Développement de l’hydrogène naturel : potentiel et défis

Arnout JW Everts (AEGeo Sdn Bhd, Kuala Lumpur, Malaisie)
Jos Bonnie (Jos Bonnie Petrophysics Advice & Assurance Services, Australie)
Ramon Loosveld (Loosveld Exploration Consultancy, Pays-Bas)

Traduction française du manuscrit intégral déposé sur EarthArXiv, DOI : 10.31223/X5VH9R. Ce document est la prépublication d’un article évalué par les pairs, publié depuis dans l’International Journal of Hydrogen Energy (DOI : 10.1016/j.ijhydene.2025.05.357). Les formules, chiffres et numéros de référence sont conservés. Les références bibliographiques conservent leurs intitulés originaux. Les graphiques scientifiques originaux sont reproduits en annexe, avec leurs légendes traduites.

Résumé

L’hydrogène naturel a récemment été identifié comme une source potentielle d’énergie pour les systèmes énergétiques futurs. Cet article examine son potentiel de développement technique en estimant, pour certaines découvertes récentes et perspectives de prospection identifiées, les quantités d’hydrogène en place et récupérables, la productivité des puits, la production d’eau et les autres coproduits qu’un futur développement devrait prendre en charge. Les découvertes sont classées en trois grandes catégories de systèmes géologiques : 1) les systèmes à migration concentrée, où l’hydrogène, principalement en phase aqueuse, migre avec peu ou pas de piégeage ; 2) les systèmes de couches de charbon, dans lesquels l’hydrogène est adsorbé à l’échelle moléculaire par le charbon ; 3) les systèmes réservoir–piège–couverture étanche, où de l’hydrogène gazeux est piégé sous une couverture imperméable. Les systèmes à migration concentrée présentent une densité de ressource en hydrogène faible à modeste, une faible productivité par puits, et leur exploitation pourrait coproduire d’importants volumes d’eau. Les systèmes d’hydrogène associé au charbon peuvent présenter une densité de ressource plus élevée, mais, là encore, une faible productivité des puits. Seuls les développements de systèmes réservoir–piège–couverture étanche pourraient potentiellement fournir les volumes requis par de grands consommateurs industriels ; toutefois, aucune accumulation de ce type n’a, à ce jour, été découverte de façon incontestable.

Mots-clés : hydrogène naturel ; hydrogène blanc ; classification des systèmes géologiques ; évaluation des ressources ; développement de gisements ; décarbonation.

1. Introduction

La demande mondiale d’hydrogène devrait être multipliée par plus de cinq d’ici 2050 [1]. L’approvisionnement futur devrait provenir de l’électrolyse de l’eau alimentée par de l’électricité renouvelable (hydrogène vert) et de combustibles fossiles associés au captage, à l’utilisation et au stockage du carbone (hydrogène bleu). Une autre source, plus spéculative, serait l’hydrogène naturel issu du sous-sol (également appelé hydrogène blanc ou géologique). La présence d’hydrogène naturel constatée notamment au Mali [2, 3], dans l’est de la France [4], en Albanie [5], en Australie-Méridionale [6, 7] et sur une dorsale du Midwest américain [8], ainsi que les nombreuses manifestations de « cercles de fées » ou dépressions subcirculaires (SCD), structures ovales présentant une végétation anormale attribuée à l’échappement de gaz dont l’hydrogène [9], remettent en question l’idée selon laquelle l’hydrogène moléculaire serait rare dans le sous-sol peu profond. Jusqu’à présent, les découvertes ont été fortuites, lors de recherches d’eau ou d’hydrocarbures [10], ce qui souligne la nécessité de méthodes d’exploration spécifiques.

Les synthèses sur les systèmes à hydrogène naturel se sont surtout intéressées aux aspects exploratoires : cadre géologique général [11, 12], sources et processus de génération de l'hydrogène [9, 13–15], flux d'hydrogène et potentiel mondial des systèmes [16], ainsi que techniques de détection [6, 17]. Pour que l'hydrogène naturel contribue de manière significative à la décarbonation de l'industrie et des systèmes énergétiques, il faut toutefois examiner le potentiel de développement technique des différents contextes géologiques. Cela permettrait de repérer les systèmes et prospects présentant, en cas de succès exploratoire, les meilleures chances de viabilité commerciale.

À l'heure actuelle, la demande d'hydrogène provient surtout de grandes installations industrielles, notamment les raffineries de pétrole et les usines d'ammoniac ([18, 19] ; figure 1). Les efforts de décarbonation pourraient faire apparaître d'autres grands acheteurs industriels, mais aussi de plus petites possibilités d'approvisionnement local, comme les pôles de ravitaillement de véhicules (figure 1). Cependant, même les applications commerciales les plus modestes exigeraient probablement plus de 1 000 tonnes d'hydrogène par an et un engagement de fourniture sur plusieurs années.

Nous employons dans cet article les concepts d'analyse intégrée des prospects et d'évaluation de la valeur, habituellement utilisés par l'industrie pétrolière pour évaluer et classer des prospects [20, 21]. Cette approche consiste à estimer les plages possibles de ressources en place et récupérables, la productivité des puits, la production d'eau et les autres coproduits qu'un futur développement devrait gérer. Un plan de développement théorique est ensuite construit pour établir des indicateurs : nombre de puits et quantité de ressources nécessaires afin d'assurer un approvisionnement commercial. Pour les hydrocarbures, l'estimation des ressources, de la productivité et d'autres paramètres repose généralement sur des exploitations analogues [20]. Pour l'hydrogène naturel, aucune exploitation à échelle commerciale n'existe encore, mais nous proposons de reprendre, en les adaptant à ses particularités, les méthodes d'évaluation des ressources et les outils analytiques employés pour le pétrole et le gaz.

L'état physique de l'hydrogène (gazeux ou aqueux) et son mode de stockage (piégé dans des couches poreuses sous surpression, adsorbé à l'échelle moléculaire ou simplement en migration dans des roches poreuses et perméables) sont déterminants pour son potentiel de récupération et la productivité des puits. Chaque contexte nécessite donc une approche différente pour l'évaluation des ressources. Dans cet article, nous classons les types de systèmes selon leur mécanisme de récupération et leur potentiel d'exploitation. Nous illustrons cette classification à l'aide d'exemples de terrain pour lesquels nous avons estimé la densité des ressources en hydrogène, la productivité des puits, la production d'eau, le nombre de puits et la superficie de ressource nécessaires à un approvisionnement industriel. Le nombre de puits et la superficie requise illustrent particulièrement bien les possibilités et difficultés d'un développement commercial.

En raison de la grande volatilité et de la réactivité de l'hydrogène, la probabilité de rencontrer dans le sous-sol de grandes quantités d'hydrogène moléculaire pur peut être faible. Cet article n'a pas pour objectif de discuter les chances de découvrir une accumulation souterraine d'hydrogène, c'est-à-dire la probabilité de succès géologique (« Chance of Geological Success », COSg). Il s'intéresse plutôt au potentiel et aux difficultés de développement technique propres aux différentes catégories de systèmes, susceptibles de se traduire par une probabilité de développement (« Chance of Development », CoD [22]).

2. Théorie et méthodes de calcul

Cette section présente les méthodes utilisées pour calculer les indicateurs permettant d'apprécier le potentiel de développement technique de l'hydrogène naturel. Les calculs ont utilisé *Petroleum Office™*, une bibliothèque d'équations d'ingénierie pétrolière sous forme de complément Excel. Le tableau 1 répertorie les paramètres entrant dans les équations 1 à 21 et leurs unités usuelles. Les éléments supplémentaires publiés avec l'article comprennent un classeur Excel montrant l'application des méthodes et des équations d'évaluation aux exemples étudiés en section 3.

2.1. Densité de ressource en hydrogène

La quantité d'hydrogène par unité de surface d'un prospect ou d'une découverte dépend de la forme sous laquelle il est présent dans le sous-sol (ou supposé présent dans le cas d'un prospect) [11, 23] : 1) gaz dissous dans l'eau ; 2) molécules adsorbées, par exemple sur le charbon ; 3) gaz résiduel sous forme d'inclusions immobiles ; 4) gaz libre. Pour calculer la densité de ressource, nous utilisons des méthodes d'évaluation habituellement appliquées au pétrole et au gaz, notamment des corrélations usuelles de paramètres pétrophysiques et de fluides [26, 27], adaptées à l'hydrogène naturel.

2.1.1. Densité de ressource de l'hydrogène aqueux et résiduel

Lorsque l'hydrogène est principalement dissous dans l'eau de formation, avec de plus faibles quantités de gaz résiduel, la densité de ressource en hydrogène est calculée comme suit.

On calcule d'abord le volume poreux du réservoir par unité de surface (PV) :

(1) $PV = h \times NtG \times Por$

avec h l'épaisseur brute du réservoir, NtG la proportion d'épaisseur utile sur l'épaisseur brute et Por la porosité de la roche réservoir utile.

La solubilité maximale de l'hydrogène aux conditions du réservoir est calculée à l'aide de la loi de Henry :

(2) $Ci = Pi / KH$

avec Ci la solubilité initiale de l'hydrogène, Pi la pression initiale du réservoir et KH la constante de Henry de l'hydrogène à la température du réservoir. Par souci de simplicité, nous prenons une valeur unique de la constante de Henry pour l'hydrogène, de $1\ 282{,}05\ L{\cdot}atm/mol$ à $25\ °C$ [24]. Lorsque l'on dispose de données suffisantes sur la température et la salinité de l'eau de formation, cette estimation peut être affinée au moyen de modèles analytiques, par exemple celui de [25].

La quantité de gaz hydrogène résiduel initialement en place, par unité de surface ($H2gresIP$), exprimée en masse, est calculée par :

(3) $H2gresIP = PV \times Sg \times H2frac / Bgi \times H2den$

avec Sg la saturation totale en gaz résiduel, autres gaz compris ; $H2frac$ la fraction d'hydrogène dans le gaz (on suppose ici que le gaz résiduel et le gaz dissous présentent la même proportion d'hydrogène) ; Bgi le facteur de volume de formation du gaz (inverse du facteur d'expansion) à l'état initial du réservoir, estimé à partir des équations usuelles de l'industrie — en utilisant la température et la pression pseudo-critiques de l'hydrogène pour calculer son facteur de compressibilité Z [26] — ; et $H2den$ la masse volumique de l'hydrogène dans les conditions standard.

La quantité d'hydrogène dissous initialement en place, par unité de surface ($H2aqIP$), exprimée en masse, est ensuite estimée par :

(4) $H2aqIP = PV \times (1 - Sg) \times H2frac \times Ci \times H2moleden$

avec $H2moleden$ la masse molaire de l'hydrogène. On multiplie la solubilité maximale initiale (Ci) par $H2frac$ afin de tenir compte de la pression partielle d'hydrogène à l'interface gaz–eau.

Enfin, la quantité totale d'hydrogène initialement en place par unité de surface ($H2IP$) correspond à la somme des composantes aqueuse et gazeuse résiduelle :

(5) $H2IP = H2aqIP + H2gresIP$

Dans les systèmes à hydrogène aqueux, le principal mécanisme de récupération serait la déplétion de pression obtenue en remontant l'eau de formation par les puits. Cette déplétion réduit la solubilité de l'hydrogène, libérant l'hydrogène dissous, tant dans l'eau produite que dans la zone de dépression entourant le puits. Elle entraîne aussi une expansion du gaz résiduel qui augmente la saturation en gaz et, à supposer que la saturation initiale `Sg` soit proche du seuil critique, remobilise une partie de ce gaz.

Le rendement de récupération des systèmes aqueux reste spéculatif. L'analogue le plus proche est peut-être fourni par les études sur l'extraction de méthane des aquifères [28, 29]. À ce jour, cette méthode n'a cependant pas été mise en œuvre commercialement. Pour estimer l'hydrogène récupérable, nous supposons que le pompage dans les puits producteurs peut entraîner une certaine déplétion moyenne de pression et que l'hydrogène libéré de la solution ainsi que le gaz résiduel remobilisé rejoindraient les puits pendant la durée de production. La déplétion moyenne retenue en fin de production doit refléter les caractéristiques du réservoir aqueux (épaisseur, porosité, perméabilité, pression, connectivité), la taille de l'aquifère associé ainsi que la conception et l'équipement supposés des puits producteurs.

Avec ces hypothèses, le calcul de la quantité récupérable d'hydrogène par unité de surface s'effectue comme suit.

La solubilité de l'hydrogène dans les conditions de pression réduite du réservoir est d'abord calculée :

(6) `Cr = Pr / KH`

avec `Cr` la solubilité de l'hydrogène après déplétion, `Pr` la pression du réservoir après déplétion et `KH` la constante de Henry de l'hydrogène.

La quantité de gaz hydrogène résiduel restant en place par unité de surface après déplétion (`H2gresRem`), exprimée en masse, est :

(7) `H2gresRem = PV × Sg × H2frac / Bgr × H2den`

avec `Bgr` le facteur de volume de formation de l'hydrogène aux conditions du réservoir après déplétion, estimé à partir des équations usuelles.

La quantité d'hydrogène dissous restant en place par unité de surface (`H2aqRem`), en masse, est :

(8) `H2aqRem = PV × (1 − Sg) × H2frac × Cr × H2moleden`

Enfin, la densité de ressource en hydrogène récupérable (`H2UR`) est :

(9) `H2UR = H2IP − H2aqRem − H2gresRem`

Cette approche analytique fournit uniquement une estimation indicative du potentiel de ressource récupérable d'un site donné ; elle ne permet pas de représenter finement la déplétion du réservoir ni les effets de son hétérogénéité.

2.1.2. Densité de ressource de l'hydrogène adsorbé

Lorsque l'hydrogène est adsorbé à l'échelle moléculaire dans la structure minérale de roches adsorbantes telles que les charbons ou les schistes riches en matière organique, le calcul de la quantité d'hydrogène par unité de surface suit les étapes ci-dessous.

La quantité totale de gaz adsorbé en place par unité de surface (`GIP`) est :

(10) `GIP = h × RHOb × GCraw`

avec `h` l'épaisseur utile de roche adsorbante, `RHOb` sa masse volumique apparente et `GCraw` sa teneur brute en gaz (par unité de masse de roche). Si la teneur en gaz est donnée pour une roche sèche et sans cendres (`GCDAF`) plutôt qu'à l'état brut, on utilise :

(11) `GIP = h × RHOb × (1 − Ash − Moisture) × GCDAF`

avec `Ash` et `Moisture` les fractions massiques de cendres et d'humidité de la roche adsorbante.

La quantité d'hydrogène en place par unité de surface (`H2GIP`), en masse, est ensuite :

(12) `H2GIP = GIP × H2frac × H2den`

avec `H2frac` la fraction d'hydrogène dans l'ensemble du gaz adsorbé et `H2den` la masse volumique de l'hydrogène aux conditions standard.

Le mécanisme principal de récupération dans les systèmes à gaz adsorbé est la déplétion de pression, obtenue par remontée de saumure de formation au moyen des puits producteurs. La baisse de pression diminue la capacité d'adsorption de la roche et provoque la libération du gaz, soit dès le début du pompage si la capacité d'adsorption est initialement maximale, soit, si la roche adsorbante est sous-saturée, lorsque la pression est suffisamment réduite pour que la capacité d'adsorption rejoigne la teneur réelle en gaz. Le gaz désorbé passe alors dans le réseau de fractures et de clivages du charbon, d'où il s'écoule vers les puits.

Les exploitations de méthane de houille (*coalbed methane*, CBM) constituent des exemples en production de systèmes à gaz adsorbé. Leurs rendements de récupération peuvent donc servir d'analogues pour les systèmes à hydrogène adsorbé.

La densité de ressource récupérable (`H2UR`) peut ainsi être estimée par :

(13) `H2UR = H2GIP × RF`

avec `RF` le facteur de récupération déduit d'un analogue.

2.1.3. Densité de ressource de l'hydrogène gazeux libre

Lorsque l'hydrogène est principalement présent sous forme gazeuse, piégé dans des réservoirs poreux sous des couvertures imperméables, le calcul de la densité d'hydrogène libre est proche de celui employé pour le méthane dans l'industrie gazière.

Le volume poreux du réservoir par unité de surface (`PV`) est :

(14) `PV = h × NtG × Por`

avec `h` l'épaisseur brute du réservoir, `NtG` le rapport entre épaisseur utile et épaisseur brute, et `Por` la porosité de la roche réservoir utile.

La quantité d'hydrogène gazeux libre initialement en place par unité de surface (`H2GIP`), en masse, est :

(15) `H2GIP = PV × Sg × H2frac / Bgi × H2den`

avec `Sg` la saturation totale en gaz libre, comprenant l'hydrogène et les autres gaz ; `H2frac` la fraction d'hydrogène dans le gaz ; `Bgi` son facteur de volume de formation aux conditions initiales ; et `H2den` sa masse volumique aux conditions standard.

Dans les systèmes d'hydrogène gazeux libre, l'expansion de la calotte gazeuse constituerait le mécanisme dominant de récupération, sauf en présence d'un aquifère connecté très actif et puissant. Le facteur de récupération dépendrait essentiellement de la pression d'abandon par rapport à la pression initiale. En supposant une déplétion pure, le potentiel de récupération est calculé comme suit. On détermine d'abord la quantité d'hydrogène libre restant en place par unité de surface (`H2gRem`) après déplétion :

(16) `H2gRem = PV × Sg × H2frac / Bgr × H2den`

avec `Bgr` le facteur de volume de formation du gaz après déplétion.

Si un aquifère très actif et puissant est attendu, son soutien en pression peut limiter l'expansion de la calotte gazeuse ; le mécanisme de déplacement peut alors venir principalement de la progression de l'eau dans cette calotte. Dans ce cas, il peut être approprié de modifier l'équation de la quantité d'hydrogène gazeux libre restant après déplétion et envahissement par l'eau :

(17) `H2gRem = PV × Sgrw × H2frac / Bgr × H2den`

avec `Sgrw` la saturation résiduelle en gaz après imbibition par l'eau (gaz piégé à la fin du déplacement par l'eau), qui pourrait atteindre environ 30 à 35 % pour les systèmes hydrogène–saumure [32]. Notons qu'en présence d'un aquifère puissant, la déplétion de pression peut être minimale, auquel cas `Bgr ≈ Bgi`.

La densité de ressource récupérable en hydrogène gazeux libre (`H2UR`) est :

(18) `H2UR = H2GIP − H2gRem`

2.2. Débits de production par puits

Une combinaison de données analogues et d'équations usuelles d'ingénierie pétrolière (par exemple, les formules de productivité des puits à gaz et à eau en régime pseudo-permanent) a permis d'estimer la productivité indicative des puits dans les cas étudiés. Les paramètres des fluides et des réservoirs ont été établis à partir des données disponibles sur la roche, la pression et la température des différents cas, complétées par des corrélations et méthodes d'estimation standard de l'industrie.

2.3. Production d'eau et autres coproduits

Les débits d'eau susceptibles d'accompagner un développement hypothétique des différents types de systèmes sont estimés par bilan matière.

On calcule d'abord la déplétion de pression par unité de volume d'eau extrait et par unité de surface (`Pdepl_per_VolWatres`) :

(19) `Pdepl_per_VolWatres = (1 / PV) / (C + Cf)`

avec `PV` le volume poreux du réservoir par unité de surface, `C` la compressibilité du fluide et `Cf` celle de la formation (matrice rocheuse). Les valeurs de compressibilité sont calculées par des méthodes usuelles de l'industrie [27].

Le volume d'eau produit par unité de surface (`VolWat`) pour extraire l'hydrogène est ensuite :

(20) `VolWat = (Pi − Pr) / Pdepl_per_VolWatres / FVFw`

avec `Pi` la pression initiale du réservoir, `Pr` la pression après déplétion et `FVFw` le facteur de volume de formation de l'eau, calculé par les méthodes usuelles [27].

Les volumes d'eau produits ainsi estimés sont prudents, car la méthode suppose qu'aucun aquifère supplémentaire n'est connecté au-delà de la zone de ressource elle-même.

Les quantités des autres gaz produits, hors hydrogène, reposent sur la fraction d'hydrogène du gaz (`H2frac`). Le volume des gaz autres que l'hydrogène par unité de surface, aux conditions standard (`URothergas`), est estimé par :

(21) `URothergas = H2UR / H2den / H2frac × (1 − H2frac)`

avec `H2UR` la masse d'hydrogène produite et `H2den` la masse volumique de l'hydrogène aux conditions standard.

2.4. Nombre de puits et superficie de ressource nécessaires

Les indicateurs de développement — nombre de puits et superficie de ressource nécessaires pour livrer une certaine quantité d'hydrogène — sont déduits des estimations de densité de ressource et des débits de production par puits pour chaque type de système.

Le nombre de puits producteurs nécessaires à un débit de fourniture contractuel est :

(22) `Nombre de puits = H2supply / H2wellrate`

avec `H2supply` le volume d'hydrogène à fournir chaque année selon le contrat et `H2wellrate` la production annuelle d'un puits.

La superficie de ressource nécessaire pour assurer l'approvisionnement pendant la durée contractuelle est :

(23) `Superficie = (H2supply × nombre d'années) / ([H2IP + H2recharge × nombre d'années] × RF)`

avec `H2IP` la densité de ressource initialement en place (hydrogène par unité de surface), `nombre d'années` la durée de livraison contractuelle, `H2recharge` le taux annuel de renouvellement de l'hydrogène par unité de surface et `RF` le facteur de récupération.

Les taux mondiaux de génération ou d'apport d'hydrogène pourraient se situer entre 25 et 25 000 Mt (millions de tonnes) par an ([11, 16]). Rapportés aux 510 millions de km² de surface terrestre considérés ici, cela représente entre 0,05 et 50 t/km²/an. Le scénario de référence suppose l'absence de recharge significative (`H2recharge = 0`), tandis qu'un scénario favorable retient 50 t/km²/an (limite supérieure de la plage mondiale).

Nous retenons différentes possibilités de fourniture d'hydrogène comme projets hypothétiques (figure 1), avec des engagements contractuels de sept ans, durée minimale jugée raisonnable pour des contrats de vente de gaz à long terme [30].

3. Résultats

En théorie, les systèmes souterrains à hydrogène devraient comporter les mêmes éléments que les systèmes pétroliers : source, réservoir, piège et couverture étanche [15, 31, 33]. Toutefois, de nombreuses sources supposées d'hydrogène se situent hors des bassins sédimentaires, dans des contextes où les conditions favorables sont parfois rares. Si la couverture étanche est rompue, les couches réservoirs peuvent encore contenir de l'hydrogène, mais celui-ci se trouvera essentiellement en phase aqueuse : les quantités de gaz résiduel dans les pièges ouverts et la saturation en gaz des voies de migration advective peuvent être faibles [15]. Dans les systèmes hydrogène–saumure, la saturation critique en gaz est basse, en raison de la petite taille des molécules et de la forte volatilité de l'hydrogène [33], ce qui concorde avec la mobilité observée de l'hydrogène à des saturations gazeuses très faibles lors des essais de perméabilité relative [32, 34].

La conservation de l'hydrogène diffère fondamentalement de celle des hydrocarbures. Agent réducteur, l'hydrogène peut réagir de façon abiotique avec des espèces oxydées (nitrates, sulfates, carbonates, pyrite, par exemple), en présence d'un catalyseur et/ou à température élevée. L'activité microbienne peut également faciliter les transferts d'électrons et accélérer considérablement les vitesses de réaction [35, 36]. Ces phénomènes de conservation ne sont pas pris en compte ici, mais constituent un autre facteur de risque exploratoire.

Nous distinguons trois types génériques de systèmes à hydrogène :

1. **Systèmes à migration concentrée**, caractérisés par une source active d'hydrogène, mais un piégeage souterrain limité, voire inexistant, de l'hydrogène gazeux. Les concentrations peuvent y correspondre à des voies de migration localisées, principalement d'hydrogène dissous.
2. **Systèmes à hydrogène associé aux couches de charbon**, où l'hydrogène est adsorbé à l'échelle moléculaire par le charbon ou d'autres matières organiques.
3. **Systèmes réservoir–piège–couverture étanche**, comportant une colonne d'hydrogène gazeux piégée sous une couverture imperméable, comme dans un gisement de gaz conventionnel.

Les paragraphes suivants décrivent ces catégories sous l'angle de leur potentiel de développement, au moyen d'exemples réels.

3.1. Systèmes à migration concentrée

Cette catégorie décrit des environnements où des sources souterraines expulsent activement de l'hydrogène (par exemple, serpentinisation hydrothermale de roches ultramafiques, dégazage profond du manteau terrestre ou radiolyse de l'eau de formation), avec peu ou pas de piégeage de l'hydrogène gazeux. En l'absence de piège, la poussée d'Archimède fait remonter l'hydrogène expulsé, qui finit par s'échapper en surface. L'hétérogénéité du sous-sol canalise ce gaz dans certaines voies de migration : zones de failles et de fractures ou horizons très perméables étendus latéralement, tels que les niveaux karstiques. L'affleurement de ces voies peut engendrer des émanations de surface et leurs manifestations associées (dépressions subcirculaires ou « cercles de fées », qui ne sont toutefois pas nécessairement le signe d'émanations profondes [37]).

On considère que l'hydrogène migre surtout par des écoulements advectifs relativement rapides [15], voire par diffusion lorsqu'il traverse lentement des formations peu perméables et y séjourne longtemps. Les eaux de formation situées dans les voies de migration et leurs environs peuvent être saturées en hydrogène et renfermer de petites quantités de gaz résiduel. Les forages interceptant ces voies peuvent présenter des indices gazeux. Lorsqu'on applique une dépression — par exemple en forant en sous-équilibre, comme cela aurait été le cas à Bougou au Mali [3], avec un outil de prélèvement en fond de trou ou lors d'un essai de débit — la solubilité de l'hydrogène dans l'eau de formation diminue ; une partie de l'hydrogène est libérée sous forme gazeuse et rejoint le puits.

Des recherches récentes suggèrent que les flux d'hydrogène du sous-sol profond vers l'atmosphère pourraient être beaucoup plus importants qu'on ne le supposait auparavant (par exemple [11, 16]) et que les émanations naturelles seraient relativement fréquentes.

3.1.1. Exemple de terrain : Bougou (Mali)

Le gisement de Bourakebougou (Bougou), au Mali, comprend le premier puits producteur d'hydrogène au monde, Bougou-1. Un essai de production a donné 1 500 m³/jour (0,13 t/jour) d'hydrogène presque pur à partir d'un intervalle situé entre 60 et 112 m de profondeur [3, 38]. Après cet essai, Bougou-1 a alimenté, à titre non commercial, un groupe électrogène du village voisin, à un débit nominal de 5 tonnes par an [2, 39]. D'autres forages d'évaluation ont montré que le réservoir produit par Bougou-1 est un banc dolomitique karstifié et fracturé, mais par ailleurs relativement peu perméable, intercalé entre des filons-couches de dolérite (figures 2 et 3) [2, 3] ; ce niveau est appelé « Réservoir 1 ».

La succession stratigraphique plus profonde, jusqu'au socle granitique (figure 5), comprend des grès peu perméables (porosité de 3 à 6 %, certains présentant des indices gazeux, mais sans essai de débit), des carbonates, des schistes argileux et des filons-couches de dolérite. Les indices gazeux enregistrés dans la boue des niveaux profonds semblent plus faibles que ceux du Réservoir 1. Malheureusement, les échelles variables des diagraphies de gaz de boue publiées pour les différents puits [2, 40] rendent difficile leur

comparaison quantitative. Nous retenons donc une appréciation qualitative de l'intensité des indices (figure 5). La structure forme un anticlinal peu prononcé, plongeant vers le nord et ouvert vers le sud. Jusqu'au socle, la pression des réservoirs semble suivre un gradient hydrostatique [2].

Il a été proposé [40] que le filon-couche de dolérite situé au-dessus du Réservoir 1 constituerait une couverture étanche efficace pour piéger l'hydrogène gazeux. Cependant, notre examen des données publiques suggère qu'il est peu probable qu'une vaste calotte gazeuse connectée, d'une hauteur significative et générant une surpression importante au sommet de la structure, existe à Bougou, pour les raisons suivantes :

1. **Absence de lien entre indices gazeux et altitude structurale** : la présence et l'intensité des indices n'évoluent pas avec l'altitude de la structure, malgré quelque 80 m de relief vertical entre les puits à indices les plus hauts et les plus bas (figure 2). On ne peut définir la base des indices. Par ailleurs, une calotte continue couvrant tous les puits, soit une colonne gazeuse d'au moins 80 m, entraînerait au sommet une pression du réservoir proche de la pression lithostatique, voire supérieure.

2. **Interprétation des pressions** : la figure 3 représente une estimation du niveau d'eau libre à partir d'un gradient de pression de l'hydrogène supposé dans Bougou-1, prolongé jusqu'à son intersection avec un gradient de pression de l'aquifère établi à partir des données régionales d'eaux souterraines [41]. La plus grande partie du réservoir se trouverait manifestement en zone saturée d'eau. Une petite calotte d'hydrogène pourrait n'occuper que les tout premiers mètres du réservoir au sommet de la structure.

3. **Réponses des diagraphies neutron–densité** : des diagraphies ont été réalisées dans les puits d'évaluation, mais pas dans Bougou-1. Dans tout le Réservoir 1, y compris les intervalles ayant livré des indices d'hydrogène dans les gaz de boue, la réponse neutronique tend vers des porosités neutroniques élevées (23 à 35 unités de porosité), tandis que la diagraphie de densité donne également des valeurs élevées (2,55 à 2,75 g/cm³ ; figures 3 et 4). La densité mesurée est assez cohérente avec une lithologie dolomitique observée sur carottes, quoiqu'un peu faible au regard de la porosité modeste (4,5 % en moyenne sur carottes). La porosité neutronique élevée n'indique donc pas la présence de gaz ; elle est plutôt liée à la lithologie, notamment à des minéraux hydratés tels que les argiles ou à des minéraux diagénétiques issus de l'altération hydrothermale. Si l'espace poreux était rempli d'hydrogène gazeux, l'effet serait exactement inverse (flèche rouge de la figure 4) : porosité neutronique plus faible, liée au faible indice d'hydrogène du gaz, surtout à basse pression, et densité plus faible, liée à la faible masse volumique apparente de l'hydrogène gazeux, notamment à basse pression.

Bougou ne serait donc pas une accumulation d'hydrogène gazeux dans un piège bien défini, mais plutôt une concentration d'hydrogène aqueux dissous dans l'eau de formation, au sein d'une zone d'émanations actives entre le bassin de Taoudeni, au nord, et le craton ouest-africain affleurant, au sud. Les données de pression et les diagraphies montrent que la majeure partie du Réservoir 1 est saturée en eau ; de très petites calottes sommitales ou poches d'hydrogène (groupes isolés de fractures partiellement remplies de gaz) pourraient cependant exister localement au sommet de la dolomie. Bougou-1 pourrait avoir recoupé l'une de ces poches. Lorsqu'il produit l'hydrogène d'une petite poche ou calotte locale, un complément d'hydrogène peut être libéré par l'aquifère. La dépression de 26 psi appliquée lors de l'essai [38] réduirait presque de moitié la solubilité initiale et libérerait ainsi l'hydrogène aqueux dans la zone de dépression autour du puits, vers la poche ou la calotte.

Les indices gazeux observés localement dans les Réservoirs 2 à 5 plus profonds, interceptés par les forages d'évaluation de Bougou [2, 3], sont bien moins intenses que ceux du Réservoir 1, probablement en raison d'une faible perméabilité. Ils proviennent, eux aussi, surtout, sinon entièrement, d'hydrogène aqueux : ni les diagraphies neutron–densité ni les données de pression n'indiquent la présence de gaz d'hydrogène libre.

3.1.2. Potentiel technique

Le potentiel technique limité d'un système à migration concentrée de type Bougou et les grandes difficultés liées à son exploitation apparaissent à l'examen de la densité de ressource, de la productivité, de la coproduction d'eau, du nombre de puits et de la superficie nécessaire au développement.

Densité de ressource et facteur de récupération. La figure 5 présente les paramètres utilisés pour calculer la densité d'hydrogène initialement en place dans les Réservoirs 1 à 5. Comme la très grande majorité des intervalles réservoirs est saturée en eau et que les éventuelles calottes gazeuses sont très petites et localisées, la méthode de calcul de l'hydrogène aqueux (équations 1 à 9) est utilisée. Les propriétés des réservoirs proviennent des diagraphies et des carottes [2, 40]. Pour calculer la solubilité (`Ci`), une pression hydrostatique est supposée [2] ; les températures sont estimées à partir d'une température de surface de 31 °C et du gradient géothermique de 15,6 °C/km mesuré à Bougou-6 et tiré des données régionales [42]. On suppose que le gaz dissous contient 98 % d'hydrogène, comme à Bougou-1 [2, 3]. La densité de ressource en place (`H2IP`), cumulée sur les Réservoirs 1 à 5, est ainsi estimée à environ **3 000 t/km²** (figure 5).

Pour estimer le potentiel de récupération, une déplétion moyenne de **40 psi** est supposée sur l'ensemble de la zone. Pour le banc dolomitique peu profond du Réservoir 1, cette déplétion réduirait la pression du réservoir presque jusqu'à la pression atmosphérique : aucune déplétion supplémentaire ne serait alors possible. Les réservoirs plus profonds sont soumis à des pressions supérieures, mais leur très faible perméabilité limite la productivité et empêche une déplétion efficace de vastes zones ; la taille de l'aquifère associé pourrait, elle, être importante. Dépressuriser différemment chaque intervalle nécessiterait des puits dédiés ou un dispositif de contrôle en profondeur des différents horizons d'un même puits, ce qui augmenterait sensiblement les coûts. Une déplétion uniforme de 40 psi sur tous les réservoirs correspond au concept de puits le plus simple et le moins coûteux, avec une complétion commune sans contrôle individuel des zones (figure 6).

Une déplétion moyenne de 40 psi donnerait à Bougou une densité de ressource récupérable (`H2UR`) d'environ **150 t d'hydrogène/km²**, soit un facteur de récupération de **5 %** (figure 5).

Débits de production par puits. Les débits observés à Bougou-1 vont de 5 t/an (production nominale) à 1 500 m³/jour (50 t/an, débit de l'essai d'un jour [38]). Bougou-1 n'a cependant pas été optimisé pour produire du gaz : ayant été foré comme puits d'eau, il peut présenter un fort endommagement au voisinage du puits (« skin ») et ne produit que dans le Réservoir 1. La figure 6 présente des améliorations spéculatives du débit, évaluées à l'aide de méthodes industrielles usuelles (équations d'écoulement pseudo-permanent, avec une perméabilité supposée de 50 mD dans le Réservoir 1, conforme à l'essai de Bougou-1, et de 0,1 à 1 mD dans les zones profondes). À titre indicatif, un puits multizone à faible skin, produisant conjointement plusieurs horizons comme dans la figure 6, pourrait atteindre **830 kg d'hydrogène par jour**, soit **300 t/an** : six fois le débit d'essai de Bougou-1. Pour maintenir ce débit, chaque puits devrait drainer efficacement de grandes superficies, puisque la densité de ressource récupérable n'est que d'environ 150 t/km².

Production d'eau et autres coproduits. L'estimation de la production d'eau suppose prudemment que l'aquifère ne s'étend pas au-delà de la zone de ressource, en dépressurisant d'environ 40 psi les quelque 87,5 millions de barils réservoirs de volume poreux d'eau de formation par km², cumulés sur les Réservoirs 1 à 5. Cela nécessiterait de remonter environ **0,34 million de barils standard d'eau par km²**.

Le gaz de Bougou-1 est presque entièrement constitué d'hydrogène (98 % H_2, 1 % N_2 et 1 % CH_4 [3]). La production et l'élimination de gaz non commercialisables ne constitueraient donc pas un problème à Bougou.

Indicateurs d'un projet de développement. Le tableau 2 indique les nombres de puits et superficies nécessaires pour différents projets hypothétiques à Bougou. Pour assurer pendant plusieurs années des livraisons à l'échelle industrielle, il faudrait forer plusieurs centaines à plusieurs milliers de puits sur des

milliers de kilomètres carrés, soit plusieurs fois la superficie explorée à ce jour. Des centaines de millions, voire des milliards, de barils d'eau seraient produits ; leur traitement, leur évacuation ou leur élimination représenteraient des opérations majeures.

Les projets d'approvisionnement local sont moins considérables mais, même dans ce cas, des engagements pluriannuels exigeraient de forer une zone plus étendue que la structure de Bougou actuellement reconnue. La production cumulée d'eau pouvant aller d'environ 20 à plus de 400 millions de barils, sa gestion resterait un enjeu important.

Si le renouvellement de l'hydrogène atteignait **50 t/km²/an**, limite supérieure avancée dans [11], la superficie nécessaire diminuerait de **10 à 17 %** selon l'ampleur du projet (tableau 2). La production d'eau pourrait diminuer dans les mêmes proportions. Le nombre initial de puits resterait inchangé, car il dépend uniquement des besoins de livraison et de la productivité de chaque puits.

3.2. Systèmes à hydrogène associé au charbon

Cette catégorie décrit les environnements où l'hydrogène gazeux est adsorbé dans la structure moléculaire du charbon ou d'autres matières organiques. Les charbons peuvent adsorber des quantités importantes de gaz, avec une préférence pour le méthane, mais aussi de l'hydrogène. Des résultats expérimentaux [43] montrent que les courbes isothermes décrivant la capacité d'adsorption de l'hydrogène dans le charbon augmentent avec la pression et diminuent avec la température, comme pour le méthane et le CO_2. En principe, l'adsorption d'hydrogène dans le charbon n'exige pas de piège structural. L'hydrogène n'est pas rare comme constituant du gaz des mines de charbon [11]. Il se rencontre généralement à moins de 30 %, mêlé à d'autres gaz, notamment au méthane et au CO_2.

3.2.1. Exemple de terrain : Lorraine (France)

Folschviller-1, en Lorraine, est un puits d'essai de méthane de houille (CBM) où la société exploitante Française de l'Énergie (FDE) a signalé des indices d'hydrogène [4]. Ces indices ont été détectés dans une succession de couches de charbon du Carbonifère, dont l'épaisseur utile va de **4 à 13 m**, alternant avec des grès et des schistes argileux [44, 45] (figure 7). Le gaz est principalement composé de méthane, mais la proportion d'hydrogène augmente avec la profondeur, passant de **6 % à 760 m** à **20 % à 1 250 m**. Les teneurs en gaz mesurées dans les veines de charbon vont de **7 à 10 m³ par tonne** [44]. Les perméabilités annoncées se situent entre **0,5 et 4 mD** et diminuent avec la profondeur, comme c'est généralement le cas dans les gisements de méthane de houille [46].

3.2.2. Potentiel technique

Les difficultés considérables d'exploitation d'un système à hydrogène de houille de type lorrain deviennent manifestes lorsqu'on examine, là encore, la densité de ressource, la productivité, la coproduction d'eau, le nombre de puits et la superficie nécessaire.

Densité de ressource et facteur de récupération. La figure 7 présente les paramètres utilisés pour calculer la densité d'hydrogène initialement en place dans les **six principales veines de charbon** identifiées dans Folschviller-1. L'épaisseur (`h`), la densité (`RHOb`) et la teneur en gaz (considérée à l'état brut : `GCraw`) proviennent de données publiées par European Gas Limited et FDE [44, 45]. La fraction d'hydrogène (`H2frac`) est basée sur FDE [4] et extrapolée selon la tendance à la hausse avec la profondeur pour les couches dépourvues de mesures (figure 7). Le gaz total initialement en place par unité de surface, cumulé sur toutes les veines, est estimé à environ **900 millions de m³ standard/km²** (équation 10). La densité de ressource d'hydrogène initialement en place (`H2IP`) est d'environ **120 millions de m³ standard/km²**, soit **13 %** du gaz total ; en masse, cela représente environ **10 900 tonnes d'hydrogène/km²** (équation 12).

En supposant un facteur de récupération de **50 %** — hypothèse correspondant à la fourchette optimiste des exploitations de méthane de houille prises comme analogues [47] —, le gaz total récupérable (`GasUR`) d'un développement hypothétique de type Folschviller pourrait atteindre environ **450 millions de m³ standard/km²**, tandis que la densité d'hydrogène récupérable (`H2UR`) serait d'environ **60 millions de m³ standard/km²**, soit **5 400 tonnes d'hydrogène/km²** (équation 13).

Débits de production par puits. Ces débits ont été évalués à partir d'exploitations analogues et des valeurs de densité et de distribution des ressources observées dans le puits Folschviller-1. Les veines de charbon y étant relativement épaisses (plusieurs mètres), séparées les unes des autres par de nombreuses dizaines de mètres de terrains intermédiaires (figure 7), les puits de développement cibleraient probablement des veines particulières, par exemple au moyen de puits multilatéraux au sein des couches. Cette conception permettrait une déplétion plus efficace, cohérente avec le facteur élevé de récupération, par rapport à des puits produisant simultanément plusieurs couches. Une déplétion efficace nécessiterait également un **maillage dense de forages, éventuellement espacé d'environ 500 m**, soit **4 puits/km²** [48, 49], ce qui reste cohérent avec l'hypothèse relativement optimiste d'une récupération de 50 %. Ainsi, le développement de Folschviller pourrait comporter quelque **24 puits/km² de zone de ressource : 6 veines × 4 puits par veine et par km²**.

La récupération de gaz total par puits peut alors être estimée : `GasUR par km² / nombre de puits par km² = 450 / 24 = 19 millions de m³ standard`, dont **2,5 millions de m³ standard (226 tonnes)** d'hydrogène. Sachant que les phases de production en plateau des puits de méthane de houille durent typiquement trois ans et que 50 % de la récupération finale du puits peut se produire pendant cette période [46], le débit en plateau pourrait être de l'ordre de `0,5 × 19 / (3 × 365) = 8 600 m³ standard/jour` de gaz total (300 000 pieds cubes standard/jour), niveau comparable à celui d'exploitations similaires [46]. La production d'hydrogène en plateau pourrait atteindre environ **1 200 m³ standard/jour par puits**, soit **40 tonnes/an par puits**.

Production d'eau et autres coproduits. La production d'eau a été estimée par bilan matière (équations 19 à 21). La pression initiale du réservoir varie de **1 100 psi** dans la veine la moins profonde à **1 800 psi** dans la plus profonde. Nous supposons qu'un pompage continu des fluides pour dépressuriser les couches et désorber le gaz pourrait finalement réduire la pression à **300 psi**. La porosité de charbons lorrains est d'environ **6 %** [50] ; combinée aux épaisseurs de veines de la figure 7, elle conduit à un volume poreux d'environ **24 millions de barils réservoirs/km²**. En supposant une compressibilité du charbon de $6{,}8 \times 10^{-7}$ [51] et une compressibilité de l'eau évaluée en fonction de la pression et de la température par la corrélation de McCain [27], la production d'eau estimée est d'environ **0,34 million de barils standard/km²**. Pour 24 puits/km², cela représente environ **14 000 barils standard par puits**.

À Folschviller, seulement **13 %** du gaz serait de l'hydrogène, les **87 %** restants étant majoritairement du méthane [4]. Pour commercialiser l'hydrogène comme produit distinct, il faudrait donc le séparer du méthane.

Indicateurs d'un projet de développement. Le tableau 3 donne les indicateurs pour différents projets hypothétiques à Folschviller. Grâce à une densité de ressource relativement élevée, très supérieure à celle de Bougou, les superficies à développer pour garantir un approvisionnement commercial seraient relativement modestes. Cependant, la faible productivité des puits imposerait de forer **plusieurs centaines à plusieurs milliers de puits** pour approvisionner des consommateurs industriels. Des débouchés locaux pourraient éventuellement être alimentés avec moins d'une centaine de puits. La production d'eau serait inférieure à celle d'un système à migration concentrée comme Bougou, mais demeurerait importante, surtout pour les projets à vocation industrielle. La collecte, l'évacuation ou l'élimination de cette eau accroîtraient la complexité et les coûts. Le renouvellement de l'hydrogène n'a qu'une incidence négligeable sur les indicateurs du projet, car la densité de ressource est élevée par rapport au taux de renouvellement possible.

3.3. Systèmes réservoir–piège–couverture étanche

Ce modèle de système associe une source active d'hydrogène à une configuration favorable au piégeage, comprenant un ou plusieurs réservoirs poreux et perméables recouverts par des couches imperméables efficaces, comme dans les gisements de gaz conventionnels [15]. L'existence de cette catégorie reste spéculative : aucune accumulation convaincante d'hydrogène gazeux libre n'a encore été découverte.

3.3.1. Exemple de terrain : prospect de Monzón (Espagne)

Le prospect de Monzón, en Aragon [52, 53], sert à illustrer le potentiel hypothétique d'une accumulation d'hydrogène gazeux piégée. La structure est un anticlinal faillé dont le cœur est constitué de socle [53]. Le réservoir principal est le grès triasique du Bunter, à **3 600 m de profondeur**, avec une porosité moyenne de l'ordre de **10 %**. Il est recouvert d'un ensemble de **1 800 m** d'évaporites et de schistes argileux assurant l'étanchéité. Les données sismiques 2D étayent l'existence d'un piège valide. Un forage d'exploration réalisé en 1963 (Monzón-1 ; figure 8) a enregistré des indices d'hydrogène dans les gaz de forage, mais la présence de gaz libre demeure incertaine.

3.3.2. Potentiel technique

Le potentiel de développement d'un système de type Monzón est examiné à travers la densité des ressources, la productivité, la coproduction d'eau, le nombre de puits et la superficie requise.

Densité de ressource et facteur de récupération. La figure 8 répertorie les données utilisées pour calculer la densité de ressource d'hydrogène dans le réservoir du Bunter à Monzón. Les hypothèses concernant l'épaisseur, la porosité, la saturation en eau et la présence spéculative d'une colonne de **60 m d'hydrogène** dans le piège (hauteur entre le sommet de la structure et le contact gaz–eau) reposent sur l'analyse pétrophysique des diagraphies de Monzón-1 [52] et les données régionales de pression et de température du réservoir, utilisées pour calculer le facteur de volume de formation du gaz. Nous supposons un gaz presque pur, à **98 % d'hydrogène**, conformément à l'interprétation des analyses de gaz de forage de Monzón-1 [53]. La quantité d'hydrogène gazeux libre par unité de surface est calculée par les équations 14 et 15. S'y ajoutent les quantités nettement plus faibles d'hydrogène dissous dans la zone aquifère et dans l'eau piégée par capillarité au sein de la zone gazeuse (équations 1 à 5). Ces méthodes et hypothèses donnent une densité prospective de ressource initialement en place (`H2IP`) d'environ **455 millions de m³ standard/km²**, soit **43 000 t d'hydrogène/km²**.

Avec une déplétion pure et une pression d'abandon de **850 psi**, la densité prospective récupérable (`H2UR`) pourrait atteindre **385 millions de m³ standard/km²**, soit **35 000 t d'hydrogène/km²** (équation 18 ; figure 8), correspondant à un facteur de récupération de **81 %**.

Débits de production par puits. Les débits indicatifs d'un gisement d'hydrogène à Monzón ont été estimés d'après des analogues gaziers. En supposant **un puits par km²** [54, 55], une phase de production en plateau de **cinq ans**, et **80 %** de la récupération finale (environ 300 millions de m³ standard) produite pendant le plateau, chaque puits pourrait fournir environ **170 000 m³ standard/jour** (6 millions de pieds cubes standard/jour), soit environ **5 500 t d'hydrogène/an**. Les calculs selon la théorie des écoulements gazeux pseudo-permanents confirment que même un puits vertical de faible diamètre (6 pouces), avec une dépression modeste (quelques dizaines de psi), devrait pouvoir produire 6 millions de pieds cubes standard/jour, à condition que la perméabilité du réservoir atteigne au moins quelques dizaines de millidarcys. D'autres conceptions de puits (par exemple, diamètre supérieur ou puits horizontaux) pourraient accroître les débits, mais la viabilité économique de ces dispositifs plus complexes et coûteux dépendrait évidemment de la taille du gisement, de la demande commerciale et de la capacité du réseau d'évacuation.

Production d'eau et autres coproduits. Avec une calotte gazeuse suffisamment épaisse pour maintenir les perforations des puits producteurs à distance du contact gaz–eau et avec un aquifère faible et inactif, on n'attendrait pas de production d'eau significative. De même, une calotte d'hydrogène presque pur n'entraînerait pas de difficultés particulières liées à la production et à l'élimination d'autres gaz.

Indicateurs d'un projet de développement. Le tableau 4 présente les valeurs indicatives de différents projets hypothétiques à Monzón, sous l'hypothèse de la découverte d'un gisement d'hydrogène gazeux. Un gisement de type Monzón, riche en hydrogène, pourrait manifestement alimenter des installations industrielles avec un nombre de puits gérable et maintenir cette fourniture plusieurs années. L'approvisionnement d'une grande installation, par exemple une usine d'ammoniac, exigerait néanmoins un gisement de taille importante, environ **58 km²**, pour une récupération finale d'environ **22 milliards de m³**. La recharge d'hydrogène a une incidence négligeable sur les indicateurs de développement, la densité de ressource étant très élevée par rapport au taux de recharge possible.

3.3.3. Analyse de sensibilité

D'autres scénarios souterrains impliquant toujours de l'hydrogène gazeux libre dans une structure analogue à Monzón, mais en quantités moindres ou dans des conditions plus difficiles, illustrent la sensibilité des estimations de ressources et leur effet sur l'intérêt de l'exploitation. Ils mettent également en évidence la nécessité d'opérations d'évaluation complémentaires afin de réduire les incertitudes et les risques géologiques. Les scénarios considérés sont :

1. une calotte de gaz libre de même dimension que le cas de référence, mais avec une proportion moindre d'hydrogène (**30 % au lieu de 98 %**) ;
2. une calotte plus petite (**20 m** au lieu de 60 m entre le sommet et le contact gaz–eau ; épaisseur nette moyenne de gaz de **10 m** au lieu de 30 m), reposant sur un aquifère puissant et actif ;
3. uniquement de l'hydrogène aqueux, sans calotte de gaz.

Le tableau 5 présente les principaux indicateurs pour ces scénarios. Avec une grande calotte gazeuse dans laquelle l'hydrogène est mélangé à d'autres gaz, il faudrait **tripler le nombre de puits** pour obtenir le même débit d'hydrogène que dans le scénario de référence. À production d'hydrogène égale, les capacités de traitement du gaz devraient être beaucoup plus importantes, et sa séparation serait plus complexe et coûteuse. Si les autres gaz ne sont pas commercialisables, comme le CO_2 ou l'azote N_2, leur élimination ajouterait des difficultés et des coûts.

Dans le cas d'une petite calotte gazeuse associée à un aquifère très actif, la densité de gaz initialement en place est plus faible (**60 %** de celle du scénario de référence), mais le point le plus important est la chute du facteur de récupération à **31 %**, contre 81 % dans le cas de référence : l'aquifère s'oppose à une déplétion profonde du réservoir et piège une grande partie du gaz sous forme résiduelle à forte pression. La récupération d'hydrogène ne serait donc que le **cinquième** de celle du scénario de référence. La productivité moindre des puits traduit des intervalles de complétion plus courts (épaisseur utile moindre) et une dépression réduite pour limiter la remontée conique de l'eau vers les puits. Ces derniers pourraient produire des quantités importantes d'eau en fin de vie (le tableau 4 suppose un rapport eau/gaz de 1 baril standard par millier de pieds cubes standard pour les 20 % finaux de production de gaz).

Dans le scénario où seul l'hydrogène dissous existe, sans calotte de gaz libre, la densité de ressource initialement en place tombe à environ **14 %** de celle du scénario de référence. Plus encore, le potentiel de récupération n'est plus que d'environ **100 t d'hydrogène/km²**, contre **34 000 t/km²** dans le scénario de référence, car il est difficile de diminuer la pression d'un aquifère ; le facteur de récupération n'est que de **2 %**. Les calculs de bilan matière indiquent en outre que cette récupération nécessiterait de remonter environ **31 millions de barils standard d'eau/km²**, puis de les gérer en surface.

4. Discussion

Les études de cas présentées montrent les différences de potentiel de développement entre les différentes catégories de systèmes à hydrogène naturel.

4.1. Potentiel de développement des systèmes à migration concentrée

Dans les systèmes à migration concentrée, la prédominance de l'hydrogène aqueux plutôt que gazeux entraîne une densité de ressource initialement en place modeste, un faible facteur de récupération et de faibles débits d'hydrogène par puits. Il peut être difficile d'accroître la production, en particulier lorsque la ressource se répartit entre plusieurs horizons réservoirs. Pour progresser vers une commercialisation, la réalisation d'essais de débit dans les puits d'évaluation doit constituer une priorité, afin de vérifier si des débits commerciaux sont possibles.

De grands volumes d'eau seront coproduits avec l'hydrogène, sauf si la production est limitée aux puits visant de petites poches ou calottes gazeuses situées au sommet des structures, comme le producteur Bougou-1. Ces accumulations étant petites et difficiles à localiser, une exploitation ciblée ne développerait qu'une faible part de la ressource, pour des volumes modestes. Le forage d'un maillage dense de puits peu coûteux pourrait faciliter la déplétion de zones plus étendues. Dans les aquifères captifs, il sera plus facile d'obtenir une déplétion efficace avec moins d'eau produite que dans les grands aquifères régionaux. Produire de grands volumes d'eau pourrait être utile dans les régions arides où celle-ci a de la valeur, à condition de pouvoir la traiter pour l'irrigation ou la consommation humaine. En revanche, dans les régions où il n'existe aucune demande pour ces volumes, où les règles de protection des aquifères sont strictes, ou si l'eau de formation n'est pas consommable, sa gestion et son élimination pourraient accroître sensiblement les difficultés et les coûts.

Une recharge active en hydrogène pourrait réduire la superficie à développer, mais ne change pas le nombre initial de puits requis. Les zones à migration concentrée pourraient recevoir un apport supérieur à la moyenne mondiale, mais les **50 t d'hydrogène/km²/an** pris en compte dans cette étude représentent déjà un niveau considérable. Dans la mine de chrome de Bulqizë, en Albanie, plusieurs galeries minières recoupant une grande zone de faille ont libéré **200 tonnes d'hydrogène par an** [5], soit quatre fois le taux de recharge retenu. De tels flux extrêmes peuvent apparaître localement près de failles, mais sont peu vraisemblables comme moyenne sur des zones de ressources couvrant plusieurs dizaines de kilomètres carrés. À l'échelle de grands projets, l'effet du renouvellement devrait donc rester limité.

Les indicateurs calculés pour Bougou (tableau 2) suggèrent que seuls des débouchés locaux pourraient être envisagés. Un approvisionnement industriel demanderait un nombre de puits et des capacités de gestion ou d'élimination de l'eau irréalistes.

À Bougou, le gaz contient **98 % d'hydrogène**. Une pureté moindre réduirait proportionnellement une densité de ressource déjà marginale et nécessiterait une séparation supplémentaire en surface. Si les autres gaz, comme le CO_2 ou l'azote, n'étaient pas commercialisables, leur élimination rendrait la viabilité commerciale encore plus difficile. À l'inverse, l'hélium, fréquemment associé à l'hydrogène naturel [7, 56], pourrait apporter une valeur complémentaire.

Le grand nombre de puits et les installations de gestion de l'eau exigés par les systèmes à migration concentrée nécessitent eux-mêmes de l'énergie pour leur fabrication, leur mise en place et leur exploitation, ce qui réduirait sensiblement les bénéfices énergétiques de l'hydrogène blanc.

4.2. Potentiel de développement des systèmes à hydrogène de houille

Le cas lorrain montre que, dans les systèmes d'hydrogène des couches de charbon, la densité de ressource en place peut être importante grâce à la forte capacité d'adsorption des charbons. Le potentiel de récupération du gaz peut également être relativement bon, supérieur à celui des systèmes à migration concentrée, à condition de disposer de puits rapprochés. Toutefois, les analogues de production de méthane de houille suggèrent une **faible productivité des puits** due à la faible perméabilité du charbon, particulièrement en profondeur (une limite de productivité pourrait apparaître vers **1 200 m** [46]). De plus, il faudrait extraire puis gérer en surface de grandes quantités d'eau afin de dépressuriser les couches de charbon. Enfin, la proportion d'hydrogène dans le gaz adsorbé peut être faible, comme en Lorraine, compte tenu de la capacité d'adsorption nettement supérieure de gaz tels que le CO_2 et le mé-

thane. La séparation de l'hydrogène des autres gaz est encore un sujet de recherche [57, 58] ; obtenir un flux commercial d'une pureté suffisante pourrait être difficile et coûteux [59]. Les volumes de méthane produits avec l'hydrogène pourraient être commercialisés, mais la production et la vente de gaz naturel entraîneraient une empreinte notable en gaz à effet de serre pour le projet dans son ensemble. Ainsi, en Lorraine, le volume de méthane serait **huit fois supérieur** à celui d'hydrogène.

Les indicateurs calculés pour le cas lorrain (tableau 3) suggèrent que seuls des débouchés locaux pourraient être envisagés. Un approvisionnement industriel exigerait un nombre de puits irréaliste. Pour développer le potentiel de l'hydrogène de houille, il faudrait résoudre les nombreuses préoccupations environnementales qui ont entravé le méthane de houille, notamment la gestion de l'eau et l'emprise en surface [46, 60]. L'énergie nécessaire à la fabrication, à l'installation et au fonctionnement des puits et équipements de surface pourrait amputer sensiblement les bénéfices énergétiques de l'hydrogène blanc.

4.3. Potentiel de développement des systèmes réservoir–piège–couverture étanche

Le cas de Monzón montre que ces systèmes peuvent présenter une densité très élevée de ressource initialement en place, si l'hydrogène est très pur. L'expansion de la calotte gazeuse permet aussi un facteur de récupération élevé, jusqu'à **80 % ou plus** selon la pression initiale et les moyens de compression disponibles, sauf si la colonne gazeuse est très mince et/ou si les apports d'eau de l'aquifère sont importants. La productivité des puits peut également être élevée lorsque la perméabilité du réservoir est suffisante. Les résultats du scénario de référence de Monzón (tableau 4) suggèrent qu'un approvisionnement à l'échelle industrielle pourrait être assuré par quelques dizaines de puits. Pour garantir une fourniture de longue durée à une grande installation, par exemple une usine d'ammoniac, il faudrait cependant une zone de ressource de plusieurs dizaines de kilomètres carrés, à moins que l'épaisseur et les propriétés du réservoir ne soient nettement meilleures qu'à Monzón.

Les tests de sensibilité portant sur Monzón (tableau 5) montrent qu'un mélange d'hydrogène avec d'autres gaz, alors que le scénario de référence supposait de l'hydrogène presque pur, complique l'approvisionnement industriel : il faut produire de grands volumes de gaz pour obtenir une quantité d'hydrogène modeste. Les indicateurs de développement se dégradent aussi lorsque la colonne gazeuse est faible et l'aquifère puissant. Un scénario Monzón ne contenant que de l'hydrogène aqueux au lieu d'une calotte gazeuse présente un **très faible potentiel de développement**, en raison de la faible productivité en hydrogène et des grandes quantités d'eau à extraire. Il est donc crucial de vérifier si l'hydrogène se trouve sous forme de gaz libre plutôt que dissous dans l'eau de formation.

Les systèmes réservoir–piège–couverture étanche apparaissant comme les seuls susceptibles de répondre aux besoins de grandes installations industrielles, les efforts d'exploration de l'hydrogène naturel devraient se concentrer sur cette catégorie pour contribuer significativement à la décarbonation mondiale. Il sera essentiel d'acquérir des données abondantes sur les réservoirs et les fluides — surtout les pressions du réservoir et les essais de débit — lors des forages d'exploration et d'évaluation, afin de confirmer : 1) la présence d'hydrogène sous forme de gaz libre ; 2) la hauteur des colonnes gazeuses ; 3) la pureté en hydrogène du gaz.

Conclusions

Les trois types génériques de systèmes à hydrogène reconnus ici — migration concentrée, hydrogène de houille et systèmes réservoir–piège–couverture étanche — présentent des potentiels de développement différents.

Dans les systèmes à migration concentrée, probablement relativement fréquents, l'hydrogène est majoritairement dissous dans l'eau de formation, seules de petites calottes gazeuses localisées étant présentes. L'analyse de Bougou, au Mali, fait apparaître une densité de ressource en place modeste, un faible fac-

teur de récupération, une faible productivité des puits et une forte production d'eau associée. Ces caractéristiques pourraient être typiques de cette catégorie. Seuls des débouchés locaux pourraient être envisagés, car l'approvisionnement industriel exigerait un nombre de puits et des capacités de gestion ou d'élimination de l'eau irréalistes. L'effet du renouvellement de l'hydrogène sur les indicateurs de développement paraît limité.

Dans les systèmes d'hydrogène de houille, tels que la découverte en Lorraine, la densité de ressource peut être importante grâce à la forte capacité d'adsorption du charbon. Malheureusement, la productivité des puits est faible du fait de la faible perméabilité des charbons, surtout à grande profondeur. Ces systèmes peuvent également présenter une faible proportion d'hydrogène dans le gaz adsorbé, car le CO_2 et le méthane sont préférentiellement adsorbés et prédominent dans l'environnement houiller. Leur développement pourrait nécessiter un très grand nombre de puits pour des volumes commercialisés relativement modestes. Séparer un flux d'hydrogène suffisamment pur pour la vente pourrait être difficile et coûteux. L'exploitation du potentiel d'hydrogène de houille exigerait de résoudre les préoccupations environnementales liées à l'eau, à l'importante emprise en surface et à l'élimination de quantités significatives de CO_2 et/ou de méthane coproduits. Même alors, seuls des débouchés locaux pourraient être envisageables.

Les systèmes réservoir–piège–couverture étanche, dotés d'une colonne d'hydrogène gazeux d'épaisseur importante comme dans un gisement de gaz conventionnel, présentent le meilleur potentiel de développement, grâce à une forte densité de ressource en place, un facteur élevé de récupération et une bonne productivité des puits. Les indicateurs calculés pour le prospect espagnol de Monzón montrent que ces systèmes pourraient répondre aux besoins de l'industrie. Toutefois, des colonnes gazeuses généralement peu épaisses, limitant les facteurs de récupération, ou une faible proportion d'hydrogène dans le gaz pourraient fortement réduire ce potentiel.

À ce jour, aucun exemple convaincant de colonne d'hydrogène gazeux de taille significative, piégée dans un réservoir poreux et perméable, n'a été présenté. Cette situation peut s'expliquer par la facilité avec laquelle l'hydrogène s'échappe et/ou par sa réactivité chimique et biologique. Les efforts d'exploration devraient se concentrer sur ce type de système afin d'établir s'il existe ou non.

Remerciements

Bernard Van Dijk a apporté des conseils d'expert concernant les hypothèses de demande d'hydrogène pour les débouchés locaux. Chris Atkinson et Tony Lawrence (Helios Aragon) ont relu des versions antérieures du manuscrit et formulé de nombreux commentaires utiles. Laurent Truche (Université Grenoble Alpes) et un évaluateur anonyme de la revue ont également formulé des remarques très utiles qui ont considérablement amélioré la version finale.

Tableaux — traduction française

Conventions : `m³ std` signifie mètre cube de gaz aux conditions standard ; `MM` signifie « million » lorsqu'il précède une unité ; `M` signifie « millier » dans les abréviations anglo-saxonnes du document original. `stb` désigne un baril aux conditions standard, `rb` un baril aux conditions du réservoir, `psia` une pression absolue en livres par pouce carré. Les virgules décimales ont été adaptées aux usages français.

Tableau 1. Paramètres d'entrée des équations de ressources 1 à 21

Paramètre	Désignation	Unité standard
Ash	Teneur en cendres de la roche adsorbante	fraction massique
Bgi	Facteur de volume de formation initial du gaz	m³ réservoir/m³ std

Paramètre	Désignation	Unité standard
Bgr	Facteur de volume de formation du gaz après déplétion	m³ réservoir/m³ std
C	Compressibilité du fluide interstitiel	psi⁻¹
Cf	Compressibilité de la matrice rocheuse	psi⁻¹
Ci	Solubilité initiale de l'hydrogène	mol/L
Cr	Solubilité de l'hydrogène après déplétion	mol/L
FVFw	Facteur de volume de formation de l'eau	m³ réservoir/m³ std
GCDAF	Teneur en gaz de la roche adsorbante sèche et sans cendres	m³/t
GCraw	Teneur brute en gaz de la roche adsorbante	m³/t
h	Épaisseur du réservoir	m
H2den	Masse volumique de l'hydrogène dans les conditions standard	kg/m³
H2frac	Fraction d'hydrogène (gaz libre ou dissous)	fraction
H2moleden	Masse molaire de l'hydrogène	g/mol
KH	Constante de Henry de l'hydrogène	L·atm/mol
Moisture	Teneur en eau de la roche adsorbante	fraction massique
NtG	Rapport épaisseur utile / épaisseur brute	fraction
Por	Porosité du réservoir utile	fraction
Pi	Pression initiale du réservoir	psia
Pr	Pression du réservoir après déplétion	psia
RF	Facteur de récupération	fraction
RHOb	Masse volumique apparente de la roche adsorbante	g/cm³
Sg	Saturation totale en gaz	fraction

Tableau 2. Indicateurs de développement de projets hypothétiques — Bougou (Mali), système à migration concentrée

Indicateur	Raffinerie	Aciérie	Usine NH_3	Chauffage collectif	Station H_2	Pôle avions H_2
Demande annuelle (t/an)	50 000	70 000	280 000	1 300	1 500	32 000
Engagement contractuel	7 ans	7 ans	7 ans	7 ans	7 ans	7 ans
Puits au débit d'essai de Bougou-1 (50 t H_2/an/puits)	1 000	1 400	5 600	26	30	640
Puits multizones améliorés (300 t H_2/an/puits)	170	230	930	4	5	107
Sans recharge : superficie à développer (km²)	2 300	3 300	13 100	50	60	1 240
Sans recharge : eau cumulée (millions de barils std)	790	1 130	4 500	17	21	426
Avec recharge de 50 t H_2/km²/an : superficie (km²)	2 100	2 900	11 700	50	60	1 240
Avec recharge : eau cumulée (millions de barils std)	720	1 000	4 020	17	21	426

Hypothèses du tableau original : demandes correspondant à des installations de taille « moyenne » (figure 1) ; durée minimale de sept ans pour un contrat de vente de gaz de longue durée ; déplétion de **40 psi** ; ressource récupérable de **150 t H_2/km²** ; production d'eau estimée par bilan matière.

Tableau 3. Indicateurs de développement de projets hypothétiques — Folschviller (Lorraine), hydrogène associé au charbon

Indicateur	Raffinerie	Aciérie	Usine NH_3	Chauffage collectif	Station H_2	Pôle avions H_2
Demande annuelle (t/an)	50 000	70 000	280 000	1 300	1 500	32 000
Engagement contractuel	7 ans	7 ans	7 ans	7 ans	7 ans	7 ans
Nombre de puits (analogue CBM)	1 330	1 860	7 450	35	40	850
Gaz total produit cumulé (millions de m³ std)	28 900	40 600	162 500	760	870	18 600
Sans recharge : superficie à développer (km²)	64	90	360	1,7	1,9	41,3
Sans recharge : eau cumulée (millions de barils std)	22	30	121	0,6	0,6	13,9
Avec recharge de 50 t H_2/km²/an : superficie (km²)	62	87	350	1,6	1,9	40,0
Avec recharge : eau cumulée (millions de barils std)	21	29	118	0,5	0,6	13,4

Hypothèses du tableau original : **8 600 m³ standard de gaz total/jour/puits**, dont 13 % d'hydrogène ; ressource totale récupérable de **450 millions de m³ standard de gaz/km²** ; ressource récupérable en hydrogène de **5 430 t/km²** ; déplétion jusqu'à une pression d'abandon de **300 psi**.

Tableau 4. Indicateurs de développement de projets hypothétiques — Monzón (Espagne), sous l'hypothèse d'un gisement de gaz hydrogène

Indicateur	Raffinerie	Aciérie	Usine NH_3	Chauffage collectif	Station H_2	Pôle avions H_2
Demande annuelle (t/an)	50 000	70 000	280 000	1 300	1 500	32 000
Engagement contractuel	7 ans	7 ans	7 ans	7 ans	7 ans	7 ans
Nombre de puits verticaux	9	13	51	1	1	6
Gaz total produit cumulé (millions de m³ std)	3 970	5 560	22 200	100	120	2 540
Sans recharge : superficie à développer (km²)	10	14	58	0,3	0,3	6,6
Sans recharge : eau cumulée	nég.	nég.	nég.	nég.	nég.	nég.
Avec recharge de 50 t H_2/km²/an : superficie (km²)	10	14	57	0,3	0,3	6,5
Avec recharge : eau cumulée	nég.	nég.	nég.	nég.	nég.	nég.

Note : « nég. » signifie « négligeable ». Hypothèses du tableau original : productivité de **6 millions de pieds cubes standard/jour** par puits, soit **5 500 t d'hydrogène/an/puits** ; ressource récupérable de **390 millions de m³ std de gaz/km²** contenant 98 % d'hydrogène ; ressource récupérable en hydrogène de **35 000 t/km²** ; pression d'abandon de **850 psi**.

Tableau 5. Comparaison des principaux indicateurs selon quatre scénarios géologiques pour Monzón

Indicateur	Grande calotte, H_2 presque pur (référence)	Grande calotte, mélange gazeux	Petite calotte, H_2 presque pur	H_2 aqueux seul, presque pur
Hauteur maximale calotte / épaisseur gazeuse nette moyenne (m)	60 / 30	60 / 30	20 / 10	0
Fraction d'hydrogène dans le gaz	0,98	0,30	0,98	0,98
Densité de gaz total en place (millions de m³ std/km²)	484	484	259	66
Pression initiale / finale du réservoir (psia)	5 450 / 850	5 450 / 850	5 390 / 4 390	5 360 / 5 260

Indicateur	Grande calotte, H_2 presque pur (référence)	Grande calotte, mélange gazeux	Petite calotte, H_2 presque pur	H_2 aqueux seul, presque pur
Gaz total récupérable (millions de m³ std/km²)	391	391	79	1,1
Facteur de récupération	81 %	81 %	31 %	2 %
Hydrogène récupérable (t/km²)	34 000	11 000	7 000	100
Débit de gaz total par puits (milliers de m³ std/jour)	171	171	35	3
Production d'H_2 par puits (t/an)	5 500	1 700	1 100	10
Production d'eau (millions de barils std/km²)	négligeable	négligeable	0,60	30,9

Figures — légendes françaises et clés de lecture

Les figures originales sont reproduites à la fin de cette traduction. Leurs éléments graphiques et inscriptions intérieures demeurent ceux des auteurs ; les légendes et principales clés de lecture sont traduites ci-dessous afin de ne pas modifier les données scientifiques originales.

Figure 1 — Demande d'hydrogène des applications industrielles existantes et de futures applications envisagées. À gauche, installations industrielles de grande taille : raffinerie (50 000 t/an), aciérie (70 000 t/an), usine d'ammoniac (280 000 t/an). À droite, débouchés locaux hypothétiques : réseau de chauffage collectif (1 300 t/an), station de ravitaillement de véhicules à hydrogène (1 500 t/an) et pôle de ravitaillement d'avions à hydrogène (32 000 t/an). Les hypothèses illustratives portent respectivement sur 3 000 logements, 600 voitures/jour et 10 avions/jour. Ce sont des scénarios de demande, pas des capacités de production démontrées.

Figure 2 — Carte structurale du toit du Réservoir 1 (à gauche) et coupes géologiques schématiques (à droite) illustrant la répartition des indices gazeux dans le gisement de Bougou au Mali. Symboles rosés : intensité des indices de gaz, de forte à faible ; contours : altitude structurale du banc dolomitique ; aucune relation évidente entre intensité des indices et position structurale ; aucun contact eau–hydrogène défini.

Figure 3 — Interprétation des pressions dans le Réservoir 1 de Bougou (Mali). La diagraphie du puits décalé Bougou-8 illustre le niveau d'eau libre déduit des pressions (adaptée de Maiga et al. [2]). *Log neutron* : diagraphie neutron ; *density log* : diagraphie de densité ; *gas logging* : enregistrement des gaz ; *groundwater level* : niveau piézométrique ; *aquifer pressure gradient* : gradient de pression de l'aquifère ; *top/base reservoir* : toit/base du réservoir ; *shut-in THP* : pression en tête, puits fermé ; *FTHP* : pression en tête en écoulement.

Figure 4 — Graphique neutron–densité du Réservoir 1 de Bougou (Mali), établi à partir des données du puits Bougou-8 (le même que dans la figure 3). La flèche rouge montre le déplacement approximatif de la réponse neutron–densité attendu si une dolomie était remplie d'hydrogène gazeux.

Figure 5 — Paramètres des réservoirs et estimations de densité de ressource en hydrogène en place et récupérable dans le gisement de Bougou (Mali). La diagraphie de Bougou-6 indique les horizons évalués par calcul volumétrique, adaptée de Maiga et al. [2]. Colonnes : épaisseur utile ; porosité ; pression ; température ; H_2 en place (t/km²) ; H_2 récupérable (t/km²). Total : environ **2 980 t/km² en place, 150 t/km² récupérables**, soit **5 %**.

Figure 6 — Schéma conceptuel d'un puits producteur multizone d'hydrogène aqueux dans le gisement de Bougou (Mali). *H_2 gas production via annulus* : production de gaz H_2 par l'espace annulaire ; *production of water with H_2 via tubing* : production d'eau chargée en H_2 par le tube de production ; *pump* : pompe ; *observed rates* : débits observés ; *nominal offtake rate* : 5 t/an ; *flowtest rate* : 1 500 m³/jour (50

t/an) ; *speculative improved fractured dolomite rate* : amélioration hypothétique du débit de la dolomie fracturée jusqu'à 5 200 m³/jour (170 t/an) ; *adding-in deeper zones* : contribution des zones profondes, portant le débit total estimé à 9 200 m³/jour (300 t/an).

Figure 7 — Paramètres des couches de charbon et estimations de densité d'hydrogène en place et récupérable pour la découverte de Folschviller (France). Le panneau de diagraphies indiquant les couches prises en compte est adapté d'Allouti et al. [45]. Colonnes : profondeur ; masse volumique apparente (`RHOb`) ; gamma ray (`GR`) ; fraction d'hydrogène dans le gaz ; épaisseur utile des six veines ; densité ; teneur en gaz ; fraction H_2 ; gaz total en place ; H_2 en place. Total tabulé : **903 millions de m³ std/km² de gaz total** et **10 869 t/km² d'hydrogène en place**. La fraction H_2 augmente avec la profondeur dans les hypothèses retenues.

Figure 8 — Paramètres de réservoir et estimations d'hydrogène en place et récupérable pour le prospect de Monzón (Espagne), en supposant la découverte d'un gisement de gaz hydrogène. La coupe géologique schématique indiquant le réservoir évalué provient d'Atkinson et al. [53]. *Gasleg* : zone à gaz ; *waterleg* : zone à eau ; *net* : épaisseur utile ; *porosity* : porosité ; *Sw* : saturation en eau ; *H_2 in-place* : hydrogène en place ; *H_2 recoverable* : hydrogène récupérable. Résultats totaux : **43 000 t/km² en place** et **35 000 t/km² récupérables**.

Références bibliographiques

Les **60 références** de l'article sont conservées dans leur langue de publication et leur numérotation originale. Les pages bibliographiques intégrales du manuscrit source sont reproduites après les planches de figures, afin de préserver les auteurs, titres, dates, adresses web et DOI sans erreur de transcription.

ANNEXES SCIENTIFIQUES

Figures et tableaux originaux de l'article

Les graphiques et tableaux suivants sont reproduits sans modification

pour permettre la comparaison avec la traduction française.

Les légendes et tableaux traduits figurent dans les pages précédentes.

Planches figures : pages 24 a 28 du manuscrit source

Planches tableaux : pages 29 a 33 du manuscrit source

Références bibliographiques : pages 18 a 23 du manuscrit source

Figures

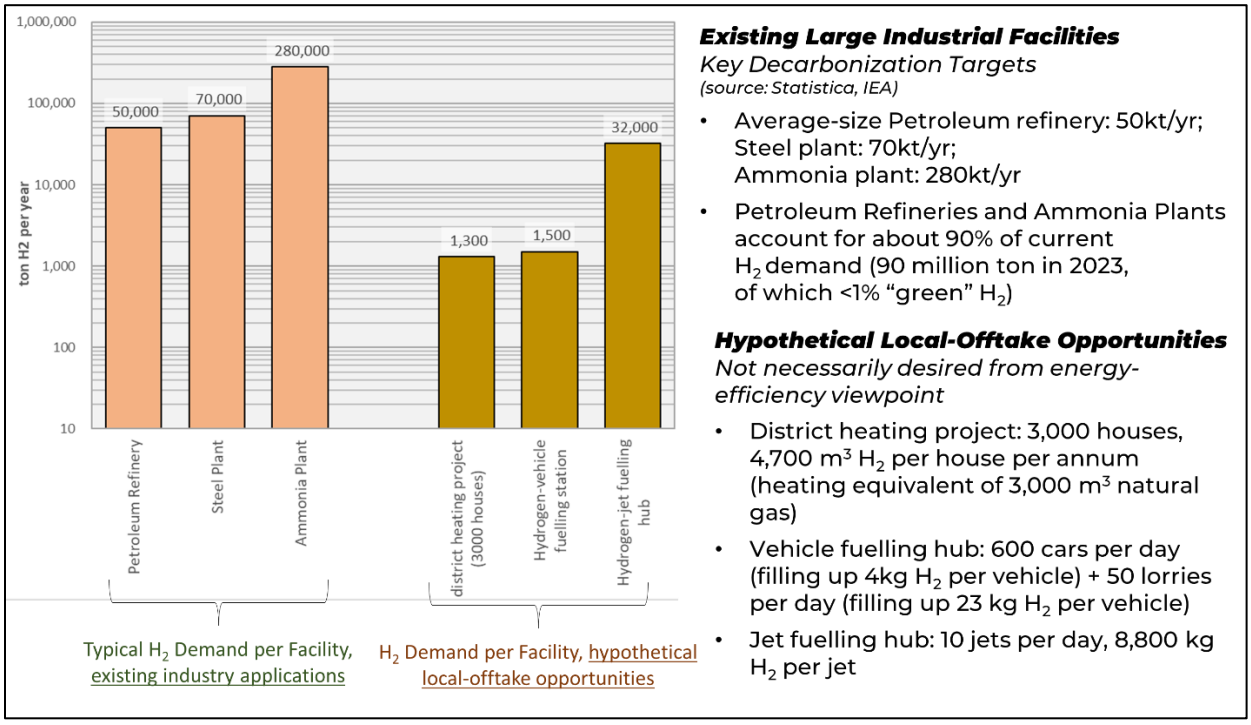


Figure 1: Hydrogen demand for existing and speculative future industry applications.

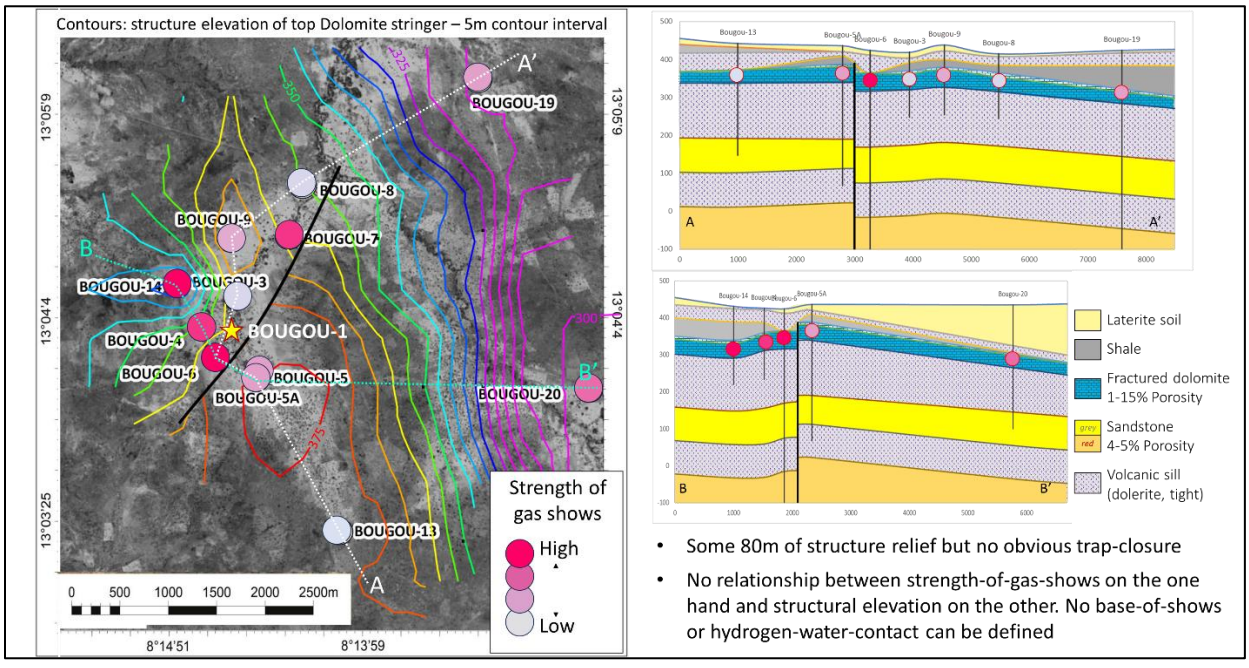


Figure 2: Top Reservoir-1 structure-map (left) and schematic cross-sections (right) illustrating the distribution of gas shows across the structure of Bougou Field (Mali).

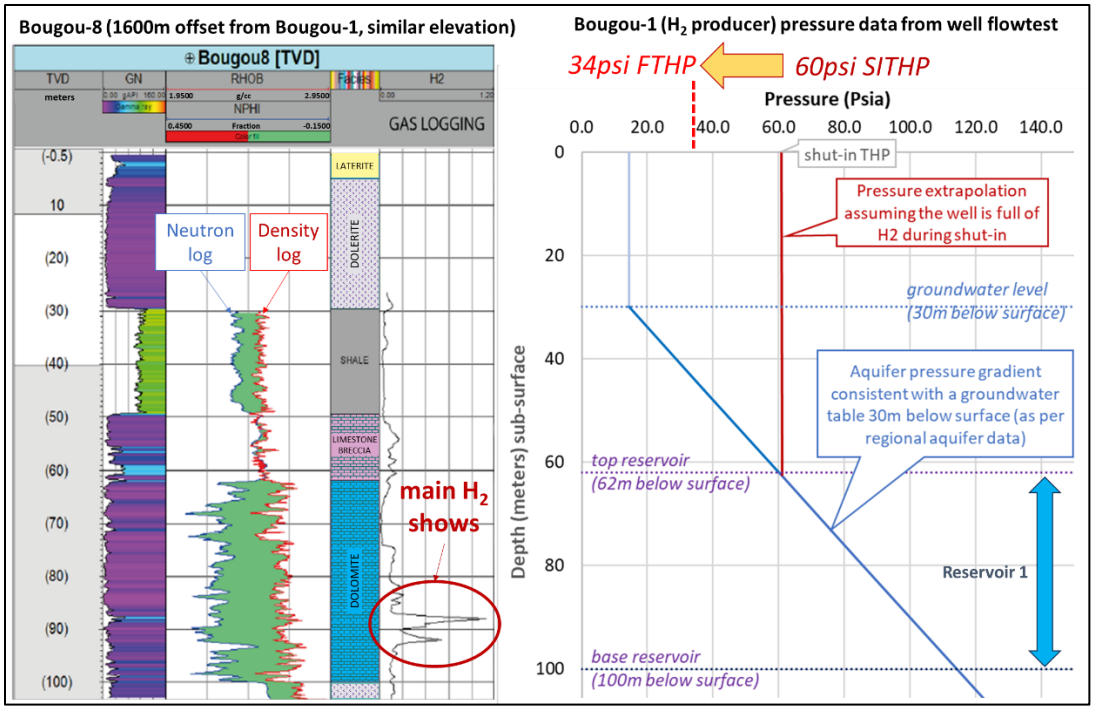


Figure 3: Reservoir-1 pressure interpretation for Bougou field (Mali). Log display of offset well Bougou-8, used to illustrate position of the pressure-inferred Free-Water-Level, is adapted from Maiga et al [2].

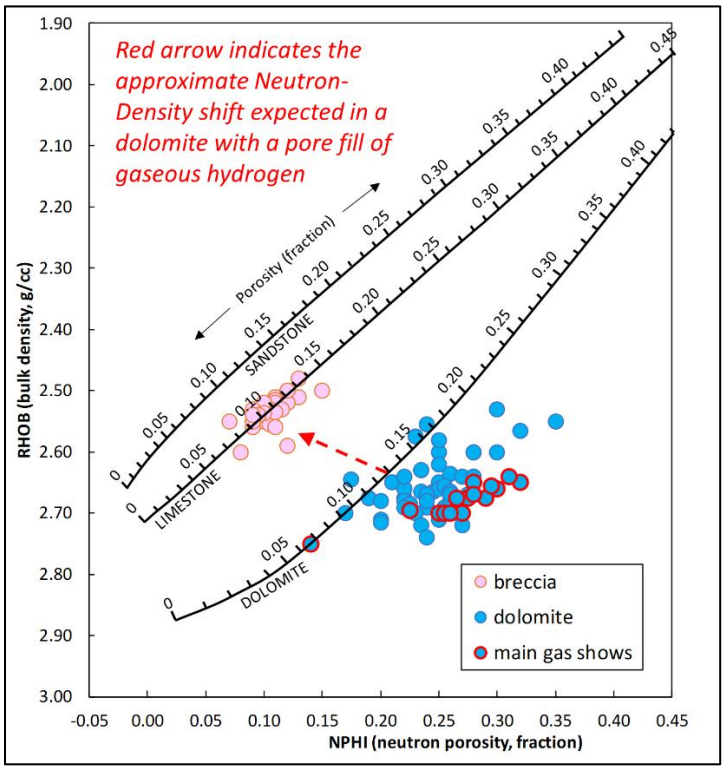
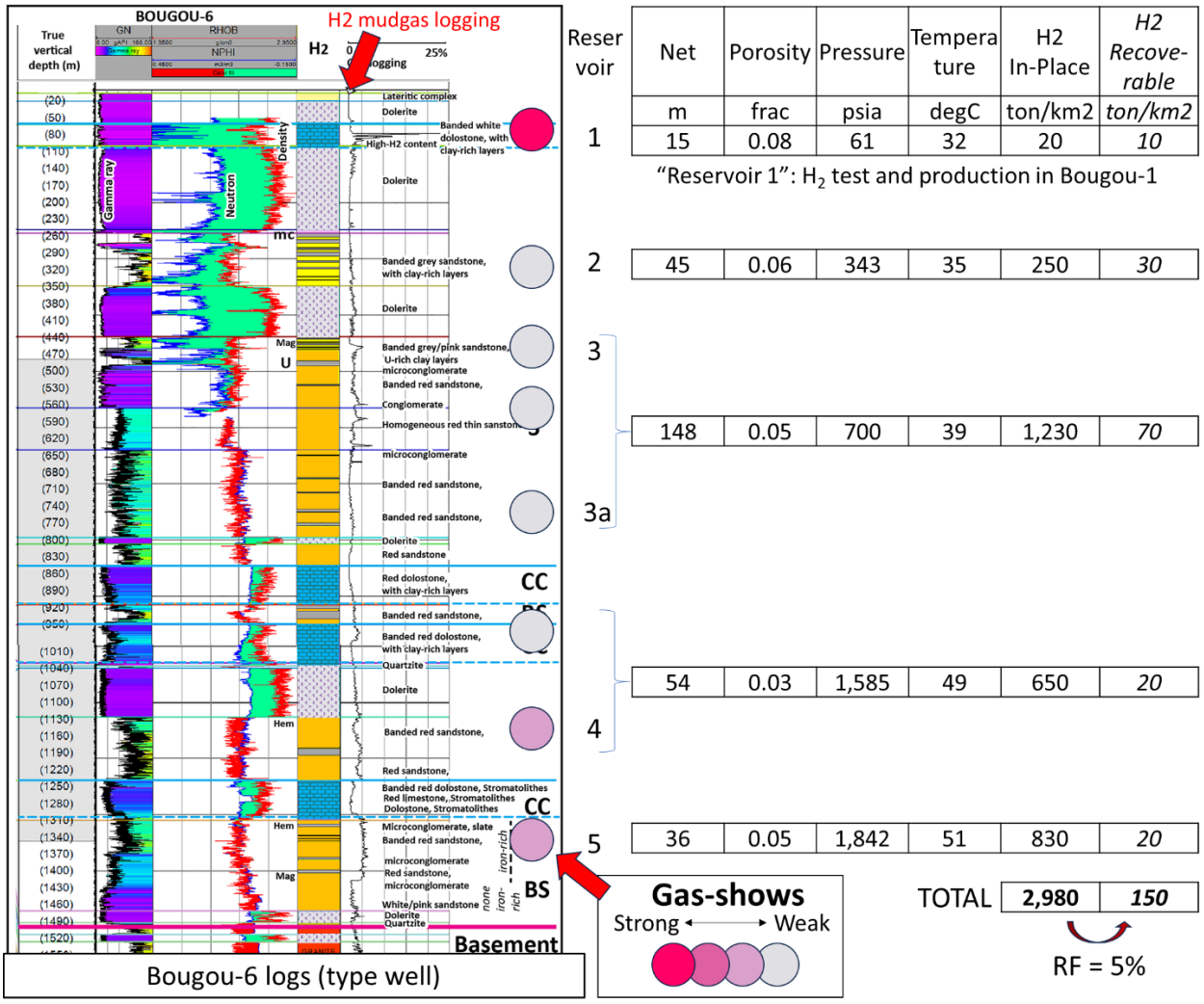


Figure 4: Neutron-density plot for Reservoir-1 in Bougou field (Mali). Data is from well Bougou-8 (same well as Figure 3).



Reservoir	Net	Porosity	Pressure	Temperature	H2 In-Place	*H2 Recoverable*
	m	frac	psia	degC	ton/km2	*ton/km2*
1	15	0.08	61	32	20	*10*
2	45	0.06	343	35	250	*30*
3						
3a	148	0.05	700	39	1,230	*70*
4	54	0.03	1,585	49	650	*20*
5	36	0.05	1,842	51	830	*20*

"Reservoir 1": H_2 test and production in Bougou-1

Figure 5: Reservoir parameters and estimates of in-place and recoverable hydrogen resource density in Bougou Field (Mali). Well-log display of Bougou-6, used to indicate position of the reservoirs that were assessed volumetrically, is adapted from Maiga et al [2].

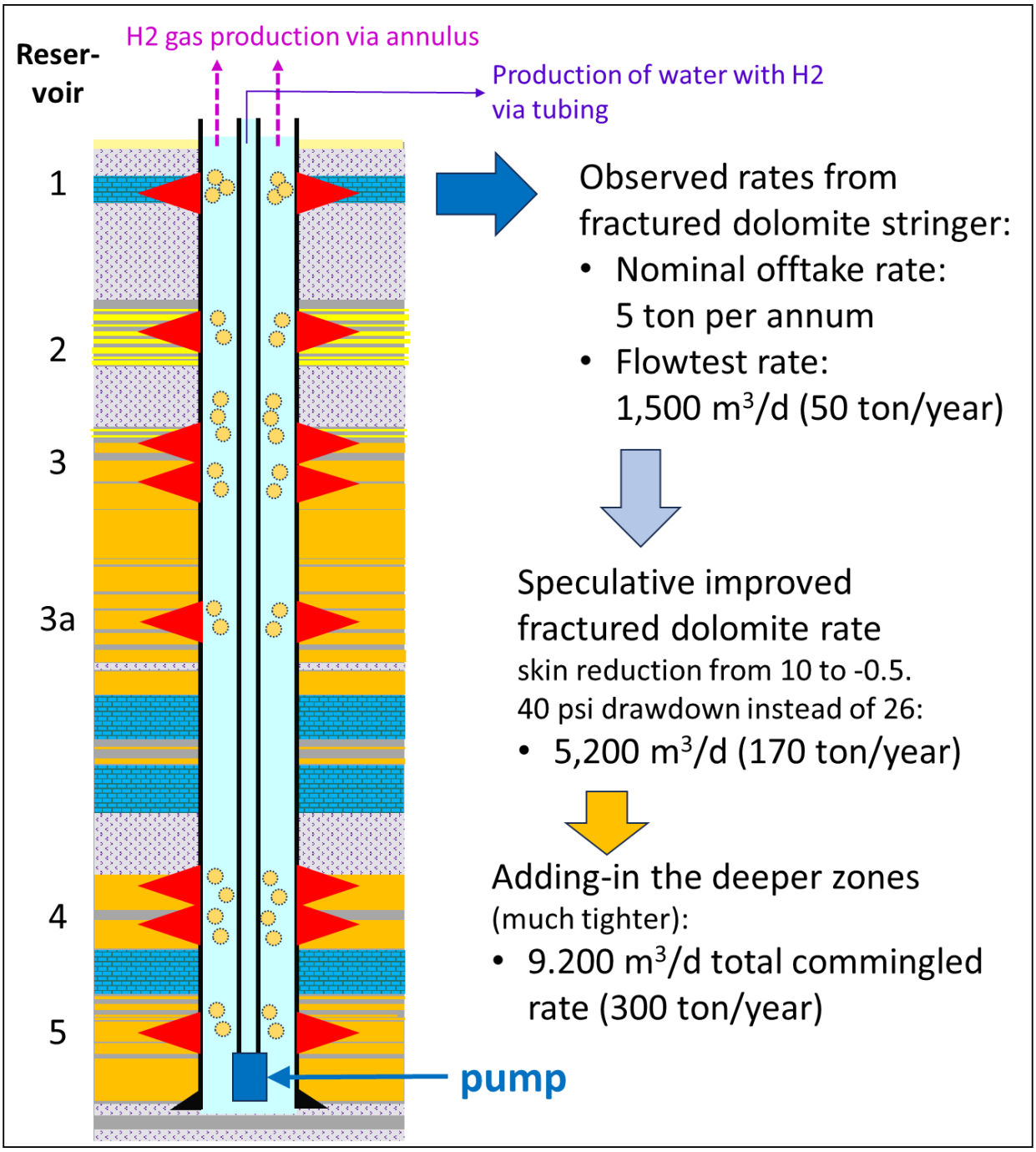
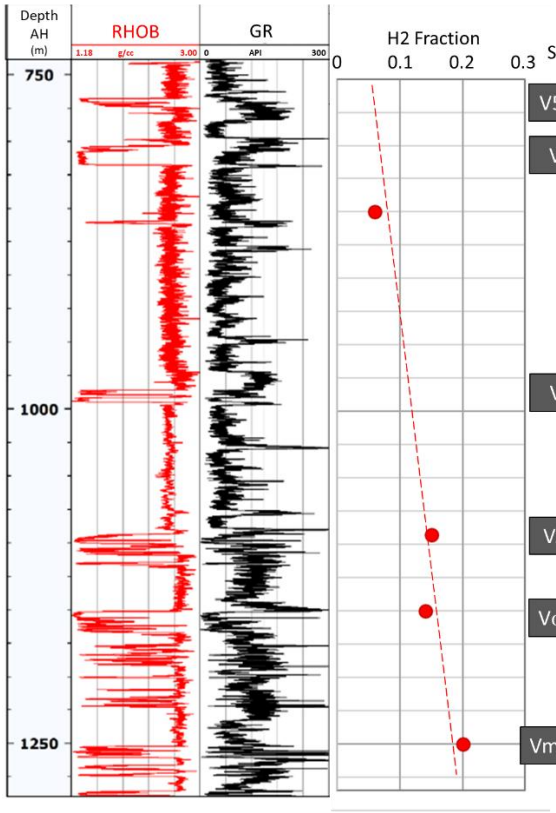
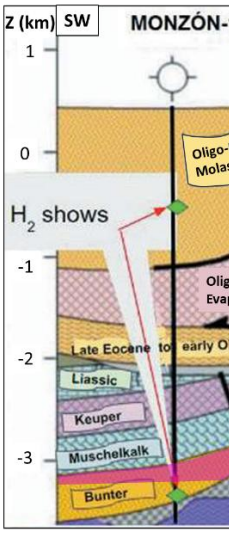


Figure 6: Conceptual design for a multi-zone aqueous-hydrogen producer well in Bougou Field (Mali).



Coal Seams	Net	Density	Gas Content	H_2 Content	Gross GIIP	H_2 in-place	
	m	g/cc	m^3/t	frac	MMsm^3/km^2		*ton/km^2*
V5-6-7	4.5	1.60	7.3	0.06	52	3	*286*
V8-9	13.5	1.40	9.6	0.07	181	13	*1,170*
Vi-i-i	6.9	1.55	9.2	0.13	99	13	*1,124*
Vz-z-γ	12.2	1.60	10.1	0.15	197	30	*2,652*
Vα-β-γ	14.9	1.45	9.4	0.14	203	29	*2,559*
Vm-m-n	10.5	1.65	9.9	0.20	171	34	*3,078*
				TOTAL	**903**	**121**	***10,869***

Figure 7: Reservoir parameters and estimates of in-place and recoverable hydrogen resource density for the Folschviller coalbed hydrogen find (France). Well-log panel used to indicate the coals that were assessed volumetrically, is adapted from Allouti et al [45].



Monzon reference-case success outcome
(H_2 gas discovery of 98% purity in Bunter)

	Net	Porosity	Sw	Bgi	H2 in-place	*H2 recove-rable*
	m	Frac	Frac	rm3/sm3	ton/km2	
gasleg	30	0.095	0.364	0.004	37,000	*30,000*
waterleg	25		0.900		6,000	*5,000*
				TOTAL	**43,000**	***35,000***

Figure 8: Reservoir parameters and estimates of in-place and recoverable hydrogen resource density for the Monzon prospect (Spain) under the assumption of a hydrogen gas-field outcome. Schematic cross-section that indicates the reservoir which was assessed volumetrically, is adapted from Atkinson et al [53].

Tables

Parameter	Description	standard Units
Ash	ash content of adsorbent rock	weight fraction
B_{gi}	initial gas formation volume factor	rm^3/sm^3
B_{gr}	depleted gas formation volume factor	rm^3/sm^3
C	porefluid compressibility	psi^{-1}
C_f	rock matrix compressibility	psi^{-1}
C_i	hydrogen solubility at initial conditions	mol/l
C_r	hydrogen solubility at depleted conditions	mol/l
FVF_w	formation water volume factor	rm^3/sm^3
GC_{DAF}	gas content in dry, ash-free adsorbent rock	m3/t
GC_{raw}	raw gas content in adsorbent rock	m3/t
h	reservoir thickness	m
H_2den	density of hydrogen at standard conditions	kg/m^3
H_2frac	hydrogen content (in free or dissolved gas)	fraction
H_2moleden	molecular density of hydrogen	g/mol
K_H	Henry's constant for hydrogen	l×atm/mol
Moisture	moisture content of adsorbent rock	weight fraction
NtG	reservoir net-over-gross ratio	fraction
Por	net-reservoir porosity	fraction
P_i	initial reservoir pressure	psia
P_r	depleted reservoir pressure	psia
RF	recovery factor	fraction
RHO_b	bulk density of adsorbent rock	g/cm^3
S_g	total gas saturation	fraction

Table 1: Input parameters into the resource equations 1 to 21.

Metrics	Large Industrial Offtake			Local Offtake Options			Basis
	Petroleum Refinery	Steel Plant	Ammonia Plant	District heating project	H_2-vehicle fuelling station	H_2-jet fuelling hub	
Annual demand (ton/yr)	50,000	70,000	280,000	1,300	1,500	32,000	Typical "average" facility size (Fig.1)
Contractual Supply Commitment	7 years						Minimum for a long-term GSA
Producer-Well Count per Offtake Option							
Wellcount assuming Bougou-1 testrate	*1,000*	*1,400*	*5,600*	*26*	*30*	*640*	*50ton H_2/yr per well*
Well count assuming multi-zone wells	*170*	*230*	*930*	*4*	*5*	*107*	*300ton H_2/yr per well*
Development-Area Size and Water Production (per offtake option, assuming no significant H_2 recharge)							
Resource-Area to be developed (km^2)	2,300	3,300	13,100	50	60	1,240	40psi depletion, EUR 150ton H_2/km^2
Cumulative Water production (MMstb)	790	1,130	4,500	17	21	426	Material Balance, 40psi depletion
Development-Area Size and Water Production (per offtake option, assuming recharge of 50 ton H_2/ km^2/year)							
Resource-Area to be developed (km^2)	2,100	2,900	11,700	50	60	1,240	40psi depletion, EUR 150ton H_2/km^2
Cumulative Water production (MMstb)	720	1,000	4,020	17	21	426	Material Balance, 40psi depletion

Table 2: Development metrics calculated for a number of hypothetical hydrogen development projects at the Bougou field (a focused hydrogen seepage in Mali).

Metrics	Large Industrial Offtake			Local Offtake Options			Basis
	Petroleum Refinery	Steel Plant	Ammonia Plant	District heating project	H_2-vehicle fuelling station	H_2-jet fuelling hub	
Annual demand (ton/yr)	50,000	70,000	280,000	1,300	1,500	32,000	Typical "average" facility size (Fig.1)
Contractual Supply Commitment	7 years						Minimum for a long-term GSA
Producer-Well Count per Offtake Option							
Wellcount assuming CBM-analogue rate	*1,330*	*1,860*	*7,450*	*35*	*40*	*850*	*8.6 Msm^3 gross gas/day/well, H_2 = 13%*
Cum. Gross Gas Production ($MMsm^3$)	*28,900*	*40,600*	*162,500*	*760*	*870*	*18,600*	*450$MMsm^3$ gas UR/km^2, H_2 = 13%*
Development-Area Size and Water Production (per offtake option, assuming no significant H_2 recharge)							
Resource-Area to be developed (km^2)	64	90	360	1.7	1.9	41.3	EUR 5,430ton H_2/km^2
Cumulative Water production (MMstb)	22	30	121	0.6	0.6	13.9	depletion to 300psi P-abandonment
Development-Area Size and Water Production (per offtake option, assuming recharge of 50 ton H_2/ km^2/year)							
Resource-Area to be developed (km^2)	62	87	350	1.6	1.9	40.0	EUR 5,430ton H_2/km^2
Cumulative Water production (MMstb)	21	29	118	0.5	0.6	13.4	depletion to 300psi P-abandonment

Table 3: Development metrics calculated for a number of hypothetical hydrogen development projects at Folschviller coalbed-hydrogen find (France).

Metrics	Large Industrial Offtake			Local Offtake Options			Basis
	Petroleum Refinery	Steel Plant	Ammonia Plant	District heating project	H_2-vehicle fuelling station	H_2-jet fuelling hub	
Annual demand (ton/yr)	50,000	70,000	280,000	1,300	1,500	32,000	Typical "average" facility size (Fig.1)
Contractual Supply Commitment	7 years						Minimum for a long-term GSA
Producer-Well Count per Offtake Option							
Well count assuming vertical wells	*9*	*13*	*51*	*1*	*1*	*6*	*6MMscf/d (5,500 ton H_2/yr) per well*
Cum. Gross Gas Production ($MMsm^3$)	*3,970*	*5,560*	*22,200*	*100*	*120*	*2,540*	*390$MMsm^3$ gas UR/km^2, H_2 = 98%*
Development-Area Size and Water Production (per offtake option, assuming no significant H_2 recharge)							
Resource-Area to be developed (km^2)	10	14	58	0.3	0.3	6.6	EUR 35,000 ton H_2/ km^2, Pabd 850psi
Cumulative Water production (MMstb)	negligible						
Development-Area Size and Water Production (per offtake option, assuming recharge of 50 ton H_2/km^2/year)							
Resource-Area to be developed (km^2)	10	14	57	0.3	0.3	6.5	EUR 35,000 ton H_2/ km^2, Pabd
Cumulative Water production (MMstb)	negligible						

Table 4: Development metrics calculated for a number of hypothetical hydrogen development projects for the Monzon prospect (Spain) under the assumption of a hydrogen gas-field outcome.

	Large free gascap, nearly-pure H_2 ***Reference Case***	**Large free gascap, H_2 mixed with other gases**	**Small free gascap, nearly-pure H_2**	**Aqueous only, nearly-pure H_2**
Subsurface Parameters and In-Place Resource				
Max. gas cap / avg. gas pay (m)	60 / 30	60 / 30	20 / 10	0
Hydrogen Fraction in gas	0.98	0.30	0.98	0.98
In-Place Gross Gas Resource Density ($MMsm^3/km^2$)	484	484	259	66
Resource Recovery				
Reservoir Pressure (psia) Initial / Final	5,450 / 850	5,450 / 850	5,390 / 4,390	5,360 / 5,260
Recoverable Gross Gas Resource Density ($MMsm^3/ km^2$)	391	391	79	1.1
Recovery Factor	81%	81%	31%	2%
Recoverable Hydrogen Resource Density (ton/ km^2)	34,000	11,000	7,000	100
Well Productivity				
Gross Gas Production per well (Msm^3/d)	171	171	35	3
H_2 production per well (ton/yr)	5,500	1,700	1,100	10
Water production ($MMstb/km^2$)	negligible	negligible	0.60	30.9

Table 5: Comparison of key resource metrics for alternative prospect subsurface-outcomes at Monzon (Spain).

density, low recovery factor, low well productivity and high associated water production. This may be typical for focused-seepage plays. Only local-offtake opportunities might be pursuable since unrealistically large well counts and water-handling/disposal capacities would be needed to meet industrial offtake. The impact of hydrogen-recharge on notional development-project metrics appears limited.

In coalbed hydrogen plays like the Lorraine find in France, resource density can be substantial thanks to the large gas-adsorption capacity of coals. Unfortunately, well productivity is low due to the low permeability of coals especially at greater depth. Moreover, coalbed hydrogen plays may typically have a low hydrogen content of the adsorbed gas because of preferential adsorption of CO_2 and methane and the preponderance of these in a coal environment. Developments of coalbed hydrogen may require very high well counts for relatively modest offtake levels. Isolating a hydrogen sales-stream of sufficient purity could be challenging and costly. Unlocking the potential of coalbed hydrogen would require addressing environmental concerns associated with water, large surface footprint and the disposal of significant amounts of co-produced CO_2 and/or methane. Even then, only local-offtake opportunities might be pursuable.

Reservoir-trap-seal plays with a gaseous hydrogen column of significant, like in a conventional gas field, have the best development potential thanks to superior in-place resource density, high recovery factor and high well productivity. Metrics calculated for the Monzon prospect in Spain demonstrate that developments could meet industrial supply needs. However, a tendency for short gas columns (suppressing recovery factors) and low hydrogen content in the gas could create significant downside.

To date, no convincing examples of hydrogen gas-columns of material size trapped in porous and permeable reservoir, have been presented. This may be due to hydrogen's ease of leakage and/or its reactivity (chemical and biological). Exploration efforts should focus on this type of play, to demonstrate whether or not it exists.

Acknowledgements

Bernard Van Dijk provided expert advice on the hydrogen demand-assumptions for local offtake. Chris Atkinson and Tony Lawrence (Helios Aragon) proofread earlier versions of this manuscript and made many helpful comments. Laurent Truche (Université Grenoble Alpes) and an anonymous Journal reviewer made very helpful comments that considerably improved the final version of this manuscript.

References

[1] International Energy Agency, "Net zero by 2050: A roadmap for the global energy sector" (International Energy Agency, 2021); https://www.iea.org/reports/net-zero- by- 2050, accessed online, March 2024.

[2] Maiga, O., Deville, E., Laval, J., Prinzhofer, A., & Diallo, A.B., 2023. Characterization of the spontaneously recharging natural hydrogen reservoirs of Bourakebougou in Mali. Nature Scientific Reports 13(1):11876. https://doi.org/10.1038/s41598-023-38977-y

[3] Prinzhofer, A., Tahara, C. S. & Diallo, A. B., Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali). Int. J. Hydrog. Energy 43, 19315–19326, 2018.

[4] FDE press release, 2023. FDE announces the discovery of natural hydrogen in the Lorraine mining basin. https://www.francaisedelenergie.fr/wp-content/uploads/2023/05/CP-150523-H2-permit_UK.pdf, accessed online, February 2024.

[5] Truche, L., Donzé, F.V., Goskolli, E., Muceku, B., Loisy, C., Monnin, C., Dutoit, H., & Cerepi, A., A deep reservoir for hydrogen drives intense degassing in the Bulqizë ophiolite. Science 383, 618–621, 2024; https://science.org/doi/10.1126/science.adk9099

[6] Stalker, L., Talukder, A., Strand, J., Josh, M., & Faiz, M., Gold (hydrogen) rush: risks and uncertainties in exploring for naturally occurring hydrogen. APPEA Journal 62(1), 361–380, 2022; doi:10.1071/AJ21130

[7] Gold Hydrogen, 27 May 2024 ASX Announcement, Ramsay Project Stage 1 - Interim Exploration Well Testing Update. Assessed online, May 2024.

[8] Guelard, J., Beaumont, V., Rouchon, V., Guyot, F., Pillot, D., Jezequel, D., Ader, M., Newell, K. D., and Deville, E., Natural H2 in Kansas: Deep or shallow origin?, Geochem. Geophys. Geosyst., 18, 1841–1865, 2022; https://doi:10.1002/2016GC006544.

[9] Moretti, I., Brouilly, E., Loiseau, K., Prinzhofer, A. and Eric Deville, E., Hydrogen Emanations in Intracratonic Areas: New Guide Lines for Early Exploration Basin Screening. Geosciences 2021, 11, 145., 2021; http://dx.doi.org/10.3390/geosciences11030145

[10] Van den Beukel, J. & Loosveld, R., White hydrogen: geological curiosity or game changer? Swiss Bulletin für angewandte Geologie, V. 29/1+2, p. 67-73, 2024.

[11] Zgonnick, V., The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review. Earth-Science Reviews 203, 2020; 103140. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103140

[12] Milkov, A.V., Molecular hydrogen in surface and subsurface natural gases: Abundance, origins and ideas for deliberate exploration. Earth Sci. Rev. 230, 2022; 104063.

[13] Zhao, H.W., Jones, E., Singh, R.S., Ismail, H.H., and Tan, S.W., The Hydrogen System in the Subsurface: Implications for Natural Hydrogen Exploration. SPE-216710-MS, 2023; https://DOI.org/10.2118/216710-MS

[14] Gaucher, E.C., Moretti, I., Pélissier, N., Burridge, G., & Gonthier, N., The place of natural hydrogen in the energy transition: A position paper. European Geologist, 55, 2023; https://doi.org/10.5281/zenodo.8108239

[15] Jackson, O., Lawrence, S.R, Hutchinson, I.P., Stocks, A.E., Barncoat, A.C., and Powney, M., Natural hydrogen: sources, systems and exploration plays. Geoenergy 2024-002, 2024; https://doi.org/10.1144/geoenergy2024-002

[16] Ellis, G., and Gelman, S.E., Model predictions of global geologic hydrogen resources: Science Advances, v. 10, no. 50, 11pp., 2024; https://doi.org/ 10.1126/ sciadv.ado0955

[17] Lévy, D., Roche, V., Pasquet, G., Combaudon, V., Geymond, U., Loiseau, K., and Moretti, I., Natural H2 exploration: tools and workflows to characterize a play. Science and Technology for Energy Transition 78, 27, 2023; https://doi.org/10.2516/stet/2023021

[18] International Energy Agency: The future of hydrogen - Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen. Assessed online, March 2024.

[19] Statistica, Ammonia - statistics & facts. https://www.statista.com/topics/10358/ammonia/#topicOverview, accessed online March 2024.

[20] Otis, R.M., and Schneidermann N., A process for evaluating exploration prospects - AAPG Bull., V-80 (7) 1087-1108, 1997.

[21] Rose P.R., Risk Analysis and Management of Petroleum Exploration Ventures - AAPG methods in exploration series No.12, 2002.

[22] Peacock, D., and Jennings, T., Chance of Development: What is it? Can we estimate it? How should we use it? SPE-170747, 2014. https://doi.org/10.2118/170747-MS

[23] Patonia, A., Lambert, M., Lin, N., & Shuster, M., Natural (geologic) hydrogen and its potential role in a net-zero carbon future: Is all that glitters gold? Oxford Institute of Energy Studies Paper, ET38, 2024; ISBN 978-1-78467-251-5

[24] Molecular Hydrogen Institute (MHI), Concentration and Solubility of H2. https://molecularhydrogeninstitute.org/concentration-and-solubility-of-h2/, Accessed online, June 2024.

[25] Zhu, Z., Cao, Y., Zheng, Z., Chen, D. An Accurate Model for Estimating H2 Solubility in Pure Water and Aqueous NaCl Solutions. Energies 2022, 15, 5021. https://doi.org/10.3390/en15145021

[26] Beggs, D.H.U., Brill J.P.U., A study of two-phase flow in inclined pipes. J Pet Technol 25:607–617, 1973.

[27] McCain Jr., W.D., Reservoir-fluid property correlations – state of the art. SPE Paper 18571, 1989.

[28] Doscher, T., Azari, M., and Marinello, S., The measurement and effect of the critical gas saturation and relative permeability on the production of methane from geopressured aquifers of saturated brine. Department of Petroleum Engineering, University of Southern California; Report DOE/ET/11396-1, Distribution Category UC66b(DE82013500), 1982.

[29] Ganjdanesh, R., and Hosseini, S.A., Potential assessment of methane and heat production from geopressured–geothermal aquifers. Geotherm Energy 4:16, 2016; https://doi.org/10.1186/s40517-016-0058-4

[30] Ason, A., International Gas Contracts. Oxford Institute for Energy Studies Paper NG175, 2022; https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2022/11/International-Gas-Contracts.pdf, accessed online, December 2024.

[31] Gelman, S.E., Hearon, J.S., and Ellis, G.S., Prospectivity Mapping for Geologic Hydrogen. US Geological Survey Professional Paper 1900, 51pp., 2025; accessed online, January 2025.

[32] Lysyy, M., Føyen, T., Johannesen, E. B., Fernø, M., & Ersland, G., Hydrogen relative permeability hysteresis in underground storage. Geophysical Research Letters, 49, e2022GL100364, 2022; https://doi.org/10.1029/2022GL100364

[33] Watkins, J., Kaldi, J., and Watson, M., Geological storage of gas: evaluation of seal properties for containment of Carbon Dioxide, Methane and Hydrogen. 16th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-16, 2022; https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4297078

[34] Yekta, A.E., Manceau, J.C., Gaboreau, S., Pichavant, M., and Audigane, P., Determination of Hydrogen–Water Relative Permeability and Capillary Pressure in Sandstone: Application to Underground Hydrogen Injection in Sedimentary Formations. Transp Porous Med, 2018; https://doi.org/10.1007/s11242-018-1004-7

[35] Ballantine, C., 2022. Energy Seminar – week 7: Gold (natural) hydrogen: Pipeline or pipedream?. Accessed online, January 2025.

[36] Haddad, P. G., Ranchou-Peyruse, M., Guignard, M., Mura, J., Casteran, F., Ronjon-Magand, L., Senechal, P., Isaure, M.P., Moonen, P., Hoareau, G., Dequidt, D., Chiquet, P., Caumette, G., Cezac, P., and Ranchou-Peyruse, A., Geological storage of hydrogen in deep aquifers – an experimental multidisciplinary study. Energy Environ. Sci., 15, 3400, 2022; https://doi.org/10.1039/d2ee00765g

[37] McMahon, C.J., Roberts, J.J., Johnson, G., Edlmann, K., Flude, S., and Shipton, Z.K., Natural hydrogen seeps as analogues to inform monitoring of engineered geological hydrogen storage. Geological Society, London, Special Publications, 528, 461–489, 2023. https://doi.org/10.1144/SP528-2022-59

[38] Briere, D., Jerzykiewicz, T., & Śliwiński, W., On generating a geological model for hydrogen gas in the southern Taoudeni Megabasin (Bourakebougou area, Mali), Search and Discovery Article #42041, 2017.

[39] Hydroma website: The Bourakebougou pilot project in Mali. https://hydroma.ca/activities-natural-hydrogen/, assessed online, November 2024.

[40] Maiga, O., Deville, E., Laval, J., Prinzhofer, A., & Diallo, A.B., Trapping processes of large volumes of natural hydrogen in the subsurface: The emblematic case of the Bourakebougou H2 field in Mali. Int. J. Hydrog. Energy, 50, 640-647, 2024; https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.10.131

[41] Díaz-Alcaide, S., Martínez-Santos, P., ID and Villarroya, F., A Commune-Level Groundwater Potential Map for the Republic of Mali. Water 2017, 9, 839; https://doi.org/10.3390/w9110839

[42] Jennings, Hasterok & Lucazeau, ThermoGlobe: Extending the global heat flow database, Journal TBD, 2021; http://heatflow.org/, accessed online, March 2024.

[43] Iglauer, S., Abid, H., Al-Yaseri, A., & Keshavarz, A. Hydrogen adsorption on sub-bituminous coal: Implications for hydrogen geostorage. Geophysical Research Letters, 48, e2021GL092976, 2021; https://doi.org/10.1029/2021GL092976.

[44] EGL press release 2006. FOLSCHVILLER ST1 WELL INITIAL PERMEABILITY RESULTS. https://data-api.marketindex.com.au/api/v1/announcements/XASX:FZR:XX338511/pdf/inline/folschviller-st1-well-initial-permeability-resutls, accessed online, February 2024.

[45] Allouti, S., Michels, R., Malartre, F., Mombo Mouketo, M., Géraud, Y., Nassif, F., Pironon, J., & de Donato, P., The Lorraine Carboniferous Basin (France) as a new target of regional gas resource for

the energy transition strategy? 31st Int. Meeting on Organic Geochemistry, Montpellier, France, 2023. https://doi.org/10.3997/2214-4609.202333136

[46] Jenkins, C., Freyder, D., Smith, J. and Starley, G., Coalbed Methane. In: SPE Petroleum Engineering Handbook (L. Lake, ed.), Volume VI – Emerging and Peripheral Technologies (H.R. Warner Jr., ed.): 249-296. 2007; https://petrowiki.spe.org/PEH:Coalbed_Methane#Well_Behavior

[47] Ma, D.M., Zhang, C.Y., Wang, C.T. and Tang, X.Y., Prediction of Coal Bed Methane Recovery Rate and Its Improvement Measures in Dafosi Mine Field. Journal of Power and Energy Engineering, 5, 37-49, 2017; https://doi.org/10.4236/jpee.2017.511004

[48] Advanced Resources International, Inc. (ARI), Pre-Feasibility Study for Methane Drainage and Utilization at the Conchas Mine Complex Coahuila, Mexico, U.S. Environmental Protection Agency Report, September 2015. https://www.epa.gov/sites/default/files/2016-11/documents/conchassur-cmm-pre-feas.pdf, accessed online, December 2024.

[49] Putro, A.W., and Wahid, A., Well Spacing Effects on Well Productivity in Coalbed Methane Reservoirs. International Journal of Advanced Science and Technology Vol. 29, No. 7s, 2020, pp. 3245-3252

[50] Amoih, F., Finqueneisel, G., Zimny, T., Bourrelly, S., Barres, O., Grgic, D., Comparative study on different coals from the Lorraine basin (France) by sorption isotherms, thermogravimetric analysis and breakthrough curves for CO2-ECBM recovery. International Journal of Coal Science & Technology, 2024; 11:46. https://doi.org/10.1007/s40789-024-00696-8

[51] Zhang Miao, Fu Xuehai, Duan Chaochao, Li Yushou, Influencing factor analysis of the coal matrix compressibility of middle-high rank coals. Journal of Natural Gas Science and Engineering, Volume 81, 2020; 103462. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103462

[52] Atkinson, C., Natural Hydrogen in the Monzón-1 well, Ebro Basin, Northern Spain. EFG Webinar, 2022; https://eurogeologists.eu/efg-webinar-natural-hydrogen-in-the-monzon-1-well-ebro-basin-northern-spain/. Accessed online, March 2024.

[53] Atkinson, C., Matchette-Downes, C., & Garcia-Curiel, S., Natural hydrogen in the Monzon-1 well, Ebro basin, northern Spain. Geologues, v. 213: 96-102, 2022.

[54] Shepherd, M., Well patterns, in M. Shepherd, Oil field production geology: AAPG Memoir 91, p. 239– 240, 2009.

[55] Yu Bei Bei, Li Hui, and Li Dong Lin, The Researches on Reasonable Well Spacing of Gas Wells in Deep and low Permeability Gas Reservoirs. E3S Web of Conferences 38, 01038, 2018; https://doi.org/10.1051/e3sconf/20183801038

[56] Prinzhofer, A. & Cacas-Stentz, M-C., Natural hydrogen and blend gas: a dynamic model of accumulation Natural hydrogen and blend gas: a dynamic model of accumulation. International Journal of Hydrogen Energy, V. 48, Issue 57, pp 21610-21623, 2023. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.060

[57] US Department Of Energy, Report of the DOE Workshop on Hydrogen Separations and Purification, September 8-9, 2004.

[58] Dehdari, L., Xiao, P., Gang Li, K., Singh, R., and Webley, P.A., Separation of hydrogen from methane by vacuum swing adsorption. Chemical Engineering Journal, Volume 450, Part 1, 15 December 2022, 137911. https://doi.org/10.1016/j.cej.2022.137911

[59] Mathur, Y., Moise, H., Aydin, Y., and Mukerji, T., Techno-economic analysis of natural and stimulated geological hydrogen. Non-peer reviewed preprint submitted to EarthArXiv, 2024; http://dx.doi.org/10.31223/X5599G

[60] US Geological Survey, 2000. Coal Bed Methane: Potential and Concerns. USGS Fact Sheet FS-123-00, October 2000. https://pubs.usgs.gov/fs/fs123-00/fs123-00.pdf