc.*) à différentes profondeurs.

Exploration de l'Hydrogène natif			
Stade	Reconnaissance régionale	Reconnaissance locale	Exploration du sous-sol
Techniques et méthodes d'évaluation	Identification d'indice de surface	Identification de la source et des zones d'accumulation	Analyses direct du potentiel de la zone d'intérêt
	Utilisation de données préexistantes  - Cartes géologiques : Analyse du contexte géodynamique, localisation des failles majeures structurant la zone d'étude et des résurgences de sources hydrothermales, affleurement de roches ultrabasiques.  - Télédétection : Analyses de MNT, carte satellite pour repérer d'éventuelle zone de dépression associées à des occurrences d'H <sub>2</sub>  Acquisition de données  - Analyses géochimiques : Détection d'anomalies en concentration des gaz du sol pouvant être associées à des circulations fluides plus ou moins profonde. Caractérisation géochimique des sources hydrothermale détectée sur la carte et lors de la prospection géochimique	Aquisition de données géophysiques  - Gravimétrie : Permet de déterminer la présence de corps dense en proche surface potentiellement associé à des roches mantelliques.  - Magnétique : Permet de déterminer si le corps dense est en cours de serpentinisation et/ou serpentinisé.  - Tomographie sismique : Imager les structures géologiques profonde et détecter d'éventuelle anomalie de vitesse associée à la circulation de fluide.  - Données sismiques : Caractérisation des structures géologiques permettant la migration de fluide et son accumulation.  - Résistivité Données magnétotelluriques imageant les circulations fluides actuelles plus ou moins profonde	Réalisation d'un forage d'exploration  Suite à l'analyse complète des données de la littérature et issue des campagnes d'acquisitions, un forage peut être réalisé dans la zone à plus fort potentiel.
	Détection d'anomalies en surface	Indentification des cibles en profondeur	Estimation et évaluation des ressources
Dimension	2D	2D et 3D	2D
Echelle	× 100 à 1000 km <sup>2</sup>	× 10 - 100 km <sup>2</sup>	Données ponctuelles

Figure 3.2 : Les grandes lignes directrices d'un guide d'exploration de l'hydrogène naturel (Lefeuve, 2022).

Ainsi, les ingénieries d'exploration de l'hydrogène naturel différeront sur certains points en fonction du type de ressource ciblée, « réservoir » ou « gaz dissous ». A l'heure actuelle, elles ne sont pas toutes définies et pour une partie, sont encore en phase de développement technologique et de tests.

En ce qui concerne une ressource de type « réservoir », la grande diffusivité de l'hydrogène peut expliquer le fait qu'il soit difficilement identifiable avec les technologies de mesures classiques en puits telles qu'elles sont utilisées classiquement pour l'exploration des hydrocarbures. Les phases de reconnaissance en surface, si elles sont utiles pour cibler plus précisément une zone potentielle, ne peuvent suffire pour une exploration optimum. L'absence d'indice en surface ne va pas systématiquement signifier une absence de ressources en profondeur. Par exemple, les recherches récentes dans le cadre du projet REGALOR en Lorraine ont confirmé cet état de fait. Dans un contexte géologique de type bassin carbonifère, si de l'hydrogène dissous a été détecté en profondeur, aucun indice n'est observable en surface (-1 m) (Figure 5).

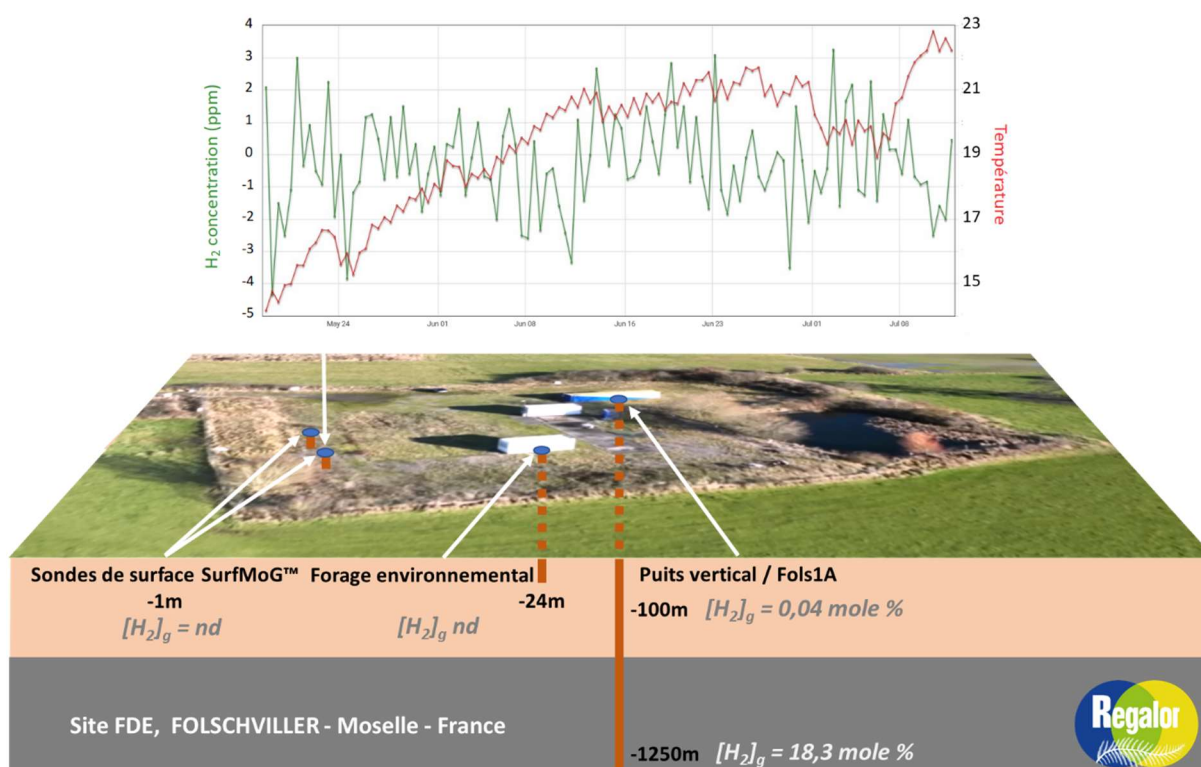


Figure 3.3 : Illustration d'une ingénierie d'exploration sur le site de Folschviller (Moselle-France). Combinaison des informations de monitoring surface et profondeur. Evolution de la concentration de l' $H_2$  et de la température, mesurées par les sondes de surface de mai à juillet 2023. nd : non détecté. (Projet REGALOR 2018-2023 - Pacte Lorraine, FEDER, Région Grand Est, Décembre 2023).

L'ingénierie d'exploration des ressources en hydrogène naturel du type « gaz dissous » est déployée si le site répond favorablement au guide de prospection ou si des émissions diffuses sont détectées en surface. Dans ce cas, l'exploration devra être préférentiellement conduite au travers de puits de reconnaissance en utilisant des méthodologies de détection de type complémentation et en ciblant les mesures *in-situ* et continues en aquifère, et ce à des profondeurs variables afin de pouvoir établir un profil de concentration en gaz dissous.

Actuellement, les manques technologiques s'expriment plutôt sous la forme de technologies en voie de développement à l'échelle du laboratoire et du site pilote. Ces développements concernent principalement :

- Les sondes de surface (0 à -1m) à capteurs spécifiques ( $H_2$ ) pouvant éventuellement embarquer d'autres capteurs de gaz ( $CO_2$ ,  $CH_4$ , He,  $H_2S$ , etc.) et procéder ainsi à des analyses simultanées.
- L'optimisation des mesures de gaz dissous en puits dédiés et associés à l'optimisation des méthodes de prélèvement des gaz *in-situ*. Une avancée importante a été faite par la société SOLEXPARTS avec une nouvelle génération de sonde de type SysMoG™. Ces types de mesure et de prélèvement sont actuellement possibles en petit diamètre (6,5 cm) jusqu'à des profondeurs

atteignant 1500m. Les développements sont en cours pour des mesures jusque 3500m. Ce type d'outil peut être déployé dans des puits existants et accessibles, ou dans des puits dédiés. Par la flexibilité et la miniaturisation des systèmes d'analyses, il permettrait de réduire les temps associés à l'exploration. Actuellement, une campagne à 1500 m de profondeur associée à la quantification des gaz dissous et le prélèvement du gaz et de l'eau s'effectue en 2 jours.

- L'optimisation de l'ingénierie et des traitements des données sismiques associées à l'élaboration de modèles géologiques 3D ciblés ressources en hydrogène naturel,
- L'amélioration des traitements et de l'interprétation des données satellitaires liées à l'observation des anomalies de végétation en surface et leur corrélation à des remontées potentielles de gaz (dont l'hydrogène) depuis le sous-sol.

Quel que soit le type de ressource, « réservoir » ou « gaz dissous », on peut dégager de façon générique deux phases d'exploration.

La ***première phase, dite stratégique***, a pour objectif d'apprécier a priori l'intérêt d'une région donnée sur la base de cartes géologiques et de données géophysiques et/ou géochimiques pré-existantes. Les données sismiques et celles issues de diagraphies couplées aux analyses pétrographiques sur carottes peuvent conduire à établir un modèle géologique 3D essentiel à cette phase exploratoire. En plus des travaux centrés sur les propriétés d'un éventuel réservoir, on recherchera aussi la présence de roches pouvant générer de l'hydrogène suivant les principaux mécanismes connus (voir chapitre 1). On évaluera le contexte structural et géodynamique de mise en place et les conditions d'altération de ces roches. On peut distinguer ici les travaux de prospection dans des régions peu étudiées où l'on part de zéro, de ceux réalisés dans des zones où l'on dispose déjà de données géologiques et géophysiques, et d'indices comme des données historiques de forages où des évidences de dégazages d'hydrogène en surface ont été révélées, ou des mesures de gaz dissous à grande profondeur.

La ***seconde phase d'exploration est dite tactique***. A ce stade on recherche sur le terrain des points d'accroches en surface (e.g. anomalies de concentration de gaz du sol, dégazages d'hydrogène dans des sources hyperalcalines) et en profondeur notamment au travers de prospection géophysique ciblée (e.g. présence de roche du manteau à faible profondeur) et géochimiques (e.g. présence de gaz dissous dans des aquifères à faible et moyenne profondeur). En fonction de la découverte de zones d'intérêt, la maille de recherche sera affinée et les méthodes géochimiques et géophysiques seront adaptées. En cas d'indices satisfaisants, on décidera de réaliser un forage de reconnaissance dit « d'exploration ».

Tout au long de ces deux grandes phases d'exploration, on s'attache à pondérer la valeur des indices et des arguments en fonction de leur importance dans la description d'un système géologique fertile du point de vue de l'hydrogène naturel. Les investissements financiers allant croissants le long de ce processus d'exploration, il est essentiel d'accompagner chaque étape d'une analyse coût/bénéfice. La qualité des données et la robustesse de leur interprétation sont donc essentielles pour assurer une évaluation fiable de la ressource. La réalisation du ou des forages d'exploration est l'étape ultime de ce processus. Les avancées technologiques en lien avec les outils d'analyse *in-situ* et continu en puits sont autant d'éléments susceptibles de modifier les coûts, par exemple en réduisant la profondeur du forage, en diminuant son diamètre, en déployant une ingénierie multi-capteurs en puits, etc. Les données acquises en cours et après forages sont essentielles. En effet, seul l'essai de puits permettra de déterminer les propriétés du réservoir et la rentabilité éventuelle de sa mise en production (volume, quantité de gaz, flux de production).

Aujourd'hui, nous avons peu de recul sur l'exploration de l'H<sub>2</sub> natif. Les premiers forages d'exploration dédiés à l'hydrogène datent seulement de la dernière décennie (voir chapitre 2), et les données ne sont pas toujours disponibles en sources ouvertes. Aujourd'hui, il n'existe pas encore de campagnes d'exploration ayant conduit à un forage de reconnaissance en Europe. Elles ont démarré

au Mali, en Australie et aux Etats Unis. Les premiers forages ont été réalisés par des compagnies n'ayant pas nécessairement vocation à rendre public leurs méthodes et leurs résultats. A ce jour, il n'existe qu'un seul site de forage académique permettant d'étudier *in situ* une zone productrice d'hydrogène naturel : il a été foré en 2017-2018 en Oman, sur un site de serpentinisation active (MBO, Kelemen et al, 2021), dans le cadre de l'Oman Drilling Project du consortium ICDP (International Continental Drilling Program), dont la France est un des contributeurs.

On peut remarquer que bon nombre de ces forages ont été entrepris sur la base de données historiques et de découvertes fortuites. De nombreuses découvertes d'indices d'H<sub>2</sub> ont été faites après des campagnes de forage pour le pétrole et le gaz, pour l'exploitation minière ou à des fins hydrogéologiques. Ainsi, dans la péninsule de Yorke (Australie), l'H<sub>2</sub> a été observé pour la première fois au début du 20<sup>e</sup> siècle après le forage d'un puits d'exploration pétrolière, le Minlaton Oil Bore (Ward, 1933) qui atteignit 548 m de profondeur. De même, au Kansas (Etats-Unis), huit puits d'exploration pétrolière ont été forés dans les années 1980 : Scott#1 (677 m) et les puits Heins#1 (770 m) ont donné des compositions de gaz libres inhabituelles avec une proportion moyenne respective d'H<sub>2</sub> de 29 et 37 vol%. En Australie (autour d'Adélaïde), aux États-Unis (Kansas), et en Espagne, les premières licences d'exploration de l'H<sub>2</sub> naturel ont été prises autour de puits historiques. Enfin, dans l'ophiolite d'Oman, le site de forage ICDP MBO a été sélectionné à partir des mesures acquises dans le cadre de campagnes de forage dédiées à l'exploration des ressources en eau, indiquant des teneurs en gaz élevées dans les puits de cette zone. Jusqu'à aujourd'hui, la recherche académique a été la principale pourvoyeuse de connaissances dans le domaine, or la transformation des « indices » et « ressources » en « réserves » nécessite de coûteuses campagnes d'exploration avec forages (*e.g.* Templeton et al, 2024). Il convient de noter que d'autres ressources peuvent être co-valorisées en même temps que l'hydrogène, comme l'hélium ou la chaleur (géothermie), voire le méthane (voir chapitre 5 et la synthèse sur les besoins de la filière industrielle).

### 3. Ingénieries d'exploration disponibles pour l'H<sub>2</sub> naturel

A ce stade, les différentes techniques et outils d'ingénieries utilisés dans l'exploration et l'exploitation (E&P) de réservoirs pétroliers restent tout à fait transférables à l'E&P de l'H<sub>2</sub> naturel dans le sous-sol. Ainsi, les méthodes géophysiques de sismique, géo-électriques, magnétiques, *etc.* (investigation à l'échelle d'un massif ophiolitique ou d'un bassin sédimentaire avec accumulation d'hydrogène), les diagraphies (à l'échelle du puits et d'un réservoir) et la pétrophysique/pétrographie analytique (utilisées couramment dans l'industrie des hydrocarbures) pourraient être très utiles à la détection, l'estimation et l'exploitation de l'H<sub>2</sub> naturel à l'état gazeux dans les aquifères et autres réservoirs profonds.

#### 3.1 Outils de géophysique

Peu de cas existent sur l'utilisation des outils géophysiques à grande échelle tels que la sismique, la géophysique de mesures de gravité et de susceptibilité magnétique, ou encore les mesures géo-électriques pour l'exploration et l'exploitation de l'H<sub>2</sub> naturel (Leila et al., 2022 ; Lefeuvre et al., 2021 ; Lévy et al., 2023 ; Saspiturry et al, 2024). Sur le plan théorique, ces outils, largement développés et utilisés dans l'industrie pétrolière, pourraient apporter une forte contribution dans l'E&P de l'H<sub>2</sub> naturel.

**Données sismiques 3D/2D :** Les cheminées de gaz contenant de l'H<sub>2</sub> sont souvent la preuve d'une présence d'un réservoir profond contenant ce gaz. Elles peuvent être détectées et visibles sur des données sismiques offshore 2D/3D haute résolution. De telles manifestations d'H<sub>2</sub> naturel et l'utilisation de la sismique pour les détecter ont, par exemple, été décrites en Australie par Leila et al. (2022). De telles caractéristiques permettent d'être sûr de l'existence d'une circulation d'H<sub>2</sub>



gazeux en profondeur, même si la chimie du gaz ne peut être analysée, et ainsi compléter ce type de données. La Figure 3.4 donne l'exemple d'utilisation de la sismique pour imager ces cheminées de gaz contenant de l' $H_2$  depuis le socle constitué de roches ultramafiques au Nicaragua, lors de l'exploration du bassin avant-arc de la « Cordillère » (Jackson et al., 2024). La même démarche a été utilisée pour visualiser la structuration géologique et la tectonique des dolérites dans le champ d' $H_2$  de Bourakebougou, au Mali (Brière et al., 2017) (Fig. 3.5). Le couplage des données géophysiques de différentes origines pourraient être très complémentaires pour analyser la structuration géologique et la tectonique des bassins où des indices d' $H_2$  ont été détectés. Le travail de Boreham et al. (2021) illustre bien le cas d'un couplage de données sismiques et de gravimétrie utilisées dans le bassin South Nicholson (en Australie) où de l' $H_2$  naturel a été découvert (Fig. 3.6).

Des données **géophysiques de mesures de gravité et de susceptibilité magnétique** peuvent être acquises et utilisées également pour détecter la présence d' $H_2$  naturel dans les roches mantelliques (Lefeuvre et al., 2021) .

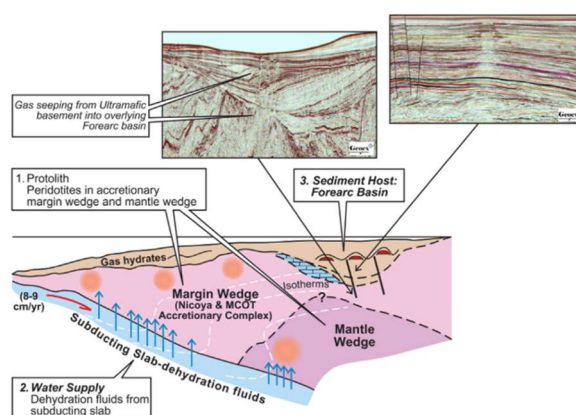


Figure 3.4 : Exemple d'utilisation de données sismiques au Nicaragua montrant des cheminées de gaz d' $H_2$  à partir d'un socle ultramafique profond et le modèle d'exploration du bassin d'avant-arc de la Cordillère (Jackson et al., 2024).

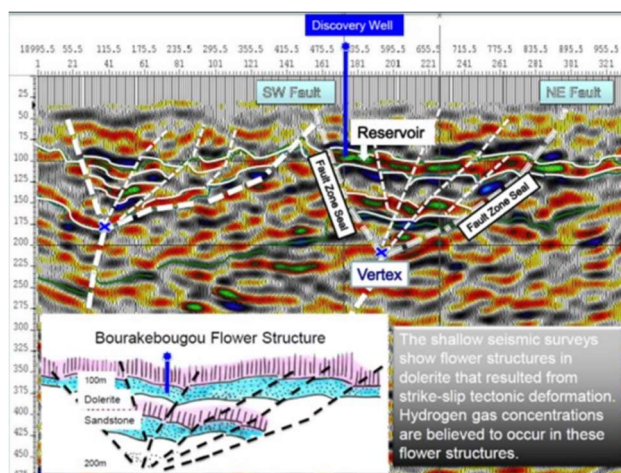


Figure 3.5 : Exemple d'utilisation d'une sismique peu profonde sur le puits de découverte dans la zone du champ à  $H_2$  naturel de Bourakebougou au Mali (d'après Brière et al., 2017).

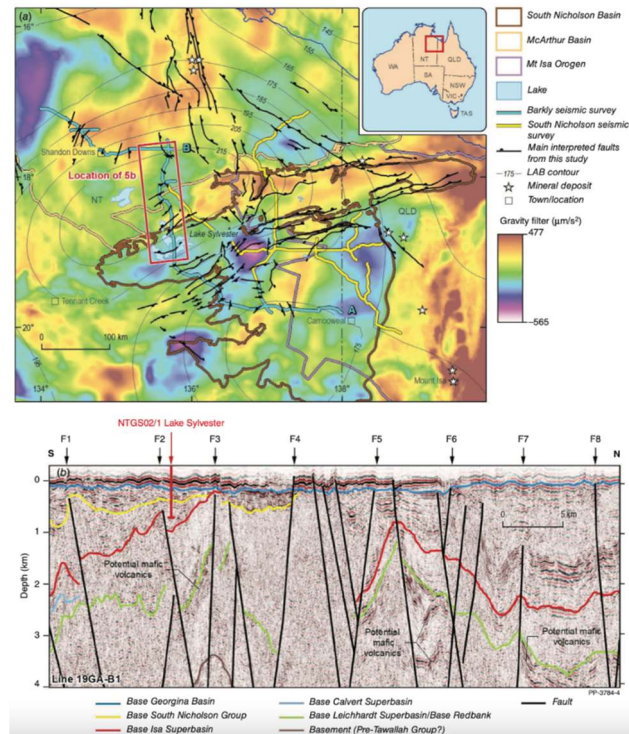


Figure 3.6 : Exemple de couplage de données de sismique et de gravimétrie dans le bassin South Nicholson (en Australie) où de l'H<sub>2</sub> natif a été découvert. Les images montrent des anomalies gravitationnelles imagées dans la croûte et les relations entre le bord de la lithosphère épaisse et l'emplacement des lignes sismiques, les principales failles interprétées, les plans d'eau extraits de Digital Earth Australie et les principaux gisements de minéraux connus dans la zone d'étude du bassin South Nicholson (Boreham et al. 2021).

### 3.2 Outils de puits et de diagraphies : détection de présence d'H<sub>2</sub> natif.

Les outils de puits et de diagraphies, utilisés principalement dans l'industrie des hydrocarbures, restent transférables à l'exploration de l'H<sub>2</sub> naturel. Ainsi, l'exemple du cas du Mali est révélateur de cette utilisation des outils de puits/diagraphies dans le but de caractériser les réservoirs à H<sub>2</sub> naturel. Il s'agit plus précisément du forage Bougoul (112 m de profondeur), près du village de Bourakebougou qui se situe dans la partie sud du méga-bassin de Taoudeni, au Mali (Fig. 3.7).

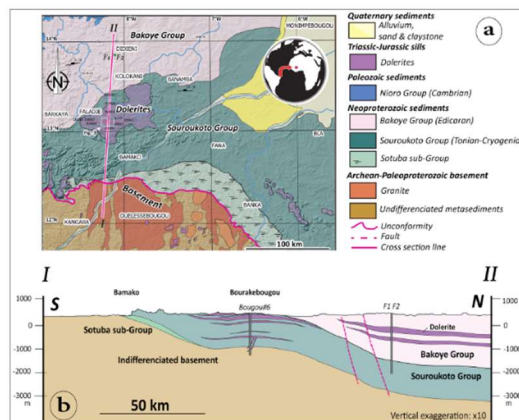


Figure 3.7 : Contexte géologique du bassin de Taoudeni au Mali et du champ Bourakebougou où de l'H<sub>2</sub> natif a été exploité à l'aide d'outils de diagraphies de puits (Maiga et al., 2023).

L'identification et l'évaluation des gisements naturels d'hydrogène ne sont pas faciles, surtout si des puits de petit diamètre sont utilisés en phase d'exploration. Les caractéristiques pétrophysiques varient énormément en fonction de la nature de la roche, de l'eau interstitielle, des saturations en gaz naturel, des pressions et températures, *etc.* En profondeur, la majeure partie de l'hydrogène naturel se dissout dans l'eau, avec laquelle elle pourra réagir pour former des ions  $\text{H}_3\text{O}^+$ . Ce phénomène se produit en dessous de 800 m sur le champ de Bourakebougou, par exemple. Les zones potentiellement riches en hydrogène peuvent être ainsi difficiles à distinguer des zones contenant de l'eau. Lors des phase d'exploration, il est donc nécessaire de mesurer les teneurs en  $\text{H}_2$  lors des analyses de fluides de forage (par exemple par chromatographie en phase gazeuse ).

Les outils de diagraphies **de neutron NPHI et du Sonic** ont été testés avec succès dans des réservoirs à  $\text{H}_2$  en phase gazeuse (Maiga et al., 2023). L'outil neutronique (NPHI) très utilisé dans l'industrie pétrolière enregistre le nombre de collisions entre neutrons émis par une source et les atomes d'hydrogène présents dans les roches autour du puits. Il permet ainsi de mesurer la concentration en atomes d'hydrogène (somme des atomes d'H dans  $\text{H}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  et OH) contenus dans les phases aqueuse et gazeuse interstitielles, et dans les minéraux. Par conséquent, il est très utile dans la détection de l' $\text{H}_2$  dans les aquifères/réservoirs (Fig. 3.8 et 3.9).

**L'outil du Sonic (DTP ou Dt)** permet de mesurer la propagation d'ondes acoustiques dans les réservoirs. La vitesse de l'onde sonique P est un bon indicateur de la présence de gaz libre, par conséquent applicable à l' $\text{H}_2$  gazeux. Le Sonic mesure le temps de transit  $\Delta t$  entre deux récepteurs d'ondes envoyées dans la formation. Il s'agit d'une sonde active. La mesure de la vitesse de propagation de ces ondes apporte des renseignements sur les propriétés mécaniques des roches car la vitesse dépend de la densité, des coefficients d'élasticité et du type de porosité de la roche. La présence d'un gaz tel que l' $\text{H}_2$  est indiquée par des ralentissements du signal acoustique donné par le Sonic et une diminution de la vitesse de l'onde P dans la zone réservoir observée en raison de sa plus faible vitesse de propagation dans une phase gazeuse d' $\text{H}_2$  (Fig. 3.9).

**L'outil de densité (RHOB)**, combiné avec le neutron NPHI, permet de détecter des minéraux issus du processus physico-chimique de production de l' $\text{H}_2$  par serpentinisation, tels que les oxydes (magnétite, hématite, *etc.*) (Fig. 3.8). Il est basé sur la mesure de la densité des minéraux dans les roches.

L'utilisation **des imageries acoustiques de puits** permet de quantifier et de caractériser les réservoirs à l'échelle du puits. Dans le cas du Mali, de telles images de puits ont permis d'identifier la zone d'un réservoir carbonaté karstifié et dolomitique (Fig. 3.10). Une augmentation anormale de la porosité neutronique (NPHI) a été identifiée ; et ceci est dû soit à la présence de schiste ou d'hydrogène gazeux car ils affecteraient les valeurs neutroniques et, donc, l'interprétation en termes de porosité.

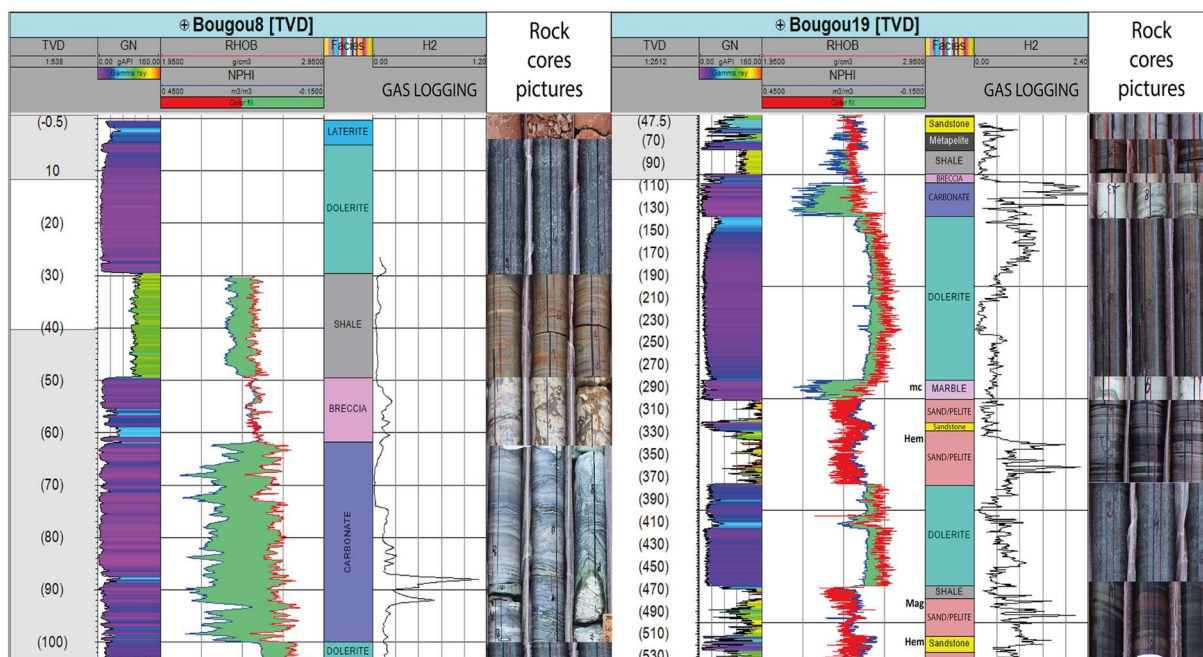


Figure 3.8: Les différentes données utilisées pour identifier et caractériser les différentes formations et la présence d'H<sub>2</sub> dans des zones d'accumulation entre 0 et 530 m pour le Bourakebougou.

Piste 1 : La véritable profondeur verticale, Piste 2 : Les rayons gamma naturels (GN), Piste 3 : La densité (RHOB) et la porosité neutronique (NPHI) à l'échelle de la matrice calcaire, Piste 4 : La nature de la formation, piste 5 : La concentration de H<sub>2</sub> dans la diagraphie de gaz et Piste 6 : Les images de carottes : i) mc : zone d'intense métamorphisme de contact ; ii) Mag : présence de magnétite ; Hem : présence d'hématite.

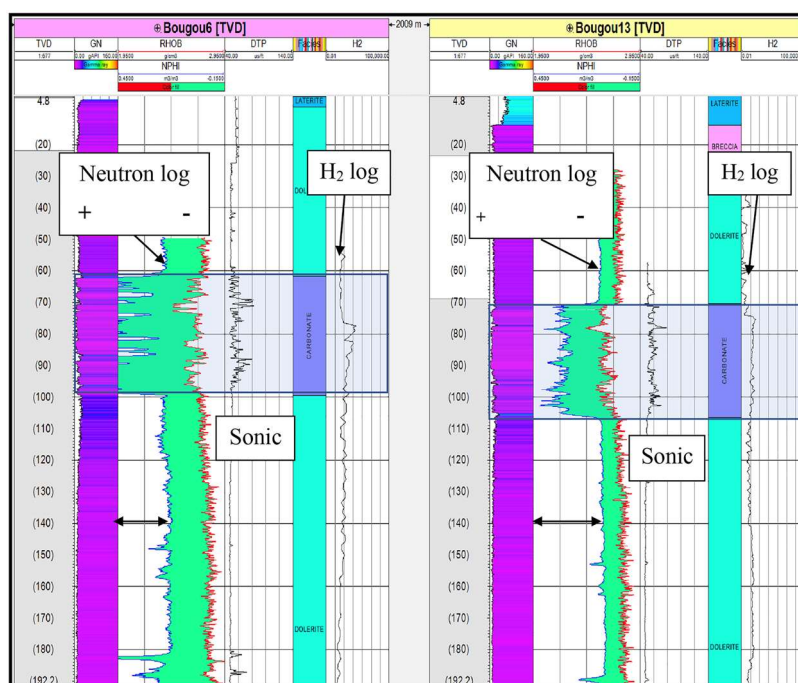


Figure 3.9 : Utilisation des outils de diagraphies de Neutron-porosité et du Sonic pour détecter et quantifier l'H<sub>2</sub> en phase gazeuse dans les réservoirs à H<sub>2</sub> du champ de Bourakebougou.



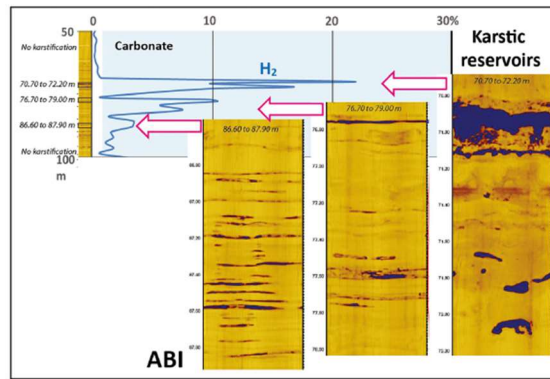


Figure 3.10 : L'utilisation des images acoustiques de puits dans un système réservoir carbonaté karstique en relation avec l' $H_2$  présent dans le milieu poreux (exemple du champ de Bourakebougou).

## 4. Evaluation de la qualité des propriétés réservoirs à $H_2$ naturel par les méthodes pétrographiques / pétrophysiques.

### 4.1 Caractérisation pétrographique et géochimique des roches

L' $H_2$  naturel est produit par des réactions fluide/roche (voir chapitre 1). La recherche de sources en  $H_2$  et l'analyse des gaz en surface doit donc s'accompagner de la caractérisation petro-structurale, minéralogique et géochimique de leurs roches hôtes et potentiellement mères (Fig. 3.11) (Levy et al., 2023). Une stratégie d'acquisition de données combinant analyses de fluides et de roche est particulièrement importante dans le cas des études en forage.

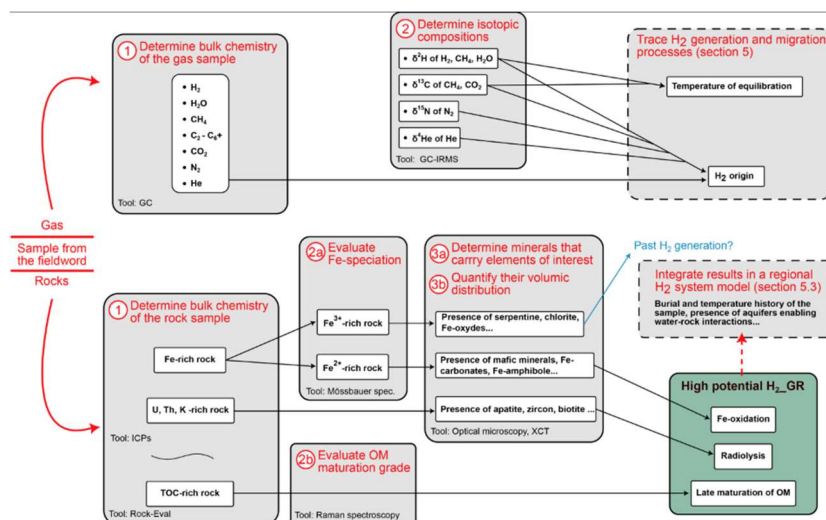


Figure 3.11 : Stratégie pour les analyses de gaz et de roches en relation avec la potentialité de présence d' $H_2$  (Levy et al., 2023)

Dans le contexte de l'exploration de l' $H_2$ , le premier objectif des études minéralogiques et géochimiques est l'identification des domaines riches en Fe, en U-Th-K, ou en matière organique,

en tant que sources potentielles d' $H_2$  par réactions respectives d'oxydation, de radiolyse, ou maturation organique. Ces informations de base sont obtenues à partir de techniques classiques, relativement peu coûteuses, assez faciles à mettre en œuvre et qui peuvent donc être menées de façon systématique: les analyses pétrographiques sur lames minces (microscopie optique, MEB-EDS, Raman, EPMA, *etc.*), les analyses (semi-)quantitatives sur poudre de roche pour déterminer la minéralogie (DR-X, TGA-DSC, *etc.*) et les compositions géochimiques en éléments majeurs (XRF, ICP-AES *e.g.*, pour les teneurs en Fe, K, *etc.*), volatils (Analyseur Élémentaire CHNS, RockEval pour les teneurs en TOC) et en traces (ICP-MS pour les teneurs en U, Th). La combinaison de ces techniques permet de quantifier les teneurs des éléments potentiellement source d' $H_2$  et de déterminer dans quelles phases ils se concentrent.

Sur la base de ces informations, des analyses plus fines et plus difficiles à mettre en œuvre peuvent alors être menées sur des échantillons représentatifs pour déterminer l'état de maturité de la roche en tant que possible source d' $H_2$ . Par exemple, la spéciation du Fe (par Mossbauer ou XANES), la présence et la distribution de (micro)phases fluides ou solides concentrant les éléments chimiques d'intérêt (par Spectroscopie Raman, MEB, XCT) (Fig. 3.12). Ces analyses à l'échelle du minéral permettent de quantifier le potentiel de production d' $H_2$  des roches étudiées, de déterminer les propriétés thermodynamiques et les mécanismes cinétiques contrôlant ces réactions, et ainsi d'intégrer ces données dans les modèles type Thermo-Hydro-Mécanico-Chimique (THMC) permettant d'évaluer la productivité des sites explorés à l'échelle du réservoir.

Enfin, dans le cas des études en forage, la comparaison spatiale des données minéralogiques et géochimiques obtenues sur des échantillons discrets de fluides et de roches apporte des indications sur la nature des roches concentrant l' $H_2$  : soit productrices d' $H_2$ , soit simples réservoirs.

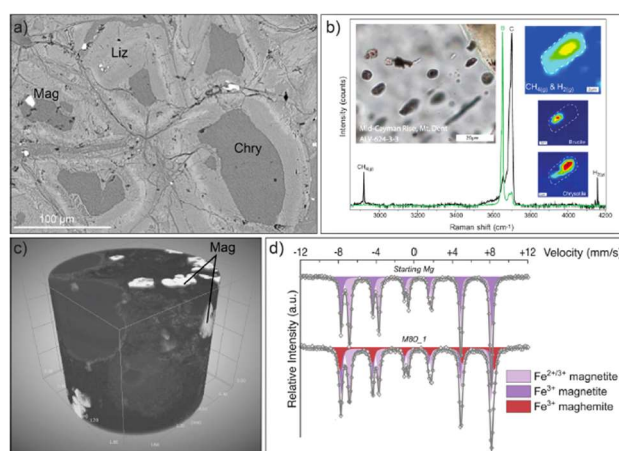


Figure 3.12 : Techniques utilisées pour caractériser le potentiel d' $H_2$  de la roche. Données provenant (a) de la microscopie électronique à balayage d'une serpentinite (MEB, modifié de Lévy et al., 2022), (b) Microspectroscopie Raman sur inclusions fluides riches en  $H_2$  (modifié de Klein et al., 2019), (c) Microtomographie à rayons X (acquise sur un Zeiss Radia Versa 510, DMEX), et (d) Spectroscopie Mössbauer d'un BIF (modifié à partir de Geymond et al., 2023). Chry : chrysotile, Liz : lizardite, Mag : magnétite.

## 4.2 Caractérisation pétrophysique des réservoirs et des ressources à $H_2$ natif

L'utilisation des méthodes d'analyses des propriétés pétrophysiques des roches réservoirs et des fluides comme l' $H_2$  natif contenus dans ces réservoirs répond souvent à une logique d'analyse multi-échelle (Fig. 3.13). Ces méthodes de caractérisation en relation avec l' $H_2$  natif peuvent s'inspirer



entièrement de ce qui se fait dans les laboratoires d'analyses sur échantillons et plugs pour l'industrie pétrolière. Il s'agit de méthodes **d'analyses de routine** ou encore **des analyses spéciales plus poussées des plugs** (Special Core Analysis (SCAL)) qui comportent une série de paramètres mesurés tels que la porosité, la perméabilité, la perméabilité relative, la surface spécifique, la distribution des pores, la pression capillaire, la mouillabilité, le comportement électrique des roches réservoirs via les exposants d'Archie (a, n, m), la Résonance Magnétique Nucléaire (RMN), les propriétés mécaniques, les propriétés acoustiques, l'analyse d'image numérique de l'espace poreux par MEB, l'imagerie de tomographie scanner RX (XCT), *etc.* Toutes ces techniques sont tout à fait pertinentes pour une utilisation dans la caractérisation de la ressource ou encore des réservoirs potentiels, qu'ils soient sédimentaires (au sein d'un bassin sédimentaire) ou bien dans les roches cristallines des domaines cratoniques et ophiolitiques. Les précautions à prendre dans le cas de l'H<sub>2</sub> et son utilisation en laboratoire pour réaliser ces différentes techniques sont de l'ordre du risque d'explosivité que l'H<sub>2</sub> présente pour des gammes de concentration supérieures à 4%.

Figure 3.13 : Exemple d'une analyse multi-échelle des propriétés pétrophysiques et géochimiques des réservoirs, de l'H<sub>2</sub> natif et autres gaz associés contenus dans ces réservoirs (Yao et al., 2021)

	methods	sample requirement	analysis conditions	detectable pore radius	analysis parameters	reference
LPGA	LPGA-N <sub>2</sub>	powder	N <sub>2</sub> ~ 77 K	3–120 nm	pore types, SSA, and PSD	70
	LPGA-CO <sub>2</sub>	powder	CO <sub>2</sub> ~ 273 K	0.5–1 nm	SSA and PSD	
MIP		powder/particle/core plug	mercury intrusion (pressure up to 400 MPa)	3–50000 nm	pore types, porosity, and PSD	77
SAS	USAXS/SAXS	powder	X-ray wavelength ~ 0.154 nm	1–100 nm	porosity, SSA, and PSD	78 and 79
	USANS/SANS	~0.125 mm grain	neutron wavelength spread ~ 13%	2–400 nm		
SEM	FIB–SEM	0.5 × 1 × 1 cm <sup>3</sup>	focused ion beam milling	nanoscale	pore morphology and PSD	80
	FE-SEM	1 × 1 × 0.2 cm <sup>3</sup>	Ar ion milling polish	nanoscale		81
micro/nano-CT		core plug	sealed in wax	micro/nanoscale	porosity, pore interconnectivity, and PSD	82
NMR	NMR- <i>T</i> <sub>2</sub>	particle/core plug	water saturated	full scale	porosity, pore types, permeability, and PSD	76

**Tableau 3.2 :** Exemple de méthodes pétrophysiques utilisées, les techniques et les paramètres mesurés pour caractériser les réservoirs/ressources (Yao et al., 2021).

Ces données pétrophysiques sont nécessaires pour toute modélisation des systèmes géologiques d'hydrogène naturel. Par exemple, le modèle de genèse et de migration d'H<sub>2</sub> naturel du bassin de Taoudéni au Mali (Hutchinson et al., 2024) intègre les paramètres pétrophysiques mesurés sur site, notamment, la taille de connexion de pores, la capillarité et, donc, le régime d'écoulement diffusif-advectif de l'H<sub>2</sub> lors de sa migration à travers différentes roches (Fig. 3.14).

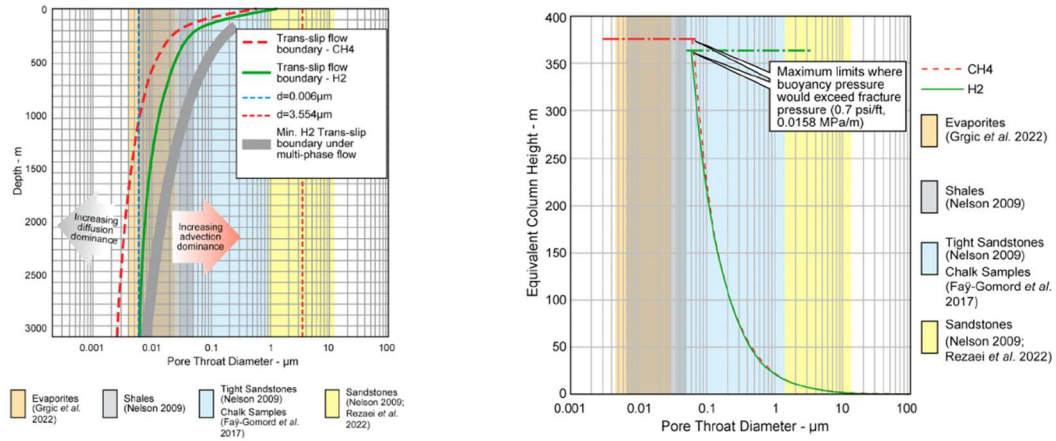


Figure 3.14 : Exemple de mesure pétrophysique de la taille de connexion de pores et son influence sur le régime d'écoulement diffusif-advectif, ainsi que sur le comportement capillaire de l'H<sub>2</sub> par rapport au méthane (CH<sub>4</sub>). Le facteur lithologie joue un rôle important dans le comportement des deux gaz (bassin de Taoudeni au Mali ; Hutchinson et al., 2024).

L'intégration des données de géophysique (sismique, gravimétrie, géo-électriques, etc., à grande échelle), de puits/diagraphie, de mesures pétrophysiques en laboratoire, et de géologie dans des modèles numériques statiques et dynamiques de réservoirs, est un savoir-faire particulièrement développé, bien ancré notamment dans l'industrie pétrolière. Ce savoir-faire, incluant le workflow proposé dans la démarche de la modélisation numérique des réservoirs d'hydrocarbures (Fig. 3.15, Benetatos et Giglio, 2021), est transférable à l'exploration de l'H<sub>2</sub> natif.

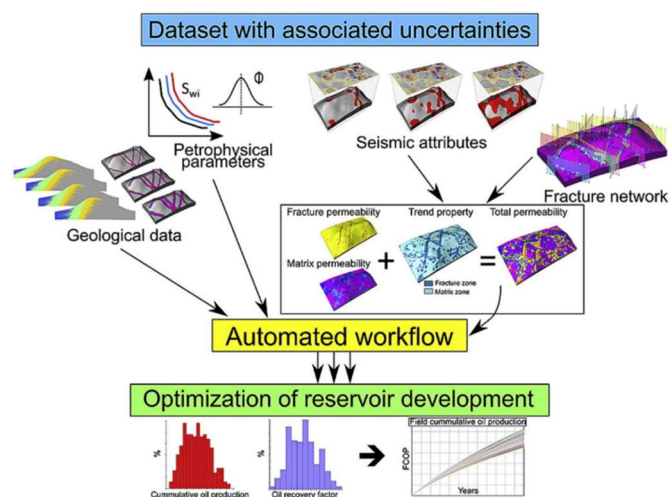


Figure 3.15 : Exemple de workflow de la modélisation numérique d'un réservoir à partir des données de géophysique de surfaces (sismique), des données de puits/diagraphies, de pétrophysique et de géologie (Benetatos et Giglio, 2021).

## 5. Conclusions

Dans le cas de ressources de type « réservoir », les méthodes envisagées sont celles classiquement déployées dans l'exploitation de réservoirs d'hydrocarbures sous pression ( $> 200$  bar). L'ingénierie est bien rodée et l'adaptation à l'hydrogène naturel est possible d'un point de vue technologique, en respectant cependant des contraintes de sécurité, pour le transport et le stockage, avec notamment le choix des matériaux.

Dans le cas de réservoir type « gaz dissous », les technologies seront différentes. En effet, les gaz sont en phase dissoute dans des gammes de pression basse ( $< 60$  bars). Il s'agit là d'une nouvelle approche dans l'exploitation de ressources gazières. Les méthodes sont actuellement en cours de développement. Elles privilégient la séparation des gaz *in-situ*. Ces technologies sont déployées dans des complétions qui sont ensuite introduites dans des puits dédiés. Ces technologies sont testées actuellement jusqu'à 1500 m de profondeur à la fois en termes d'efficacité de sélectivité et de rapidité d'extraction du gaz dans le cadre du programme REGALOR (Programme porté par le laboratoire GeoRessources (Université de Lorraine - CNRS, en partenariat avec la Française de l'Énergie et soutenu par la région Grand Est et l'Union Européenne). La France est actuellement en pointe dans ce secteur hautement concurrentiel internationalement, notamment grâce à des collaborations actives entre milieux académiques (CNRS/Universités / EPIC) et monde industriel (Française de l'Énergie, Saint Gobain, SOLEXPERTS). De ces avancées technologiques découleront les schémas et les stratégies d'exploitation à conduire sur le terrain, notamment en optimisant le triplet : Profondeur/Nombre de forage/Diamètre de forage.



## Chapitre 4

# Potentiel en hydrogène naturel sur le territoire français : état des lieux des connaissances. L'expérience de plus d'un siècle d'exploration de gaz

**Rédaction :** Frédérick Gal (BRGM), Eric Deville (IFP-School)

**Relecture :** Isabelle Moretti (UPPA)

### 1. Introduction

De nombreuses études scientifiques de surface et de nombreux forages ont été réalisés sur le territoire français, notamment dans le cadre des prospections à finalité pétrolière ou gazière. Ces études fournissent des informations précieuses sur le type de gaz que l'on peut espérer rencontrer, en surface et/ou en profondeur, dans chaque région française. Concernant l'hydrogène ( $H_2$ ), un tel examen doit cependant être conduit avec beaucoup de prudence car peu de travaux ont été dédiés à ce jour à l'exploration de l' $H_2$  naturel. Par ailleurs, jusqu'à encore très récemment (une dizaine d'années), il existait un préjugé très répandu comme quoi l' $H_2$  n'existait tout simplement pas à l'état naturel dans le sous-sol. De ce fait, peu d'analyses chimiques ont tenté de le détecter. Par ailleurs, on a fréquemment utilisé l' $H_2$  comme gaz vecteur pendant l'analyse d'autres gaz (*e.g.* par chromatographie en phase gazeuse), ce qui empêchait d'obtenir des informations sur la présence ou l'absence d' $H_2$  dans l'échantillon de gaz analysé, et partant, toute détermination de la teneur en  $H_2$  naturel dans ce gaz. Malgré cela, divers indices ont été rencontrés en de nombreux endroits du sol français. Inversement, nous le discuterons par la suite, il faut aussi noter qu'il est possible que certains indices observés correspondent en fait à de l' $H_2$  généré pendant le forage. En effet, en traversant des roches siliceuses très dures, de l' $H_2$  peut être produit par couplage entre la corrosion de tubage métallique et l'effort de forage.



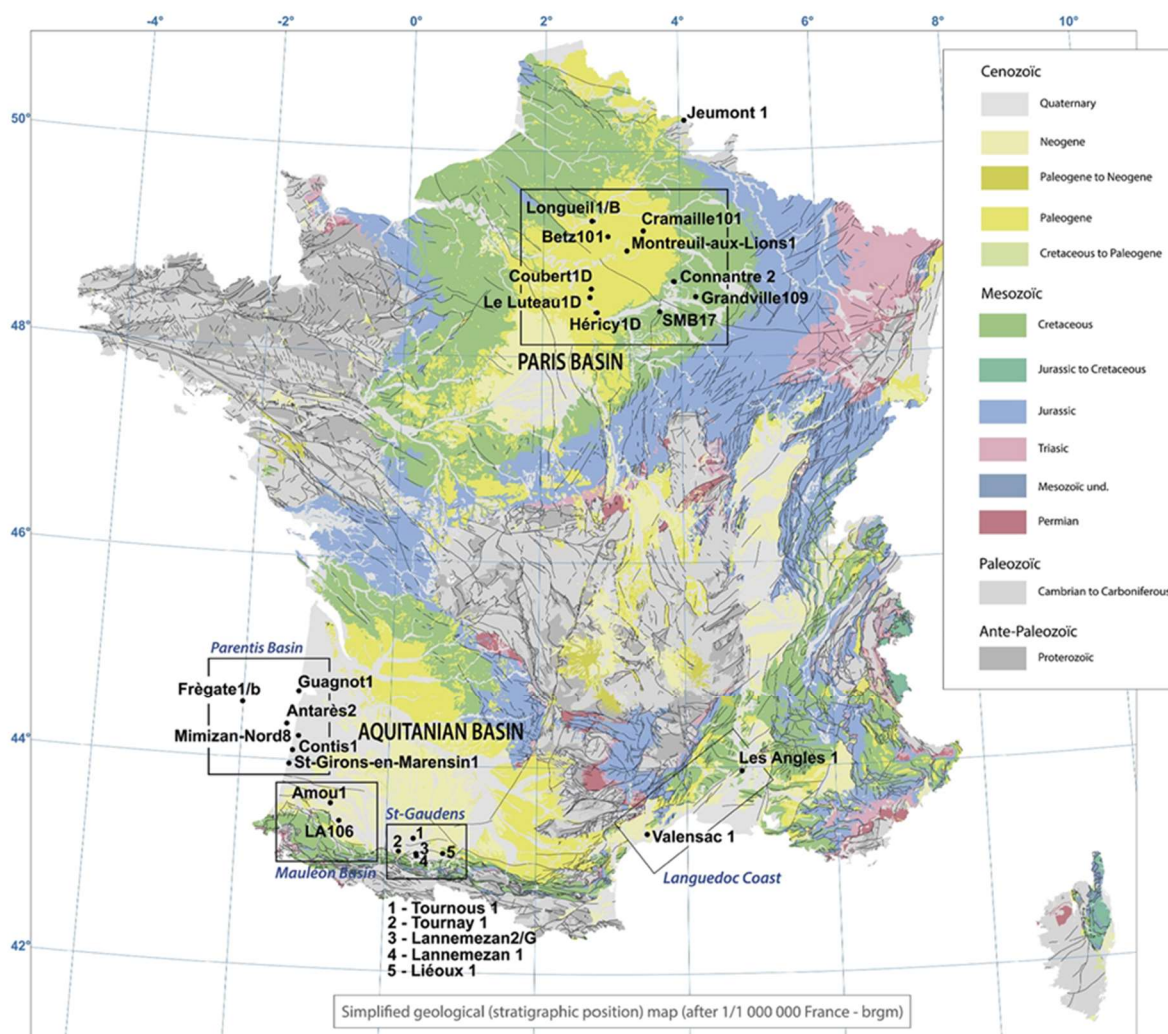


Figure 4.1 : Carte des puits historiques où des indices de la présence d'hydrogène naturel ont été observés

Ainsi, l'examen 'post-mortem' des résultats des analyses de gaz réalisées en France en surface et en forage doit être regardé simplement comme révélant des indices de la présence d'hydrogène, soit sous forme de flux, soit sous forme d'accumulations en profondeur. Toutefois, ces résultats ne permettent pas d'estimer réellement des ressources en  $H_2$ . En effet, il n'a jamais été possible de quantifier une ressource en profondeur uniquement à partir d'indices de surface et, à ce jour, aucun forage n'a encore réellement été dédié à l'exploration de l' $H_2$ .

Les principales émissions naturelles d' $H_2$  (parfois associées à de l'hélium) qui ont été trouvées en différents endroits émergés de la planète se situent notamment dans les grands massifs ophiolitiques comprenant des péridotites, dans les domaines intraplaques – notamment les cratons anciens –, dans certains systèmes volcaniques, et dans les bassins profonds avec des niveaux de matière organique très mature. Il existe quelques massifs ophiolitiques dans les Alpes françaises mais, c'est surtout en France d'Outremer, en Nouvelle Calédonie que l'on trouve un système ophiolitique de tout premier intérêt. Le versant français des Pyrénées comprend également des péridotites (historiquement, c'est d'ailleurs l'endroit où elles ont été définies pour la première fois). La France hexagonale ne se situe pas sur un craton ancien mais, en revanche, c'est le cas pour la Guyane. La France compte aussi de nombreux systèmes volcaniques, en particulier en Outremer (Antilles françaises, la Réunion, Mayotte, la Polynésie). Enfin, la France hexagonale possède des bassins sédimentaires avec des

niveaux riches en matière organique très mature : les bassins houillers. De divers points de vue, la France possède donc un réel potentiel pour la présence d'H<sub>2</sub> dans son sous-sol.

En partant de l'état de l'art de nos connaissances concernant l'H<sub>2</sub> naturel sur le territoire français, il est possible d'aborder la problématique du potentiel en H<sub>2</sub> par une discussion sur les systèmes hydrogène naturel potentiels, comme cela se pratique classiquement pour les systèmes pétroliers. Une telle approche se pratique par l'étude (1) des roches mères potentielles, (2) des conditions de génération et d'expulsion, (3) des chemins de migration, et (4) des possibilités de piégeage dans des réservoirs naturels, éventuellement sous des couvertures naturelles imperméables. Enfin, il est nécessaire que l'ensemble des conditions soient réunies pour permettre de discuter l'existence d'un réel potentiel en H<sub>2</sub> naturel pour une région donnée.

Les différents indices connus à ce jour sont présentés dans les paragraphes suivants, en utilisant une répartition géologique (bassins sédimentaires – zones de socle – zones volcaniques) et une répartition géographique (Figure 4.1).

## 2. Les principaux bassins sédimentaires

### 2.1. Bassin parisien

Les indices de gaz rencontrés dans le Bassin de Paris sont principalement des gaz hydrocarbures généralement associés à la présence d'accumulations ou d'indices de la présence de pétrole. Toutefois, quelques évidences de la présence d'H<sub>2</sub> dans le Bassin de Paris ont été rencontrées en forage. Un travail de synthèse concernant la présence d'H<sub>2</sub> mentionnée dans les rapports de fin de sondage du Bassin parisien a été publié récemment (Lefeuvre *et al.*, 2024). Les indices d'H<sub>2</sub> rencontrés en forage dans ce Bassin sont les suivants :

- Forage Montreuil aux Lions 1 (MTL 1, code 14-4060, foré en 1986 à l'Est de Meaux) : le forage d'exploration MTL 1 a montré quelques indices de présence d'H<sub>2</sub>. Le rapport de fin de sondage mentionne un faible fond gazeux (CH<sub>4</sub> + H<sub>2</sub>) vers 880 m de profondeur, à la base de l'Albien. Plus en profondeur, dans le Lias (> 2110 m), seuls des indices de CH<sub>4</sub> (0,6 à 1,5%), avec des pics atteignant 2,5% de CH<sub>4</sub> à C<sub>4</sub><sup>23</sup>, ont été rencontrés. Toutefois, lors d'un test de production (DST1) réalisé dans des calcaires du Dogger (Bajocien), dans l'intervalle 2165-2175 m de profondeur, 2,5 litres de saumure et un litre de gaz ont pu être récupérés, la pression à l'intérieur de la chambre de prélèvement étant de 25 bar. Le gaz recueilli est composé de 52% d'H<sub>2</sub>, 42% de C<sub>1</sub>, 4,3% de C<sub>2</sub>, 0,9% de C<sub>3</sub>, 0,19% de iC<sub>4</sub> et de traces de nC<sub>4</sub>. Les indices de gaz disparaissent plus en profondeur, dans le Trias (> 2684 m). A noter que ce très faible volume de gaz contenant de l'H<sub>2</sub> a été documenté lors d'un test de production alors qu'il n'avait pas été mis en évidence pendant le forage. Il est possible qu'il s'agisse initialement de gaz dissous dans les saumures.
- Forage Betz 101 (V. Bz 101, code 14-3047, foré en 1963 au Nord de Meaux) : sur ce forage, des analyses de gaz, dont le mode d'échantillonnage n'a pas été précisé dans le rapport de fin de sondage, ont montré 3 à 6% d'H<sub>2</sub> dans des calcaires poreux (porosité de 10 à 13%) du Jurassique supérieur (Oxfordien-Kimméridgien) dans l'intervalle 1325-1335 m de profondeur.
- Forage Cramaille 101 (CRA 101, code 14-2349, foré en 1961, au Sud-Est de Soissons) : le rapport de fin de sondage mentionne également la présence d'H<sub>2</sub> dans l'Oxfordien-Kimméridgien, sans plus de précision.
- Forage Jeumont 1 (JEU 1, code 14-3037, foré en 1963, proche de la frontière belge) : sur ce forage de la bordure nord du Bassin de Paris, des analyses effectuées pendant le mud gas logging

<sup>23</sup> C<sub>1</sub> = CH<sub>4</sub> (méthane) ; C<sub>2</sub> = C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> (éthane) ; C<sub>3</sub> = C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> (propane) ; C<sub>4</sub> = C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> (butane)



ont révélé la présence de 0,5% d'H<sub>2</sub> dans des grès, quartzites et argilites du Dévonien supérieur à 4443 m de profondeur et de 1,8% d'H<sub>2</sub> dans des grès, quartzites et calcaires sombres du Dévonien moyen à 4807 m de profondeur. Le rapport de fin de sondage ne fournit pas d'explication sur l'origine de cet H<sub>2</sub>, mais sa présence étant directement associée à des quartzites, matériel difficile à forer et non poreux, il est possible que l'H<sub>2</sub> ait été formé lors du forage ('drill bit effect', phénomène bien connu lors du forage de quartzites).

- des traces d'H<sub>2</sub> (<0,2%) sont mentionnées pendant le mud gas logging effectué sur les forages suivants :
  - Longueil 1 (LOL 1B, code 14-3364-A, foré en 1972) : traces H<sub>2</sub> + N<sub>2</sub> entre 988 et 1241 m dans des calcaires du Jurassique supérieur, entre 1241 et 1347 m dans des marnes du Dogger, et entre 1916 et 2147 m dans des argiles et grès du Trias.
  - Connantre 2 (CNT 2, code 14-3601, foré en 1982) : traces H<sub>2</sub> + N<sub>2</sub> dans des calcaires du Callovien.
  - Grandville 109 (GV 109, code 14-3605, foré en 1982) : traces d'H<sub>2</sub> dans l'Aalanien et le Toarcien.

Ces traces d'H<sub>2</sub> détectées par mud gas logging dans des horizons aquifères situés à des profondeurs supérieures à 900 m peuvent correspondre à un dégazage d'H<sub>2</sub> initialement dissous dans de l'eau de formation en profondeur.

- Des traces d'H<sub>2</sub>, dans un mélange gazeux C1 à C4 et N<sub>2</sub> (quantités non précisées), sont mentionnées pendant les tests de production de gaz sur le forage Saint-Martin de Bosseney 17 (SMB 17, code 14-3407, foré en 1976). Ce site correspond à un gisement d'hydrocarbures en voie d'épuisement.
- Les forages Le Coubert (COB 1, code 14-4052, foré en 1986), Le Luteau 1 (LTU 1, code 14-3962, foré en 1986) et Hericy 1 (HER 1, code 14-3916, foré en 1986) mentionnent la présence de CH<sub>4</sub> + H<sub>2</sub> non différenciés. Il est donc difficile de confirmer la présence réelle d'H<sub>2</sub>. Le rapport de fin sondage COB 1 mentionne que de l'H<sub>2</sub> a pu être généré lors du forage.

Globalement, dans le Bassin parisien, les indices d'H<sub>2</sub> sont très réduits et leur origine reste assez énigmatique. Lefeuvre *et al.* (2024) ont invoqué l'hypothèse de la présence de roches riches en fer réduit en profondeur (telles les ophiolites du cap Lizard connues sur la côte sud de l'Angleterre), mais la présence de telles roches sous le Bassin parisien n'a jamais été démontrée. L'altération d'autres types de roches riches en fer dans le socle (cf. § Alsace), ou de sédiments carbonifères riches en matière organique très mature (cf. § Lorraine) sont d'autres pistes possibles pour l'origine de ces faibles traces d'H<sub>2</sub>. Pour certains forages, notamment en ce qui concerne le puits de Jeumont 1, on ne peut pas exclure que le gaz ait été généré pendant le forage de roches riches en silice (quartzites). Les quelques indices d'H<sub>2</sub> en phase gaz ayant été rencontrés dans le Jurassique, les niveaux de cette période pourraient éventuellement représenter des objectifs d'exploration. Toutefois, étant donné que ces niveaux ont été traversés de nombreuses fois à des fins d'exploration de ressources en hydrocarbures, il paraît peu probable que des réservoirs importants d'H<sub>2</sub> en phase gaz puissent être découverts dans les sédiments mésozoïques et cénozoïques du Bassin parisien. Si l'on souhaite orienter l'exploration de l'H<sub>2</sub> dans le Bassin parisien vers des objectifs profonds situés sous les sédiments mésozoïques, il sera nécessaire de cibler des objectifs situés soit dans des bassins permo-carbonifères enfouis, dans le socle hercynien pré-carbonifère. On pourrait y rencontrer soit des sédiments riches en matière organique très mature, soit des roches riches en fer en cours d'oxydation qui pourraient représenter des roches-mères d'H<sub>2</sub>. En matière de réservoirs, on peut espérer trouver des niveaux de grès poreux dans le Permo-Carbonifère. Pour ce qui est du socle, classiquement, par analogie avec de nombreux autres régions du monde, on peut espérer rencontrer des réservoirs dans des parties fracturées et altérées, notamment dans des zones granitiques. En tout état de cause, une telle investigation d'H<sub>2</sub> profond dans le Bassin parisien serait un défi tout à fait nouveau en matière d'exploration.

## 2.2 Alsace (graben du Rhin)

Dans le nord de l'Alsace, les études réalisées sur le site expérimental géothermique de Soultz-sous-Forêts ont montré la présence d'H<sub>2</sub> au sein des dégagements de gaz profonds :

- Sur le forage GPK1 (code 11-9023), foré de 1986 à 1991, la présence de 20,1% d'H<sub>2</sub> a été rencontrée en tête de puits (avec 1% d'He), avec un rapport entre le volume de gaz et le volume de liquide (GLR) de 20 pendant la production (Pauwels *et al.*, 1993). Dans le socle, ce forage a rencontré 0,61% d'H<sub>2</sub> à 1845 m et 0,25% d'H<sub>2</sub> à 1930 m (Pauwels *et al.*, 1993). Un test à la profondeur de 3470 m a donné 7,2% d'H<sub>2</sub> (avec 0,45% d'He) en tête de puits (GLR de 16,7 ; Aquilina *et al.*, 1997).
- Sur le forage GPK2 (code 11-9024-A), foré en 1999, la présence de 46,3% d'H<sub>2</sub> est mentionnée en tête de puits (avec 1% d'He), et, dans les sédiments, ce forage a rencontré 26,5% d'H<sub>2</sub> à 650 m. En exploitation, des suivis réalisés en 2010 sur GPK2 ont donné les gammes de concentration suivantes (B. Sanjuan, *comm. perso.*) : H<sub>2</sub> (0,82 – 1,12%), He (0,80 – 0,85%), CH<sub>4</sub> (2,24 – 2,29%).
- Murray *et al.* (2020) ont proposé que cet H<sub>2</sub> puisse avoir été généré par l'altération hydrothermale des roches du socle, notamment par oxydation de granites riches en biotite.

Dans les forages du doublet géothermique de Rittershoffen, les analyses de gaz lors de la réalisation du forage GRT1 (code 11-9029) fin 2012 ont donné les concentrations suivantes en H<sub>2</sub> (Dezayes *et al.*, 2013): 0,21% à 1606 m de profondeur (avec 10,3% CH<sub>4</sub>), 0,074% à 1850 m de profondeur (avec 0,0069% He, 16,2% CH<sub>4</sub>) et 0,11% à 2324 m de profondeur (avec 0,0050% He, 0,037% CH<sub>4</sub>). Ces données sont des données brutes non corrigées de la présence d'oxygène dans les prélèvements.

Des traces d'H<sub>2</sub> ont également été mentionnées sur d'autres forages réalisés dans le graben rhénan, en Allemagne, tels le forage d'Insheim INSH (H<sub>2</sub> = 0,14%), le puits pétrolier de Scheibenhart NDL-101 (H<sub>2</sub> = 0,42%), ainsi que les forages de Landau GTLA-1 (H<sub>2</sub> = 0,018%) et Bruchsal GBRU-1 (H<sub>2</sub> = 0,032) (Sanjuan *et al.*, 2016).

On notera également que des indices de gaz hydrocarbures sont retrouvés dans des ouvrages profonds des Mines de Potasse d'Alsace (Lagneau-Herenger, 1965 ; Rigollet *et al.*, 2021) mentionnant une référence de 1981 (Молчанов, 1981) suggérant la présence de gaz de potasse (>50% d'hydrogène) à Wittelsheim.

En matière de potentiel d'exploration d'H<sub>2</sub> naturel, les problématiques sont assez similaires à celle rencontrées dans le bassin de Paris. Même si des indices d'H<sub>2</sub> ont été rencontrés dans les sédiments mésozoïques et cénozoïques, il est peu probable que des réservoirs contenant des quantités importantes d'H<sub>2</sub> puissent être découverts étant donné les résultats connus à ce jour, issus d'une longue histoire d'exploration pétrolière dans les sédiments du fossé de l'Alsace. Des indices d'H<sub>2</sub> ayant été rencontrés sur des forages qui ont atteint le socle hercynien, le potentiel en H<sub>2</sub> pourrait peut-être se situer au sein des formations du socle anté-triasique, soit dans des bassins permo-carbonifères, soit dans des roches plus anciennes riches en fer. Ici aussi, on peut espérer trouver des réservoirs dans des grès poreux permo-carbonifères ou au niveau du socle dans des roches fracturées et altérées.

## 1.3. Jura et Chaînes subalpines des Alpes

Dans le front alpin, le champ de gaz de Vaux-en-Bugey a été celui dans lequel ont été mentionnés les indices d'H<sub>2</sub> les plus importants (Figure 4.2). En effet, des analyses effectuées en 1926 (forage SREP2) ont montré que le gaz contenait 5,24% d'H<sub>2</sub>, associé à 79,27% de CH<sub>4</sub>, 4,91% de C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, 3,17% de C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, 0,14% de C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, 2,36% de CO<sub>2</sub>, 4,91% d'N<sub>2</sub>, 0,096% d'He et 0,016% de Xe

(Rapport de la direction des Etudes & Techniques Nouvelles. Service des Essais Industriels des Techniques Nouvelles. S4 – As/KI). Ces faits ont été rappelés dans des publications récentes (Deville et Prinzhofer, 2015 ; Deronzier et Giouse, 2020).

Le site de Vaux en Bugey correspond à la première production commerciale de gaz combustible réalisée en France. L'activité de forage a débuté sur ce site en 1906 dans un but de recherche d'exploitation de sel. Le premier forage rencontra une forte venue de gaz combustible dans le Trias à seulement 188 m et 221 m de profondeur (90,13% CH<sub>4</sub>, 3,69% H<sub>2</sub>). Les tentatives pour reboucher ce forage furent infructueuses pendant plus d'un an et les sondeurs finirent par abandonner les travaux à partir de 1908, tandis que le gaz continuait de s'échapper. Ce flux de gaz ne fut stoppé qu'après la première guerre mondiale, en 1921. Il est très difficile d'estimer les quantités de gaz qui se sont échappées dans l'atmosphère entre 1906 et 1921.



Figure 4.2 : Photographie d'époque du site historique de Vaux-en-Bugey (Ain, France) où le gaz découvert en 1906 qui contenait 6 à 7%vol d'H<sub>2</sub> a été produit jusque dans les années 60.

Un second forage fut réalisé à Torcieu dans le but d'y rechercher le prolongement Est du bassin houiller carbonifère de Saint-Etienne. Le Carbonifère fut effectivement rencontré à 595 m. Puis, la Société de Recherche et d'Exploration Pétrolière (SREP) a foré 5 puits qui ont tous trouvé du gaz. Le forage SREP2 fut le plus productif, avec une éruption non contrôlée pendant le forage, durant laquelle on a estimé que 6 millions de m<sup>3</sup> de gaz avaient été relâchés dans l'atmosphère. Ces forages ont permis une exploitation de gaz dans la ville d'Ambérieu jusqu'en 1961.

Les estimations des réserves initiales étaient de l'ordre de 100 millions de m<sup>3</sup> de gaz. Le débit initial a été estimé à 100 000 m<sup>3</sup>/jours. La production totale a plafonné à 22 millions de m<sup>3</sup> de gaz quand la production a été interrompue en 1961, mais il est difficile d'estimer les quantités qui ont été relâchées dans l'atmosphère, notamment entre 1906 et 1921. Le débit maximum de la production a été de 11000 m<sup>3</sup>/heure. La pression initiale du champ de gaz était d'environ 15 bar d'après les données disponibles. Outre la présence de gaz hydrocarbures et d'H<sub>2</sub>, on peut noter également la présence appréciable de gaz rares (0,11%, principalement de l'hélium).

L'origine du gaz du champ de Vaux en Bugey n'est pas définie avec certitude. Toutefois, la proximité et la similarité de la nature du gaz avec celui des champs de Valempoulières et de Lons-le-Saunier, et le fait que ces petits champs de gaz se situent à l'aplomb de bassins carbonifères enfouis sous la chaîne du Jura, plaident fortement pour une origine dans le Carbonifère, la couverture étant assurée par les formations imperméables du Trias qui comprennent du sel. Il est ainsi probable que l'origine de l'H<sub>2</sub> soit à rechercher dans le craquage thermique ultime de la matière organique située notamment dans les couches de charbon du Carbonifère.

En surface, des investigations conduites récemment (compartiment gaz du sol) suggèrent la présence de suintements d'H<sub>2</sub> en bordure du fossé bressan, les valeurs maximales dépassant 1500 ppm (Rigollet *et al.*, 2021).

Plus au sud, diverses sorties de gaz connues dans les Alpes montrent de faibles concentrations en H<sub>2</sub>. On notera en particulier le cas de la Fontaine Ardente, dans la commune du Gua. Connue depuis l'antiquité, le site se trouve dans des affleurements du Kimmeridgien et des niveaux argileux sombres datant du Callovo-Oxfordien, dont la profondeur a été estimée à 2000 m. Bien que les émanations soient essentiellement composées de méthane, le site a la particularité d'émettre environ 500 ppm d'H<sub>2</sub>. De récents travaux suggèrent qu'il pourrait provenir de la dégradation (oxydation) biologique du méthane associé (Sissmann *et al.*, 2021). Toujours dans les formations du Callovo-Oxfordien, d'autres émissions de gaz (mofettes) sont connues à Molières-Glandaz (Les Tiogaux, 14% H<sub>2</sub>) et Buis-les-Baronnies (Les Jonchiers, 5,19% H<sub>2</sub>), en association avec du CH<sub>4</sub> majoritaire (70-72%). Des traces d'H<sub>2</sub> sont rapportées associées aux eaux minérales de Condillac (0,001% H<sub>2</sub>), ces dernières étant à dominance de CO<sub>2</sub> (99,8% ; Blavoux et Dazy, 1990). On signalera toutefois que des investigations plus récentes à Molières-Glandaz et Buis-les-Baronnies n'ont pas permis de retrouver de telles valeurs (Gal *et al.*, 2019).

## 2.4. Les bassins de Provence et du Languedoc-Roussillon

Les bassins sédimentaires du Sud-Est de la France (Provence, Languedoc-Roussillon) sont très largement dominés par des accumulations en subsurface de CO<sub>2</sub>, plus ou moins mélangé à des gaz hydrocarbures. En effet, les rapports de fin de sondage mentionnent principalement des flux de CO<sub>2</sub> et des indices d'hydrocarbures. Toutefois, sur certains forages, de très faibles indices de la présence d'H<sub>2</sub> ont été rencontrés, notamment dans les forages Les Angles 1 et Valensac 1 (Lefeuve *et al.*, 2024) :

- Le forage Les Angles 1 (LAN 1, code 18-1282, foré en 1968), au sud d'Orange, a fourni de faibles indices de CH<sub>4</sub> dans les sédiments argileux du Jurassique et un réservoir de CO<sub>2</sub> sous forte pression dans les dolomies fracturées du Lias inférieur entre 4878 et 5046 m. Dans le réservoir profond, dominé par de fortes teneurs en CO<sub>2</sub>, un test de production a donné la composition de gaz suivante : 99,3% CO<sub>2</sub>, 0,4% N<sub>2</sub>, 0,3% H<sub>2</sub>, He<0,03%, CH<sub>4</sub><0,03%.
- Le forage de Valensac 1 (VAC 1, code 18-1263, foré en 1964), au nord d'Agde, a fourni principalement des indices gazeux riches en azote, associé à du CO<sub>2</sub>, du C1, du C2 et du C3. Toutefois, à 3951 m, dans l'Aalénien, un mélange gazeux riche en azote (30 à 40 %) était accompagné de très faibles venues de CO<sub>2</sub> et d'H<sub>2</sub> (valeurs non précisées).

En l'état des connaissances, il paraît assez peu probable que les régions de Provence et Languedoc-Roussillon présentent un fort potentiel en H<sub>2</sub> naturel car ces régions se caractérisent par un envahissement très généralisé des réservoirs profonds par du gaz carbonique d'origine mantellique.

## 2.5. Les bassins permians et carbonifères

### 2.5.1. Lorraine

Dans le cadre du projet récent soutenu par l'état (Pacte Lorraine) et la région Grand-Est, intitulé REGALOR (Ressources Gazières de Lorraine), visant à reconsidérer les ressources en gaz de charbon des formations carbonifères à proximité des anciens champs miniers lorrains, les équipes de recherche de l'Université de Lorraine et la Française de l'Energie, en collaboration avec la société SOLEXPERS, ont analysé les gaz dissous de l'aquifère des formations carbonifères sur la commune de Folschviller en Moselle jusqu'à 1250 m de profondeur. La mise au point de la sonde « SysMoG<sup>TM</sup> » a permis d'extraire *in-situ* les gaz dissous de l'aquifère et d'en mesurer la pression, qui atteint 13 bars en fond de puits. Les gaz ont fait l'objet de caractérisations multi-techniques et

la mesure a été reproduite plusieurs fois. L'hydrogène est détecté à l'état de traces en tête de puits et sa concentration croît linéairement avec la profondeur dès que l'on pénètre dans les formations d'âge Westphalien pour atteindre 18% du mélange gazeux à 1250 m de profondeur. Le gaz dominant est le CH<sub>4</sub> (74%), associé à N<sub>2</sub> (8%). Le CO<sub>2</sub> est détecté à l'état de trace (200 ppm). Ce profil est interprété comme un profil de diffusion de l'hydrogène, depuis une source profonde (5 km environ) dans des conditions de température élevée, de l'ordre de 150°C. Le mécanisme à l'origine de l'H<sub>2</sub> est toujours en débat. Toutefois, deux hypothèses sont privilégiées aujourd'hui : 1) une réaction d'oxydo-réduction impliquant les carbonates de fer présents dans la paragenèse minérale (sidérite, ankérite), 2) une réaction de déshydrogénation des charbons lors de leur transformation en anthracite. L'isotopie de l'hydrogène et les gaz rares montrent une signature typique d'aquifère de formations sédimentaires et permettent d'éliminer un mécanisme de serpentinisation d'ophiolites cachées dans le socle profond.

Face à ces indices favorables, 5 partenaires (FDE, Solexperts, Univ Lorraine-CNRS, Saint-Gobain, BRGM) se sont regroupés pour poursuivre les investigations sur l'origine profonde de l'hydrogène et la quantification de la ressource, et pour développer un outil de production de l'hydrogène dissous d'un aquifère. Ce programme, en cours de soumission, nécessitera les autorisations du permis d'exploration dit des « Trois évêchés » ainsi que les autorisations pour le forage profond (3,5 km) sur le district de Faulquemont (Moselle).

### **2.5.2. Bassin de Saint-Etienne**

Les formations houillères du bassin stéphanien de Saint-Etienne ne sont pas rapportées pour contenir un grisou riche en H<sub>2</sub>, seuls CH<sub>4</sub> (79 à 96%), N<sub>2</sub> (1,33 à 20%) et CO<sub>2</sub> (0 à 2,3%) étant rapportés (Ineris, 2007)

### **2.5.3. Bassin houiller du Nord-Pas-de-Calais**

Comme pour le bassin de Saint-Etienne, il n'est pas fait mention de la présence d'H<sub>2</sub> dans le gaz de houille dans ce bassin (Geoderis, 2010).

### **2.5.4. Bassin aquitain et Piémont pyrénéen**

Comme le Bassin parisien, le Bassin aquitain a fait l'objet de recherches pétrolières avec le forage d'un certain nombre d'ouvrages profonds. Par ailleurs, le Bassin aquitain est connu pour abriter, au sein des formations sédimentaires, un certain nombre de corps ophitiques, dont la richesse en olivine pourrait s'avérer favorable à des phénomènes de serpentinisation. Parmi les ouvrages pétroliers dans lesquels des indices H<sub>2</sub> ont été relevés, citons :

- Contis-1 (CTS-01, code 12-1739, foré en 1964) : faibles indices H<sub>2</sub> dans les grès de la base du Trias ; indices nets à la discordance entre la dolomie de Contis d'âge Dévonien et le socle hercynien (4170-4260 m de profondeur) : 6,7% CH<sub>4</sub>, 6,9% H<sub>2</sub>, 26,6% N<sub>2</sub>, 58,9% CO<sub>2</sub>, 0,7% He dissous dans une saumure. Plusieurs échantillons de gaz libres prélevés en surface (après dégazage) entre 4490 et 4806 m de profondeur donnaient 87-90% N<sub>2</sub>, 9-13% H<sub>2</sub> et <1% CO<sub>2</sub>.
- Saint Girons en Marensin-01 (SGM-01, code 12-1771, foré en 1964 ; profondeur 4366 m) : débit éruptif d'eau salée avec gaz dissous (17 à 24% CO<sub>2</sub>, 0,3 à 1,4% CH<sub>4</sub> et traces H<sub>2</sub>, He, Ar) sous la discontinuité de la base du Trias.
- Guagnet-1 (GUT 1, code 12-1742, foré en 1963) : indices gaz (surtout CH<sub>4</sub>) peu importants dans des calcaires (3500-3900 m de profondeur) et indices H<sub>2</sub>.

L'hypothèse principale pour l'origine de l'H<sub>2</sub> dans ces forages serait la remontée du manteau sous le bassin de Parentis, ce qui pourrait donner lieu à des phénomènes de serpentinisation. L'hydrogène pourrait ensuite migrer le long des failles bordières du bassin de Parentis. Une autre origine pourrait

être la radiolyse de l'eau dans le socle antéhercynien riche en éléments radioactifs (U, Th, K), sous la couverture paléozoïque. *Les sociétés Storengy et 45-8 Energy sont associées à la demande de PER « Marensin » pour l'hydrogène natif dans le département des Landes, qui vise à évaluer le potentiel en H<sub>2</sub> naturel de la zone.*

Plus au Sud, en allant vers la chaîne pyrénéenne (zone nord pyrénéenne), des indices H<sub>2</sub> ont été relevés dans les gaz du sol par Lefeuvre *et al.* (2021). Ces indices jalonnent le Chevauchement Frontal Nord-Pyrénéen, certaines mesures dépassant 1000 ppm H<sub>2</sub> à 1 m de profondeur dans les sols. La zone pyrénéenne a été hyper étendue au mésozoïque avant la compression tertiaire. Les roches mantelliques, déjà proches de la surface, ont été remontées et certaines affleurent actuellement. Ce contexte singulier fait que des processus de serpentinisation sont peut-être actifs à l'heure actuelle, ce que les études de la micro-sismicité semblent indiquer. Un autre élément intéressant est la présence de sel, et donc d'une couverture potentielle et de pièges structuraux. Ce système fonctionnerait aussi au sud des Pyrénées, où la compagnie Helios Aragon va forer à proximité du puits de Monzon où la présence d'H<sub>2</sub> avait été révélée au début des années 60 (Helios Aragon, 2023). La présence de roches mères pétrolières sur-matures peut également être une autre source d'H<sub>2</sub>.

Dans le piémont pyrénéen, des forages d'exploration pétrolière ont également été réalisés. Ils n'ont généralement pas fait l'objet de mesure d'H<sub>2</sub>, à l'exception sans doute du forage CAME 1 (CAM 1, code 12-1937, foré en 1972) pour lequel on relève 60 ppm H<sub>2</sub> à 5386 m de profondeur et 110 ppm à 5418 m. Ces forages sont rapportés pour leur richesse en CH<sub>4</sub> dont l'origine est pour partie attribuée à des phénomènes abiotiques (entre 10 et 60% du CH<sub>4</sub> serait produit par ces processus non biogéniques), ce qui est prometteur. En effet, le méthane abiotique est issu de la transformation du gaz carbonique en méthane abiotique grâce à la présence d'hydrogène natif dans le système par une réaction de type « Fisher-Tropsch » – H<sub>2</sub> pouvant par exemple provenir des phénomènes de serpentinisation en profondeur.

*La société TBH2 Aquitaine est détentrice d'un PER « Sauve Terre H<sub>2</sub> » pour hydrogène natif, hélium et substances connexes dans le département des Pyrénées-Atlantiques. Les sociétés Storengy et 45-8 Energy sont associées à la demande de PER « Grand-Rieu » pour l'hydrogène natif et substances connexes dans le département des Pyrénées-Atlantiques.*

### 3. Les socles anciens

Dans le jargon des géologues, les socles anciens correspondent à des roches variées dont l'âge est antérieur à celui des couches carbonifères dans lesquelles ont été découverts les principaux gisements de charbon en France. Il s'agit, en l'occurrence, de roches qui sont plus vieilles que 350 millions d'années.

#### 3.1. Massif armoricain

Dans le Massif armoricain (Bretagne, Cotentin), à notre connaissance, aucun forage n'a permis de mettre en évidence la présence d'H<sub>2</sub> naturel. Toutefois, la présence de flux d'H<sub>2</sub> s'échappant du sol a été montrée le long de la grande faille qui affleure dans le Cotentin dans le secteur de Granville en Normandie et que l'on retrouve de l'autre côté de la Baie du Mont-St Michel, donc en Bretagne, dans les environs de la Pointe du Grouin – Plage du Saussaye (Prinzhofer et Deville, 2015). Localement, le long de cette faille, on dépasse des concentrations de l'ordre de 2500 ppm d'H<sub>2</sub> dans les sols à moins d'un mètre de profondeur, ce qui est tout à fait anormal. Par ailleurs, les évidences de gaz profonds s'échappant du socle armoricain sont plutôt caractérisées par des mélanges gazeux contenant principalement de l'N<sub>2</sub> et du CO<sub>2</sub>.

#### 3.2. Massif central – Morvan



A l'Est et au Sud du sillon houiller, grande discontinuité séparant le Limousin du reste du Massif Central, le gaz dominant qui s'échappe des roches du Massif central est le CO<sub>2</sub>. De même, en forage, le gaz principal qui a été rencontré correspond principalement à du CO<sub>2</sub>. Dans les Limagnes, du pétrole a été rencontré sur quelques forages. Certaines sources gazeuses ont fourni de faibles concentrations d'H<sub>2</sub> (de l'ordre de 0,1%). Le gaz est communément associé à de faibles concentrations en hélium (parfois en des concentrations inférieures à la concentration atmosphérique).

A l'Ouest du sillon houiller, et dans le Morvan, la situation est différente, les concentrations en hélium peuvent être largement supérieures dans la phase gaz libre (0,88% à Nérès-les-Bains ; 0,071% à Saint-Parize-le-Châtel ; 1,71% à Bourbon-Lancy ; 8,38% à Santenay ; Gadalia et Braibant, 2007) et la présence de CO<sub>2</sub> devient en général beaucoup plus limitée (quelques pourcents) à la faveur de l'azote (>80%), les eaux de Saint-Parize-le-Châtel faisant exception (CO<sub>2</sub> largement dominant). La présence d'H<sub>2</sub> est mentionnée à Nérès-les-Bains (1000 ppm dans une analyse de 1964 rapportée par Charguieron *et al.*, 2003), mais des analyses ultérieures n'ont pas retrouvé une telle quantité (<50 ppm ; Gal, 2016).

### 3.3. Vosges

A notre connaissance, à ce jour, aucune étude n'a mis en évidence de dégazage d'H<sub>2</sub> dans le massif des Vosges.

### 3.4. Guyane

Il n'y a pas de preuves documentées de l'existence d'H<sub>2</sub> naturel en Guyane. Certains acteurs s'intéressent à ce territoire (Sudmine, 2022), mais aucun permis d'exploration n'a pour l'heure été déposé. Des analogies pourraient être recherchées avec ce que l'on connaît au Brésil, notamment dans le bassin sédimentaire protérozoïque de Sao Francisco, où la présence d'H<sub>2</sub> émis par des grandes structures circulaires est rapportée (Prinzhofer *et al.*, 2019 ; Cathles et Prinzhofer, 2020).

### 3.5. Corse

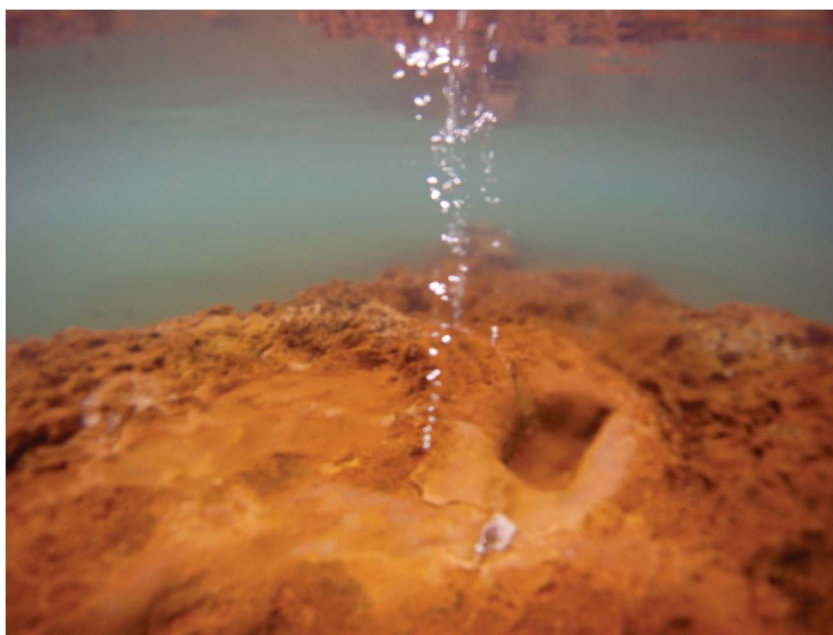
Bien qu'aucune émission d'H<sub>2</sub> n'ait encore été mise en évidence, les réactions minérales observées sur la formation ophiolitique Corse suggèrent que certaines zones pourraient être propices à l'exploration d'H<sub>2</sub> naturel. Ainsi, une étude a mis en évidence (Galvez *et al.*, 2013) la présence de graphite dans l'affleurement serpentinitisé de Malaspina, de la chaîne Alpine du Nord de la Corse. Une étude plus récente (Vitale Brovarone *et al.*, 2020) suggère de potentielles réactions de serpentinitisation qui se poursuivraient en profondeur, susceptibles de produire de l'H<sub>2</sub>. Par ailleurs, les données disponibles sur les dégazages des sources thermales indiquent une richesse en hélium (>1% dans la phase gaz), avec N<sub>2</sub> majoritaire (>98%) et présence de CH<sub>4</sub> (<0,3% ; Dutoit *et al.*, 2024).

### 3.6. Massifs de péridotite : l'exemple de la Nouvelle-Calédonie

A notre connaissance, il n'a pas été découvert d'évidence de dégazages importants d'H<sub>2</sub> dans les roches ophiolitiques alpines de France hexagonale, que ce soit dans les Alpes françaises ou en Corse. En revanche, des dégazages d'H<sub>2</sub> ont été mis en évidence dans les ophiolites de Nouvelle-Calédonie. Les sites d'émissions d'H<sub>2</sub> les mieux documentés se situent dans ce que l'on appelle le « Massif du Sud » au sein de la nappe des péridotites. Il n'a pas été rencontré de dégazage significatif dans ce que l'on appelle les « Klippes du Nord », c'est-à-dire les massifs de péridotites de Kopéto, Koniambo, Kaala-Gomen, Tiebaghi et Poum. Comme il est très habituel dans les massifs ophiolitiques, dans les sorties naturelles de gaz riches en hydrogène en Nouvelle-Calédonie, l'H<sub>2</sub> est

systématiquement associé à de l'azote ( $N_2$ ) et du méthane ( $CH_4$ ), avec de faibles concentrations en éthane, propane et butane.

Dans le Massif du Sud, les sites d'émissions de gaz les plus riches en  $H_2$  se situent autour de la baie de Prony (Deville *et al.*, 2010 ; Deville et Prinzhofer, 2015, 2016 ; Monnin *et al.*, 2014 ; Mazière *et al.*, sous presse ; Vacquand *et al.*, 2018). Le gaz riche en  $H_2$  forme des bullages dans des sources hyperalcalines à pH élevé (entre 10 et 11). Ainsi, dans la Baie du Carénage, le pointement rocheux du Bain des Japonais émet de manière constante un flux de gaz (bullage bien visible à marée haute) dans lequel la teneur en  $H_2$  varie entre 32 et 36% (Figure 4.3). De même, dans la baie des Kaoris, il existe un flux constant de gaz dans une petite piscine d'eau chaude aménagée où la teneur en  $H_2$  est assez stable, de l'ordre de 33 à 34%.



*Figure 4.3 : Bullages naturels de gaz riche en hydrogène (36%vol) dans la baie du Carénage, secteur de Prony, Nouvelle-Calédonie (Deville et Prinzhofer, 2016)*

Le Roc Aiguille (aiguille de brucite de la baie de Prony) n'émet pas de gaz libre mais il s'en échappe des eaux hyperalcalines contenant de l' $H_2$  dissous qui forme une phase gaz une fois ramené à pression atmosphérique (Deville et Prinzhofer, 2015).

D'autres secteurs ont montré des évidences de la présence d' $H_2$  en différents endroits du Massif du Sud sous forme de bullages dans des eaux hyperalcalines, tels les secteurs de Pourina au nord du Lac de Yate ( $H_2$  : 10 à 13%), la Rivière des Pirogues ( $H_2$  : 28%) et la rivière de Lembi ( $H_2$  : 14 à 21%).

Ainsi, en Nouvelle-Calédonie, des émanations de gaz en surface sont la preuve directe de l'existence d'un système profond capable de générer de l' $H_2$  en quantités importantes. L' $H_2$  est présent au sein de mélanges gazeux contenant également du  $CH_4$  et de l' $N_2$ . L' $H_2$  y est présent à des concentrations de l'ordre de plusieurs dizaines de %vol en phase gaz. A notre connaissance, ce sont les concentrations les plus fortes connues sur l'ensemble des territoires français. Le contexte géologique montre que ces mélanges gazeux sont actuellement en train de migrer dans les systèmes de fracture des péridotites. Dans la perspective d'une production de l' $H_2$ , la difficulté réside principalement dans le fait qu'il n'existe pas de couverture très efficace permettant de retenir les flux dans des pièges en subsurface. Un moyen d'entreprendre une production de l' $H_2$  pourrait être éventuellement

de réaliser des forages déviés dans les systèmes de fractures afin de drainer le gaz et permettre de le collecter.

## 4. Les systèmes volcaniques

### 4.1. La Guadeloupe

Les données disponibles pour la Guadeloupe sont sur l'île de la Basse-Terre et issues d'investigations en lien avec l'activité volcanique ou avec le potentiel géothermique.

Le système volcanique de la Soufrière de Guadeloupe est marqué par une activité intense de fumerolles, lesquelles sont à CO<sub>2</sub> (66%) et H<sub>2</sub>S majoritaires (31%), H<sub>2</sub> y étant néanmoins associé (0,8%) avec CH<sub>4</sub> (0,1%) et He (0,0013%) et des traces de CO (Brombach *et al.*, 2000 ; Gal *et al.*, 2013 ; Moretti *et al.*, 2021).

Le système géothermal de Bouillante (Sud-Ouest de la Basse-Terre), exploité depuis le milieu des années 80, est caractérisé par des manifestations de dégazage beaucoup plus faibles et dispersées, bien que les sources thermales y soient nombreuses (Sanjuan *et al.*, 2023). Le gaz produit par les forages géothermaux (0,4% en masse du fluide produit) est à CO<sub>2</sub> majoritaire (93%), N<sub>2</sub> (3,5%), H<sub>2</sub>S (3%), CH<sub>4</sub> (0,4%), H<sub>2</sub> (0,3%) et traces d'hélium (0,0035-0,0043%) (Gal *et al.*, 2013).

Les autres investigations à but géothermique, généralement effectuées sur le compartiment gaz du sol, n'ont pas révélé la présence d'émissions d'H<sub>2</sub> jusqu'en surface (par exemple la zone de Vieux-Habitants ; Gal *et al.*, 2013). La plupart des analyses disponibles pour les eaux thermales et géothermales se sont focalisées sur l'hélium et son origine (Jean-Baptiste *et al.*, 2014).

La présence d'H<sub>2</sub> en Guadeloupe est donc sans doute à relier principalement à l'activité volcanique de l'île, qui draine des gaz produits en profondeur.

### 4.2. La Martinique

Les données disponibles pour la Martinique sont essentiellement regroupées autour des trois zones à activité thermique que sont la zone de la Montagne Pelée au Nord, la zone du Lamentin (baie de Fort-de-France) et la zone des Anses d'Arlet au Sud-Ouest (Le Diamant).

Les gaz associés à des remontées d'eaux minéralisées peuvent atteindre 90% (Deux-Choux) à 97% (Diamant) de CO<sub>2</sub>, avec des traces de CH<sub>4</sub> (0,08% pour Deux-Choux), la présence d'H<sub>2</sub> n'étant pas mentionnée (Sanjuan *et al.*, 2003).

Dans les campagnes d'investigation gaz du sol réalisées dans ces zones, la présence d'H<sub>2</sub> est rapportée de manière sporadique, dans quelques prélèvements (0,0053 à 0,011%) (Gal *et al.*, 2012).

### 4.3. Réunion

Tout comme pour les Antilles, les connaissances des émissions gazeuses à la Réunion proviennent principalement de deux types d'investigations, celles sur le volcanisme actif (Piton de la Fournaise) et celles sur le potentiel géothermique (notamment Salazie et Cilaos).

Les manifestations volcaniques ont fait l'objet de nombreuses mesures de flux de CO<sub>2</sub> au sol (par ex. Liuzzo *et al.*, 2015 ; Boudoire *et al.*, 2017), mais ces mesures ne se rapportent qu'à la quantification des émissions de CO<sub>2</sub> du sol, pas celles des gaz annexes. On dispose en revanche des données sur les émissions gazeuses lors des phases d'éruption (Di Muro *et al.*, 2016). Les émissions de gaz magmatiques au Piton de la Fournaise se produisent essentiellement pendant les éruptions, relativement courtes. La plupart des éruptions extrudent des magmas ayant dégazé à faible profondeur (P<1000 bar), dont les fluides sont efficacement épurés par le système hydrothermal et la nappe phréatique. Antérieurement, à partir de dégazage de bombes volcaniques récentes, Krafft

et Chaigneau (1980) avaient obtenus des gaz riches en CO<sub>2</sub> (37,4 à 76%) et CO (20 à 39,9%), avec parfois d'importantes concentrations en H<sub>2</sub> (1,1 à 20,8%), et montré une augmentation progressive du rapport CO<sub>2</sub>/CO (0,9-3,8) et une diminution de H<sub>2</sub> et des hydrocarbures entre le début et la fin de l'éruption.

Marty *et al.* (1993) rapportent la présence d'hydrogène dissous dans certaines eaux minérales des zones de Cilaos (0,21 à 1,11 µmol/l) et Salazie (0,04 à 0,12 µmol/l). Lorsque des gaz libres sont également associés à ces émergences, les gaz sont à dominance CO<sub>2</sub> (97,1 à 99,7%) avec des traces de N<sub>2</sub> (0,25 à 2,76%). L'H<sub>2</sub> n'est présent qu'en faible proportion (maximum 0,0148% pour la source Manèche à Cilaos, les quelques autres occurrences étant entre 3 et 25 ppm en phase gaz).

La Réunion représente néanmoins un terrain d'exploration à fort intérêt pour l'H<sub>2</sub> naturel. L'île s'est en effet formée à partir d'un « point chaud » géologique, et est donc riche en dunité (péridotites à taux d'olivine >90%), basaltes à olivines et océanites. Bien qu'aucune émission naturelle importante n'ait à notre connaissance été répertoriée, la nature minéralogique des roches peut permettre d'envisager une production d'H<sub>2</sub> en profondeur. Un couplage de la recherche d'H<sub>2</sub> avec une recherche de site géothermique, autour du Piton des Neiges par exemple, pourrait être envisagé, dans une perspective de coproduction.

#### 4.4. Mayotte

Les données disponibles pour Mayotte proviennent initialement d'investigations destinées à évaluer le potentiel géothermique de l'île (plus précisément de Petite Terre, où se situent les édifices volcaniques les plus récents), et ont été récemment étendues en raison de la crise sismo-volcanique qui a vu l'émergence du volcan sous-marin Fani Maoré en 2018.

Sanjuan *et al.* (2008) identifient la zone de la plage de l'aéroport, notamment son estran, comme fortement émissive en CO<sub>2</sub> (jusqu'à >97,4%) avec la présence de CH<sub>4</sub> (0,2%) et d'hélium (0,02%) mais sans présence d'H<sub>2</sub>. Dezayes *et al.* (2022) ont par ailleurs noté une présence plus importante de CH<sub>4</sub> (>2%) en partie Est de la plage et quelques indices de présence d'H<sub>2</sub>. Sur d'autres prélèvements, Liuzzo *et al.* (2021, 2022) ont relevé, en quelques points, quelques dizaines et jusqu'à 318 ppm d'H<sub>2</sub>; la présence d'H<sub>2</sub> n'étant pas ubiquiste dans les dégazages.

Toujours sur Petite Terre, les dégazages du lac Dziani sont caractérisés par la dominance du CO<sub>2</sub> (>95%) avec une présence de CH<sub>4</sub> autour de 0,5% sans présence décelable d'émissions d'H<sub>2</sub> (Milesi *et al.*, 2020).

#### 4.5. Collectivités d'outre-mer

Sont ici regroupées la Polynésie française, Wallis-et-Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Barthélemy, Saint-Martin, les Terres australes et antarctiques françaises et l'île de la Passion-Clipperton.

En Polynésie, s'il existe des eaux minérales et thermales, dont certaines ont un caractère gazeux affirmé, il n'existe pas de données sur la nature de ces dégazages (Demange et Iundt, 1983). Le volcanisme n'y est plus actif, et par ailleurs le potentiel géothermique de ces îles apparaît limité. Saint-Barthélemy et Saint-Martin, bien que dans les Caraïbes, ne sont pas sur l'axe de l'arc volcanique récent mais sur un ancien arc (comme la Barbade et Antigua), ce qui diminue la probabilité d'émissions gazeuses en lien avec une activité volcano-tectonique. Aucune information sur l'existence d'émissions gazeuses n'a pu être trouvée.

L'île de Kerguelen abrite des fumerolles actives (Chavagnac *et al.*, 2012). Tous les échantillons de gaz contiennent de la vapeur d'eau (73,2% à 93,4%). Le CO<sub>2</sub>, d'origine mantellique, est le principal composant des gaz secs, en lien avec l'activité volcanique, suivi par CH<sub>4</sub> (jusqu'à 4%), H<sub>2</sub> (jusqu'à 2%) et N<sub>2</sub> (5 à 26,4%). Une contribution à partir d'un réservoir profond est confirmée par les fortes concentrations en H<sub>2</sub> et CO<sub>2</sub> et par la relation linéaire entre les concentrations en CH<sub>4</sub> et H<sub>2</sub>. Le CH<sub>4</sub> est principalement d'origine abiotique et produit par réaction Fisher-Tropsch. Par ailleurs, sur le plateau continental de Kerguelen, au large des îles Heard et McDonald (au volcanisme actif), des investigations océanographiques ont montré l'existence de panaches de gaz remontant du plancher océanique, dont la nature n'est pas précisément déterminée (CH<sub>4</sub> ± CO<sub>2</sub>) (Spain *et al.*, 2020).

Wallis-et-Futuna sont situées à la limite occidentale de la zone tectonique la plus rapide du monde, à la jonction des bassins de Lau et de Nord-Fiji. Des données sont disponibles sur les remontées sous-marines de gaz hydrothermaux (Konn *et al.*, 2018). De l'hydrogène est pratiquement systématiquement présent dans les prélèvements réalisés, souvent entre 0,01 et 0,06 mmol/L, mais pouvant atteindre 6 à 20 mmol/L en quelques points.



## Chapitre 5

# L'hydrogène naturel : questions liées au droit et à «l'acceptabilité» sociale

**Rédaction** : Marie-France Agnoletti (Univ. Lorraine) et Louis De Fontenelle (UPPA)

**Relecture** : Philippe de Donato (Univ. Lorraine)

## 1. Introduction

La demande énergétique liée à l'augmentation de la population mondiale et des besoins quotidiens en énergie des individus (principalement dans les pays émergents) sont encore en 2024 basés sur un mix primaire très carboné (IEA World Energy outlook 2024). Pour transformer ce mix énergétique, la plupart des états se sont engagés à atteindre une économie neutre en carbone (Net Zero Emission) à l'horizon 2050. Dans cette perspective, l'Union Européenne s'est fixé comme objectifs de réduire ses émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) de 55 % d'ici 2030 (par rapport à 1990), et de porter à 42,5 % la part de la production issue de sources d'énergies renouvelables (Pacte vert européen).

Les usages de l'hydrogène aujourd'hui concernent principalement la chimie lourde (production d'ammoniac), le raffinage de pétrole et dans une moindre mesure l'industrie aérospatiale. Des usages nouveaux émergent progressivement, comme son utilisation pour décarboner la sidérurgie, ou encore comme carburant direct ou indirect (« e-fuels ») pour la mobilité (AIE, Global Hydrogen Review, 2024).

Dans ce chapitre, nous discuterons dans un premier temps du cadre juridique applicable en France à l'hydrogène natif puis dans un second temps de la question de l'acceptabilité. Nous présenterons notamment les résultats d'études réalisées en France et dans le monde, dont l'objectif est de donner un aperçu de la façon dont les citoyens perçoivent l'hydrogène et ses usages.

## 2. Rappels généraux du cadre juridique applicable à l'hydrogène natif

### 2.1 Cadre juridique

L'hydrogène naturel a récemment été consacré en tant que substance de mines dans le code minier. L'article L. 111-1 du code minier dispose à cet égard que « relèvent du régime légal des mines les gîtes renfermés dans le sein de la terre ou existant à la surface connus pour contenir les substances minérales ou fossiles suivantes (...) : 16° De l'hydrogène natif ». Cette modification a été introduite, dans le cadre plus général de la réforme du code minier (2021-2022), par l'ordonnance n° 2022-536 du 13 avril 2022 modifiant le modèle minier et les régimes légaux relevant du code minier.

Cet ajout, qui avait été demandé par les acteurs miniers, est adapté aux enjeux énergétiques contemporains. La question se pose d'ailleurs de savoir si cette qualification n'est pas trop restrictive. En effet, le caractère « natif » exclut la production d'hydrogène *in situ* par des techniques industrielles valorisant les hydrocarbures qui devront rester dans le sous-sol. Ce cas pourrait intégrer les « usages du sous-sol » visés par le code minier (article L. 100-3), mais il faudrait alors définir cette notion, ce qui n'est pas le cas dans la version actuelle du code minier.

La qualification de l'hydrogène comme une substance de mines entraîne l'application classique des règles en matière minières prévues par le code minier, telles que révisées par la réforme du code minier.



Pour rappel, cette réforme a débuté avec la loi Climat et résilience de 2021, point de départ d'une réforme d'ampleur. L'intention du législateur et des pouvoirs publics était d'adapter la réglementation minière à des enjeux qui n'étaient jusqu'alors pas suffisamment pris en compte : protection de l'environnement, enjeux sociaux et politiques- acceptabilité sociale des projets miniers et prise en compte des territoires-, enjeux de transitions écologiques. Cette loi a été complétée par une série de cinq ordonnances<sup>24</sup>.

Classiquement, la recherche et l'exploitation des gîtes miniers contenant de l'hydrogène seront donc soumises à trois étapes procédurales : l'octroi du titre d'exploration, l'octroi du titre d'exploitation et les autorisations ou déclarations pour effectuer les travaux miniers (qu'on soit en phase d'exploration ou d'exploitation).

**La phase de recherche** implique la délivrance d'un permis exclusif de recherches (PER), fondé sur l'article L. 121-1 du code minier. La recherche d'un gîte d'hydrogène naturel peut ainsi être menée par le propriétaire de la surface dans le cadre d'un régime de déclaration ou par le titulaire du permis exclusif de recherches après une procédure de mise en concurrence (article L. 122-2 du code minier) accordée par l'autorité administrative pour une durée maximale de 15 ans. L'octroi de ce permis a pour effet d'octroyer un droit exclusif à son détenteur d'effectuer tous les travaux de recherche dans le périmètre du permis exclusif de recherche de la substance concessible (en l'occurrence l'hydrogène natif), ainsi que le droit d'obtenir une concession pour les substances trouvées dans le cadre du permis exclusif de recherches sans mise en concurrence (article L. 132-6 du code minier)<sup>25</sup>. Le permis exclusif de recherches pourra être prorogé le cas échéant de la durée d'une phase dite de « développement » (qui est une nouveauté apportée par le code minier) de droit sans formalités jusqu'à l'intervention d'une décision explicite concernant la demande de concession (L. 142-1). La validité d'un permis exclusif de recherches peut être prolongée à une ou plusieurs reprises à condition que la durée totale accordée n'excède pas quinze ans (L 142-2-1).

**La phase d'exploitation** est concernée par la concession minière, en vertu de l'article L. 131-1 du code minier. Cette concession est accordée sur le fondement de l'article L. 132-6 du code minier après mise en concurrence, sauf dans le cas où la concession porte sur une substance ayant fait l'objet d'un permis exclusif de recherches. La concession est délivrée après enquête publique (article L. 132-3 du code minier) par décret en Conseil d'Etat. La durée de la concession est fixée par l'acte qui l'accorde, en tenant compte de l'échéance prévisible de l'épuisement du gisement dans les conditions fixées à l'article L. 161-2. La durée initiale d'une concession ne peut excéder cinquante ans (L. 132-11 du code minier). La concession va avoir pour effet de créer un droit immobilier (art. L. 132-8 du code minier) distinct de la propriété de la surface. Ce droit n'est pas susceptible d'hypothèque. A l'intérieur du périmètre d'une concession, le concessionnaire jouit, à l'exclusion de tous autres, y compris le propriétaire de la surface, du droit de rechercher et d'extraire la ou les substances qui font l'objet de la concession. Il a le droit de disposer des substances connexes. L'institution de la concession entraîne l'annulation du permis exclusif de recherche pour les substances mentionnées et à l'intérieur du périmètre institué par cette concession,

---

<sup>24</sup> Ordonnance n° 2022-534 du 13 avril 2022 relative à l'autorisation environnementale des travaux miniers, JORF n°0088 du 14 avril 2022, texte n°9 ; Ordonnance n°2022-535 du 13 avril 2022 relative au dispositif d'indemnisation et de réparation des dommages miniers, JORF n°0088 du 14 avril 2022, texte n°11 ; Ordonnance n°2022-536 du 13 avril 2022 modifiant le modèle minier et les régimes légaux relevant du code minier, JORF n°0088 du 14 avril 2022, texte n°13 ; Ordonnance n°2022-537 du 13 avril 2022 relative à l'adaptation outre-mer du code minier, JORF n°0088 du 14 avril 2022, texte n° 15 ; Ordonnance n°2022-1423 du 10 novembre 2022 portant diverses dispositions relatives au code minier, JORF n°0262 du 11 novembre 2022, texte n°26. Et des décrets d'application (Décret n° 2022-1485 du 28 novembre 2022 relatif à la prévention des risques miniers, au régime des travaux miniers ou de stockage souterrain ainsi qu'aux garanties financières propres à ces activités - Décret n° 2023-13 du 11 janvier 2023 relatif à l'autorisation environnementale des travaux miniers)

<sup>25</sup> « Sans préjudice de l'article L. 142-2, pendant la durée de validité d'un permis exclusif de recherches, son titulaire est seul à pouvoir présenter, sans mise en concurrence, une demande de concession portant, à l'intérieur du périmètre du permis exclusif de recherches, sur des substances mentionnées par celui-ci ».

mais le laisse subsister à l'extérieur de ce périmètre. Toutefois, le droit exclusif du titulaire d'effectuer tous travaux de recherches à l'intérieur du périmètre de cette concession est maintenu (L. 132-11 du code minier). Là encore, il existe des possibilités de prolonger les concessions de mines. La durée d'une concession de mines peut faire l'objet de prolongations successives, chacune d'une durée inférieure ou égale à vingt-cinq ans. La possibilité d'obtenir un renouvellement et sa durée sont subordonnées à une évaluation des ressources telles qu'elles ressortent des révisions périodiques de l'exploitant et des performances de l'exploitation du gisement au cours de la période précédente au regard du principe posé à l'article L. 161-2, ainsi qu'à un examen de l'adéquation de la demande avec les objectifs de la politique nationale définie à l'article L. 100-4 (Art. L. 142-3) du code minier. Cette prolongation est accordée par décret. Elle est précédée d'une mise en concurrence dans un certain nombre de cas limitativement énuméré (par exemple, l'absence, l'insuffisance d'exploitation ou de prise en compte des intérêts mentionnés à l'article L. 161-1 au cours de la période précédente).

Dans les deux cas, qu'il s'agisse de la recherche ou de l'exploitation, il faut être titulaire d'une autorisation ou procéder à une déclaration préalable pour effectuer les **travaux de recherche et d'exploitation des mines**. Il existe en effet des règles générales régissant l'activité extractive fixées à l'article L. 161-1, qui précisent les intérêts nombreux que les travaux de recherches ou d'exploitation minière doivent respecter. Pour préserver ces intérêts, l'article L. 162-1, du code minier applique un régime de police administrative, d'autorisation ou de la déclaration préalable, à l'ouverture des travaux, en fonction de la gravité des dangers ou des inconvénients de ces travaux sur les intérêts mentionnés à l'art. L. 161-1. L'ouverture des travaux miniers est soumise à des garanties financières pour l'opérateur minier (article L. 162-2, code minier). Depuis la réforme de 2022, ces travaux sont soumis à autorisation environnementale (article L. 162-3 du code minier). La liste des projets de travaux miniers soumis à autorisation est établie par un décret du 2 juin 2006.

## **2.2. Etats des lieux (à novembre 2024)**

**Pour l'heure, un permis exclusif de recherche a été délivré en matière d'hydrogène natif :** Arrêté du 23 novembre 2023 accordant un permis exclusif de recherches de mines d'hydrogène natif, hélium et substances connexes dit « Sauve Terre H2 » (département des Pyrénées-Atlantiques) - JORF n°0280 du 3 décembre 2023, Texte n° 2.

**Plusieurs avis de concurrence sont cependant en cours dans le cadre de demandes de permis exclusifs de recherche :**

- N° 03879 Demande de permis exclusif de recherches de mines d'hydrogène natif, d'Hélium et substances connexes, dit « Permis Coucourou » (Pyrénées-Atlantiques) (JORF n°0265 du 8 novembre 2024 Texte n° 134)
- N° 03500 Demande de permis exclusif de recherches d'hydrogène natif et substances connexes dit « Permis de Grand Rieu » (Pyrénées-Atlantiques) (JORF n°0202 du 1 septembre 2023 Texte n° 83)
- N° 00181 – Demande d'octroi d'un permis exclusif de recherches de mines d'hydrogène natif et substances connexes, dit « Permis des Trois Évêchés » (Moselle et Meurthe-et-Moselle) (JORF n°0024 du 30 janvier 2024 Texte n° 92)
- N° 04813 - Demande de permis exclusif de recherches d'hydrogène et substances connexes dit « Permis de Marensin » (Les Landes) (JORF n°0285 du 9 décembre 2023 Texte n° 91)

## **3. Améliorer le droit pour favoriser l'acceptabilité des projets d'exploitation d'hydrogène naturel**

En soi, l'application des procédures « classiques » du code minier à la substance « hydrogène natif » n'appelle pas de commentaire spécifique à l'hydrogène. Cela dit, on peut tout de même faire six commentaires généraux qui concerne donc autant l'hydrogène que les autres substances de mines, à ceci

près que l'hydrogène est autant lié au secteur de l'énergie qu'au secteur des matériaux, ce qui rend les enjeux d'accélération de la production d'hydrogène natif encore plus pressants.

### **3.1. Simplifier la procédure minière applicable à la recherche ou à l'exploitation d'hydrogène natif**

La procédure minière est divisée en plusieurs étapes (recherche, exploitation, travaux). Le temps d'obtention des autorisations nécessaires est souvent long et coûteux pour l'opérateur minier et peut décourager certains investisseurs. L'hydrogène est aussi considéré comme un enjeu stratégique de la politique de l'énergie, l'accélération de la transition énergétique implique donc de simplifier, voire rogner, plus encore les formes et formalités pour extraire rapidement de l'hydrogène natif.

On peut d'ores et déjà souligner que le respect d'un délai raisonnable commande que l'administration soit suffisamment dotée en ressources humaines pour instruire les demandes de titre (au niveau central) ou les autorisations de travaux (à l'échelle départementale). La relance minière implique donc des agents formés en capacité d'instruire rapidement ce type de demande.

Certes, la réforme du code minier intégrait ces enjeux de simplification administrative.

En ce sens, **l'ordonnance de 2022 a inclus les travaux miniers dans le régime juridique de l'autorisation environnementale** afin d'harmoniser les procédures administratives d'instruction des dossiers de demande d'autorisation, de contrôle, de sanctions et d'exercice de la police spéciale entre les sites miniers et les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). L'objectif était de simplifier les procédures pour faciliter la vie des entreprises, sans régression de la protection de l'environnement<sup>26</sup>. Avec l'intégration de l'autorisation de travaux miniers dans l'autorisation environnementale, les demandes d'ouverture de travaux miniers sont ainsi instruites comme les demandes d'autorisation relevant de la loi sur l'eau ou des ICPE. Ainsi, lorsqu'une entreprise devra implanter des ICPE sur son site minier, elle n'aura plus qu'un seul dossier à déposer, couvrant à la fois les aspects « mines » et ICPE, et non plus deux dossiers à déposer en parallèle ».

**La réforme minière a également élargi les pouvoirs du juge administratif** (article L. 115-2 code minier<sup>27</sup>). Ainsi, le juge administratif saisi de conclusions dirigées contre une décision, un titre ou une autorisation pourra :

- d'une part, si un vice n'affecte qu'une phase de l'instruction de la demande d'acte ou une partie de cet acte, limiter à cette partie la portée de l'annulation qu'il prononce et demander à l'autorité administrative compétente de reprendre l'instruction à la phase ou sur la partie qui a été entachée d'irrégularité
- d'autre part, si un vice entraînant l'illégalité de cet acte est susceptible d'être régularisé par un acte modificatif peut, après avoir invité les parties à présenter leurs observations, surseoir à statuer jusqu'à l'expiration du délai qu'il fixe pour cette régularisation. Si un tel acte modificatif est notifié dans ce délai au juge, celui-ci statue après avoir invité les parties à présenter leurs observations.

Cependant, même s'il faudra en pratique observer les effets concrets de la réforme sur l'accélération des temps procéduraux, il n'est pas certain que l'effort de simplification administrative et de rationalisation de la procédure minière soit suffisant en pratique pour permettre une relance rapide de l'activité minière.

---

<sup>26</sup> Rapport au Président de la République relatif à l'ordonnance n° 2022-534 du 13 avril 2022 relative à l'autorisation environnementale des travaux miniers, JORF n°0088 du 14 avril 2022

<sup>27</sup> - On notera à cet égard que L'article L. 100-4, qui n'est pas modifié par le projet d'ordonnance, ouvre la possibilité de prévoir par décret en conseil d'Etat une modification des délais de droit commun dans lesquels les décisions, titres et autorisations minières peuvent être déférés à la juridiction administrative (dans le cadre désormais de la pleine juridiction). Il semble que le maintien de cette possibilité (qui n'est en aucun cas une obligation pour le Gouvernement) est intéressant car il permettrait, à l'avenir, au Gouvernement de pouvoir adapter le régime contentieux, si nécessaire ».

De ce point de vue, on peut noter que plusieurs réformes sont à l'œuvre pour accélérer encore davantage les temps procéduraux.

Premièrement, avec le **projet de loi du 24 avril 2024 de simplification de la vie économique** (débat en cours depuis le 22 octobre 2024). Les modifications devraient concerner notamment les permis exclusifs de recherches. Dans l'étude d'impact du projet, il est mentionné que « le délai total moyen de la procédure d'octroi ou de prolongation de permis exclusifs de recherche de mines sur la période 2002-2022 est de 3 ans pour un délai théorique qui devrait être compris entre 12 et 18 mois ». Or, de tels délais ne seraient pas en conformité avec le droit de l'Union Européenne (UE). Selon l'étude d'impact : « la réglementation européenne sur les matières premières critiques prévoit une durée de procédure d'octroi des autorisations nécessaires pour les projets stratégiques dans l'Union dans le secteur de l'extraction ne dépassant pas 24 mois. En France, ce délai doit être respecté pour délivrer le titre minier (gestion des droits immobiliers) et l'autorisation environnementale nécessaire aux projets ». Les modifications envisagées devraient concerner la nouvelle procédure d'analyse environnementale, économique et sociale introduite par la loi « Climat et résilience » de 2021 (article 67). Cette analyse environnementale, économique, et sociale est une étape préalable à l'octroi, la prolongation et l'extension d'un permis exclusif de recherches ainsi que l'octroi, la prolongation et l'extension d'une concession » (article L. 114-1, code minier). Elle est constituée de l'élaboration, par le demandeur du titre, d'un mémoire environnemental, économique et social pour les recherches ou d'une étude de faisabilité environnementale, économique et sociale pour l'exploitation, de la réalisation des consultations prévues au présent article ainsi que de l'examen, par l'autorité compétente pour prendre la décision, de l'ensemble des informations présentées dans le mémoire ou l'étude de faisabilité et des informations reçues dans le cadre desdites consultations et des réponses données par le demandeur » (article L. 114-2, code minier). Ce dispositif repose sur un processus complexe nécessitant l'obtention de plusieurs avis d'autorités distinctes et à des phases distinctes<sup>28</sup>. Le projet de loi de simplification de la vie économique en débat actuellement rationalise et simplifie le dispositif de l'analyse économique, social et environnementale à deux niveaux. Au stade des discussions à ce jour (première adoption du texte devant le Sénat), les principales modifications apportées visent à :

- Prévoir des modalités procédurales différentes pour les permis exclusifs de recherche et pour les concessions avec des modalités procédurales simplifiées pour les PER de façon à en permettre un octroi selon des modalités moins complexes. Pour le PER, l'analyse reposait sur un mémoire environnemental, économique et social, l'avis des Collectivités territoriales et une procédure de participation du public (avec, par conséquent, une suppression de l'avis environnemental et avis économique et social et réponse écrite du demandeur pour les PER). Pour la concession, l'analyse consisterait en une étude de faisabilité, un avis environnemental, un avis économique et social et une enquête publique
- Etablir une prolongation en cas de circonstances exceptionnelles des permis exclusifs de recherche liées. Si des aléas de la recherche minière, indépendants du titulaire du titre, entravent la mise en œuvre du programme de travaux arrêté lors de la délivrance du titre ou lors de la dernière période de prolongation,

<sup>28</sup> « II.-Le mémoire ou l'étude de faisabilité fait l'objet d'un avis environnemental et d'un avis économique et social. Ces avis font l'objet d'une réponse écrite de la part du demandeur »

« III.-Le dossier de demande d'octroi, de prolongation ou d'extension d'un permis exclusif de recherches ou d'une concession, comprenant le mémoire ou l'étude de faisabilité, les avis mentionnés au II et la réponse écrite du demandeur à ces avis sont transmis, pour avis, aux communes, à leurs établissements publics de coopération intercommunale dotés de la compétence en matière d'aménagement de l'espace ou d'urbanisme, aux conseils régionaux, aux collectivités à statut particulier ou, le cas échéant, aux collectivités d'outre-mer, concernés par le projet minier.

Les avis des collectivités territoriales ou groupements mentionnés au premier alinéa du présent III, dès leur adoption, ou l'information relative à l'absence d'observations énoncées dans le délai fixé par décret en Conseil d'Etat sont mis à la disposition du public sur le site internet de la préfecture du département.

IV.-Le demandeur met à la disposition du public, sur un site internet, sauf si son volume ou ses caractéristiques ne le permettent pas, son dossier de demande, éventuellement expurgé des informations couvertes par son droit d'inventeur ou de propriété industrielle, ainsi que sa réponse écrite aux avis prévus au II, pendant la consultation du public ou de l'enquête publique réalisées conformément au chapitre III du titre II du livre Ier du code de l'environnement ».

la validité d'un PER peut être prolongée au-delà de cette durée maximale de quinze ans. Cette prolongation exceptionnelle, d'au plus trois ans, est accordée sans nouvelle analyse environnementale, économique et sociale, par dérogation aux dispositions de l'article L. 114-1, ni nouvelle mise en concurrence, ni réduction de surface, ni nouvelle procédure de participation du public. La demande est adressée par le titulaire du permis à l'autorité compétente avant la date d'expiration du titre dans un délai fixé par voie réglementaire. Le délai à l'issue duquel le silence gardé par cette autorité vaut acceptation de la demande est déterminé par voie réglementaire<sup>29</sup>.

Une autre réglementation, d'origine européenne cette fois, pourrait aussi avoir une incidence sur la procédure minière. Ainsi, les activités de recherche d'hydrogène natif pourraient être qualifiées de « technologies vertes » au sens du droit de l'UE et notamment du règlement (UE) 2024/1735 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 relatif à l'établissement d'un cadre de mesures en vue de renforcer l'écosystème européen de la fabrication de produits de technologies « zéro net ». L'objectif du règlement est notamment d'augmenter les capacités de production des technologies « zéro net ». Celles-ci ne sont pas définies par le droit de l'UE qui en établit une liste. Ainsi l'article 4 considère que les technologies « zéro net » relevant du champ d'application du présent règlement sont notamment les technologies de l'hydrogène, les électrolyseurs et piles à combustible. Dans une interprétation constructive, on pourrait comprendre que la production d'hydrogène natif pourrait bénéficier des prescriptions européennes qui permettent d'encourager « la demande de technologies « zéro net » durables et résilientes via une rationalisation des procédures administratives et d'octroi de permis. Cela dit, en toutes hypothèses, il faudra voir où on peut rationaliser la procédure et les risques que cela pourrait comporter. En effet, il ne faudrait pas que la rationalisation des procédures de délivrance des titres miniers et autorisations à travaux miniers s'établisse au détriment de l'objectif de protection de l'environnement ou de garanties individuelles<sup>30</sup>. Il faut donc trouver une juste proportion entre l'intérêt de mettre en œuvre la transition énergétique et les atteintes qu'un tel intérêt justifie à la protection de l'environnement ou à des droits et libertés.

### **3.2. Rendre obligatoire la phase de développement à tous les projets miniers**

Le phase de développement des projets miniers est prévue aux articles L. 142-1 à L. 142-5 du code minier. Le titulaire d'un PER qui souhaite devenir titulaire d'une concession peut ainsi soit directement déposer une demande en ce sens auprès de l'autorité compétente, soit demander à cette dernière de procéder, préalablement, à l'engagement d'une phase de développement de son projet.

Cette phase de développement d'un projet d'exploitation a pour objectif d'étudier la faisabilité technique, environnementale et sociale du projet d'exploitation, en concertation avec les parties prenantes locales (article L. 142-1 du code minier). Le titulaire d'un permis exclusif de recherches qui souhaite s'engager dans une phase de développement d'un projet d'exploitation demande, au plus tard six mois avant l'échéance du PER, à l'autorité administrative compétente d'y procéder. Il doit pour cela apporter la preuve de la découverte d'un gîte exploitable. Avant d'engager la phase de développement qui lui est demandée, l'autorité administrative en fixe la durée. Si la durée fixée pour le déroulement de la phase de développement conduit à dépasser la date d'expiration du PER, elle en proroge, avant son expiration,

---

<sup>29</sup> Attention : modification en cours de lecture par un amendement au Sénat : dans la version du texte actuellement déposé devant l'Assemblée Nationale, l'analyse environnementale, économique et sociale de même que la procédure de participation du public sont finalement maintenues pour la prolongation des PER.

<sup>30</sup> T. Schellenberger, « La réforme du Code minier à l'ère de la transition écologique », RJE, 2023, Volume 48(1), pp. 139-155. « Ces normes conduisent à relativiser les effets environnementaux négatifs des mines qui sont mis sur le même plan que leurs intérêts économiques et sociaux, avec le risque d'édulcorer la contrainte environnementale objective au profit d'un compromis variable en fonction du territoire d'implantation » (...). Sur le dispositif d'analyse environnementale, économique et sociale : « Avec ce nouveau dispositif, la question pour l'administration et le juge ne sera pas de savoir si les exigences environnementales permettent d'atteindre un haut niveau de protection de l'environnement, mais si elles sont équilibrées, ou raisonnables, par rapport aux besoins économiques et sociaux du territoire, ce qui ne va pas forcément dans le sens d'une meilleure protection de l'environnement ».

la validité, sans formalités, pour une durée qui ne peut être supérieure à deux ans. Le public est informé, par voie électronique, de la date à laquelle commence la phase de développement.

Dans le cadre de cette phase de développement, l'autorité administrative définit les modalités de la concertation que conduit le titulaire du permis exclusif de recherches avec, éventuellement, le recours à un garant. La concertation permet de débattre des différentes options de réalisation du projet minier et des aménagements nécessaires à l'extérieur du périmètre du titre minier, en examinant leurs effets sur les enjeux environnementaux, économiques et sociaux, afin de définir les conditions optimales de réalisation du projet. Le titulaire du PER peut demander à la Commission nationale du débat public de désigner un garant. Le garant ainsi désigné peut, lorsqu'il l'estime nécessaire à la bonne conduite de la concertation, de sa propre initiative ou en réponse à la demande en ce sens d'une partie prenante, demander soit au titulaire du permis, soit à la Commission nationale du débat public, qui en supportent alors le coût, une étude technique ou une expertise complémentaire. Le public peut adresser ses observations et propositions par voie électronique ou postale au garant. Le garant établit, dans le délai d'un mois suivant la fin de la phase de développement, un bilan de la concertation. Ce bilan comporte la synthèse des observations et des propositions recueillies assorties, le cas échéant, des évolutions apportées par le demandeur à son projet en réponse à ces observations. Ce bilan est transmis au demandeur, à l'autorité compétente et à la Commission nationale du débat public. Il est rendu public par le garant, par voie électronique. La phase de développement d'un projet d'exploitation est close par le dépôt d'une demande de concession ou une déclaration d'abandon du projet d'exploitation. A défaut, l'abandon du projet est constaté à l'échéance du permis exclusif de recherches.

Cette phase, particulièrement importante pour la bonne appropriation sociale et territoriale du projet gagnerait sans doute à être rendue obligatoire. On peut d'ailleurs se demander si factuellement elle ne le sera pas, dans la mesure où un opérateur pourra légitimement se demander si la phase de développement n'augmente pas ses chances d'obtenir un titre d'exploitation.

### **3.3. S'inspirer des outils d'appropriation territoriale et sociale en matière d'EnR**

#### **3.3.1. Le partage territorial de la valeur**

La loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables de 2023 a introduit, dans le code de l'énergie, une nouvelle section intitulée « Contribution au partage territorial de la valeur » composée de deux articles L. 314-41 et L. 446-59. Ces articles introduisent une obligation, pour les candidats retenus à l'issue d'une procédure de mise en concurrence (article L. 311-10, L. 446-5, L. 446-15 code de l'énergie) ou d'appels à projets pour les installations de production d'électricité et de gaz renouvelables (article L. 314-29, L. 446-14, L. 446-24 du code de l'énergie), de financer :

- soit des projets portés par la commune ou par l'établissement public de coopération intercommunale à fiscalité propre d'implantation de l'installation en faveur de la transition énergétique, de la sauvegarde ou de la protection de la biodiversité ou de l'adaptation au changement climatique, tels que la rénovation énergétique, l'efficacité énergétique, la mobilité la moins consommatrice et la moins polluante ou des mesures en faveur des ménages afin de lutter contre la précarité énergétique ;
- soit des projets de protection ou de sauvegarde de la biodiversité. Cette contribution (ce partage de la valeur) peut prendre certaines formes allant du versement de fonds ou la proposition de participation au capital.

L'institution de mécanismes similaires en matière minière serait sans doute bienvenue, dans la mesure où la question du partage de la valeur semble être un enjeu important d'appropriation territoriale et sociale.

#### **3.3.2. Les communautés d'énergie. Vers des communautés minières ?**

Les communautés d'énergie visent à développer la production territoriale et citoyenne de l'énergie. Cette notion vise à caractériser une communauté, c'est-à-dire un ensemble de personnes publiques ou privées,



physiques ou morales (citoyens, collectivités territoriales et leurs établissements publics, petites et moyennes entreprises) qui, sur un périmètre déterminé (un bâtiment, un quartier, une zone commerciale), vont prendre en charge tout ou partie de la production, du transport, de la distribution, de la fourniture d'énergie, et utiliser cette énergie à différentes fins, selon des règles qu'elles établiront entre elles. Cette conception se distingue nettement de l'organisation traditionnelle des marchés de l'énergie où schématiquement, de grands énergéticiens produisent du gaz ou de l'électricité, qui sont transportés et distribués dans des réseaux jusqu'aux consommateurs finals<sup>31</sup>.

Pour favoriser les projets à dimension « citoyenne » on pourrait créer, à l'instar des communautés d'énergie, des « communautés minières » qui permettrait de revisiter les modèles territoriaux de gouvernance des ressources minières dans une logique de gestion collective à l'échelle locale et partagée avec des opérateurs miniers (entreprise junior ou senior).

### **3.4. Politiser le sujet de l'hydrogène natif par la légitimation et la territorialisation de la politique nationale des ressources et usages du sous-sol**

L'article L. 100-4 du code minier crée la politique nationale des ressources et des usages du sous-sol. Ce nouveau document de planification a pour objectif de déterminer les orientations nationales de gestion et de valorisation des substances de mines ainsi que des usages du sous-sol. Il doit prendre en compte un certain nombre de documents de planification telle que la stratégie nationale de transition vers l'économie circulaire, le plan de programmation des ressources et la programmation pluriannuelle de l'énergie. Cette politique nationale prend la forme d'un rapport élaboré, sur la base d'un recensement, réalisé puis mis à jour au moins tous les cinq ans dans des conditions fixées par voie réglementaire, des substances susceptibles d'être présentes dans le sous-sol. Une notice décrivant les techniques envisageables pour la recherche et l'exploitation des substances identifiées ainsi que les impacts, en particulier environnementaux et sanitaires, associés et les moyens de les réduire est annexée au rapport. Elle fait l'objet d'une déclinaison locale dans le cadre des documents de planification régionaux (selon nos informations, les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires- SRADDET). Le schéma départemental d'orientation minière de Guyane est compatible avec la Politique nationale des Ressources et des Usages du Sous-Sol- PRUSS (l'article L. 113-1 code minier). Les objectifs de la PRUSS devront être prise en compte dans le cadre de l'analyse environnementale, économique et sociale (article L. 114-2 code minier) et pour la détermination de la temporalité de la concession (article 142-3, code minier).

Dans ce cadre, l'hydrogène natif devrait autant être intégrée à la programmation pluriannuelle de l'énergie- PPE qu'à la PRUSS.

La politisation du sujet minier est importante. Or on voit ici deux enjeux.

- D'un point de vue territorial, la transcription de la politique nationale dans les SRADDET est une bonne occasion de favoriser l'appropriation de la relance minière par les territoires. Toutefois, on connaît les lourdeurs de révisions de ces documents régionaux, il ne faudrait donc pas que cette complexité finisse par retarder et invisibiliser le sujet.
- D'un point de vue national, le rôle du Parlement dans l'élaboration de la PRUSS est mineur, pour ne pas dire absent. Il dispose simplement d'un droit d'information et de présentation du document sans vote par le ministre chargé des mines. Dans la mesure où la gestion et la valorisation des ressources et des usages du sous-sol sont, aux termes même de l'article 100-3 du code minier, d'« intérêt général » et « concourent aux développements de la Nation », il semblerait opportun de renforcer le rôle du Parlement, comme c'est par exemple le cas désormais pour la programmation pluriannuelle de l'énergie.
- Enfin, il paraîtrait intéressant de préciser que la phase d'élaboration du document fait l'objet d'un débat public.

Pour conclure, d'un point de vue administratif, et pour le bon pilotage de la politique minière, il pourrait être pertinent de créer une instance représentative nationale chargée d'élaborer ce document (un

---

<sup>31</sup> Louis de Fontenelle, Les communautés énergétiques, Revue Énergie-Environnement Infrastructures, août 2019, dossier 29.

« Conseil national des ressources et usages du sous-sol », ou un « Haut Conseil des mines » comme cela avait pu être proposé dans le rapport présidé par M. Thierry Tuot).

### **3.5. Changer les modes de gouvernance des projets miniers**

Jusqu'à maintenant, un système de relations vertical entre les opérateurs miniers et l'administration centrale était établi. L'opérateur minier conversait directement avec l'administration centrale – notamment l'administration nationale en charge des mines et l'autorité déconcentrée qu'est le préfet – quand il souhaitait développer un projet sur un territoire. La question de l'horizontalité consiste à prendre en compte, dans la gouvernance du projet, et pas simplement à titre d'information, les parties prenantes d'un territoire. De ce point de vue, l'exemple des systèmes juridiques étrangers est intéressant. Ainsi, au Canada, certains opérateurs miniers travaillent avec les communautés autochtones, qui sont très souvent concernées par les ressources minières, pour mettre en place des systèmes de gouvernance qui rendent plus efficace la question de l'appropriation sociale sur le terrain. Cette gouvernance passe par le contrat. L'opérateur minier va conclure un contrat (appelé entente sur les répercussions et avantages) avec les acteurs du territoire (notamment les communautés autochtones) et prendre des engagements<sup>32</sup>. Les parties au contrat vont-elles aussi prendre des engagements en retour. Ces engagements peuvent aller plus loin que ce que prévoit la loi en termes de protection environnementale. Ces engagements peuvent être également de nature financière, lié au partage territorial de la valeur créée par l'activité minière sur le territoire. Le régime juridique des Ententes sur les Répercussions et les Avantages- ERA ne pourrait pas être en totalité transposé en droit français car il existe une clause – la clause de renonciation au recours de la part de la communauté – dont il n'est pas certain qu'elle soit compatible avec le droit constitutionnel et européen d'exercer un recours. Il n'en reste pas moins que ce type de contrat pourrait être intéressant pour favoriser l'acceptabilité sociale des projets d'hydrogène natif.

### **3.6. Positionner les scientifiques dans les débats relatifs aux mines**

En France, les scientifiques sont finalement assez peu positionnés dans les débats territoriaux liés aux projets de transition énergétique. Dans certains États américains, les universitaires sont considérés comme des tiers de confiance qui participent directement aux débats publics en présentant l'état des connaissances scientifiques sur les politiques publiques, les techniques employées, *etc.*

---

<sup>32</sup> L. de Fontenelle et al., « Le contrat au service de l'acceptabilité sociale des projets miniers : perspectives d'intégration du modèle canadien en droit français », *International Business Law Journal*, mai 2024.

## 4. Acceptation et acceptabilité

Actuellement, l'hydrogène moléculaire (appelé « hydrogène » dans la suite du document) est plus souvent considéré comme un vecteur d'énergie, *i.e* une forme d'énergie transposable et utilisable en un lieu différent de celui où elle est produite que comme une ressource énergétique. Ce vecteur énergétique est utilisé prioritairement dans l'industrie pétrochimique, pétrolière et l'aérospatiale avec des applications aussi pour les transports (Martin, 2021).

En partant de l'objectif de l'Union Européenne de faire de l'hydrogène la colonne vertébrale énergétique de l'économie de l'Union, il est opportun de s'intéresser à la façon dont les individus l'appréhendent. Ces informations sont capitales dans la mesure où elles peuvent affecter la pertinence des modes de production de l'hydrogène, son extraction, son transport, son stockage et ses éventuels usages. Pour aborder cette question nous discuterons dans un premier temps de la question de l'acceptabilité et présenterons ensuite, les résultats d'études réalisées en France et dans le monde, dont l'objectif était de donner un aperçu de la façon dont les citoyens perçoivent l'hydrogène et ses usages.

### 4.1 Les composantes de l'acceptabilité sociale

L'exploitation de l'hydrogène naturel en tant que ressource dans le cadre de la transition énergétique introduit d'emblée la problématique de l'acceptabilité sociale. Cette notion est devenue incontournable, voire centrale, lorsqu'il est question de projets émergents ayant ou pouvant avoir un impact environnemental (projets d'extraction minière, infrastructures de production d'énergie, traitement des déchets, exploitation du sous-sol, exploitation forestière, *etc.*). Les interrogations relatives à l'acceptabilité sociale apparaissent concomitamment à l'apparition de nouveauté(s), qu'il s'agisse de nouvelles situations, de nouveaux objets ou de nouvelles technologies et tend à définir le(s) rapport(s) que les individus peuvent entretenir avec cette nouveauté.

L'analyse des définitions de cette notion (Batellier, 2015) permet d'identifier deux approches pour l'étudier : l'une qui aborde l'acceptabilité sociale comme un processus, et l'autre comme un résultat mais ces deux approches peuvent être combinées. En tant que processus, l'acceptabilité sociale viserait à identifier les facteurs et déterminants affectant une prise de position par rapport à un projet. Ainsi, informer, consulter et faire participer différentes parties prenantes sont des actions caractéristiques de cette approche processuelle. Abordée comme un résultat, l'acceptabilité sociale se rapporterait davantage au choix (favorable ou non) d'accepter un projet. La combinaison des deux approches permet d'avoir une vision globale de l'acceptabilité sociale qui associe une procédure comportant différentes phases destinées à faire émerger un résultat. Cette première lecture doit cependant être modulée en fonction de la place que l'on occupe, soit en d'autres termes dans quelle catégorie des parties prenantes on se place pour aborder l'acceptabilité.

Ces dernières se situent à différents niveaux : international, national, local, interne (Wade & Greenberg, 2011), et parmi elles, il peut donc y avoir les communautés locales, les groupes d'intérêt, la société, le grand public, les ONG locales, nationales ou internationales, les agences d'état, ainsi que des partenaires industriels, les fournisseurs, les investisseurs, les clients, les concurrents, *etc.* Cette diversité laisse penser que les approches et les prises de positions par rapport au(x) projet(s) pour lesquels les membres de ces organisations sont parties prenantes risquent d'être très différentes au regard des intérêts en jeu. Certains auteurs (Barbier & Nadai, 2016) avancent que cette notion est parfois instrumentalisée pour servir les intérêts des promoteurs de projets en énonçant de « bonnes pratiques » ou en essayant de « concilier les usages » afin d'éviter les contestations. D'autres (Bell et al., 2005) soulignent qu'elle est utilisée pour discréditer d'éventuels opposants au niveau local à des solutions majoritairement acceptées. Elle est parfois considérée comme une façon de "faire avaler la pilule" aux individus, la situant "entre marketing et propagande" (Clark & Lane, 2008).

Cette première approche de l'acceptabilité sociale permettant de distinguer processus et résultat, montre la difficulté à appréhender cette notion qui est mobilisée « de manière plutôt fragmentée et athéorique »

et s'apparente à un « concept émergent » (Batellier, 2015, p.35). Néanmoins, il est nécessaire d'essayer de différencier « acceptabilité sociale » et « acceptation sociale ».

## 4.2. L'acceptabilité, l'acceptation et leur mesure

L'analyse de Batellier (2015) fait apparaître 6 notions dominantes que l'on rencontre entre autres, lorsqu'on évoque des projets relatifs à l'énergie, l'environnement, les ressources naturelles, l'aménagement du territoire, l'urbanisme, *etc.* Il s'agit d'acceptabilité sociale, d'acceptation sociale, d'acceptation publique, NIMBY (« syndrome » pas dans ma cour), de « social license » et « public attitudes ». Nous centrerons principalement la distinction entre acceptabilité et acceptation sociale.

Dans le champ des sciences humaines et sociales, les chercheurs différencient acceptation et acceptabilité (Huijts et al., 2012). L'acceptation renvoie à un comportement envers un objet (les nouvelles technologies de l'énergie par exemple, NTEs) et l'acceptabilité à une attitude (ou un jugement évaluatif) envers de nouvelles technologies et/ou à l'égard de possibles comportements à l'égard de ces nouvelles technologies.

Les attitudes et comportements se différencient par ceux qui en sont porteurs. Les auteurs distinguent l'acceptation (et l'acceptabilité) par le citoyen, de l'acceptation (et l'acceptabilité) par le consommateur (l'utilisateur). La nuance entre ces deux notions réside dans la liberté de choix et la capacité de contrôle. L'acceptation par le citoyen correspondrait à une réponse comportementale à l'installation d'un objet technologique près de chez soi, décidée par des tiers (ex : réponse à la construction d'un complexe de production et de traitement de l'hydrogène naturel) alors que l'acceptation par le consommateur se rapporterait à des réponses comportementales liées à l'achat et/ou l'utilisation d'un objet relevant d'une innovation technologique (ex : achat d'un véhicule à hydrogène).

Les différentes conceptions des notions d'acceptation et d'acceptabilité peuvent s'expliquer d'une part par leur appropriation par des chercheurs de diverses disciplines relevant des sciences humaines et sociales (historiens, géographes, économistes, sociologues, ergonomes, *etc.*), qui abordent l'acceptabilité pour des projets de grande envergure (l'énergie, l'environnement, les ressources naturelles, l'utilisation du sous-sol, l'aménagement du territoire, l'urbanisme, *etc.*) ainsi que pour des objets de petite taille (robots sociaux, tondeuse, *etc.*).

Il convient donc de différencier l'acceptabilité d'un projet de production d'hydrogène naturel, de celle concernant l'usage d'une voiture à pile à combustible ou d'un robot de compagnie pour des seniors, et conséquemment comment elle va être mesurée. Pour les projets à grande échelle comme les infrastructures, les préoccupations d'ordre général liées à l'environnement, à la santé, à l'économie et à l'emploi, seront probablement prioritaires alors que pour un robot de compagnie par exemple on s'intéressera, entre autres, à l'utilisabilité et l'attrait, la facilité d'utilisation, le confort et le bénéfice (l'information sur le contenu, le format, la pertinence, la précision (Somat, 2008)).

Au-delà de ce constat portant sur l'objet et sur le sujet de l'acceptabilité/acceptation, il existe de grandes différences dans les choix méthodologiques faits par les chercheurs pour aborder cette notion. Batellier (2015) identifie 12 types d'objets/projets sur lesquels porte l'acceptabilité incluant les pratiques/stratégies en éducation, les pratiques/stratégies en gestion d'organisation, les produit – service et/ou technologie, l'aménagement urbain et le transport (hors énergie), les infrastructures - activités de transport et de production d'énergie, les pratique/stratégies de conservation/ protection de l'environnement. Pour étudier ces différents objets, les chercheurs en sciences humaines et sociales utilisent des techniques destinées à recueillir des données de nature qualitative par le biais d'entretiens ou de focus groupe, ou de nature quantitative par le biais de questionnaires comportant des échelles de mesures comportementales. A cette diversité portant sur les techniques de recueil des données s'ajoute une diversité portant sur le traitement de ces données. Les analyses qualitatives ne révèlent pas les mêmes informations que des analyses corrélationnelles ou des statistiques inférentielles.

C'est donc en tenant compte de toutes les remarques formulées tant en ce qui concerne la technique de recueil des données, leur traitement, la constitution des échantillons, l'objectif de l'étude réalisée, que nous présentons les principaux résultats des études ayant interrogé l'acceptabilité/acceptation sociale de l'hydrogène naturel. Notons que dans ces études, il n'est pas toujours question de l'hydrogène naturel ou l'élément chimique à proprement parler, mais plutôt de l'hydrogène en tant qu'énergie d'avenir pouvant être utilisé dans l'industrie, les transports ou dans l'habitat.

### **4.3. Perception et « acceptabilité/acceptation » de l'hydrogène**

Deux revues de littérature portant sur l'hydrogène énergie et son usage dans les transports essentiellement (Dupuis, 2019 ; Kpoumié, 2013) nous donnent des indications sur l'acceptabilité de l'hydrogène comme énergie. La synthèse que nous présentons tient compte de la diversité des études réalisées par les chercheurs appartenant à des champs disciplinaires différents. Elle est organisée au regard de différentes variables indiquées dans le titre.

#### *Les professionnels*

Une première étude a été réalisée au Royaume-Uni auprès de chauffeurs de taxi interrogés sur leur éventuelle préférence pour des véhicules à hydrogène dans le cadre de leur activité (Mourato et al., 2004). Les réponses indiquent que les préoccupations environnementales liées à la santé et à qualité de l'air seraient des arguments favorables à l'achat de ce type de véhicule. Ces professionnels ont peu entendu parler de ce type de véhicule et ils considèrent que leur coût devait être compensé par des revenus importants.

#### *Perception de l'hydrogène dans le grand public*

Dans l'étude de terrain réalisée par Dupuis (2019), l'hydrogène est globalement perçu, en lien avec des références scolaires (16%), « au rapport à l'eau (12%), à l'écologie (11%), aux risques et dangers (10%), au gaz (9%), aux énergies innovantes et renouvelables (9%) ». Seulement 24% des personnes interrogées associent l'hydrogène à un accident et ce sont en majorité des sujets âgés de plus de 56 ans, qui parlent de l'accident d'Edinburg (55%), de la Bombe H et des explosions dans des accidents.

Des entretiens exploratoires menés par Barbier et Agnoletti (2023) dans le cadre du projet Rostock-H auprès de jeunes adultes montre que les connaissances au sujet de l'hydrogène sont faibles (de niveau scolaire), que les personnes interrogées disposent de peu d'informations au sujet des usages potentiels de l'hydrogène hormis les véhicules, que l'image est plutôt négative (évocation des risques) et que l'introduction de l'hydrogène comme énergie supposerait des changements conséquents par rapport à l'existant (pour les véhicules par exemple).

#### *Perception de l'hydrogène pour les transports*

##### *Au niveau national*

Bouallou, et al. (2010) publient un texte visant à faire le point sur la perception de l'hydrogène comme vecteur d'énergie, afin d'envisager des pistes pour améliorer son acceptation par le public. Les auteurs rapportent deux sondages réalisés par l'Association Française de l'Hydrogène, au cours de l'année 2008. Le premier, lors du salon des Transports et de la mobilité durable, dans les jardins du Trocadéro, et le second, à l'occasion du salon des équipements, des technologies et de l'environnement (Pollutec), à Lyon. Les résultats font apparaître que les personnes interrogées ont plutôt une bonne évaluation de l'hydrogène. Cependant, elles sont nombreuses à souhaiter obtenir davantage d'informations.

L'acceptabilité est meilleure dans un pays leader en matière d'hydrogène (Allemagne), qu'en France par exemple. Les sondages ayant été réalisés avant et après une démonstration, montrent que les programmes de démonstration augmentent la proportion d'opinions favorables, principalement lorsque les gens peuvent utiliser les bus au lieu de les voir seulement. Le nombre de personnes sans opinion est moins important après la démonstration qu'avant. Le manque de connaissances et d'informations est récurrent dans les réponses des personnes sondées.

Deux études de terrain ont été réalisées à Nantes (Navibus H2) et à Lyon (HyWay). Il a également été mis en avant que les personnes s'intéressant à l'hydrogène, aux Navibus et à la sécurité des installations, sont des personnes qui se sont déclarés sensibles aux questions liées à la transition écologique, à l'innovation, aux nouvelles énergies ou encore à la sécurité (Dupuis, 2019). Sur ce dernier sujet, une différence est mise en avant au sujet du niveau de préoccupation des individus en fonction de leur âge, que ce soit pour la sécurité (73% des retraités sont plus sensibles à la sécurité des artefacts impliqués dans le projet Navibus H2) ou le confort (46%).

#### *Au niveau international et mondial*

Une étude à grande échelle a été réalisée dans 5 pays (Allemagne, Canada, Islande, Japon et Etats-Unis) et portait sur l'acceptabilité de l'hydrogène notamment dans les transports en bus. La question posée visait à identifier les connaissances des participants, leur attitude, leur soutien, leur intention de payer. Les résultats de ces sondages donnent des indications intéressantes.

Malgré l'absence d'homogénéité dans les modalités de recueil des données dans les différents pays (par téléphone, dans un bus, dans la rue, dans des expositions), un manque d'information quant aux caractéristiques des personnes interrogées (notamment leur niveau d'études), il apparaît que les hommes ont plus entendu parler des voitures à H<sub>2</sub> que les femmes, que les sondés sont plutôt favorables aux bus et aux voitures à H<sub>2</sub>, mais souhaitent avoir plus d'informations. Pour ce qui est du stockage et de la distribution de l'hydrogène, les avis ne sont pas les mêmes suivant le continent : négatif en Europe, positif en Australie.

Des sondages réalisés en Islande (Maack et Skulason, 2006), en Suède (Haraldsson et al., 2006) et au Canada (Hickson et al., 2007) dans le cadre d'une démonstration d'un bus à hydrogène mettent en évidence que les usagers des bus ont une attitude plutôt favorable à l'égard de l'hydrogène qui est associé à une énergie propre et un environnement sain, et que les femmes sont moins enthousiastes que les hommes et souhaitent disposer de plus d'informations. Les usagers sondés estiment que ce moyen de transport à hydrogène est préférable au bus diesel.

Dans la même perspective, Heinz et Erdmann (2008) ont montré que le niveau de soutien du bus à hydrogène n'est pas identique dans différents pays testés (Espagne, Luxembourg, Islande, Allemagne, Royaume-Uni, Pays-Bas). Si les participants s'accordent pour reconnaître le besoin d'énergies alternatives dans le milieu des transports, ils manifestent également un besoin d'information au sujet de l'hydrogène. Iribarren et al., (2016) ont sollicité l'avis de citoyens espagnols pour l'usage de l'hydrogène dans les transports. Les connaissances à propos de l'hydrogène sont faibles. Cependant, la majorité des répondants avance que l'usage de l'hydrogène pour les transports est une bonne chose, que cela est bon pour l'environnement et ne manifestent pas de crainte(s) en matière de sécurité.

#### *Confiance dans l'hydrogène et acceptabilité de l'hydrogène et des stations à hydrogène*

##### *La confiance*

Dans une étude réalisée en Allemagne, Zimmer et Hölzinger (2010) ont montré que les associations que font les personnes sondées avec le mot l'hydrogène sont généralement neutres (peu d'associations avec la bombe et le dirigeable). En outre, les personnes interrogées soulignent les avantages environnementaux de l'hydrogène en ce qui concerne la mobilité en particulier, mais elles évoquent aussi la puissance limitée et le coût élevé.

Dans l'étude de Dupuis (2019) un groupe de participants sensibles à la transition énergétique sont confiants à l'égard de l'hydrogène, notamment les hommes, et sont prêts à l'utiliser en stationnaire.

##### *L'acceptabilité (dans un sens très large)*

Une étude réalisée aux Pays-Bas (Achterberg et al., 2010), montre que les personnes interrogées ont une sensibilité « culturelle » aux préoccupations environnementales, et qu'elles développent un niveau de



confiance par rapport aux connaissances et aux technologies de l'hydrogène. Ceci ne signifie cependant pas qu'un niveau de connaissance élevé correspond à un niveau de soutien élevé.

Oltra et al., (2017), rapportent des résultats d'une étude réalisée dans différents pays (Espagne, France, Slovaquie, Royaume-Uni, Belgique, Allemagne et Norvège) et qui met en avant une perception plutôt positive des technologies liées à l'hydrogène de par leur lien avec l'écologie. Il apparaît que le niveau de connaissance(s) n'est pas le même dans tous les pays et que les participants sont favorables à la poursuite de projets de démonstration (de bus, véhicules, etc.). Une majorité de répondants était volontaire pour acheter un véhicule à hydrogène. Le niveau d'acceptation et de soutien pour l'usage de l'hydrogène domestique et pour la mobilité est relativement proche dans tous les pays sauf en Norvège où le niveau d'acceptation est plus élevé pour la mobilité que pour l'usage domestique.

Les résultats de cette étude mettent l'accent sur une différence liée au genre. Les hommes et les habitants de grandes villes seraient plus favorables à l'utilisation de l'hydrogène pour le stationnaire que les femmes. Pour l'usage pour la mobilité, le niveau d'acceptation est également plus élevé chez les hommes et les jeunes adultes notamment en Espagne et en Norvège.

L'étude de Dupuis (2019) a permis de mettre en évidence trois groupes parmi les personnes interrogées. Un premier groupe sensible à la transition énergétique ne perçoit pas de danger à propos de l'hydrogène. Malgré la confiance en cette énergie, les membres de ce groupe précisent que l'hydrogène utilisé doit être produit proprement pour participer à la transition énergétique et à la réduction de la pollution de la ville. Les membres du deuxième groupe ne se prononcent pas, sont peu intéressés par l'hydrogène et ont du mal à estimer sa fiabilité technique car ils manquent d'informations à son sujet. Dans le troisième groupe, les répondants sont peu sensibles à la transition énergétique. L'hydrogène n'est pas une énergie présentant un grand intérêt pour leur usage personnel par rapport aux énergies qu'ils utilisent.

L'enquête réalisée dans le cadre du projet Rostock-H (Barbier & Agnoletti, 2023) a montré que 85,2% des participants accordent de l'importance aux problèmes environnementaux et 79,5% d'entre eux estiment que l'hydrogène pourrait avoir un impact positif dans le cadre du mix énergétique, 6,3% estiment que non et 14,2% ne se prononcent pas.

#### *L'acceptabilité des stations à hydrogène et le stockage*

En Espagne (Iribarren et al., 2016), les participants se montrent favorables à 97% à l'installation de stations de recharge à hydrogène, mais pour la moitié d'entre eux, elles doivent être éloignées des zones résidentielles.

Huijts et Van Wee (2015) soulignent qu'aux Pays-Bas, pour les stations à hydrogène, les jeunes hommes locataires sont plus favorables à leur présence tout comme ceux qui habitent loin de ces stations. Les personnes interrogées dont l'habitation est proche des stations se montrent très réticents et manifestent des émotions négatives.

Zaunbrecher et al. (2016) ont interrogé l'acceptabilité sociale des structures de stockage de l'hydrogène. Les auteurs montrent l'existence de différents niveaux de connaissances. Le réservoir était l'image la plus présente pour le stockage, mais des questions portant sur leur disposition dans l'environnement ont été posées, notamment sur le fait qu'il risque de prendre trop de place en extérieur et que l'enfouir sous le sol semblait complexe. Les structures de stockage de l'hydrogène apparaissent comme un procédé plus moderne mais moins mature étant donné qu'il est plus propre, mais reste le plus dangereux. Le niveau d'acceptabilité des structures de stockage de l'hydrogène semble élevé et il coïncide avec l'accord élevé des participants sur le stockage local de l'hydrogène et son utilité. Mais en parallèle, l'attitude des participants au sujet de la sécurité et du stockage près des zones résidentielles était mitigée. Au Japon, dans l'étude de Ono et al., (2019), plus de la moitié des répondants possédaient un diplôme scientifique et (66 %) avaient une image positive des stations H<sub>2</sub>. Les chercheurs ont montré que le facteur « crainte » est dominant et que l'intention d'accepter les stations H<sub>2</sub> était influencée par le degré d'anxiété qu'elles suscitaient. Il est donc nécessaire d'atténuer les craintes et peurs liées à l'hydrogène en

fournissant des informations précises pour permettre aux individus d'accepter plus facilement les stations H<sub>2</sub>.

En France, une étude portant sur le stockage de l'hydrogène en cavités salines a été réalisée dans le cadre du projet Rostock-H auprès d'un échantillon de 176 participants (Barbier & Agnoletti, 2023). Globalement, la majorité des individus semble concernée par les questions relatives à l'environnement envisage l'hydrogène comme une solution pour la transition énergétique. Néanmoins, 43,8% déclarent être défavorables à une installation de stockage souterrain d'hydrogène contre 37,5% qui déclarent y être favorables (18,7% ne se prononçant pas) ; 71,0% des répondants estiment qu'une infrastructure de stockage souterrain d'hydrogène serait utile aux personnes vivant à proximité. L'impact sur l'économie locale est estimé par 88,6% comme bénéfique et 22,7% de l'échantillon estiment que l'hydrogène pourrait avoir un effet négatif sur la santé des personnes vivant à proximité. Ensuite, 28,4% estiment qu'il pourrait y avoir des dangers inhérents à l'infrastructure alors que 71,6% estiment qu'ils seront en sécurité. Enfin, 76,1% des participants pensent que l'infrastructure aurait un effet positif sur l'environnement.

Les positions des participants se répartissent presque de façon équivalente entre favorable et défavorable. Néanmoins, les femmes émettent plus d'effets négatifs envers le stockage souterrain d'hydrogène que les hommes, et elles ont une perception plus marquée des problèmes liés aux énergies fossiles.

#### **4.4. Les usages domestiques de l'hydrogène**

Scott et Powells (2020) se sont penchés, dans le cadre du projet H2 HyDeploy2, (déploiement de l'hydrogène dans le réseau de gaz dans le Nord-est de l'Angleterre) sur la façon qu'ont les futurs usagers d'imaginer et de discuter des changements que pourrait susciter l'introduction de l'hydrogène dans leur approvisionnement en gaz. 78,2% des répondant à l'enquête en ligne et 65,7% des participants aux entretiens seraient plus disposés à utiliser un mélange d'hydrogène s'ils sont informés que ce carburant avait déjà été utilisé dans le réseau de gaz. Le fait de savoir que l'hydrogène n'est pas totalement une énergie nouvelle et qu'il a déjà été introduit dans le circuit, est rassurant du point de vue de la sécurité et de la maîtrise des risques.

Pour la plupart, l'hydrogène n'aurait pas d'impact sur leur utilisation des appareils ménagers mais son introduction dans le réseau serait une bonne chose car ils auraient l'impression d'agir contre le réchauffement climatique sans réellement changer leurs habitudes. Certains participants voient l'hydrogène comme un carburant dangereux, étant donné son inflammabilité élevée et les risques d'explosions associés. Le fait qu'il soit inodore suggère qu'il serait risqué de l'intégrer dans les foyers étant donné qu'une fuite ne serait pas directement détectée par les usagers.

Dans le cadre du projet Impact ULHYS, Martin et al., (2021) ont étudié les usages futurs de l'hydrogène énergie dans l'habitat et tenté de montrer comment ce vecteur énergétique pouvait contribuer à la transition énergétique. Il a été mis en évidence dans l'interaction humain/ énergie un ensemble d'activités émergentes comme les activités d'installation et de rénovation du système énergétique, ainsi que des activités de gestion. Cependant, le niveau d'implication des habitants n'est pas identique, certains souhaitent s'impliquer dans la gestion du système énergétique alors que d'autres non. Ces différences dans l'implication a permis d'identifier plusieurs profils d'utilisateurs : les experts (les spécialistes d'un domaine comme le chercheur), les précurseurs (les novateurs qui osent tenter une expérience) et les utilisateurs ordinaires. Les deux premiers seraient en mesure d'anticiper les besoins futurs puisqu'ils se représentent bien les usages et sont capables d'expérimenter des besoins. L'apport de leur expertise serait donc un atout pour aider les utilisateurs ordinaires.

#### **4.5. Conclusion**

Malgré l'hétérogénéité méthodologique des études analysées et la diversité des objets concernés par l'hydrogène (bus, voitures, navibus, etc.) et bien qu'il faille considérer les résultats avec circonspection,

il n'en demeure pas moins qu'ils nous apportent des informations récurrentes qu'il est nécessaire de souligner :

- les citoyens, de façon générale sont préoccupés par les questions environnementales et par la transition énergétique et ne sont pas défavorables au fait de contribuer à la préservation de la planète,
- ils s'estiment insuffisamment informés sur les usages potentiels de l'hydrogène comme énergie et ne disposent pas de connaissances suffisantes,
  - il est possible d'établir des corrélations entre le niveau de connaissances des personnes interrogées et la perception de l'hydrogène, de même qu'entre la perception de l'hydrogène et son acceptation,
- la perception de l'hydrogène est associée à des préoccupations telles que la sécurité, la santé, l'environnement, l'économie, la disponibilité,
- on remarque une tendance à accepter des contraintes (payer plus cher, limiter son autonomie, changer ses habitudes, *etc.*) sous certaines conditions pour utiliser l'hydrogène,
- on note des différences liées au genre : les hommes seraient plus disposés que les femmes à acheter un véhicule à hydrogène, ils sont plus confiants dans les politiques et les industriels, et ils perçoivent plus d'utilité à l'hydrogène que les femmes,
- les femmes apparaissent comme étant plus sensibles aux questions environnementales en particulier à la santé et la sécurité,
- le stockage de l'hydrogène n'est pas acquis pour les riverains lorsqu'il s'agit de stations H<sub>2</sub>, ce qui renvoie au syndrome NIMBY. Pour ce qui est du stockage en cavités salines, les prises de position ne permettent pas de donner une orientation favorable *vs* défavorable à ce type de projet,
- pour ce qui est de l'insertion de l'hydrogène dans les réseaux existants, cela suscite des positions tranchées entre les personnes interrogées qui considèrent que le fait que cela existe est un gage de maîtrise des risques et ceux qui ne souhaitent pas en faire usage.

## Références

- Andreani, M., Muñoz, M., Marcaillou, C., Delacour, A., 2013.  $\mu$ XANES study of iron redox state in serpentine during oceanic serpentinization. *Lithos*, 178: 70-83; doi:10.1016/j.lithos.2013.04.008.
- Andreani, M., Escartin, J., Delacour, A., Ildefonse, B., Godard, M., Dymont, J., Fallick, A.E., Fouquet, Y., 2014. Tectonic structure, lithology, and hydrothermal signature of the rainbow massif (Mid-Atlantic Ridge 36° 14'N). *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 15(9): 3543-3571.
- Aquilina, L., Pauwels, H., Genter, A., & Fouillac, C. (1997). Water-rock interaction processes in the Triassic sandstone and the granitic basement of the Rhine Graben: Geochemical investigation of a geothermal reservoir. *Geochimica et cosmochimica acta*, 61(20), 4281-4295.
- Bagnoud, A., Chourey, K., Hettich, R.L., de Bruijn, I., Andersson, A.F., Leupin, O.X., Schwyn, B., Bernier-Latmani, R., 2016. Reconstructing a hydrogen-driven microbial metabolic network in Opalinus Clay rock. *Nat Commun* 7, 12770.
- Barbier, L., & Agnoletti, M. F. (2023). Are French people ready to accept hydrogen underground storage? An answer through the distance from object model. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(52), 19792-19802.
- Bazarkina, E. F., Chou, I.-M., Goncharov, A. F., & Akinfiev, N. N. (2020). The Behavior of H<sub>2</sub> in Aqueous Fluids under High Temperature and Pressure. *Elements*, 16(1), 33–38.537, doi:10.2138/gselements.16.1.33538
- Basso, O., Lascourreges, J.F., Le Borgne, F., Le Goff, C. and Magot, M., 2009. Characterization by culture and molecular analysis of the microbial diversity of a deep subsurface gas storage aquifer. *Research in microbiology*, 160(2), pp.107-116.
- Bauer, S., 2017. Underground Sun. Storage Final Report. ([https://www.underground-sun-storage.at/fileadmin/bilder/03\\_NEU\\_SUNSTORAGE/Downloads/Underground\\_Sun.Storage\\_Publizier\\_rbarer\\_Endbericht\\_English.pdf](https://www.underground-sun-storage.at/fileadmin/bilder/03_NEU_SUNSTORAGE/Downloads/Underground_Sun.Storage_Publizier_rbarer_Endbericht_English.pdf)).
- Benettatos, C. et Giglio, G., 2021. Coping with uncertainties through an automated workflow for 3D reservoir modelling of carbonate reservoirs, *Geoscience Frontiers*, Volume 12, Issue 6, November 2021, 100913
- Blavoux, B., Dazy, J., 1990. Caractérisation d'une province à CO<sub>2</sub> dans le bassin du Sud-Est de la France. *Hydrogéologie* 241–252
- Boudoire, G., Liuzzo, M., Di Muro, A., Ferrazzini, V., Michon, L., Grassa, F., Derrien, A., Villeneuve, N., Bourdeu, A., Brunet, C., Giudice, G., Gurrieri, S., 2017. Investigating the deepest part of a volcano plumbing system: Evidence for an active magma path below the western flank of Piton de la Fournaise (La Réunion Island). *J. Volcanol. Geotherm. Res.* 341, 193–207. <https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2017.05.026>
- Boreham, C. J., Edwards, D. S., Czado, K., Rollet, N., Wang, L., van der Wielen, S., et al. (2021a). Hydrogen in Australian natural gas: occurrences, sources and resources. *The APPEA Journal* 61, 163. doi:10.1071/AJ20044

Boreham, C. J., Sohn, J. H., Cox, N., Williams, J., Hong, Z., & Kendrick, M. A. (2021b). Hydrogen and hydrocarbons associated with the Neoproterozoic Iron-oxide-hosted gold camp, Yilgarn craton, western Australia. *Chemical Geology*, 575, 120098.

Boulart, C., Chavagnac, V., Monnin, C., Delacour, A., Ceuleneer, G., & Hoareau, G. (2012). Differences in gas venting from ultramafic-hosted warm springs: the example of Oman and Voltri ophiolites. *Ophiolite*, 38(2), 142-156. <https://doi.org/10.4454/phiolite.v38i2.423>

Brière, D., Jerzykiewicz, T., and Sliwinski, W., 2017. On generating a geological model for hydrogen gas in the southern Taoudeni Megabasin Australian natural H<sub>2</sub>, The APPEA Journal 183 Bourakebougou area, Mali).

Brombach, T., Marini, L., Hunziker, J.C., 2000. Geochemistry of the thermal springs and fumaroles of Basse-Terre Island, Guadeloupe, Lesser Antilles. *Bulletin of Volcanology* 61, 477-490. <https://doi.org/10.1007/PL00008913>

Cannat, M. (1993). Emplacement of mantle rocks in the seafloor at mid-ocean ridges. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* 98, 4163-4172. doi:10.1029/92JB02221

Cannat, M., Fontaine, F., Escartin, J., 2010. Serpentinization and associated hydrogen and methane fluxes at slow spreading ridges. In: Rona, P.A., Devey, C.W., Dymont, J., Murton, B.J. (Eds.), *Diversity of Hydrothermal Systems on Slow Spreading Ocean Ridges*. AGU, pp. 241-264; doi:10.1029/2008GM000760.

Cathles, L., Prinzhofer, A., 2020. What Pulsating H<sub>2</sub> Emissions Suggest about the H<sub>2</sub> Resource in the Sao Francisco Basin of Brazil. *Geosciences* 10. <https://doi.org/10.3390/geosciences10040149>

Chapelle, F.H., O'Neill, K., Bradley, P.M., Methé, B.A., Ciufo, S.A., Knobel, L.L., Lovley, D.R., 2002. A hydrogen-based subsurface microbial community dominated by methanogens. *Nature* 415, 312-315.

Charguieron C., Bertin, C., Rouzaire, D., Vigouroux, P., 2003. Amélioration de la connaissance des ressources en eau souterraine des sites thermaux en Auvergne. Site de Nèris-les-Bains (03), rapport BRGM/RP-52470-FR. <https://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-52470-FR.pdf>

Charlou, J., Donval, J., Fouquet, Y., Jean-Baptiste, P., and Holm, N. (2002). Geochemistry of high H<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> vent fluids issuing from ultramafic rocks at the Rainbow hydrothermal field (36°14'N, MAR). *Chemical Geology* 191, 345-359. doi:10.1016/S0009-2541(02)00134-1

Chavagnac, V., Boulart, C., Guillaume, D., Gramain, A., Le Romancer, M., 2012. L'hydrothermalisme sur les Iles de Kerguelen : minéralogie, géochimie des fluides et gaz hydrothermaux et nouveaux écosystèmes microbiens. Comité National Français des Recherches Arctiques et Antarctiques - 8èmes Journées Scientifiques, Plouzané, 10 et 11 mai 2012.

Crespo-Medina, M., Twing, K.I., Kubo, M.D.Y., Hoehler, T.M., Cardace, D., McCollom, T., and Schrenk, M.O. (2014) Insights into environmental controls on microbial communities in a continental serpentinite aquifer using a microcosm-based approach. *Front Microbiol* 5, p.604.

Daval, D., Sissmann, O., Menguy, N., Saldi, G.D., Guyot, F., Martinez, I., Corvisier, J., Garcia, B., Machouk, I., Knauss, K.G., Hellmann, R., 2011. Influence of amorphous silica layer formation on the dissolution rate of olivine at 90 °C and elevated pCO<sub>2</sub>. *Chem. Geol.*, 284: 193-209, doi:10.1016/j.chemgeo.2011.02.021.

Demange, J., Iundt, F., 1983. Reconnaissance géothermique haute énergie de la Polynésie française. Rapport BRGM/83-SGN-605-GTH. <https://infoterre.brgm.fr/rapports/83-SGN-605-GTH.pdf>

de Fontenelle L., Les communautés énergétiques, Revue Énergie-Environnement Infrastructures, août 2019, dossier 29.

de Fontenelle L. et al., « Le contrat au service de l'acceptabilité sociale des projets miniers : perspectives d'intégration du modèle canadien en droit français », International Business Law Journal, mai 2024.

Deronzier, J.F., Giouse, H., 2020. Vaux-en-Bugey (Ain, France): the first gas field produced in France, providing learning lessons for natural hydrogen in the sub-surface? BSGF - Earth Sciences Bulletin 2020, 191, 7. <https://doi.org/10.1051/bsgf/2020005>

Deville, E., Prinzhofer, A., Pillot, D., Vacquand, C., Sissman, O., 2010. Peridotite-water interaction generating migration pathways of N<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub>-rich fluids in subduction context: common processes in the ophiolites of Oman, New-Caledonia, Philippines and Turkey. Eos Transactions, American Geophysical Union, Fall Meeting 2010, Abstract# T13 A-2184D.

Deville E., Prinzhofer A. (2015). L'hydrogène naturel : Une source potentielle d'énergie propre et renouvelable? Géologues n°185, p. 105-110.

Deville, E. and Prinzhofer, A. (2016). The origin of N<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub>-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

Dezayes C., Sanjuan B., Gal F., Lerouge C., Brach M., 2013. Forage d'exploration géothermique GRT-1. Suivi géochimique des fluides et caractérisation des zones fracturées. Rapport final BRGM/RP/62546-FR, <https://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-62546-FR.pdf>

Dezayes, C., Stopin, A., Wawrzyniak, P., Gal, F., Farlotti, T., Armandine Les Landes, A., Calcagno, P., Traineau, H., Hirsinger, L., Macedo Serrano, E., Chassagne, R., 2022. Exploration des potentielles ressources géothermiques profondes de Petite Terre (Mayotte). Rapport final BRGM/RP-72283-FR. <https://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-72283-FR.pdf>

Di Muro, A., Métrich, N., Allard, P., Aiuppa, A., Burton, M., Galle, B., Staudacher, T., 2016. Magma Degassing at Piton de la Fournaise Volcano, in: Bachelery, P., Lenat, J.-F., Di Muro, A., Michon, L. (Eds.), Active Volcanoes of the Southwest Indian Ocean: Piton de La Fournaise and Karthala. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 203–222. [https://doi.org/10.1007/978-3-642-31395-0\\_12](https://doi.org/10.1007/978-3-642-31395-0_12)

Didier, M., Leone, L., Greneche, J.M., Giffaut, E. and Charlet, L., 2012. Adsorption of hydrogen gas and redox processes in clays. Environmental Science & Technology, 46(6), pp.3574-3579.

Dohrmann, A.B. and Krüger, M., 2023. Microbial H<sub>2</sub> consumption by a formation fluid from a natural gas field at high-pressure conditions relevant for underground H<sub>2</sub> storage. Environmental Science & Technology, 57(2), pp.1092-1102.

Dutoit, H., Donzé, F.V., Cardoso, C., Charroy, J., Riba Pereyra, C., Taillefer, A., Dusséaux, C., Tisserand, D., Monnier, L., Byrdina, S., Pik, R., Truche, L., 2024. Assessing the Helium Potential of Variscan Batholiths: Insight From Corsica Island. Geochemistry, Geophysics, Geosystems 25, e2024GC011519. <https://doi.org/10.1029/2024GC011519>

Escario, S., Godard, M., Gouze, P., Leprovost, R., 2018. Experimental study of the effects of solute transport on reaction paths during incipient serpentinization. Lithos, 323: 191-207, doi:10.1016/j.lithos.2018.09.020.



Foh, S., Novil, M., Rockar, E., and Randolph, P. (1979) Underground hydrogen storage - Final report. doi:10.2172/6536941.

Früh-Green, G.L., Orcutt, B.N., Rouméjon, S., Lilley, M.D., Morono, Y., Cotterill, C., Green, S., Escartin, J., John, B.E., McCaig, A.M., Cannat, M., Ménez, B., Schwarzenbach, E.M., Williams, M.J., Morgan, S., Lang, S.Q., Schrenk, M.O., Brazelton, W.J., Akizawa, N., Boschi, C., Dunkel, K.G., Quéméneur, M., Whattam, S.A., Mayhew, L., Harris, M., Bayrakci, G., Behrmann, J.-H., Herrero-Bervera, E., Hesse, K., Liu, H.-Q., Ratnayake, A.S., Twing, K., Weis, D., Zhao, R., Bilenker, L., 2018. Magmatism, serpentinization and life: Insights through drilling the Atlantis Massif (IODP Expedition 357). *Lithos*: doi:10.1016/j.lithos.2018.09.012.

Fry, N.K., Fredrickson, J.K., Fishbain, S., Wagner, M., Stahl, D.A., 1997. Population structure of microbial communities associated with two deep, anaerobic, alkaline aquifers. *Appl Environ Microbiol* 63, 1498–1504.

Gadalia A., Braibant G., 2007. Validation du détecteur d'hélium INGEN-1. Rapport final. BRGM/RP-55599-FR. <https://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-55599-FR.pdf>

Gaillard, F., Scaillet, B. and Arndt N., 2011. Atmospheric oxygenation caused by a change in volcanic degassing pressure. *Nature*, 478 (7368), 229-232.

Gal F., Brach M., Braibant G., Gadalia A., Koch F., 2012. Compléments d'exploration géothermique de la Martinique : suivi géochimique des gaz du sol. Mesures de Février, Mars et Juin 2012. Rapport d'avancement BRGM/RP-61531-FR. <https://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-61531-FR.pdf>

Gal F., Gadalia A., Decouchon E., Taïlamé A.-L., 2013. Compléments d'exploration géothermique, zone de Vieux Habitants, Guadeloupe : géochimie janvier/février 2013. Rapport final BRGM/RP-62839-FR. <https://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-62839-FR.pdf>

Gal F. avec la collaboration de Bentivegna G. (2016) – Prélèvement de gaz thermal – Station thermale de Nérès-les-Bains. Rapport final. BRGM/RC- 65475-FR (confidentiel).

Gal, F., Proust, E., Kloppmann, W., 2019. Towards a Better Knowledge of Natural Methane Releases in the French Alps: A Field Approach. *Geofluids* 2019, 16. <https://doi.org/10.1155/2019/6487162>

Galvez, M.E., Martinez, I., Beyssac, O., Benzerara, K., Agrinier, P., Assayag, N., 2013. Metasomatism and graphite formation at a lithological interface in Malaspina (Alpine Corsica, France). *Contributions to Mineralogy and Petrology* 166, 1687–1708. <https://doi.org/10.1007/s00410-013-0949-3>

Geoderis, 2010, Bassin houiller du Nord Pas-de-Calais - Zone 1 - Communes de Beuvrages, Bruay-sur-l'Escaut, Bruille-Saint-Amand, Château l'Abbaye, Condé-sur-l'Escaut, Crespin, Escautpont, Flines-les-Mortagne, Fresnes-sur-Escaut, Fressain, Hergnies, Mortagne-du-Nord, Nivelle, Odomez, Onnaing, Quarouble, Quiévrechain, Saint-Amand-les-Eaux, Saint-Aybert, Thivencelle, Thun-Saint-Amand, Vicq et Vieux-Condé. Etude des aléas miniers. Rapport GEODERIS E2008/198DE – 09NPC2220

Geymond, U., Ramanaidou, E., Lévy, D., Ouaya, A., and Moretti, I. (2022). Can Weathering of Banded Iron Formations Generate Natural Hydrogen? Evidence from Australia, Brazil and South Africa. *Minerals* 12, 163. doi:10.3390/min12020163

Geymond, U., Briole, T., Combaudon, V., Sissmann, O., Martinez, I., Duttine, M., et al. (2023). Re-assessing the role of magnetite during natural hydrogen generation. *Frontiers in Earth Science* 11, 1169356. doi:10.3389/feart.2023.1169356

Geymond, U., 2024. Evaluation du potentiel de génération d'hydrogène naturel (H<sub>2</sub>) des Banded Iron Formations. These de doctorat de l'Université Paris Cité.

Haddad, P.G., Ranchou-Peyruse, M., Guignard, M., Mura, J., Casteran, F., Ronjon-Magand, L., Sénéchal, P., Isaure, M.P., Moonen, P., Hoareau, G. and Dequidt, D., 2022. Geological storage of hydrogen in deep aquifers—an experimental multidisciplinary study. *Energy & Environmental Science*, 15(8), pp.3400-3415.

Haveman, S. A., & Pedersen, K., 2002. Distribution of culturable microorganisms in Fennoscandian Shield groundwater. *FEMS Microbiology Ecology*, 39(2), 129-137.

Hellerschmied, C., Schritter, J., Waldmann, N., Zaduryan, A.B., Rachbauer, L., Scherr, K.E., Andiappan, A., Bauer, S., Pichler, M. and Loibner, A.P., 2024. Hydrogen storage and geo-methanation in a depleted underground hydrocarbon reservoir. *Nature Energy*, 9, 333-344.

Helios  
Aragon, 2023,  
<https://www.aragonhoy.es/uploads/files/2023/06/07/Government%20workshop%20no%20additional%20slides.pdf>

Holden, J.F. *Extremophiles: Hot environments*. Academic Press: Oxford, 2009; pp. 127-146

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

Hutchinson, I.P., Jackson, O., Stocks, A.E., Barnicoat, A.C. and Lawrence, S.R. 2024. Greenstones as a source of hydrogen in cratonic sedimentary basins. *Geological Society London, Special Publication*, 547, <https://doi.org/10.1144/SP547-2023-39>.

Ineris, 2007, RAPPORT D'ÉTUDE 14/12/2007 DRS-07-87736-04344A, Bassin houiller de la Loire Concessions de Saint-Jean-Bonnefonds, La Sibertièrre, Janon, Villeboeuf, Terrenoire, Monthieux, Côte Thiollière, La Barallière, Ronzy, Le Treuil, La Roche, Méons, Reveux, Chaney, Cros, La Talaudière-Chazotte, Bérard (dit « secteur de Saint-Etienne Est »). Elaboration de la phase informative du PPRM de ce secteur.

Jackson, O., Lawrence, S.T., Hutchinson, I.P., Stocks, A.E., Barnicoat, A.C., Powney, M., 2024. Natural hydrogen: sources, systems and exploration plays, *Geoenergy* (2024) 2 (1): geoenergy2024-002.

Jean-Baptiste, P., Allard, P., Fourré, E., Parello, F., Aiuppa, A., 2014. Helium isotope systematics of volcanic gases and thermal waters of Guadeloupe Island, Lesser Antilles. *J.Volcanol.Geochem.Res.* 283, 66–72. <https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2014.07.003>

Kashefi, K. and Lovley, D.R., 2003. Extending the upper temperature limit for life. *Science*, 301(5635), pp.934-934.

Katayama, I., Abe, N., Hatakeyama, K., Akamatsu, Y., Okazaki, K., Ulven, O.I., Hong, G., Zhu, W., Cordonnier, B., Michibayashi, K., Godard, M., Kelemen, P., 2020. Permeability Profiles Across the Crust-Mantle Sections in the Oman Drilling Project Inferred From Dry and Wet Resistivity Data. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 125(8): doi:10.1029/2019JB018698.

Kelemen, P.B., Matter, J.M., Teagle, D.A.H., Coggon, J.A., The Oman Drilling Project Science Team, 2020. Proceedings of the Oman Drilling Project, College Station, TX (International Ocean Discovery Program), <https://doi.org/10.14379/OmanDP.proc.2020>.

Kelemen, P.B., Leong, J.A., Carlos de Obeso, J., Matter, J.M., Ellison, E.T., Templeton, A., Nothhaft, D.B., Eslami, A., Evans, K., Godard, M., Malvoisin, B., Coggon, J.A., Warsi, N.H., Pézard, P., Choe, S., Teagle, D.A.H., Michibayashi, K., Takazawa, E., Al Sulaimani, Z., the Oman Drilling Project Science Team, 2021. Initial results from the Oman Drilling Project Multi-Borehole Observatory: Petrogenesis and ongoing alteration of mantle peridotite in the weathering horizon. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*: e2021JB022729; doi:10.1029/2021JB022729

Kieft, T.L., 2016. Microbiology of the deep continental biosphere. Their world: a diversity of microbial environments, pp.225-249.

Klein, F., Tarnas, J. D., and Bach, W. (2020). Abiotic Sources of Molecular Hydrogen on Earth. *Elements* 16, 19–24. doi:10.2138/gselements.16.1.19

Klein, F., Humphris, S.E., Bach, W. (2020) Brucite formation and dissolution in oceanic serpentinite. *Geochem. Persp. Let.* 16, 1–5.

Kotelnikova, S., & Pedersen, K. (1997). Evidence for methanogenic Archaea and homoacetogenic Bacteria in deep granitic rock aquifers. *FEMS Microbiology Reviews*, 20(3-4), 339-349.

Konn, C., Donval, J.P., Guyader, V., Roussel, E., Fourré, E., Jean-Baptiste, P., Pelleter, E., Charlou, J.L., Fouquet, Y., 2018. Organic, Gas, and Element Geochemistry of Hydrothermal Fluids of the Newly Discovered Extensive Hydrothermal Area in the Wallis and Futuna Region (SW Pacific). *Geofluids* 2018, 25. <https://doi.org/10.1155/2018/7692839>

Krafft, M., Chaigneau, M., 1980. Les gaz occlus dans les bombes volcaniques de l'activité du Piton de la Fournaise en 1975–1976 (Ile de la Réunion). *Bulletin Volcanologique* 43, 225–232. <https://doi.org/10.1007/BF02597624>

Lagneau-Herenger, L., 1965, Géologie du bassin potassique d'Alsace, Travaux du laboratoire de géologie de la Faculté des Sciences de Grenoble. Tome 41, 57-96. [http://geologie-alpine.ujf-grenoble.fr/articles/GA\\_1965\\_\\_41\\_\\_57\\_0.pdf](http://geologie-alpine.ujf-grenoble.fr/articles/GA_1965__41__57_0.pdf)

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

Lefevre, N. (2022). Nouvelles méthodes d'exploration des ressources en hydrogène naturel (H<sub>2</sub>) : Le cas d'école du piémont Pyrénéen occidental. Ph.D. thesis, Université Grenoble Alpes

Lefevre, N., Truche, L., Donzé, F.V., Gal, F., Tremosa, J., Fakoury, R.A., Calassou, S., Gaucher, E.C., 2022. Natural hydrogen migration along thrust faults in foothill basins: The North Pyrenean Frontal Thrust case study. *Applied Geochemistry*, 145: 105396, doi: 10.1016/j.apgeochem.2022.105396

Lefevre, N., Thomas, E., Truche, L., Donzé, F.V., Cros, T., Dupuy, J., Pinzon-Rincon, L., Rigollet, C., 2024. Characterizing natural hydrogen occurrences in the Paris basin from historical drilling records. *G3 Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 25, e2024GC011501. <https://doi.org/10.1029/2024GC011501>

Leila, M., Loiseau, K., Moretti, I., 2022. Controls on generation and accumulation of blended gases (CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub>/He) in the Neoproterozoic Amadeus Basin, Australia, *Marine and Petroleum Geology*, Volume 140, June 2022, 105643.

- Lévy, D., Roche, V., Pasquet, G., Combaudon, V., Geymond, U., Loiseau, K., et al. (2023b). Natural H<sub>2</sub> exploration: tools and workflows to characterize a play. *Science and Technology for Energy Transition* 78, 27. doi:10.2516/stet/2023021
- Lévy, D., Boka-Mene, M., Meshi, M., Fejza, I., Guermont, T., Hauville, B. and Pelissier, N., 2023. Looking for natural hydrogen in Albania and Kosova, *Front. Earth Sci.* 11:1167634. doi: 10.3389/feart.2023.1167634.
- Lin, L.-H., Hall, J., Lippmann-Pipke, J., Ward, J. A., Lollar, B. S., DeFlaun, M., et al. (2005). Radiolytic H<sub>2</sub> in continental crust: Nuclear power for deep subsurface microbial communities. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 6(7): 1–13.
- Liuzzo, M., Di Muro, A., Giudice, G., Michon, L., Ferrazzini, V., Gurrieri, S., 2015. New evidence of CO<sub>2</sub> soil degassing anomalies on Piton de la Fournaise volcano and the link with volcano tectonic structures. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems* 16, 4388–4404. <https://doi.org/10.1002/2015GC006032>
- Liuzzo, M., Di Muro, A., Rizzo, A.L., Caracausi, A., Grassa, F., Fournier, N., Shafik, B., Boudoire, G., Coltorti, M., Moreira, M., Italiano, F., 2021. Gas Geochemistry at Grande Comore and Mayotte Volcanic Islands (Comoros Archipelago), Indian Ocean. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems* 22, e2021GC009870. <https://doi.org/10.1029/2021GC009870>
- Liuzzo, M., Di Muro, A., Rizzo, A.L., Grassa, F., Coltorti, M., Ader, M., 2022. The composition of gas emissions at Petite Terre (Mayotte, Comoros): inference on magmatic fingerprints. *Comptes Rendus. Géoscience*. <https://doi.org/10.5802/crgeos.148>
- Lopez-Lazaro, C., Bachaud, P., Moretti I. and Ferrando, N., 2019. Predicting the phase behavior of hydrogen in NaCl brines by molecular simulation for geological applications. *BSGF-Earth Sciences Bulletin*, 190 (1), 7.
- Lovley, D.R. and Chapelle, F.H., 1995. Deep subsurface microbial processes. *Reviews of Geophysics*, 33(3), pp.365–381.
- Magnabosco, C., Lin, L.-H., Dong, H., Bomberg, M., Ghiorse, W., Stan-Lotter, H., Pedersen, K., Kieft, T.L., van Heerden, E., Onstott, T.C., 2018. The biomass and biodiversity of the continental subsurface. *Nature Geosci* 11, 707–717.
- Mahlstedt, N., Horsfield, B., Weniger, P., Misch, D., Shi, X., Noah, M., et al. (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
- Maiga, O., Deville, E., Laval, J., Prinzhofer, A. and Diallo, A.B. 2023. Characterization of the spontaneously recharging natural hydrogen reservoirs of Bourakebougou in Mali. *Scientific Reports* , 13, 11876, <https://doi.org/10.1038/s41598-023-38977-y>.
- Malvoisin, B. and Brunet, F. (2023). Barren ground depressions, natural H<sub>2</sub> and orogenic gold deposits: Spatial link and geochemical model. *Science of The Total Environment* 856, 158969. doi:10.1016/j.scitotenv.2022.158969
- Marty, B., Meynier, V., Nicolini, E., Griesshaber, E., Toutain, J.P., 1993. Geochemistry of gas emanations: A case study of the Réunion Hot Spot, Indian Ocean. *Applied Geochemistry* 8, 141–152. [https://doi.org/10.1016/0883-2927\(93\)90030-K](https://doi.org/10.1016/0883-2927(93)90030-K)

Milesi, V., Guyot, F., Brunet, F., Richard, L., Recham, N., Benedetti, M., et al. (2015). Formation of CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> and condensed carbon from siderite dissolution in the 200–300°C range and at 50MPa. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 154, 201–211. doi:10.1016/j.gca.2015.01.015

Milesi, V., Debure, M., Marty, N., Capano, M., Jézéquel, D., Steefel, C., Rouchon, V., Albéric, P., Bard, E., Sarazin, G., Guyot, F., Virgone, A., Gaucher, E., Ader, M., 2020. Early diagenesis of lacustrine carbonates in volcanic settings: the role of magmatic CO<sub>2</sub> (Lake Dziani Dzaha, Mayotte, Indian Ocean). *ACS Earth and Space Chemistry* 4, 363–378. <https://doi.org/10.1021/acsearthspacechem.9b00279>

Menez, B. and 8 co-authors (2018). Abiotic synthesis of amino acids in the recesses of the oceanic lithosphere. *Nature* 564: 59 - 63

Monnin, C., Chavagnac, V., Boulart, C., Ménéz, B., Gérard, M., Gérard, E., Pisapia, C., Quéméneur, M., Erauso, G., Postec, A., Guentas-Dombrowski, L., Payri, C., Pelletier, B., 2014. Fluid chemistry of the low temperature hyperalkaline hydrothermal system of Prony Bay (New Caledonia). *Biogeosciences* 11, 5687–5706. <https://doi.org/10.5194/bg-11-5687-2014>

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

Moretti, I., Prinzhofer, A., Françolin, J., Pacheco, C., Rosanne, M., Rupin, F., et al. (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, 3615–3628.

Moretti, I., Bouton, N., Ammouial, J., Carrillo Ramirez, A., (2024). The H<sub>2</sub> potential of the Colombian coals in natural conditions. *International Journal of Hydrogen Energy* 77, 1443-1456.

Motamedi M. & Pedersen K. 1998. Isolation and characterisation of a mesophilic sulfate-reducing bacterium, *Desulfovibrio aespoeensis* sp. nov. from deep ground water at Äspö Hard Rock Laboratory, Sweden. *Int J Syst Bacteriol* 48, 311-315.

Mura, J., Ranchou-Peyruse, M., Guignard, M., Haddad, P.G., Ducousso, M., Casteran, F., Sénéchal, P., Larregieu, M., Isaure, M.P., Moonen, P. and Le Hécho, I., 2024. Comparative study of three H<sub>2</sub> geological storages in deep aquifers simulated in high-pressure reactors. *International Journal of Hydrogen Energy*, 63, pp.330-345.

Murray, J., Clément, A., Fritz, B., Schmittbuhl, J., Bordmann, V., and Fleury, J. M. (2020). Abiotic hydrogen generation from biotite-rich granite: A case study of the Soultz-sous-Forêts geothermal site, France. *Applied Geochemistry* 119, 104631. doi:10.1016/j.apgeochem.2020.104631

Nealson, K.H., Inagaki, F. and Takai, K., 2005. Hydrogen-driven subsurface lithoautotrophic microbial ecosystems (SLiMEs): do they exist and why should we care?. *Trends in microbiology*, 13(9), pp.405-410.

Pankhurst, E.S. 1967. The growth and occurrence of sulfate-reducing bacteria, with particular reference to their importance in the gas industry. PhD thesis, Univ. London, Great Britain (Imperial College).

Pauwels, H., Fouillac, C., Fouillac, A.-M., 1993. Chemistry and isotopes of deep geothermal saline fluids in the Upper Rhine Graben: Origin of compounds and water-rock interactions. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 57, 2737–2749

Pedersen, K. (1998). Evidence for a hydrogen-driven, intra-terrestrial biosphere in deep granitic rock aquifers. In *Proceedings of the 8th International Symposium on Microbial Ecology* bell CR. Atlantic Canada Society for Microbial Ecology. 9-14 August, Halifax, Canada.



Pedersen, K. (2000). Exploration of deep intraterrestrial microbial life: current perspectives. FEMS microbiology letters, 185(1), 9-16.

Pedersen, K. (2005). Microorganisms and their influence on radionuclide migration in igneous rock environments. Journal of Nuclear and Radiochemical Sciences, 6(1), 11-15.

Plümper, O., Røyne, A., Magrasó, A., Jamtveit, B., 2012. The interface-scale mechanism of reaction-induced fracturing during serpentinization. Geology, 40: 1103-1106; doi:10.1130/G33390.1.

Prinzhofer, A., & Deville, E. (2015). Hydrogène naturel. La prochaine révolution énergétique, 187p.

Prinzhofer, A., Cissé, C. S. T., and Diallo, A. B. (2018). Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali). International Journal of Hydrogen Energy 43, 19315–19326. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.193>

Prinzhofer, A., Moretti, I., Françolin, J., Pacheco, C., D'Agostino, A., Werly, J., et al. (2019). Natural hydrogen continuous emission from sedimentary basins: The example of a Brazilian H<sub>2</sub>-emitting structure. International Journal of Hydrogen Energy 44, 5676–5685. doi:10.1016/j.ijhydene.2019.01.119

Ranchou-Peyruse, M., Guignard, M., Chiquet, P., Caumette, G., Cézac, P. and Ranchou-Peyruse, A., 2024. Assessment of the in situ biomethanation potential of a deep aquifer used for natural gas storage. FEMS Microbiology Ecology, 100(6), p.fiae066.

Reeves, E., P. and Fiebig, J., 2020. Abiotic synthesis of methane and organic compounds in Earth's lithosphere. Elements, 16, 25-31.

Rigollet C., Pélissier N., Lhote O., Pizzo E., 2021, Etudes de sites d'émanation d'H<sub>2</sub> naturel en France, pour la compréhension du « système hydrogène » et l'établissement de guides exploratoires. In L'hydrogène naturel : état de la recherche en France, Réunion/séance spécialisée de la SGF, 28 juin 2021 - Paris. <https://www.geosoc.fr/liens-docman/reunions-scientifiques-et-techniques/2021-2/1-hydrogene-naturel-etat-de-la-recherche-en-france/1559-etudes-de-sites-d-emanation-d-h2-naturel-en-france-pour-la-comprehension-du-systeme-hydrogene-et-l-etablissement-de-guides-exploratoires/file.html>

Sanjuan B., Brach M., Foucher J.-C., 2003. Réévaluation du potentiel géothermique dans les régions de Morne-Rouge-Montagne Pelée et de Diamant (Martinique) : Etude géochimique. Rapport final BRGM/RP-52547-FR. <https://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-52547-FR.pdf>

Sanjuan, B., Baltassat, J.-M., Bezelgues, S., Brach, M., Debeglia, N., Dupont, F., François, B., Girard, J.-F., Mathieu, F., Miehe, J.-M., Pajot, G., Traineau, H., 2008. Estimation du potentiel géothermique de Mayotte : Phase 2 - Etape 2. Investigations géologiques, géochimiques et géophysiques complémentaires et synthèse des résultats. Rapport final BRGM/RP-56802-FR. <https://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-56802-FR.pdf>

Sanjuan, B., Millot, R., Innocent, C., Dezayes, C., Scheiber, J., Brach, M., 2016. Major geochemical characteristics of geothermal brines from the Upper Rhine Graben granitic basement with constraints on temperature and circulation. Chem.Geol. 428, 27–47. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2016.02.021>

Sanjuan B. Millot R., Dixit C., Bernard M.-L., 2023. Geochemical characteristics of the main high-temperature geothermal fluids presently known in the Caribbean islands. Final report BRGM/RP-72352-FR. <https://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-72352-FR.pdf>



Sasputur, N., Allanic, C., & Peyrefitte, A. (2024). Serpentinization and magmatic distribution in a hyperextended rift suture: Implication for natural hydrogen exploration (Mauléon basin, Pyrenees). *Tectonics*, 43, e2024TC008385. Doi:10.1029/2024TC008385

Schrenk, M.O., Brazelton, W.J. and Lang, S.Q., 2013. Serpentinization, carbon, and deep life. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 75(1), pp.575-606.

Sissmann, O., Deville, E., Labidi, J., Vermesse, H., Pillot, D., & Young, E. (2021, December). New constraints on emissions and degradation of hydrocarbons in the French Alps, through stable isotopes & doubly-substituted methane isotopologues analyses. In AGU Fall Meeting Abstracts (Vol. 2021, pp. B35H-1514).

Sherwood Lollar, B., Onstott, T. C., Lacrampe-Couloume, G., and Ballentine, C. J. (2014). The contribution of the Precambrian continental lithosphere to global H<sub>2</sub> production. *Nature* 516, 379–382. doi:10.1038/nature14017

Šmigáň, P., Greksak, M., Kozánková, J., Buzek, F., Onderka, V. and Wolf, I., 1990. Methanogenic bacteria as a key factor involved in changes of town gas stored in an underground reservoir. *FEMS Microbiology Ecology*, 6(3), pp.221-224.

Spain, E.A., Johnson, S.C., Hutton, B., Whittaker, J.M., Lucieer, V., Watson, S.J., Fox, J.M., Lupton, J., Arculus, R., Bradney, A., Coffin, M.F., 2020. Shallow Seafloor Gas emissions Near Heard and McDonald Islands on the Kerguelen Plateau, Southern Indian Ocean. *Earth and Space Science* 7, e2019EA000695. <https://doi.org/10.1029/2019EA000695>

Stevens, T.O. and McKinley, J.P., 1995. Lithoautotrophic microbial ecosystems in deep basalt aquifers. *Science*, 270(5235), pp.450-455.

Sudmine, 2022, <https://sudmine.fr/hydrogene>

Suzuki, N., Saito, H., and Hoshino, T. (2017). Hydrogen gas of organic origin in shales and metapelites. *International Journal of Coal Geology* 173, 227–236. doi:10.1016/j.coal.2017.02.014

Takai, K., Mormile, M.R., McKinley, J.P., Brockman, F.J., Holben, W.E., Kovacik, W.P., Fredrickson, J.K., 2003. Shifts in archaeal communities associated with lithological and geochemical variations in subsurface Cretaceous rock. *Environ Microbiol* 5, 309–320.

Takai, K., Nakamura, K., Toki, T., Tsunogai, U., Miyazaki, M., Miyazaki, J., Hirayama, H., Nakagawa, S., Nunoura, T., Horikoshi K.. Cell proliferation at 122 C and isotopically heavy CH<sub>4</sub> production by a hyperthermophilic methanogen under high-pressure cultivation. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 2008, vol. 105, no 31, p. 10949-10954.

Thaysen, E. M., Armitage, T., Slabon, L., Hassanpouryouzband, A., & Edlmann, K. (2023). Microbial risk assessment for underground hydrogen storage in porous rocks. *Fuel*, 352, 128852.

Taylor, J., Alderson, J.E.A., Kalyanam, K.M., Lyle, A.B., and Phillips, L.A. (1986) Technical and economic assessment of methods for the storage of large quantities of hydrogen. *Int J hydrogen Energy* 11: 5-22.

Templeton AS, Ellison ET, Kelemen PB, Leong J, Boyd ES, Colman DR and Matter JM (2024), Low temperature hydrogen production and consumption in partially-hydrated peridotites in Oman: implications for stimulated geological hydrogen production. *Front. Geochem.* 2:1366268. doi: 10.3389/fgeoc.2024.1366268

Truche, L., Berger, G., Destrigneville, C., Pages, A., Guillaume, D., Giffaut, E. and Jacquot, E., 2009. Experimental reduction of aqueous sulphate by hydrogen under hydrothermal conditions: Implication for the nuclear waste storage. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 73(16), pp.4824-4835.

Truche, L., Joubert, G., Dargent, M., Martz, P., Cathelineau, M., Rigaudier, T. and Quirt, D., 2018. Clay minerals trap hydrogen in the Earth's crust: evidence from the Cigar Lake uranium deposit, Athabasca. *Earth and Planetary Science Letters*, 493, pp.186-197.

Truche, L., Bourdelle, F., Salvi, S., Lefeuvre, N., Zug, A., and Lloret, E. (2021). Hydrogen generation during hydrothermal alteration of peralkaline granite. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 308, 42–59. doi:10.1016/j.gca.2021.05.048

Vacquand, C., Deville, É., Beaumont, V., Guyot, F., Pillot, D., Sissmann, O., Arcilla, C., Prinzhofer, A., 2018. Reduced gas seepages in ophiolitic complexes: Evidences for multiple origins of the H<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub>-N<sub>2</sub> gas mixtures. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 223, 437-461, <https://doi.org/10.1016/j.gca.2017.12.018>

Vasile, N.S., Bellini, R., Bassani, I., Vizzarro, A., Azim, A.A., Coti, C., Barbieri, D., Scapolo, M., Viberti, D., Verga, F. and Pirri, F., 2024. Innovative high pressure/high temperature, multi-sensing bioreactors system for microbial risk assessment in underground hydrogen storage. *International Journal of Hydrogen Energy*, 51, pp.41-50.

Ver Eecke, H.C., Butterfield, D.A., Huber, J.A., Lilley, M.D., Olson, E.J., Roe, K.K., Evans, L.J., Merkel, A.Y., Cantin, H.V., Holden, J.F., 2012. Hydrogen-limited growth of hyperthermophilic methanogens at deep-sea hydrothermal vents. *Proceedings of the National Academy of Sciences* 109, 13674–13679.

Veshareh, M.J., Thaysen, E.M. and Nick, H.M., 2022. Feasibility of hydrogen storage in depleted hydrocarbon chalk reservoirs: Assessment of biochemical and chemical effects. *Applied Energy*, 323, p.119575.

Vitale Brovarone, A., Tumiati, S., Piccoli, F., Ague, J.J., Connolly, J.A.D., Beyssac, O., 2020. Fluid-mediated selective dissolution of subducting carbonaceous material: Implications for carbon recycling and fluid fluxes at forearc depths. *Chemical Geology* 549, 119682. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2020.119682>

Wankel, S.D., Germanovich, L.N., Lilley, M.D., Genc, G., DiPerna, C.J., Bradley, A.S., Olson, E.J., Girguis, P.R., 2011. Influence of subsurface biosphere on geochemical fluxes from diffuse hydrothermal fluids. *Nature Geosci* 4, 461–468.

Yao, Y., Xiaoxiao, S., Zheng, S., Wu, H., Zhang, C., Liu, Y., Chang, Y., 2021. Methods for Petrological and Petrophysical Characterization of Gas Shales, *Energy & Fuels* Vol 35/Issue 14.

Zgonnik, V., Beaumont, V., Deville, E., Larin, N., Pillot, D., and 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, 31. doi:10.1186/s40645-015-0062-5

## Glossaire

**Contextes géologiques fertiles** : environnement géologique répondant à des critères théoriques favorables d'ordre géographique, minéralogique, géochimique ou géophysique

**Craton** : la lithosphère continentale étant plus légère ( $2,8 \text{ g/cm}^3$ ) que le manteau sous-jacent ( $3,3 \text{ g/cm}^3$ ), 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  $600 \times 10^6$  ans. On parle alors de craton.

**District minier** : une section du pays généralement désignée par son nom, à l'intérieur de laquelle les réserves se trouvent et qui sont exploitées conformément aux règles et réglementations prescrites par l'exploitant. Son étendue territoriale n'est pas limitée et ses limites peuvent être modifiées.

**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' $\text{H}_2$ .

**Gaz cap** : Gaz qui s'accumule dans les parties supérieures d'un réservoir où les caractéristiques de pression, de température et de fluide sont propices à la libération de gaz.

**Gisement** : Un gisement est une accumulation d'une ressource naturelle (métaux, hydrocarbures, eau, gaz), dont l'exploitation est économiquement rentable. La quantité (volume ou tonnage) et la teneur (concentration ou pureté) sont deux paramètres importants pour apprécier la valeur d'un gisement, mais ils ne sont pas suffisants, puisqu'il faut aussi démontrer la capacité technique et économique à récupérer la ressource.

**Gisement** (Définition issues de BRGM/RP-71133-FR ; Déc 2021) : Concentration naturelle de minéraux économiquement exploitables (notion économique associée à une temporalité comme les variations du cours des matières premières, ainsi qu'à des contraintes de faisabilité techniques).

**Gîte** (Définition issues de BRGM/RP-71133-FR ; Déc 2021) : concentration naturelle de masses minérales contenant des métaux susceptibles d'être économiquement exploitables.

**HC** : hydrocarbures. Ils viennent en général de la maturation de la matière organique dans le sous-sol mais le méthane,  $\text{CH}_4$ , le plus léger d'entre eux, peut aussi être d'origine microbienne ou abiotique.

**Indices miniers** : mesures localisées montrant des anomalies de concentration

**Indice ou prospect** (Définition issues de BRGM/RP-71133-FR ; Déc 2021) : minéralisation dont l'existence est connue grâce à des observations de terrain, éventuellement étayées par quelques sondages et petits travaux miniers (tels que des tranchées, galeries de reconnaissance) et/ou par des observations indirectes (géochimie ; géophysique), mais dont l'intérêt économique n'est pas encore démontré.

**Onshore** : terme anglais qui désigne l'exploration, la recherche, un forage, une production à terre ou un gisement de pétrole à terre, par opposition aux exploitations offshore qui s'effectuent en pleine mer, sur des plates-formes de forage pétrolier.

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

**Ophiolites** : Ensemble de roches magmatiques ultrabasiques, généralement métamorphisées, que l'on rencontre dans les massifs montagneux, considéré aujourd'hui comme un fragment de la lithosphère océanique déplacé par les mouvements tectoniques. 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.

**Potentiel géologique** (Définition issues de BRGM/RP-71133-FR ; Déc 2021) : il s'agit d'une première estimation, basée sur des critères et des raisonnements géologiques, de l'existence de gisements dans une région ou un pays.

**Prospect minier** : aire géographique contenant un gisement, appelé prospect, en phase d'exploration pour déterminer certaines des caractéristiques les plus importantes du gisement.

**Potentiel redox** (également appelé potentiel rédox) : mesure de l'équilibre entre les formes oxydées et réduites des différents composés chimiques.

**Réserves** (Définition issues de BRGM/RP-71133-FR ; Déc 2021) : terme désignant l'ensemble des volumes de ressources accessibles et récupérables d'un gisement dont l'exploitabilité a été démontrée lors d'une étude de faisabilité, et qui est à la fois rentable selon le marché actuel et techniquement extractible.

**Ressources** (Définition issues de BRGM/RP-71133-FR ; Déc 2021) : minéralisation dont l'enveloppe et le volume ont fait l'objet d'une première estimation, encore imprécise, à l'aide de sondages, de petits travaux miniers, de prospection en surface et/ou d'observations indirectes par géochimie, géophysique, *etc.*

**Roches mafiques et ultramafiques (ou basique et roches ultrabasiques)** : roches magmatiques pauvres en silice et riches en fer et en magnésium, d'où leur caractère basique, riches (roches mafiques: basaltes, gabbros) à très riches (roches ultramafiques : péridotites, serpentinites) en minéraux ferro-magnésiens (olivine, pyroxènes, *etc.*).

**Serpentinisation** : réactions d'hydratation et d'oxydation de minéraux ferromagnésiens, tels que l'olivine et le pyroxène, qui produit de la serpentine et une suite de phases hydratées (brucite, *etc.*) et oxydes (magnétite, *etc.*).

**Solubilité** : capacité d'une substance, appelée soluté, à se dissoudre dans une autre substance, appelée solvant, pour former un mélange homogène appelé solution. Elle s'exprime en concentration soit en mole/litre, soit en gramme/litre.

**Tcf** (trillion cubic feet) : unité de volume classique pour le gaz dans le monde de l'O&G, environ 28.32 milliards de m<sup>3</sup>.

Les organismes suivant ont contribué à ce rapport :

