



(ID Modèle = 454913)

Ineris - 213612 - 2783653 - v1.0

6/3/2024

Maitrise des risques liés à la réutilisation des anciens stockages de gaz naturel en cavité saline pour le stockage d'H<sub>2</sub>

## **PRÉAMBULE**

Le présent document a été réalisé au titre de la mission d'appui aux pouvoirs publics confiée à l'Ineris, en vertu des dispositions de l'article R131-36 du Code de l'environnement.

La responsabilité de l'Ineris ne peut pas être engagée, directement ou indirectement, du fait d'inexactitudes, d'omissions ou d'erreurs ou tous faits équivalents relatifs aux informations utilisées.

L'exactitude de ce document doit être appréciée en fonction des connaissances disponibles et objectives et, le cas échéant, de la réglementation en vigueur à la date d'établissement du document. Par conséquent, l'Ineris ne peut pas être tenu responsable en raison de l'évolution de ces éléments postérieurement à cette date. La mission ne comporte aucune obligation pour l'Ineris d'actualiser ce document après cette date.

Au vu de ses missions qui lui incombent, l'Ineris, n'est pas décideur. Les avis, recommandations, préconisations ou équivalents qui seraient proposés par l'Ineris dans le cadre des missions qui lui sont confiées, ont uniquement pour objectif de conseiller le décideur dans sa prise de décision. Par conséquent, la responsabilité de l'Ineris ne peut pas se substituer à celle du décideur qui est donc notamment seul responsable des interprétations qu'il pourrait réaliser sur la base de ce document. Tout destinataire du document utilisera les résultats qui y sont inclus intégralement ou sinon de manière objective. L'utilisation du document sous forme d'extraits ou de notes de synthèse s'effectuera également sous la seule et entière responsabilité de ce destinataire. Il en est de même pour toute autre modification qui y serait apportée. L'Ineris dégage également toute responsabilité pour chaque utilisation du document en dehors de l'objet de la mission.

Nom de la Direction en charge du rapport : DIRECTION SITES ET TERRITOIRES

Rédaction : THORAVAL Alain

Vérification : FRANCK Christian

Approbation : Document approuvé le 28/02/2024 par DUPLANTIER STEPHANE

Liste des personnes ayant participé à l'étude :

## Table des matières

1	Contexte et objectifs.....	7
2	Principe d'une réutilisation d'un ancien stockage de gaz naturel en cavité saline .....	9
2.1	Description de la mise en place et du fonctionnement d'un stockage de gaz naturel.....	9
2.2	Description des opérations de reconversion.....	10
2.3	Schématisation des stockages souterrains d'hydrogène.....	10
2.4	Paramètres du stockage.....	11
3	Impacts attendus lors d'un stockage d'hydrogène en cavité saline .....	13
3.1	Caractéristiques de l'hydrogène.....	13
3.2	Impact des caractéristiques de l'hydrogène sur les risques de fuite.....	15
3.2.1	Retours d'expérience.....	15
3.2.2	Étanchéité du sel à l'hydrogène.....	16
3.2.3	Risque de dégradation des composants métalliques du puits.....	16
3.2.4	Risque de dégradation des cimentations du puits.....	17
3.2.5	Risque de dégradation des élastomères utilisés dans les packers et les raccords.....	18
3.2.6	Risque de dégradation des installations de surface et des pipelines.....	19
3.3	Processus susceptibles d'affecter les performances du stockage en cavité saline.....	19
3.4	Impact des caractéristiques de l'hydrogène sur la pureté et la conservation de l'hydrogène stocké.....	21
3.4.1	Retour d'expérience sur la réactivité géochimique des sites de stockage d'hydrogène en cavités salines.....	22
3.4.2	Risque de dissolution de l'hydrogène dans la saumure.....	23
3.4.3	Risque de formation d'H <sub>2</sub> S.....	23
3.5	Probabilité d'occurrence des fuites d'H <sub>2</sub> et leur effet.....	25
3.5.1	Fuite à travers le puits d'injection / soutirage.....	25
3.5.2	Fuite depuis la cavité de stockage.....	25
3.5.3	Conséquences des fuites d'H <sub>2</sub> .....	25
3.5.4	Efficacité de la vanne de sub-surface.....	27
3.6	Synthèse.....	28
4	Moyens pouvant être mis en place pour maîtriser le risque.....	29
4.1	Amélioration de l'état du puits d'injection /soutirage.....	29
4.1.1	Recommandations concernant les composants métalliques du puits.....	29
4.1.2	Recommandations concernant la cimentation.....	30
4.1.3	Recommandations concernant les connexions, les vannes et les barrières.....	30
4.2	Maîtrise de la pureté et de la quantité de l'H <sub>2</sub> stocké.....	31
4.3	Contrôle de l'étanchéité du puits d'injection / soutirage.....	32
4.4	Développement d'un monitoring adapté.....	34
4.5	Recommandations concernant la gestion de la sécurité du stockage.....	36
4.6	Amélioration de la sécurité du transport de l'H <sub>2</sub> vers le site de stockage.....	37
4.7	Synthèse.....	38
5	Conclusions.....	39
6	Références.....	41

## Liste des Figures

Figure 1 : Schématisation d'un stockage d'hydrogène (Thoraval, 2023 : [127]) .....	12
Figure 2 : Diagramme de phase de l'H <sub>2</sub> .....	14
Figure 3 : Processus susceptibles d'affecter les performances de stockage en cavité saline Source : Heinemann et al., 2021 : [62]. .....	20
Figure 4 : Processus de formation du H <sub>2</sub> S dans le cas d'une cavité saline (Laban et al., 2020 : [85]) .	24
Figure 5 : Les trois essais à l'azote réalisés dans la cavité EZ53 (Hévin, 2023 : [64]).....	34

## Liste des Tableaux

Tableau 1 : Propriétés physicochimiques de l'H <sub>2</sub> en comparaison de celle du CH <sub>4</sub> et CO <sub>2</sub> .....	14
Tableau 2 : Description et évaluation des principaux risques et impacts liés à la réutilisation d'une cavité saline pour un stockage d'H <sub>2</sub> - Stratégies d'atténuation possibles .....	39

## Résumé

Une centaine de cavités salines stockent actuellement du gaz naturel dans le monde (la moitié étant localisées en Europe). Ces cavités pourraient être reconverties pour stocker de l'hydrogène pur ou sous la forme d'un mélange hydrogène/ méthane.

Toutefois, plusieurs difficultés peuvent se poser : les composants du puits peuvent ne pas être adaptés aux spécificités de l'hydrogène, l'hydrogène peut interagir biochimiquement avec l'environnement du stockage, les conditions de stockage diffèrent de celle d'un stockage de gaz naturel (fréquence des cycles d'injection et de soutirage notamment).

Un état de l'art a été réalisé et a permis d'une part, d'évaluer les impacts sécuritaires (risques de fuite par exemple) et économiques (perte d'hydrogène ; réduction de la pureté du gaz stocké, réduction du volume de stockage par fluage) et d'autre part, de recenser les méthodes pouvant être mises en place pour rendre l'exploitation du stockage sûr et économiquement intéressante. Les travaux complémentaires nécessaires ont également été identifiés.

## Abstract

Around a hundred salt caverns currently store natural gas around the world (half of them located in Europe). These cavities could be reconverted to store pure hydrogen or in the form of a hydrogen/methane mixture.

However, several problems may arise since the well components may not be adapted to the specificities of hydrogen, hydrogen may interact biochemically with the storage environment, the storage conditions are different from those of natural gas storage (frequency of injection and withdrawal cycles in particular).

A state of the art was carried out and made it possible, on the one hand, to assess the safety (leak risks) and economic impacts (loss of hydrogen; reduction in the purity of the stored gas, reduction in the storage volume by creep) and on the other hand, to identify the methods that can be implemented to make the operation of storage safe and economically interesting. The necessary additional work has also been identified.

## Pour citer ce document, utilisez le lien ci-après :

Institut national de l'environnement industriel et des risques, , Verneuil-en-Halatte : Ineris - 213612 - v1.0, 28/02/2024.

## Mots-clés :

Stockage ; hydrogène ; reconversion ; cavité saline ; fuite d'hydrogène ; pureté ; fragilisation à l'hydrogène ; intégrité du puits ; test de contrôle ; monitoring



# 1 Contexte et objectifs

Selon ENTSOG et al. (2021 :[46]), une centaine de cavités salines stockent actuellement du gaz naturel dans le monde (la moitié étant localisées en Europe). Ces cavités pourraient être reconverties pour stocker de l'hydrogène pur ou sous la forme d'un mélange hydrogène/méthane (Cauchois et al., 2021 : [27]).

Comme le souligne l'étude « Guidehouse for GIE » (2021 : [55]), le temps de développement d'un site de stockage d'hydrogène est de 1 à 7 ans lors de la reconversion d'un stockage de gaz existant et de 3 à 10 ans pour un nouveau site de stockage.

Toutefois plusieurs difficultés peuvent être rencontrées notamment liées aux faits que :

- les composants du puits ne sont pas forcément adaptés aux spécificités de l'hydrogène ;
- l'hydrogène est susceptible d'interagir biochimiquement avec l'environnement du stockage (insolubles) et les hydrocarbures résiduels (piégés en paroi de cavité ou dissous dans la saumure) ;
- l'utilisation antérieure de la cavité a pu endommager certains composants du puits ;
- l'exploitation du stockage d'hydrogène implique des contraintes particulières (fréquence des cycles d'injection/soutirage plus importants).

L'objectif du présent rapport est :

- d'évaluer les impacts sécuritaires (principalement les risques de fuite conduisant à une remontée de l'hydrogène en surface) et économiques (perte d'hydrogène, réduction de la pureté du gaz stocké, réduction du volume de stockage par fluage) ;
- de faire le point sur les méthodes pouvant être mises en place pour rendre l'exploitation du stockage sûre et économiquement intéressante.

Ce rapport est structuré en trois chapitres qui présentent respectivement :

- les principes d'une réutilisation d'un ancien stockage de gaz naturel en cavité saline : Il s'agit de rappeler les grands principes d'un stockage de gaz et les opérations propres à une reconversion du stockage ;
- les impacts attendus lors d'un stockage d'hydrogène en cavité saline : Après avoir rappelé les caractéristiques physico-chimiques de l'hydrogène, on précisera notamment l'impact de ces caractéristiques sur les risques de fuite (et leurs conséquences) et sur la pureté et la conservation de l'hydrogène stockée ;
- les moyens pouvant être mis en place pour maîtriser le risque : On distinguera les améliorations à apporter à l'état du puits d'injection, les méthodes permettant de conserver la pureté et de la quantité de l'hydrogène stockée, les moyens de contrôle de l'état du puits (tests et monitoring) et les dispositifs de sécurité.



## 2 Principe d'une réutilisation d'un ancien stockage de gaz naturel en cavité saline

### 2.1 Description de la mise en place et du fonctionnement d'un stockage de gaz naturel

Après création de la cavité par dissolution, elle est remplie de saumure. Le puits est alors équipé pour la mise en gaz (ou premier remplissage). L'équipement correspondant (ou « complétion ») comporte pour l'essentiel (Durup, 2001 : [44]) :

- une colonne de production (diamètre usuel : 10 ¾") doublant le cuvelage de production cimenté (diamètre usuel : 13 ¾"). L'espace annulaire compris entre la colonne et le cuvelage est rempli d'un liquide de complétion (eau ou saumure avec inhibiteurs de corrosion). Cette disposition, usuelle pour tout puits en exploitation de gaz naturel, a l'avantage, en isolant le cuvelage cimenté de l'effluent (gaz), de le mettre à l'abri de l'érosion et des variations de pression qui pourraient être dommageables pour la cimentation. Mais surtout, elle constitue une double enceinte de confinement pour une meilleure sécurité, car tout défaut d'étanchéité est mis en évidence et contrôlé (apparition de gaz en tête de l'annulaire) ;
- une colonne centrale (diamètre usuel 5"), par laquelle la saumure sera évacuée de la cavité pendant la mise en gaz. Sa base doit être située le plus près possible du fond de la cavité ;
- une tête de puits de production ;
- une vanne de sécurité située à quelques dizaines de mètres de profondeur afin de prévenir une éruption en cas d'endommagement important de la tête de puits.

La mise en gaz s'effectue par injection de gaz sous pression par l'espace annulaire entre la colonne de production et la colonne centrale par laquelle la saumure est extraite. La pression du gaz injecté doit être supérieure à la charge hydrostatique correspondant à la hauteur de saumure dans la colonne centrale (12 MPa pour une cavité à 1000 mètres de profondeur).

Généralement saturée en sel dans les conditions de fond, la saumure a tendance à cristalliser dans la colonne centrale et dans les canalisations de surface dédiées, en raison de sa pression et de sa température. Afin d'y remédier, la colonne centrale est lavée périodiquement par injection d'eau et la saumure est diluée en continu à sa sortie du puits.

Le premier remplissage de gaz avec évacuation de saumure se termine lorsque la profondeur de l'interface gaz-saumure atteint celle de la base de la colonne centrale. Le gaz passe alors dans la colonne centrale et y remplace la saumure ce qui se traduit par une augmentation rapide de la pression en tête de puits. Une vanne de sécurité, placée immédiatement en aval de la tête de puits, se ferme alors afin de protéger les circuits de saumure.

Deux principes d'exploitation sont envisageables :

- Le premier, consiste à compenser, comme en premier remplissage, toute quantité de gaz injectée ou soutirée par l'annulaire par une quantité équivalente en volume de saumure soutirée ou injectée par la colonne centrale. Cette méthode par compensation ou balancement de saumure est employée pour l'exploitation des fluides peu compressibles (hydrocarbures liquides et gaz de pétrole liquéfié). Bien que tout à fait envisageable pour le gaz, elle n'est pas pratiquée dans les faits en raison d'inconvénients majeurs tels que (1) la nécessité de disposer d'une réserve de saumure pratiquement saturée de volume égal à celui des cavités, (2) les problèmes de corrosion et de cristallisation inhérents à la saumure, (3) les débits d'injection de saumure requis très importants pour un soutirage rapide du gaz. Et ce, malgré deux sérieux avantages : la possibilité de récupérer la quasi-totalité du gaz, évitant ainsi la subsistance de gaz irrécupérable ou « gaz coussin », et le maintien d'une valeur élevée de la pression en cavité ce qui est favorable à la stabilité.
- Le second est basé sur la compressibilité élevée du gaz naturel, et la cavité est exploitée par compression-détente, à l'instar d'une bouteille de gaz comprimé. Ce type d'exploitation, systématiquement adopté pour le gaz naturel, permet de s'affranchir de tout manquement de saumure et par là même de tout lien avec l'industrie du sel dès que le premier remplissage avec évacuation de saumure est achevé. Il permet également d'utiliser la place occupée par la colonne centrale d'évacuation de saumure pour la production du gaz, d'où des pertes de charge moindres autorisant des débits très importants.

Le premier remplissage avec évacuation de saumure terminé, la colonne centrale désormais inutile est le plus souvent extraite sous pression (opération de « snubbing »). Une vanne de sécurité est également incorporée dans la colonne de production à quelques dizaines de mètres de profondeur. Le puits est alors dans sa configuration d'exploitation.

## 2.2 Description des opérations de reconversion

Il est possible de convertir une cavité saline déjà exploitée pour le stockage de gaz naturel en stockage d'hydrogène. Cette solution est susceptible a priori de réduire les coûts et le temps de mise en exploitation.

Toutefois, il est impossible de retirer totalement le gaz naturel présent dans la cavité pour le remplacer par de l'hydrogène. En effet, il est nécessaire de conserver un volume de gaz dans la cavité pour assurer sa stabilité mécanique. Si l'on injecte de l'hydrogène dans ces conditions, il serait alors mélangé avec le gaz naturel résiduel.

La procédure consiste donc à chasser le gaz naturel présent dans la cavité par balancement de saumure, pour remplir ensuite la cavité avec l'hydrogène. Il faut néanmoins être vigilant, des poches de gaz naturel pouvant rester piégées dans la cavité durant la mise en saumure de la cavité, dans une anfractuosité par exemple. Ce gaz naturel ainsi piégé peut se mélanger à l'hydrogène injecté et réduire sa pureté. Par ailleurs, lors de l'exploitation du stockage précédant, du gaz naturel a pu s'infiltrer sur une certaine épaisseur en paroi de cavité. Dans ce cas, un lessivage supplémentaire de cette zone doit être envisagé (Buzogany et al., 2023 : [23]). Ainsi, la qualité ou la pureté de l'hydrogène pourrait être influencée lors des opérations de stockage dans une cavité reconvertie (voir §3.4).

Avant le remplissage en hydrogène de la cavité, il est recommandé notamment :

- d'effectuer systématiquement un sondage au sonar afin de visualiser la forme exacte de la cavité ;
- de mettre éventuellement en place une nouvelle complétion (en enlevant préalablement l'ancienne) ;
- de réaliser des tests d'étanchéité pour vérifier l'intégrité du dernier cuvelage cimenté (voir § 4.3). Pour des raisons de sécurité, il est préférable de réaliser préalablement un test à l'azote (pour réduire les impacts négatifs en cas de fuite). Le test à l'H<sub>2</sub> ne sera réalisé que si l'étanchéité à l'azote est démontrée.

Le processus de remplissage lui-même pour l'hydrogène est similaire au processus de remplissage pour le gaz naturel, mais nécessite (on le verra plus loin) un équipement spécial adapté à l'hydrogène. De plus, les pressions d'injection et les débits de gaz dans cette phase sont différents de ceux de la phase opérationnelle, ce qui doit être pris en compte lors de la conception des équipements de surface (notamment les compresseurs).

Pendant la phase d'exploitation ainsi que lors du premier remplissage de la cavité en gaz naturel, il est recommandé que les vitesses d'écoulement du gaz ne dépassent pas 20 à 30 m/s afin de réduire les vibrations et l'érosion (Buzogany et al., 2023 : [23]). Il serait nécessaire de vérifier si ces valeurs sont également valables pour l'hydrogène<sup>1</sup>.

## 2.3 Schématisation des stockages souterrains d'hydrogène

Le « système » dont nous allons effectuer l'analyse est représenté schématiquement sur la Figure 1. Il est constitué des éléments suivants :

- une cavité, créée par dissolution au sein d'un massif de sel et utilisée pour le stockage de l'hydrogène. Il peut s'agir, indifféremment, d'une cavité initialement utilisée pour le stockage d'un autre gaz (gaz naturel par exemple) et reconvertie en stockage d'hydrogène, ou bien d'une cavité nouvellement créée pour le stockage de l'hydrogène. Sans fixer de forme particulière pour la cavité étudiée, nous supposons que celle-ci a été conçue dans une perspective de stockage (c'est-à-dire qu'il ne s'agit pas d'une ancienne cavité d'exploitation de sel). Etant en phase d'exploitation, la cavité est considérée comme remplie essentiellement d'hydrogène, en

---

<sup>1</sup> L'hydrogène est susceptible de circuler plus vite du fait de l'augmentation de la fréquence des cycles d'injection/soutirage. A notre connaissance, l'impact de la nature du gaz sur la vitesse limite acceptable pour éviter les vibrations ou l'érosion n'a pas encore été évalué.

dehors de la partie basse de la cavité, où l'on trouvera des insolubles foisonnés et un volume limité de saumure résiduelle. Des substances annexes peuvent également être présentes dans la cavité du fait de l'interaction de l'hydrogène avec l'environnement souterrain ;

- des terrains de recouvrement, supposés être constitués d'une alternance de formations peu perméables (de type argile ou marne) et de formations plus perméables (de type calcaire ou sable), ces dernières pouvant contenir des aquifères. Pour cette étude, on supposera la présence de deux aquifères principaux, l'un, salé, situé immédiatement au toit du sel et l'autre, en subsurface, contenant de l'eau douce. Pour couvrir la variété des séquences accidentelles susceptibles d'être rencontrées, on supposera également la présence, entre la formation hôte et la surface, d'une formation sensible à l'eau, qui peut être soit à risque de dissolution (par exemple un niveau de gypse ou de sel intermédiaire non exploité), soit à risque d'augmentation volumique (par exemple de l'anhydrite) ;
- d'un puits, reliant la surface à la cavité, à partir duquel celle-ci a été lessivée. Le puits est revêtu, sur l'essentiel de sa hauteur, de cuvelages en acier, cimentés aux terrains et reliés en surface à une tête de puits de forage (TPF). Pour cette étude, on supposera, au-delà du tube guide, la présence dans le puits de trois cuvelages : un cuvelage de surface (CS), pour éviter l'interaction avec l'aquifère de surface, un cuvelage intermédiaire (CI), pour éviter l'interaction avec la formation sensible à l'eau, et un cuvelage de production (CP), ancré dans le sel. On présumera la présence, sous le sabot du dernier cuvelage cimenté, d'une section laissée en découvert débouchant dans la cavité. Le puits est équipé d'une complétion, similaire à celles utilisées pour le stockage de gaz naturel. On considérera une complétion simplifiée constituée :
  - d'une colonne de travail (CT), ancrée à la base du CP, par laquelle circule l'hydrogène lors des opérations d'injection et de soutirage ;
  - d'un obturateur annulaire, permettant d'isoler un espace entre le CP et la CT, utilisé notamment pour la détection de fuites. On supposera que cet espace annulaire est rempli d'eau inertée avec un ciel d'azote ;
  - d'une vanne de sécurité de subsurface (SCSSV : surface controlled subsurface safety valve), contrôlée depuis la surface via une ligne hydraulique située à environ 30 m sous la surface du sol, et destinée à mettre en sécurité le puits en cas d'incident ou d'intervention en tête de puits ;
  - d'une tête de puits d'exploitation (TPE) ou « arbre de Noël », fixée sur la TPF. La TPE comporte le dispositif de suspension de la colonne de travail, l'ensemble des sorties, vannes et capteurs nécessaires au contrôle des flux de produits entrants et sortants du puits. Elle permet la descente d'outils nécessaires aux opérations de contrôle et de maintenance (contrôles de corrosion, sonars de la cavité, etc.).

On considérera que la limite entre le puits et les équipements situés en amont et en aval est la première vanne latérale rencontrée à partir de la tête de puits (TPF ou TPE) à savoir la vanne d'antenne (cette vanne faisant partie du puits).

## 2.4 Paramètres du stockage

Ces paramètres sont :

- le volume de stockage, qui est le volume total de gaz (hydrogène pur ou mélange hydrogène-gaz naturel) pouvant être contenu à la pression de service maximale. Ce volume total additionne le volume de gaz de travail et le volume de gaz coussin ;
- le volume de gaz de travail représentant le volume dynamique de gaz contribuant effectivement aux opérations d'injection et de soutirage ;
- le volume de gaz coussin représentant le volume statique qui reste dans le réservoir pendant toute la durée de vie opérationnelle de l'installation de stockage, afin de maintenir une pression de réservoir minimale requise pour les opérations de stockage ;
- les débits d'injection et de soutirage d'hydrogène qui conditionnent la pression dans le réservoir, cette pression variant entre la pression maximale et minimale autorisée du réservoir. A noter qu'à pression constante, la quantité d'hydrogène stocké est moindre que celle de gaz naturel. Compte tenu de la demande spécifique concernant les stockages d'hydrogène, la fréquence des cycles d'injection/soutirage, ainsi que les débits, seront plus élevés que dans le cas des stockages de gaz naturel.



## 3 Impacts attendus lors d'un stockage d'hydrogène en cavité saline

### 3.1 Caractéristiques de l'hydrogène

L'hydrogène est un gaz incolore, inodore et sans saveur. Il est beaucoup plus léger que l'air et peut donc diffuser rapidement, ce qui est un élément très favorable à la sécurité lors de son utilisation en espace non confiné. En revanche, sa faible densité (il est 8 fois moins dense que le méthane et 22 fois moins dense que le dioxyde de carbone) devient un inconvénient pour son transport dans la mesure où elle impose soit une mise en pression élevée (plusieurs centaines de bar), soit une liquéfaction, soit une adsorption sur des hydrures<sup>2</sup>, ces trois techniques pénalisant la dépense énergétique qui accompagne son utilisation.

Les principales caractéristiques de l'hydrogène sont les suivantes (Thoraval, 2023 : [127]) :

- **Solubilité** : La solubilité de l'H<sub>2</sub> dans l'eau est faible relativement à celle du méthane. Toutefois, sa diffusivité élevée dans l'eau favorise les pertes par diffusion<sup>3</sup> et dispersion<sup>4</sup> (Amid et al., 2016 : [4] ; Zivar et al., 2021 : [146] ; Heinemann et al., 2018 : [61]).
- **Toxicité** : L'hydrogène est un gaz sans toxicité propre. Toutefois, il peut causer l'asphyxie à concentration élevée du fait de la substitution de l'oxygène de l'air.
- **Inflammabilité** : L'hydrogène est un gaz extrêmement inflammable qui brûle dans l'air (les conditions d'inflammabilité sont précisées ci-après).
- **Très faible énergie d'inflammation** : L'énergie minimale d'inflammation de l'hydrogène dans l'air est de 17 µJ (dans les proportions stœchiométriques<sup>5</sup>), soit plus de 10 fois inférieure à celle du propane (260 µJ) ou du gaz naturel (290 µJ), et son domaine inflammable est très étendu (de 4% à 75% en volume). La probabilité d'inflammation de l'hydrogène dans l'air est donc très grande, même si des précautions sont prises pour éviter toute flamme ou étincelle à proximité de la zone à risque. Selon une étude portant sur l'analyse de 409 accidents ou incidents, seules 10% des fuites n'ont pas donné lieu à une inflammation (Zalosh et al., 1978 : [142]).
- **Plage d'explosivité** : La limite inférieure d'explosivité à TPN se situe à 4 % en volume d'hydrogène dans l'air. Il faut noter que l'étendue de la plage d'explosivité est fonction de la température et de la pression. A pression constante, elle croît avec la température.
- **Caractéristiques spécifiques de la flamme d'hydrogène** : La flamme d'hydrogène est très peu éclairante car le rayonnement de l'hydrogène chauffé se situe essentiellement dans le domaine ultra-violet. Le rayonnement le plus visible (de couleur orangée) se situe généralement au niveau de la vapeur d'eau résultant de la combustion. Le cœur de la flamme très chaud (supérieur à 2000°C) est pratiquement invisible en plein jour, alors qu'elle est bien visible dans l'obscurité. Cette caractéristique constitue un danger supplémentaire en particulier pour les équipes d'intervention en cas d'incendie. Cependant, la flamme d'hydrogène rayonne peu, ce qui limite le risque de propagation et de brûlure par effet de rayonnement thermique.
- **Incompatibilités** : L'hydrogène est un réducteur très puissant qui a une grande affinité pour l'oxygène et tous les oxydants<sup>6</sup>. Il est non corrosif.

---

<sup>2</sup> <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/procedes-chimie-bio-agro-th2/energie-durable-et-biocarburants-42494210/nouveaux-matériaux-pour-le-stockage-de-l-hydrogene-in403/contexte-in403niv10001.html#niv-nv191311944016>

<sup>3</sup> La diffusion chimique est un phénomène de transport irréversible qui tend à homogénéiser la composition du milieu.

<sup>4</sup> Une dispersion, en chimie, est un mélange hétérogène dans lequel une ou plusieurs phases sont finement mêlées à une autre sans y être dissoutes.

<sup>5</sup> Un mélange stœchiométrique hydrogène-air contient 29,5 % en volume d'hydrogène.

<sup>6</sup> L'hydrogène se comporte comme un donneur d'électron potentiel pour de nombreuses espèces chimiques : les sulfures métalliques, les sulfates, les carbonates, les oxydes (notamment de fer et de manganèse), les nitrates, les ions ferreux, les gaz (CO, CO<sub>2</sub>). Les réactions d'oxydo-réduction résultantes peuvent ainsi modifier la composition chimique des eaux ou la composition minérale des roches aquifères. Cependant, la plupart des réactions qui se produisent en présence d'hydrogène nécessitent des températures ou des pressions élevées (T>250 °C ; P >8 bar), ou encore la présence de catalyseurs (fer, nickel...). Ces réactions ont été également constatées en conditions environnementales même à température et pression ambiantes (réduction des sulfates, diminution du potentiel d'oxydoréduction, augmentation du pH, (Lassin et al., 2011 : [86]). Il s'agit néanmoins le plus souvent de réactions biogéochimiques qui ont une cinétique lente (Bullister et al., 1982 : [22] ; Truche et al., 2013 : [130] ; Berta et al., 2018 : [12]). Toutefois, Truche et al. (2013 : [130]) ont montré que la réduction de la pyrite par l'hydrogène pouvait avoir une cinétique significative en présence de catalyseurs. Ces catalyseurs peuvent être des bactéries, des surfaces minérales (argiles) ou certains métaux (fer, acier au carbone, acier inoxydable, cuivre, nickel, platine, palladium...).

La Figure 2 montre le diagramme de phase de l'H<sub>2</sub> (Tarkowski, 2019 : [124]). Le point triple est le point (température et pression) auquel les trois phases, liquide, solide et gazeuse coexistent. Le point critique est le point au-delà duquel il n'y a plus de transition entre la phase liquide et la phase gazeuse.

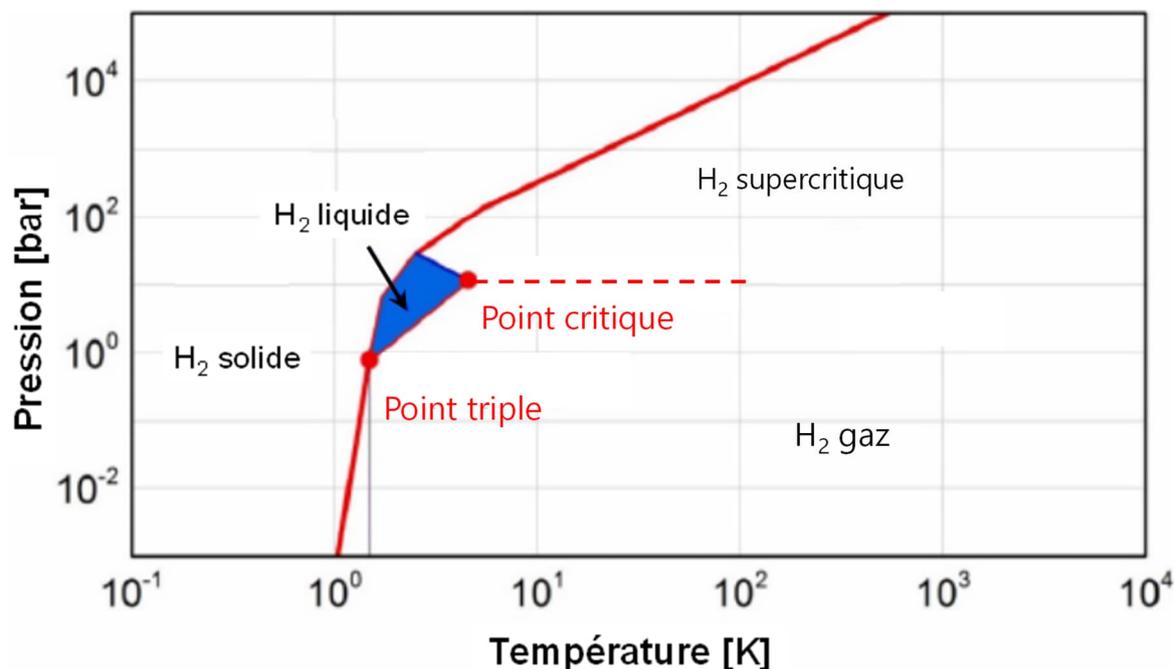


Figure 2 : Diagramme de phase de l'H<sub>2</sub>

Le Tableau 1 rassemble les propriétés physicochimiques de l'H<sub>2</sub> en les comparant à celles du CH<sub>4</sub> et du CO<sub>2</sub> (Amid et al., 2016 : [4] ; Liebscher et al., 2016 : [87] ; Hemme et al., 2018 : [60] ; H<sub>2</sub>tools, 2021 : [57] ; Zivar et al., 2021 : [146]).

Tableau 1 : Propriétés physicochimiques de l'H<sub>2</sub> en comparaison de celle du CH<sub>4</sub> et CO<sub>2</sub>

Propriétés	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>
Poids moléculaire	2,016	16,043	44,09
Masse volumique du gaz @ 25 °C and 1 atm	0,082 kg/m <sup>3</sup>	0,657 kg/m <sup>3</sup>	1,98 kg/m <sup>3</sup>
Viscosité @ 25 °C and 1 atm	0,89 10 <sup>-5</sup> Pa s	1,1 10 <sup>-5</sup> Pa s	1,49 10 <sup>-5</sup> Pa s
Solubilité dans l'eau pure @ 25 °C and 1 atm	1,6 10 <sup>-3</sup> g/L (7,9 10 <sup>-4</sup> mol/L)	22,7 10 <sup>-3</sup> g/L	1,45 10 <sup>-3</sup> g/L
Point d'ébullition @ 1 atm	-253 °C	-162 °C	-78,5 °C
Point critique	-239,95 °C 12,8 atm	-82,3 °C 45,79 atm	-31 °C 72,79 atm
Point triple	-259,34 °C 0,071 atm	-182,5 °C 0,11 atm	-56,6 °C 5,12 atm
Energie de combustion	120 - 142 MJ/kg	50 - 55.5 MJ/kg	-
Diffusion dans l'eau pure @ 25 °C	5,13 10 <sup>-9</sup> m <sup>2</sup> /s	1,85 10 <sup>-9</sup> m <sup>2</sup> /s	1,60 10 <sup>-3</sup> m <sup>2</sup> /s
Plage d'inflammabilité (LIE - LSE)	4 - 75 % (dans l'air) 4,1 - 94 % (dans l'O <sub>2</sub> )	5 - 15 %	-
Energie minimale d'inflammation (EMI)	17 μJ (dans l'air) 1,2 μJ (dans l'oxygène)	300 μJ	-
Température d'auto-inflammation	545 °C	535 °C	-
Vitesse fondamentale de combustion dans l'air @ 25 °C et 1 atm	2,6 à 3,3 m/s	0,4 m/s	-
Température de flamme	2045°C (dans l'air)	-	-
Energie théorique d'explosion	2,02 kg TNT/m <sup>3</sup> gaz	-	-

## 3.2 Impact des caractéristiques de l'hydrogène sur les risques de fuite

La petite taille de la molécule d'hydrogène et la faible viscosité<sup>7</sup> de ce gaz lui permettent de circuler à travers des ouvertures de taille extrêmement faible. Le risque de fuite est donc plus élevé avec l'hydrogène qu'avec la plupart des autres gaz. Il faut s'attendre à ce que le débit volumique de fuite soit plus important que celui de combustibles traditionnels, toutes choses égales par ailleurs (débit de fuite environ trois fois supérieur à celui du propane par exemple).

### 3.2.1 Retours d'expérience

**Les décennies d'expérience dans l'industrie pétrolière et gazière**, la diffusion de nouvelles techniques et de meilleures pratiques, les progrès dans la conception des puits (par exemple la politique de double barrière) et les tests **ont conduit à une réduction continue de la fréquence et de la gravité des incidents** (Bérest et al., 2019 : [9]). Cependant, il existe une **incertitude quant à la résistance des matériaux actuellement utilisés pour les puits stockages de gaz naturel, s'ils sont soumis à l'hydrogène pendant une longue période**, ainsi qu'à l'étanchéité des connexions entre les cuvelages et la colonne de travail.

**Aucun problème de fuite n'a été signalé sur des stockages d'H<sub>2</sub>** (qui sont, il est vrai, encore peu nombreux aujourd'hui). L'identification des principales causes de perte d'intégrité des puits repose donc sur celles identifiées pour les puits d'hydrocarbure, les puits géothermiques et les puits d'injection utilisés pour la séquestration du CO<sub>2</sub> (Davies et al., 2014 : [35], Kiran et al., 2017 : [77]) :

- Retour d'expérience concernant les stockages de gaz naturel (d'après Thoraval, 2023 [127]) : la littérature publiée sur le sujet (Bérest et Brouard, 2003 : [7] ; Bérest et al., 2019 : [9]) ; Brouard, 2002 : [21] ; Charmoille & Thoraval, 2010 : [29] ; Evans & West, 2008 : [49] ; Ouraga 2019 : [104] ; Prats, 2013 : [106]) a permis de recenser 85 accidents ou incidents notables. Si on retient ceux concernant les stockages en cavités salines et ayant pour origine le puits (d'injection / soutirage) ou la cavité, ils trouvent leur origine dans une perte d'intégrité de la colonne de travail (7 cas)<sup>8</sup>, de la tête de puits (2 cas) et de la cimentation (1 cas), ou d'une perte de volume de la cavité (1 cas) liée à une pression en cavité trop faible. Les causes principales des accidents sont :
  - une corrosion des cuvelages ;
  - une mauvaise cimentation ;
  - un sur-remplissage ou une fuite de la colonne centrale ;
  - une pression excessive ou insuffisante en cavité occasionnant des désordres géomécaniques.
- Retour d'expérience concernant les puits géothermiques : les sources potentielles de défaillance de l'intégrité des puits comprennent :
  - l'endommagement mécanique pendant le creusement du puits ;
  - la corrosion induite par les fluides de forage (Klapper et al., 2013 : [78] ; Shadravan et al., 2014 : [117]) ;
  - les contraintes thermiques causées par l'injection cyclique de fluide interstitiel froid dans un réservoir chaud (Kiran et al., 2017 : [77] ; Therond et al., 2016 : [125]) ;
  - la fatigue des composants métalliques ;
  - la rupture des cimentations (Allahvirdizadeh et al., 2020 : [2]) ;
  - l'expansion des fluides piégés (Kiran et al., 2017 : [77] ; Southon et al., 2005 : [121] ; Santos et al., 2022 : [115]).
- Retour d'expérience concernant les puits d'injection de CO<sub>2</sub> : les sources potentielles de défaillance de l'intégrité des puits comprennent :
  - la corrosion des matériaux de l'infrastructure des puits due au CO<sub>2</sub> (Rutqvist, 2012 : [113] ; Mortezaei et al., 2021 : [98]) ;

---

<sup>7</sup> De ce point de vue l'hydrogène n'est comparable qu'à l'hélium, gaz non inflammable, qui est d'ailleurs souvent utilisé pour tester sans risque l'étanchéité des installations destinées à contenir de l'hydrogène.

<sup>8</sup> Il apparaît que dans le cas d'une complétion composée de deux colonnes (c'est-à-dire en phase de premier remplissage en gaz ou dans le cas d'exploitations par balancement de saumure), des fuites ont été constatées au niveau de la complétion gaz (par les cuvelages, la cimentation ou la tête de puits) mais aussi au niveau de la complétion saumure, suite à un passage accidentel de gaz dans cette complétion.

- les contraintes thermiques dues à l'injection de CO<sub>2</sub> supercritique dans le sous-sol (Thiercelin et al., 1998 : [126] ; Bai et al., 2015 : [6] ; Song et al., 2023 : [120] ; Bois et al., 2012 : [16]) ;
- l'injection cyclique qui provoque une croissance de fractures entraînant un décollement entre le ciment et la formation (Nygaard et al., 2014 : [101] ; Carroll et al., 2016 : [26]) ;
- la présence d'impuretés dans le flux de CO<sub>2</sub> peut modifier (selon leur concentration) le taux de dissolution du CO<sub>2</sub> dans les fluides de formation et amplifier la dégradation du ciment (Carroll et al., 2016 : [26]) ;
- la corrosion du cuvelage causée par le CO<sub>2</sub>, qui dépend de la température, de la pression, de la concentration en sel, du pH, du débit et de la pression partielle du CO<sub>2</sub> injecté (Cui et al., 2021 : [34] ; Elgaddafi et al., 2021 : [45] ; Lin et al., 2016 : [89]) ;
- la formation de (Ca(OH)<sub>2</sub>) par réaction du ciment avec le CO<sub>2</sub>, ce qui pourrait diminuer la perméabilité et la porosité et réduire davantage la résistance du ciment (Kutchko et al., 2007 : [84] ; Omosebi et al., 2016 : [102] ; Condor et al., 2009 : [32]).

Il apparaît donc que la plupart des incidents sont liés à un **perte d'intégrité des puits du fait qu'ils doivent résister à long terme à de fortes sollicitations** (variation de pression et de température pendant les phases d'injection et de soutirage), ainsi qu'à la **corrosion induite par le gaz stocké et les fluides de formation** (Bai et al., 2014 : [6] ; Jackson et al., 2013 : [73] ; Kumar et al. 2023 : [82] ; Van der Valt et al., 2022 : [134] ; Yang et al., 2008 : [141] ; Zhao, 2009 : [145]). Cette perte d'intégrité est susceptible d'induire des pertes économiques et de mettre en danger des personnes.

### 3.2.2 Etanchéité du sel à l'hydrogène

Le sel a une perméabilité extrêmement faible et c'est pour cette raison que des cavités salines sont utilisées avec succès pour stocker des hydrocarbures. Les fuites répertoriées sont presque toutes liées (Buzogany et al., 2023 : [23]) : soit à une rupture du cuvelage en acier à une profondeur où un seul cuvelage isolait le produit stocké des formations géologiques, soit à la présence de zones anormales au sein du sel liées à la présence d'hétérogénéité (insolubles).

**Des tests en laboratoire montrent que le sel est imperméable à l'hydrogène.** Schlichtenmayer et al. (2015 : [116]) ont mesuré la perméabilité du sel à l'azote, à l'hydrogène et au gaz naturel en laboratoire et en ont conclu que pratiquement **aucune différence dans la perméabilité du sel gemme au gaz naturel, à l'hydrogène et à l'air n'a pu être observée.**

Plus récemment, des chercheurs ont testé la perméabilité du sel gemme à l'hydrogène dans des conditions de fortes contraintes déviatoriques<sup>9</sup> rencontrées in situ en paroi de cavité (Grgic et al., 2021 : [53] ; Zhang et al., 2020 : [144]). Ces tests, résumés par Réveillère et al. (2022 : [110]), ont permis de constater que les différents mécanismes (viscoplasticité avec écrouissage, microfissuration et cicatrisation des fissures) agissent de manière compétitive de sorte qu'ils annulent toute évolution significative de la perméabilité. Même si idéalement, des tests de perméabilité in situ pourraient être effectués pour confirmer l'étanchéité de la cavité, le puits d'injection peut être identifié comme le point faible potentiel principal.

D'autres recherches sont également en cours pour déterminer le taux de diffusion de l'hydrogène dans le sel gemme et la saumure (Laban et al., 2020 : [85])<sup>10</sup>.

### 3.2.3 Risque de dégradation des composants métalliques du puits

**L'hydrogène est susceptible d'affecter l'intégrité et/ou la durabilité des alliages en acier utilisés pour la complétion.** Cela est mentionné dans de nombreux articles : Bai et al., 2014 : [6] ; Gillette et Kolpa, 2007 : [51] ; Gonzales-Diez et al., 2020 : [52] ; Reitenbach et al., 2014 : [107] ; Wang, 2012 : [137] ; Xiao et al., 2010 : [140] ; Zhang et al., 2010 : [143]. Les phénomènes pouvant affecté l'acier de la complétion sont<sup>11</sup> :

<sup>9</sup> Différence entre la plus grande et la plus petite des contraintes principales.

<sup>10</sup> Voir notamment les travaux du TU DELFT : <https://www.tudelft.nl/citg/over-faculteit/afdelingen/geoscience-engineering/research/subsurface/delft-subsurface-storage>.

<sup>11</sup> [https://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/wp-content/files\\_mf/1373986645SYHydrogene2008.pdf](https://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/wp-content/files_mf/1373986645SYHydrogene2008.pdf).

- le cloquage par l'hydrogène (hydrogen blistering) : absorption d'hydrogène atomique (H) à la surface des matériaux généralement à faible résistance provoquant la formation de cloques (ARIA<sup>12</sup> 324 et 33330) ;
- la fragilisation<sup>13</sup> par l'hydrogène (hydrogen embrittlement) : absorption d'hydrogène atomique dans des matériaux à forte résistance provoquant la baisse de la ductilité du matériau<sup>14</sup> et une augmentation des tensions internes (ARIA 437 et 14666) ;
- la fissuration sous hydrogène (hydrogen induced cracking et hydrogen stress cracking) : forme de cloquage par l'hydrogène pouvant affecter l'intégrité du matériau, notamment en présence de contraintes (ARIA 2903, 7315 et 22229).

Les mécanismes associés à ces phénomènes ont été décrits par Brass et al. (2000 : [19] ; [20]) et Wang (2012 : [136]). Une synthèse a été également proposée par Hairy P. (2021 : [58]). **Il a été souligné un impact de la température, de la pression, de la concentration en hydrogène<sup>15</sup> et du champs de contraintes** (Ugarte et al., 2021 : [131]).

Plusieurs facteurs opérationnels peuvent jouer un rôle dans **l'augmentation du risque de fragilisation des aciers** de la complétion :

- la corrosion **due à l'exposition à de fortes concentrations de sel, à l'hydrogène gazeux humide, au H<sub>2</sub>S<sup>16</sup>, à la corrosion induite microbiologiquement** ou CMI : « Microbiologically Induced (or Influenced) Corrosion » (DBI Gas und Umwelttechnik GmbH, 2017 : [36] ; Londe, 2022 : [91]) ;
- les **changements répétitifs de pression (P) et de température (T)** conduisant à un endommagement et/ou à une rupture des aciers.

Les aciers ferritiques<sup>17</sup> sont souvent vulnérables à cette fragilisation<sup>18</sup>. La fragilisation des matériaux conduit à une augmentation de leur perméabilité à l'hydrogène.

Par ailleurs, **la circulation de l'hydrogène à grande vitesse dans les puits** (à plus grande vitesse que le gaz d'hydrocarbure du fait de la plus grande fréquence des cycles d'injection/soutirage) **pourrait augmenter le risque d'érosion**, notamment dans les situations où des particules solides sont présentes dans le flux de production.

Il convient également d'évaluer la diffusivité de l'hydrogène à travers le matériau utilisé pour la colonne de travail et les connexions entre tubes.

### 3.2.4 Risque de dégradation des cimentations du puits

Le ciment<sup>19</sup> est composé de quatre phases principales : l'alite (C<sub>3</sub>S), la bélite (C<sub>2</sub>S), l'aluminate (C<sub>3</sub>A) et la ferrite (C<sub>4</sub>AF), qui réagissent avec l'eau à des vitesses différentes pour développer la liaison et solidifier le ciment. Le silicate de calcium hydraté (CSH) est le principal produit de l'hydratation du ciment et est une phase amorphe avec une structure en couches responsable de la résistance et de la durabilité du ciment. Les autres produits formés dans le ciment utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière comprennent la portlandite ou CH(Ca(OH)<sub>2</sub>), l'ettringite (Ca<sub>6</sub>Al<sub>2</sub>(SO<sub>4</sub>)<sub>3</sub>(OH)<sub>12</sub>·26H<sub>2</sub>O) et trois phases

<sup>12</sup> Le détail sur les cas d'accident de la base ARIA peut être trouvé ici : <https://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/>.

<sup>13</sup> Phénomène provoquant la fissuration brutale et la rupture prématurée de matériaux normalement ductile : [https://fr.wikipedia.org/wiki/Fragilisation\\_par\\_l%27hydrog%C3%A8ne](https://fr.wikipedia.org/wiki/Fragilisation_par_l%27hydrog%C3%A8ne) ; <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/innovation-th10/innovations-en-mat%C3%A9riaux-avanc%C3%A9es-42186210/nouvelle-approche-de-la-fragilisation-par-l-hydrog%C3%A8ne-re283/>

<sup>14</sup> La ductilité est la capacité d'un matériau à se déformer plastiquement sans se rompre. La rupture se fait lorsqu'un défaut (fissure) devient critique et se propage. Un matériau faiblement ductile est dit fragile.

<sup>15</sup> En présence d'une concentration élevée de H<sub>2</sub>, la pression nécessaire pour qu'une fissuration induite par l'hydrogène se produise est beaucoup plus faible que celle dans des conditions normales de température et de pression

<sup>16</sup> Il existe une vaste expérience du H<sub>2</sub>S dans les flux de production Le retour d'expérience de l'industrie pétrolière et gazière, montre qu'il existe des procédures permettant de rendre les matériaux de complétion de forage résistants au H<sub>2</sub>S (DBGUT, 2017 : [39] ; Lord, 2009 : [104]), moyennant un coût plus élevé. Aux Pays-Bas, certains champs ont produit du gaz acide avec des concentrations considérables de H<sub>2</sub>S, par exemple supérieures à 1 % en moles (10 000 ppm).

<sup>17</sup> Les aciers ferritiques contiennent de 10 à 30 % de chrome (tableau 5), avec une teneur en carbone et azote réduite (extrêmement basse dans le cas des aciers purement ferritiques et des aciers ferritiques très alliés). Ils peuvent contenir des additions telles que : du molybdène pour améliorer leur tenue à la corrosion ; du titane ou niobium pour piéger le carbone et améliorer les propriétés des joints soudés.

<sup>18</sup> Au contraire, les alliages d'aluminium sont en général assez peu sensibles à la fragilisation, de même que les aciers inoxydables du type 316L (<https://www.stainless.eu/produits/aciers-inoxydables/316l/>).

<sup>19</sup> [https://fr.wikipedia.org/wiki/Notation\\_ciment%C3%A8re](https://fr.wikipedia.org/wiki/Notation_ciment%C3%A8re)

AFm (monosulfoaluminate de calcium, hémicarboaluminate de calcium, monocarboaluminate de calcium). Le ciment agit également comme un élément liant qui adhère au tubage en acier à la formation.

Le ciment est utilisé pour sceller l'espace annulaire entre le tubage et la formation géologique. Afin d'empêcher la migration (ou la fuite) de gaz à l'interface avec les cuvelages et/ou à travers le ciment, celui-ci doit être chimiquement résistant au gaz stocké et suffisamment étanche pour garantir que le gaz ne puisse pas pénétrer à travers lui dans les formations rocheuses. Des exigences spécifiques sont énoncées dans différentes normes<sup>20</sup>.

Ugarte et al. (2023 : [132]) ont proposé une comparaison **d'essais expérimentaux pour mettre en évidence les effets que l'hydrogène peut avoir sur le ciment lors de la prise**. Cette étude vise à comprendre les caractéristiques physiques et chimiques du ciment exposé à l'hydrogène moléculaire en présence d'eau afin de fournir des informations sur la résistance mécanique sur des périodes de vieillissement courtes et longues. Les conclusions sont les suivantes :

- l'hydrogène affecte la composition du ciment, sa microstructure et la distribution de la taille des pores ;
- les échantillons exposés à l'hydrogène présentent une résistance supérieure et une porosité et une perméabilité inférieures.

D'après cette étude, **l'hydrogène n'a pas d'impact négatif sur le ciment lors du stockage souterrain de l'hydrogène** (l'intégrité des puits semble même améliorée).

**Le risque d'altération chimique du ciment par contact avec l'hydrogène est considéré comme faible** également par DBI-GUT (2017 : [37]).

Bai et al. (2012 : [5] ; 2014 : [6]) considèrent, compte tenu de la forte diffusion de H<sub>2</sub>, qu'il est nécessaire d'étudier attentivement la perméabilité et la porosité du ciment après cimentation afin de déterminer si l'hydrogène va pénétrer ou non dans la barrière cimentaire. Ils montrent qu'il est difficile d'empêcher la migration de l'hydrogène en durcissant le ciment (en l'hydratant), et cela quelle que soit la température (Bai et al., 2014 : [6]). **L'ajout de liants à faible concentration en silice est recommandé pour éviter une augmentation de la perméabilité à l'hydrogène du ciment lorsque la saturation en eau change.**

Des expériences récentes de tomographie<sup>21</sup> ont révélé que **des bulles d'H<sub>2</sub> peuvent être piégées dans le ciment, entraînant une diminution de la résistance du ciment** par la formation de petites fractures au sein du ciment (Hussain et al., 2022 : [66]). Outre la diminution de la résistance du ciment, des modifications de la perméabilité et une diminution de l'étanchéité peuvent également survenir suite à une exposition prolongée au H<sub>2</sub>.

D'autres tests en laboratoire ont été réalisés pour simuler les conditions souterraines du stockage souterrain d'hydrogène (Boersheim et al., 2019 : [15] ; Underground Sun Storage, 2017 : [133]). Tous ces tests concluent que le gaz de travail n'a aucun effet sur le ciment puisque les changements de porosité et de perméabilité observés se sont révélés similaires pour l'hydrogène, l'azote et le gaz naturel.

### 3.2.5 Risque de dégradation des élastomères utilisés dans les packers et les raccords

Dans l'industrie du stockage souterrain de gaz, les élastomères (ou caoutchouc) sont utilisés dans le domaine des obturateurs et des raccords, afin de sceller l'espace annulaire entre la colonne de travail et le dernier cuvelage. **Des recherches plus approfondies sur ces élastomères doivent être menées afin de préciser s'ils sont perméables à l'hydrogène** (Bai et al., 2014 : [6] ; DBI-GUT, 2017 : [37]). La pénétration de l'hydrogène à travers ces éléments pourrait en effet entraîner une perte d'intégrité suite à une décompression brusque<sup>22</sup> (Reitenbach et al., 2014 : [107] ; Hydrogen TCP-Task 42, 2023 : [68]) ou à une dégradation d'origine biochimique (Ugarte et al., 2021 : [131]).

---

<sup>20</sup> Comme par exemple la norme NOGEP 41 sur l'intégrité des puits (NOGEP OPCOM, 2016 : [100]).

<sup>21</sup> Technique d'imagerie électronique qui consiste à mesurer l'absorption des rayons X par le matériau analysé puis, par traitement informatique, à numériser et enfin reconstruire une image en deux ou trois dimensions des structures anatomiques, végétales ou minérales étudiées.

<sup>22</sup> Une telle décompression ne devrait pas survenir en fonctionnement normal de l'installation de stockage.

### 3.2.6 Risque de dégradation des installations de surface et des pipelines

Les installations de stockage de gaz naturel en surface comprennent des équipements permettant de :

- comprimer le gaz avant de l'injecter dans le réservoir de stockage (compresseurs, refroidisseurs intermédiaires) ;
- nettoyer le gaz (adsorbants à pression modulée, adsorbants à oscillation thermique) ;
- sécher le gaz après soutirage, avant de le réinjecter dans le réseau.

De plus, des pipelines sont utilisés pour transporter le gaz des sites de production au stockage et du stockage aux consommateurs. DNV-GL (2017 : [38]) en collaboration avec GTS (Gasunie Transport Services) a évalué le potentiel de réutilisation du réseau de transport et de distribution de gaz naturel pour l'hydrogène. Ils ont conclu que cela était techniquement réalisable, mais ils soulignent que **les variations importantes et fréquentes de pression de fonctionnement doivent être évitées afin de minimiser le risque de croissance de fissures**, et que **les pièces non métalliques** (par exemple en plastique) **des vannes doivent être remplacées**.

De plus, des études récentes ont démontré que la durabilité des conduites métalliques pouvait se dégrader lorsqu'elles étaient exposées à l'hydrogène sur de longues périodes, en particulier avec de l'hydrogène en concentrations élevées et à des pressions élevées (Melaina et al., 2013 : [96]). Dans ces conditions, la durabilité des matériaux (principalement des régulateurs de pression et des vannes) n'est pas démontrée (Weidner et al., 2016 : [138]). A plus faible concentration (mélange d'hydrogène avec du gaz naturel), González Díez et al. (2020 : [52]) ont montré qu'**aucun effet significatif lié à l'hydrogène n'est attendu pour les conditions d'exploitation typiques et les types de matériaux utilisés dans les pipelines de gaz naturel** (pipeline API 5L, nuance d'acier de grade X42 à X70).

En ce qui concerne les compresseurs mécaniques actuellement utilisés pour le gaz naturel, ils pourraient être réutilisés pour des mélange hydrogène / gaz naturel (jusqu'à une concentration de 10 %) à condition de contrôler les pertes potentielles à travers les jointures (González Díez et al., 2020 : [52]). **La compression d'un flux d'hydrogène (presque) pur pourrait nécessiter de remplacer le compresseur mécanique** par un compresseur alternatif plus adapté.

### 3.3 Processus susceptibles d'affecter les performances du stockage en cavité saline

Comme indiqué par de nombreux auteurs (Amid et al., 2016 : [4] ; Dopffel et al., 2021 : [42] ; Groenenberg et al., 2020 : [54] ; Heinemann et al., 2021 : [62] ; Kumar et al., 2021 : [80] ; Kumar et al., 2022 : [81]), plusieurs processus peuvent affecter les performances d'un stockage en cavité saline (Figure 3) :

- la dissolution de l'hydrogène (dans les fluides interstitiels et les hydrocarbures résiduels) ou sa diffusion à travers les parois de la cavité saline ;
- l'activité microbienne et les réactions géochimiques. Ces activités peuvent conduire à une consommation (perte) d'hydrogène et/ou une dégradation de sa qualité ;
- les aspects géomécaniques : des cycles d'injection répétés peuvent modifier l'état de contrainte naturel du sous-sol et provoquer des dommages mécaniques au niveau du puits de forage ou des parois de la cavité. Ces variations de contrainte peuvent également entraîner un fluage conduisant à une réduction de la capacité de stockage ;
- les interactions entre le réservoir, le puits d'injection / soutirage et les installations de surface (compresseur ; traitement du gaz).

Le dimensionnement du stockage va reposer sur des données expérimentales, puis sur la modélisation des processus et de leurs couplages. La mise en œuvre des modélisations est complexe, du fait des processus couplés thermo-hydro-mécaniques et biochimiques. Elles seront toutefois plus simples dans le cas d'un stockage d'hydrogène en cavité saline que dans le cas d'un stockage en milieu poreux<sup>23</sup>.

---

<sup>23</sup> En effet dans ce cas il est nécessaire en plus de prendre en compte : les variations de la porosité/perméabilité du réservoir, les processus hydrodynamiques caractéristiques des écoulements multiphasiques, et un milieu géologique plus hétérogène.

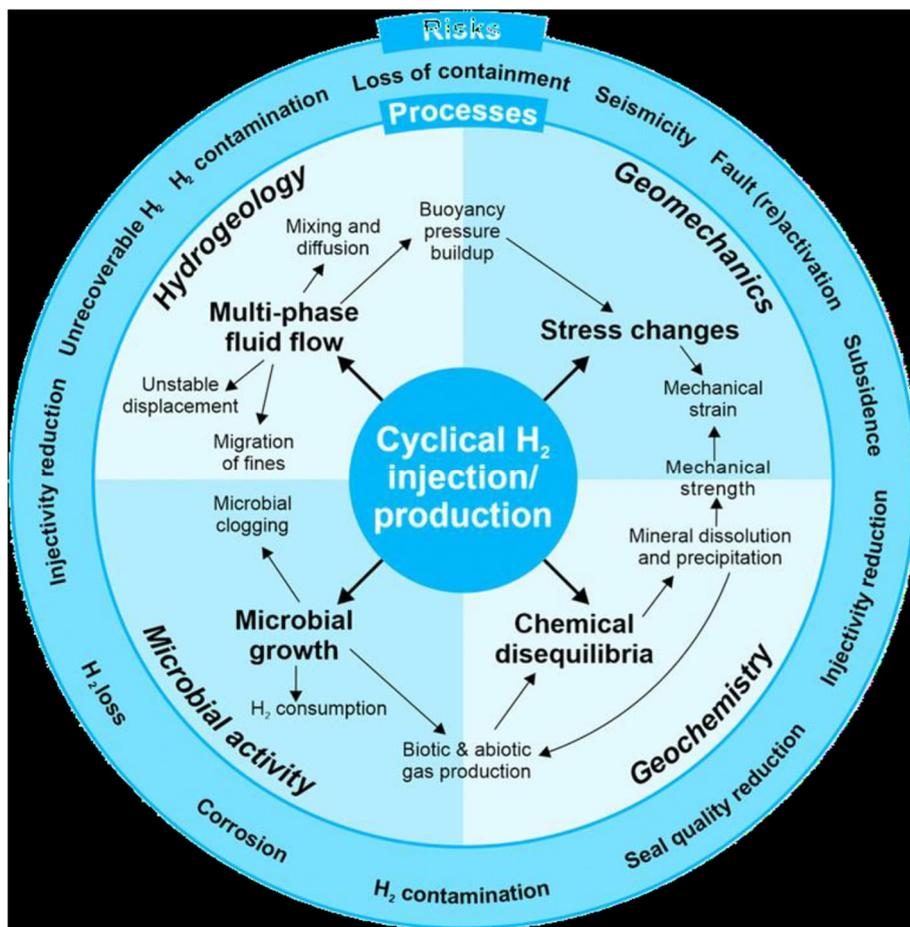


Figure 3 : Processus susceptibles d'affecter les performances de stockage en cavité saline  
Source : Heinemann et al., 2021 : [62].

Les nombreuses installations souterraines de stockage de gaz naturel (UGS) opérationnelles existantes dans les cavités salines (Losson, 2021 : [92]) fournissent des analogues précieux<sup>24</sup>.

La profondeur de la cavité est un facteur de contrôle du volume et de la masse du gaz stockée dans la cavité (Bai et al., 2014 : [6] ; Caglayan et al., 2020 : [24] ; Williams et al., 2022 : [139]). Les **pressions de stockage sont normalement limitées entre 20 et 80 % de la pression lithostatique**, afin de maintenir la stabilité géomécanique de la cavité. Pour maintenir la stabilité du sel gemme et exploiter des cavités à long terme, la profondeur optimale est comprise entre 1000 et 1500 m (Kumar et al., 2021 : [80] ; Donadei et al., 2016 : [41]). Une pression trop basse dans la cavité peut accroître le fluage (la cavité saline dans le dôme de sel d'Eminence, dans le Mississippi, a connu une diminution de volume de plus de 40 % lorsqu'elle fonctionnait à basse pression (Bérest et al., 2019 : [9])). Par ailleurs la présence de couches d'insolubles dans le sel peut induire une diminution de la résistance des parois de la cavité.

**La fréquence d'exploitation du stockage d'hydrogène en cavité saline (nombre de cycle d'injection / soutirage sur une période donnée) devrait être plus importante que pour le gaz naturel.** Le stockage de l'hydrogène pour le réseau électrique peut nécessiter des cycles beaucoup plus fréquents (cycles quotidiens ou hebdomadaires). Cette augmentation de la fréquence des cycles de pression et de température sont susceptibles de fatiguer les composants du puits et d'induire un endommagement supplémentaire la zone du stockage proche du puits (Djizanne, 2014 : [39] ; Londe, 2022 : [91] ; Martin-Clave et al., 2021 : [95]).

<sup>24</sup> Les expériences des sites de stockage d'énergie par air comprimé (CAES) dans les cavités salines peuvent également être pertinentes pour le stockage souterrain de l'hydrogène (il s'agit également de stockage de gaz en cavité saline) même la thermodynamique des gaz stockés diffère (King et al., 2021 : [76] ; Parkes et al., 2018 : [105]).

Les simulations devront prendre en compte la thermodynamique de l'hydrogène (Réveillère et al., 2022 : [110] ; Nieland, 2008 : [99]). Pour l'hydrogène, le coefficient Joule – Thomson<sup>25</sup> est négatif dans certaines conditions, ce qui entraîne une augmentation de la température lors du remplissage de la cavité. Pendant sa vidange, on prévoit une variation de température dans la cavité plus faible que celle observée lors d'un cycle similaire de gaz naturel stocké.

Le gradient géothermique entraîne une augmentation de la température des terrains avec la profondeur. Cela peut entraîner une variation de température de quelques degrés entre le haut et le bas de la cavité. Les variations de température et de pression dans la cavité peuvent conduire à la mise en place d'une convection thermique, ainsi qu'à une déformation des parois de la cavité saline par fluage ou par fracturation. Nous avons déjà indiqué que cette déformation dépend également de la présence de matériau insoluble (anhydrite, argile) autour de la cavité.

Le rôle du gaz coussin dans les sites de stockage souterrains est de maintenir les pressions de stockage, garantissant ainsi une pression minimale pour maintenir l'intégrité géomécanique d'un vide de stockage. Dans le cas des stockages en cavité saline, on considère généralement que le gaz coussin est identique au gaz de travail (le gaz naturel ou l'hydrogène)<sup>26</sup>. Pour les cavités de stockage de gaz naturel opérationnelles, les besoins en gaz coussin peuvent être de l'ordre de 40 % du volume total de la cavité (Williams et al., 2022 : [139])<sup>27</sup>.

On a précédemment indiqué que la pression de la cavité doit être maintenue au-dessus d'une valeur seuil afin de limiter la convergence de la cavité (par fluage du sel) et éviter la rupture par traction des parois ou du toit de la cavité. Plus la profondeur de la cavité est importante, plus la pression minimale est forte et plus grand est le volume de gaz coussin. La conception des cavités inclut l'estimation de la plage technique et économique optimale du volume de gaz de travail et du volume de gaz coussin. D'après Buzogany et al. (2023 : [23]), **il n'y a aucune raison de considérer que les limites de pression dans la cavité soient significativement différentes pour l'hydrogène** de celles données par la pratique courante existante pour le gaz naturel **Toutefois, l'augmentation de la fréquence des cycles de pression pourrait conduire à modifier légèrement ces limites**<sup>28</sup>.

Le comportement visco-plastique du sel fait que le risque de sismicité induite par les opérations de stockage (en raison de la convergence des cavités) est très faible. Toutefois, une déformation plastique prolongée du sel peut conduire à un mouvement le long des failles existantes dans le recouvrement au-dessus du sel (en particulier au-dessus et autour des dômes de sel). Van der Valt et al. (2022 : [134]) cite un événement de très faible magnitude ( $M_w=1$ ) qui a été enregistré près de l'installation de stockage de gaz de Zuidwending en janvier 2019. Bien que le mécanisme à l'origine de cet événement reste à étudier, une des hypothèses émises est que la roche fragile recouvrant le dôme de sel pourrait avoir été déplacé en raison du fluage du sel (Ruigrok et al., 2019 : [112]).

### 3.4 Impact des caractéristiques de l'hydrogène sur la pureté et la conservation de l'hydrogène stocké

L'un des principaux défis opérationnels des stockages souterrains d' $H_2$  est associé à la perte ou à la contamination du produit stocké par des réactions géochimiques et biochimiques (Foh et al., 1979 : [50] ; Lord, 2009 : [93]). De telles réactions pourraient entraîner :

- la formation de fluides corrosifs et toxiques (notamment  $H_2S$ ) qui entreraient dans le flux de production et le contamineraient ;
- la perte d'hydrogène du système de stockage.

La cinétique des réactions géochimiques et biochimiques et le nombre d'éléments/micro-organismes réactifs sont les principaux facteurs d'influence sur la quantité de produits nocifs générés et libérés. En général, **des températures et des pressions plus élevées** (liées aux plus grandes profondeurs), **la présence de catalyseurs et le niveau de salinité, peuvent augmenter l'apparition et la vitesse des**

---

<sup>25</sup> [https://fr.wikipedia.org/wiki/Effet\\_Joule-Thomson](https://fr.wikipedia.org/wiki/Effet_Joule-Thomson)

<sup>26</sup> Il est courant que le gaz de travail et le gaz de coussin soient de la même composition (Heinemann et al., 2018 : [61] ; Heinemann et al., 2021 : [62]) bien que d'autres compositions de gaz de coussin et/ou de gaz porteurs nécessaires à la compression ( $CH_4$ ,  $N_2$ ,  $CO_2$ ) aient été discutées par plusieurs auteurs.

<sup>27</sup> A noter que selon le mode de fonctionnement du stockage, le gaz coussin peut être récupéré par injection de saumure dans la cavité (mode « balancement de saumure ») ou par re-saumurage de la cavité (exploitées par des changements de pression).

<sup>28</sup> Pour tenir compte des charges supplémentaires induites par les cycles de pression fréquents, les cavités devraient être exploitées dans une plage de pression plus élevée que lors du stockage saisonnier (Stolzenburg et al., 2014 : [123]).

**réactions chimiques et de l'activité microbienne** (Tarkowski, 2019 : [124]). On pense généralement que le potentiel de réactions chimiques et microbiologiques est plus faible dans les cavités salines (en raison de la diminution de l'eau, de l'activité microbiologique et des concentrations de minéraux) que dans les champs et aquifères poreux appauvris en gaz (DBI-GUT, 2017 : [37] ; Hemme et van Berk, 2018 : [60]).

Comme indiqué dans (Thoraval, 2023), la consommation et la génération d'hydrogène dans le sous-sol sont liées à deux processus : les processus abiotiques<sup>29</sup> (mobilisant l'eau, les minéraux rocheux et les gaz présents) et les processus biotiques<sup>30</sup> (mobilisant les bactéries). Les processus abiotiques ont besoin d'une température élevée pour se produire ( $T > 250$  °C), alors que les processus biotiques ont lieu à des températures plus faibles que l'on peut rencontrer dans les sites de stockage.

Ces processus sont plus actifs dans le cas de stockages en milieu poreux (aquifère ou gisement déplété). Dans le cas des cavités salines, on peut concevoir que l'hydrogène interagisse :

- avec des bancs d'insolubles en paroi de la cavité (notamment des sulfates tels que le gypse ou l'anhydrite qui renferment du soufre) susceptibles de former des gaz toxiques (notamment de l' $H_2S$ ) dans certaines conditions de pression et de température ;
- avec les formations géologiques présentes dans le recouvrement (au-dessus de la couche de sel) susceptibles de former des gaz toxiques par interaction avec l'hydrogène. En effet, l'hydrogène susceptible de fuir depuis la cavité vers le recouvrement pourrait, sur le long terme et dans certaines conditions de pression et de température, réagir avec ces formations pour former des gaz toxiques (<https://substances.ineris.fr/fr/substance/1096>).

**En interagissant avec son environnement, l'hydrogène est susceptible d'être à l'origine de la production de gaz annexes :  $H_2S$ ,  $O_2$ ,  $CO_2$ ,  $SO_2$  ...** (Carden et Paterson, 1979 : [25]). Les impacts attendus de l'hydrogène dans le milieu souterrain sont liés au fait qu'il s'agit d'un gaz fortement réducteur qui se comporte comme un donneur d'électrons potentiel pour de nombreuses espèces chimiques : les sulfures métalliques, les sulfates, les carbonates, les oxydes (notamment de fer et de manganèse), les nitrates, les ions ferreux, les gaz ( $CO$ ,  $CO_2$ ), (Foh et al., 1979 : [50] ; Lord, 2009 : [93]). Les réactions d'oxydo-réduction résultantes peuvent ainsi modifier la composition chimique des eaux ou la composition minérale des roches aquifères. Cependant, **la plupart des réactions qui se produisent en présence d'hydrogène nécessitent des températures ou des pressions élevées** ( $T > 250$  °C ;  $P > 8$  bar), **ou encore la présence de catalyseurs** (fer, nickel...). Ces réactions ont été également constatées en conditions environnementales même à température et pression ambiantes (réduction des sulfates, diminution du potentiel d'oxydoréduction, augmentation du pH, (Lassin et al., 2011 : [86]). Il s'agit néanmoins le plus souvent de réactions biogéochimiques qui ont une cinétique lente (Bullister et al., 1982 : [22] ; Truche et al., 2013 : [130] ; Berta et al., 2018 : [12]). Toutefois, Truche et al. (2013 : [130]) ont montré que **la réduction de la pyrite par l'hydrogène pouvait avoir une cinétique significative en présence de catalyseurs. Ces catalyseurs peuvent être des bactéries, des surfaces minérales (argiles) ou certains métaux** (fer, acier au carbone, acier inoxydable, cuivre, nickel, platine, palladium...).

Ces différentes réactions (bio)chimiques entraînent une réduction de l'hydrogène dans les cavités (Bai et al., 2014 : [6]). D'une part, en présence d'eau les gaz produits sont susceptibles de corroder les matériaux métalliques et les élastomères. Il est donc nécessaire d'anticiper les réactions possibles de l'hydrogène avec son environnement. **En présence de formations géologiques riches en sulfates, carbonates et sulfures, le stockage d'hydrogène n'est généralement pas recommandé.** Dans ce cas, la façon dont la réactivité est liée à la minéralogie dans les cavités doit être évaluée plus en détail.

### 3.4.1 Retour d'expérience sur la réactivité géochimique des sites de stockage d'hydrogène en cavités salines

L'exploitation commerciale des cavités salines pour le stockage de l'hydrogène depuis cinq décennies suggère qu'il existe un risque limité de réactivité géochimique (Hydrogen TCP-Task 42, 2023 : [68]).

---

<sup>29</sup> Exemple de réaction abiotique (Bourgeois et al., 1979 : [19]) : la réduction de la pyrite serait responsable de l'augmentation observée du sulfure d'hydrogène au sein du stockage (aquifère) de gaz de ville de Beynes (France).

<sup>30</sup> Exemple de réaction biotique (Šmigáň et al., 1990 : [130]) : des méthanogènes ont transformé l'hydrogène et le dioxyde de carbone en méthane dans le stockage (aquifère) de gaz de ville de Lobodice (République tchèque).

Depuis 1972, un million de m<sup>3</sup> d'hydrogène pur (jusqu'à 95 % d'hydrogène et 3 à 4 % de CO<sub>2</sub>) a été stocké et exploité commercialement dans trois cavités à Teesside (Yorkshire, Royaume-Uni) sans incident signalé.

Jallais (2021 : [74]) mentionne également qu'Air Liquide, l'exploitant de la cavité de Spindeltop au Texas (depuis 2014), n'a constaté aucune pollution ou contamination du gaz.

Buzogany et al. (2023 : [20]) a toutefois recueilli un témoignage d'exploitant laissant entendre que du H<sub>2</sub>S avait été détecté en début d'exploitation dans une cavité saline (pour disparaître ensuite sans qu'on en comprenne la raison).

### 3.4.2 Risque de dissolution de l'hydrogène dans la saumure

La solubilité de différents gaz dans les saumures saturées a été récemment étudiée dans de nombreuses études (Chabab et al., 2020 : [28] ; Kiemde et al., 2023 : [75] ; Roa et al., 2021 : [111] ; Van Rooijen et al., 2023 : [135]). Comparé au méthane, l'hydrogène a une solubilité moindre. La dissolution de l'hydrogène dans la saumure peut toutefois limiter le volume de gaz de travail de quelques pourcents si la cavité n'est pas entièrement désaumurée (Bourgeois et al., 1979 : [20]).

D'après Krader et al. (1987 : [79]), la présence de sel diminue davantage la solubilité de l'hydrogène dans la saumure. En fonction de la pression, de la température et de la surface de contact, la vitesse de dissolution de l'hydrogène peut être variable. De plus, la circulation de la saumure due au remplacement de la saumure saturée en hydrogène au contact saumure-gaz par de la saumure fraîche insaturée augmenterait la perte d'hydrogène.

Réveillère et al. (2022), en appliquant les résultats de laboratoire précédent pour simuler des stockages d'hydrogène en cavités salines représentatifs des conditions d'exploitation, constatent que l'hydrogène dissous représente entre 0,01 % et 0,03 % du gaz de travail<sup>31</sup>.

En conclusion, la solubilité de l'hydrogène est du même ordre de grandeur que celle du méthane. **Il n'y a pas de raison particulière de considérer La solubilité de l'hydrogène dans la saumure résiduelle ne doit pas être considérée comme une source importante de perte d'hydrogène.**

### 3.4.3 Risque de formation d'H<sub>2</sub>S

La réactivité chimique de l'hydrogène, limitée aux réactions redox, est connue pour être cinétiquement limitée, probablement en raison de la nature apolaire de la molécule et de la forte énergie de liaison H – H (436 kJ/mol) qui nécessite le franchissement d'une barrière énergétique élevée avant qu'un éventuel transfert électronique puisse avoir lieu (Truche et al., 2013 : [130]). Par conséquent, la plupart des réactions redox possibles induites par l'hydrogène restent insignifiantes à basse température, même à l'échelle des temps géologiques, à condition qu'aucun catalyseur (bactéries, surfaces minérales, matériaux manufacturés) ne soit présent.

Cependant, **certaines réactions redox induites par l'hydrogène peuvent être significatives à basse température. En particulier, il a été démontré que le H<sub>2</sub>S se forme géochimiquement dans des conditions moyennement hydrothermales (Truche et al., 2010 : [129]) par une réaction redox induite par l'hydrogène avec le minéral pyrite (FeS<sub>2</sub>) comme oxydant potentiel de l'hydrogène, qui se transforme ainsi en pyrrhotite (FeS).** Cette réaction présente toutes les caractéristiques d'un mécanisme couplé dissolution-précipitation se produisant à l'interface pyrite-pyrrhotite, et peut modifier le potentiel redox et le pH de l'eau de formation.

**Un deuxième mécanisme par lequel le H<sub>2</sub>S peut se former est la réduction bactérienne du sulfate, c'est-à-dire par lequel les bactéries réduisent le SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> en H<sub>2</sub>S en présence d'hydrogène (voir Figure 4). Le H<sub>2</sub>S est un gaz hautement toxique même en petites quantités, très agressif envers les installations de stockage (faiblement acide s'il est dissous dans l'eau et très corrosif), il peut donc constituer une menace pour les personnes et l'environnement et peut réduire la qualité du gaz stocké (Hemme & van Berk, 2017 : [59] ; SPCS, 2020 : [122] ; DBI-GUT, 2017 : [37]).**

---

<sup>31</sup> Dans le cas d'une cavité pilote où l'hydrogène n'occupe qu'une petite partie du volume d'une grande cavité saline, il ne représenterait que 3 à 8 % du gaz de travail. Ces chiffres supposent que l'équilibre est atteint, ce qui est conservateur.

Laban et al. (2020 : [85]) ont montré que du H<sub>2</sub>S peut être produit lorsqu'une cavité est contaminée par des bactéries réductrices de sulfate. Un modèle numérique a été développé simulant les valeurs extraites de la cavité S43 de l'usine de stockage d'Epe en Allemagne exploitée par Vattenfall. **Les résultats montrent que les valeurs qui influencent le taux de production de H<sub>2</sub>S sont la pression, la température, la concentration en sulfate et en fer et le volume de saumure dans la cavité mais, avant tout, le nombre de bactéries sulfato-réductrices (SRB) présentes.**

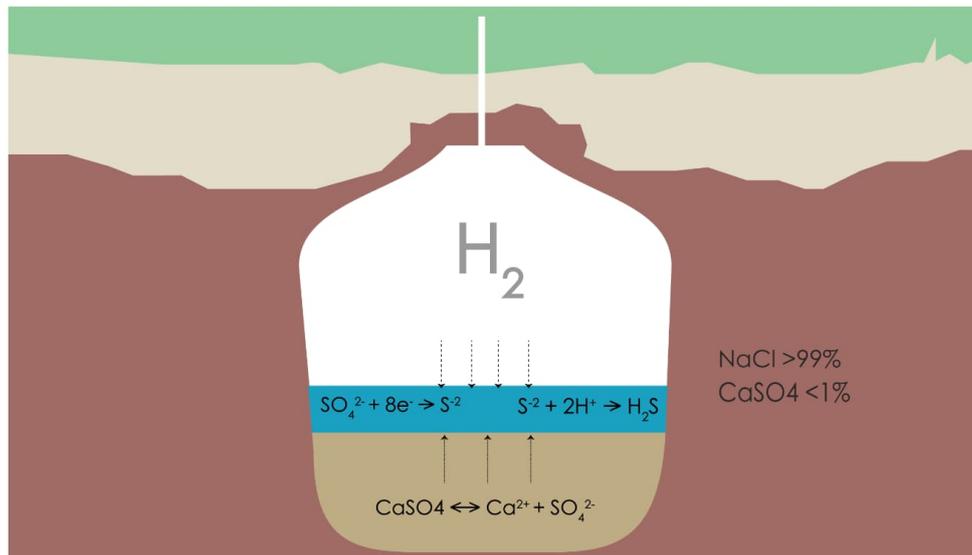


Figure 4 : Processus de formation du H<sub>2</sub>S dans le cas d'une cavité saline (Laban et al., 2020 : [85])

**Des simulations dynamiques ont permis également d'évaluer l'impact de scénarios concernant le fonctionnement du stockage** (Laban et al., 2020 : [85]). Ce modèle détermine l'accumulation de H<sub>2</sub>S en fonction du temps :

- Premier cas : changement de pression de 1 MPa/jour tout au long de l'année : dans ce cas, l'accumulation de H<sub>2</sub>S est limitée mais dépasse toujours les exigences relatives aux piles à combustible (voir § 4.2). Un changement est perçu dans la production de H<sub>2</sub>S après 1,75 ans, la concentration en sulfates dans la saumure est épuisée. Désormais, le sulfate doit d'abord être transporté depuis le puisard, ce qui réduit le taux de production de H<sub>2</sub>S.
- Deuxième cas : la courbe de demande de la cavité est déterminée par la demande simulée en hydrogène d'une turbine à hydrogène qui utilise la cavité pour le stockage saisonnier. Dans le deuxième cas, la concentration de H<sub>2</sub>S augmente considérablement tout au long de l'année, atteignant des pics de 6,6 ppm en un an et 24 ppm en 10 ans. Avec le temps, il atteint un équilibre de concentration, bien supérieur à la concentration ISO autorisée<sup>32</sup>.

Laban et al. (2020 : [85]) indiquent par ailleurs que ces prédictions :

- ne prennent pas en compte la réduction thermique des sulfates car la température de la cavité n'atteint pas la température minimale de ce processus. Lors de l'utilisation de cavités plus profondes, cela pourrait être un facteur ;
- ne prennent pas en compte la méthanogenèse puisqu'on suppose que la cavité manque des composants nécessaires à cette réaction. Cela change lorsque ces composants sont disponibles. Pour la méthanogenèse, cela dépend de la quantité de CO<sub>2</sub> stockée dans la cavité, par exemple lorsqu'il est utilisé comme gaz coussin. Ou lorsqu'il est disponible via les impuretés du gaz entrant ;
- que la cavité considérée est située dans une couche de sel halite relativement pure dans la zone maritime de Zechstein. Lors de la construction d'une cavité dans d'autres zones, la

<sup>32</sup> La concentrations maximales admissibles de contamination dans le carburant hydrogène selon les limites fixées pour l'application dans l'industrie automobile (grade D) est de 0,004 ppm (d'après l'ISO 14687:2019). Cette limite est de 10 ppm (grade B) pour une application pour le chauffage industriel et la production d'électricité.

composition des minéraux dans la dalle de sel pourrait être très différente, ce qui pourrait conduire à des résultats différents. Par exemple, **les zones riches en anhydrite pourraient avoir un effet négatif sur l'aptitude des cavités.**

D'après Dopffel et al. (2023 : [42]), les cavités salines ne sont pas stériles et l'H<sub>2</sub> est un donneur d'électrons omniprésent pour les micro-organismes. Cela pourrait impliquer que le H<sub>2</sub> injecté soit consommé par l'activité microbienne, entraînant une perte volumétrique et une production potentielle de H<sub>2</sub>S toxique. Pour étudier les taux de consommation microbienne :

- l'auteur a cultivé la bactérie halophile sulfato-réductrice *Desulfohalobium retbaense* et le méthanogène halophile *Methanocaldococcus halotolerans* sous différentes pressions partielles H<sub>2</sub>. Les deux souches consommaient du H<sub>2</sub>, mais les taux de consommation ont considérablement ralenti au fil du temps. La perte d'activité est corrélée à une augmentation significative du pH dans le milieu (jusqu'à un pH de 9) en raison d'une consommation intense de protons et de bicarbonates. Dans le cas de la réduction des sulfates, cette augmentation du pH conduit à la dissolution de tout l'H<sub>2</sub>S produit dans la phase liquide ;
- il a ensuite comparé ces observations à une saumure originale récupérée dans une cavité saline située dans le nord de l'Allemagne, incubée avec 100 % de H<sub>2</sub> pendant plusieurs mois. Une perte de H<sub>2</sub> (jusqu'à 12 %) est observée, accompagnée d'une augmentation simultanée du pH jusqu'à 8,5. Les résultats montrent clairement que les microbes sulfato-réducteurs présents dans les cavités salines consommeront du H<sub>2</sub>, ce qui s'accompagnera d'une augmentation significative du pH, entraînant une réduction de leur activité au fil du temps.

### 3.5 Probabilité d'occurrence des fuites d'H<sub>2</sub> et leur effet

#### 3.5.1 Fuite à travers le puits d'injection / soutirage

Compte tenu des caractéristiques de l'hydrogène, **la probabilité de fuite d'hydrogène est plus élevée que celle du méthane suite à une réutilisation de l'infrastructure et/ou des matériaux UGS existants** (H<sub>2</sub>Tools, 2020 : [56] ; Melaina et al., 2013 : [96]). Afin de réduire cette probabilité, Hydrogen TCP-Task 42 (2023 : [68]) suggère que :

- les composants de complétion des puits qui sont en contact direct avec l'hydrogène (alliages d'acier, ciment, joints et packers en élastomère) doivent être rendus plus résistants à l'hydrogène (DBI-GUT, 2017 : [37]) ;
- l'étanchéité des raccords entre les éléments doit être testée spécifiquement pour l'hydrogène ;
- l'efficacité du dispositif de sécurité installé dans le puits de forage supérieur pour assurer la fermeture d'urgence des conduits de production (SSSV : subsurface safety valve) doit être vérifié. En effet, bien que les SSSV soient largement utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière, il est probable que les taux de fuite acceptables pour l'hydrogène et donc les critères de vérification seront différents, auquel cas un SSSV devra peut-être être conçu spécifiquement pour le stockage de l'hydrogène.

#### 3.5.2 Fuite depuis la cavité de stockage

L'hydrogène est susceptible de circuler plus facilement que le gaz naturel à travers les parois de sel endommagées jusqu'aux terrains surincombants (le recouvrement). Ces chemins de fuite, liés à la présence d'hétérogénéités plus perméables pas toujours reconnues (bancs d'insoluble, faille dans le recouvrement), sont toutefois moins probables comparés aux fuites associées aux défaillances du puits d'injection /soutirage.

Ces fuites sont facilitées par le faible poids moléculaire de l'hydrogène. Sa diffusion à travers le recouvrement est bien plus importante que celle de l'air, du dioxyde de carbone ou du méthane (Simbeck, 2003 : [118]). Rappelons qu'à température et pression normales, l'hydrogène a un coefficient de diffusion trois fois supérieur à celui du méthane dans l'eau pure.

#### 3.5.3 Conséquences des fuites d'H<sub>2</sub>

En cas de fuite, le gaz s'échappe dans l'environnement (soit en surface, soit sous la surface). Les conséquences potentielles d'une fuite sont différentes selon qu'il s'agit d'une fuite d'hydrogène ou d'une fuite de méthane. En cas de fuite souterraine de méthane, deux scénarios principaux peuvent se produire :

- le produit stocké migre vers la surface à proximité immédiate de l'installation de stockage, ce qui pourrait entraîner des risques pour la santé, la sécurité et l'environnement (rayonnement thermique, explosion, suffocation, contamination des eaux souterraines) ;
- le produit stocké s'échappe dans les formations adjacentes à l'écart de l'installation de stockage, où il contamine ensuite les eaux souterraines et, s'il est rejeté dans l'atmosphère à un taux considérablement élevé (peu probable), il présente des risques similaires pour la santé, la sécurité et l'environnement.

Si l'hydrogène est libéré dans un environnement ouvert non confiné :

- il **se dispersera généralement plus rapidement** (plusieurs mètres par seconde) que le méthane plus lourd (H<sub>2</sub>Tools, 2020 : [56]). Cette dispersion rapide de l'hydrogène dans les espaces ouverts (atmosphère) rend moins probable l'accumulation de quantités importantes d'hydrogène susceptibles de provoquer une explosion en cas d'inflammation, contrairement au méthane ;
- l'hydrogène a une plage d'inflammabilité beaucoup plus large et une énergie d'inflammation beaucoup plus faible que le méthane, ce qui lui confère un **potentiel d'inflammation plus élevé**. On peut supposer qu'une inflammation se produira presque certainement en cas de dégagement d'hydrogène, alors que ce n'est pas nécessairement le cas pour le méthane ;
- en cas d'inflammation, le méthane rayonne de la chaleur et crée une flamme clairement visible. L'hydrogène enflammé, en revanche, rayonne peu de chaleur (infrarouge) (IR), mais émet un rayonnement UV (ultraviolet) important. L'absence d'IR donne peu de sensation de chaleur mais **l'exposition à une flamme d'hydrogène provoque quand même de graves brûlures à cause du rayonnement UV**. Étant donné qu'une flamme d'hydrogène brûlante n'est pas non plus facilement détectable, elle augmente les risques associés à l'hydrogène lorsqu'il s'enflamme.

En cas de fuite d'hydrogène ou de méthane dans des espaces confinés :

- les risques d'accumulation d'hydrogène sont susceptibles d'être plus graves que ceux d'accumulation de méthane. Bien que les deux gaz, lorsqu'ils sont mélangés à l'air dans un nuage de gaz combustible, puissent exploser lorsqu'ils sont enflammés, **l'hydrogène est plus susceptible de s'enflammer en raison de son énergie d'inflammation plus faible** (0,02 mJ pour l'hydrogène et 0,29 mJ pour le méthane) **et de sa plage d'inflammabilité plus large** (4 - 75 % contre 5,3 - 15 % pour le méthane) ;
- **lorsqu'un mélange d'hydrogène et d'air explose**, la vitesse de propagation plus élevée de la flamme génère potentiellement des pressions élevées qui pourraient entraîner une onde de choc avec des **dommages massifs par éclatement** (H<sub>2</sub>Tools, 2020 : [56] ; Hyde et Ellis, 2019 : [67]). En revanche, lorsqu'un mélange de méthane et d'air explose, le risque de dommages lié aux ondes de choc est plus faible, mais la durée plus longue de la flamme, combinée à la chaleur qu'elle rayonne, peut potentiellement entraîner des dommages durables (Li et al., 2015 : [88]).

Le pire des cas est un incident entraînant l'arrachage de la tête de puits avec ses multiples installations de sécurité, ce qui pourrait entraîner une sortie incontrôlée du gaz stocké en tête de puits (également appelée éruption). Si le gaz s'enflamme, il pourrait former une torche de gaz (incendie instantané), dont les effets du rayonnement thermique devraient être différents entre l'hydrogène et le méthane (comme indiqué précédemment). Lorsque l'inflammation n'est pas immédiate, un nuage de méthane ou d'hydrogène pourrait potentiellement se former, qui provoquerait une explosion lors de son inflammation.

**Considérant les propriétés de d'hydrogène, une inflammation se produira presque certainement en cas de dégagement d'hydrogène, alors que ce n'est pas nécessairement le cas pour le méthane.** En cas de faible débit de fuite, cela réduit les risques d'explosion par rapport au méthane. En cas d'éruption, les débits de sortie devraient être très élevés (de l'ordre de quelques centaines de kg/s). Dans une telle situation, même un léger retard dans l'allumage (par exemple de quelques dixièmes de secondes) pourrait entraîner une explosion car des quantités importantes d'hydrogène auraient déjà été libérées. Cependant, en l'absence de confinement, aucune surpression n'est générée et les conséquences d'une explosion se limiteraient à un incendie éclair.

Djizanne et al. (2022 : [40]), développant l'approche de Bérest et al. (2013 : [8]), montrent que **la durée de l'éruption et le comportement thermodynamique dépendent fortement des paramètres de la cavité**. Les impacts des feux de nuage (« flash-fire »), des UVCE (Unconfined Vapour Cloud Explosion) et des feux torches (« jet fire ») ont également été étudiés en fonction de diverses conditions

atmosphériques (par exemple, stabilité et vitesse du vent) pour un scénario hypothétique d'éruption. Les principales conclusions sont les suivantes :

- la zone préoccupante en cas de « flash-fire » peut potentiellement s'étendre sur environ 25 m à 40 m sous le vent selon les conditions atmosphériques ;
- les effets irréversibles provoqués par la surpression de l'UVCE peuvent potentiellement s'étendre jusqu'à 700 m sous le vent ;
- Les effets mortels des feux torches s'étendent à environ 85 m du lieu de l'éruption, quelles que soient les conditions atmosphériques.

#### 3.5.4 Efficacité de la vanne de sub-surface

L'arrachement partiel de la tête de puits, causé par un camion lourd ou la chute d'un objet, pourrait entraîner un écoulement incontrôlé de gaz (également appelé éruption). Une SSSV (subsurface safety valve) correctement installée et testée opérationnellement, obligatoire pour les puits (de production et) de stockage de gaz, doit empêcher un écoulement important lors d'un tel événement<sup>33</sup>. **Bien que les SSSV soient largement utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière, leur efficacité pour fermer un puits de stockage d'hydrogène en écoulement reste à confirmer.**

En fait, il est probable que les taux de fuite acceptables pour l'hydrogène et donc les critères de vérification seront différents, auquel cas un SSSV devra peut-être être conçu spécifiquement pour le stockage de l'hydrogène.

---

<sup>33</sup> Un écoulement important en cas d'éruption est très improbable si un SSSV a été installé à la bonne profondeur dans le puits. Ces dispositifs de sécurité sont conçus pour être à sécurité intégrée, c'est-à-dire pour fermer automatiquement le puits en cas d'incident en surface. Selon la norme Néerlandaise NOGEP4 41(section 3.5.1), tous les puits capables d'un écoulement libre soutenu doivent être équipés d'un SSSV (NOGEP4 OPCOM, 2016 : [114]). Elle n'est acceptée comme barrière fonctionnelle qu'après avoir été installée dans le puits et testée en conditions opérationnelles. Elle est active à tout moment pendant l'opération de stockage. Elle est retirée si un reconditionnement du puits doit être effectué, auquel cas une barrière anti-éruption alternative doit être installée, par exemple sous la forme d'un BOP (obturateur d'éruption) adapté pour l'hydrogène.

### 3.6 Synthèse

**La réutilisation d'un ancien stockage de gaz naturel en cavité saline (et des installations de surface et du réseau de transport associés) pour le stockage d'hydrogène est assujettie à un certain nombre de contraintes.** En effet l'hydrogène est une molécule plus petite qui peut plus facilement pénétrer à travers les matériaux, notamment lorsqu'ils contiennent des défauts et/ou des fissures. De plus, **la nature fragilisante de l'hydrogène** peut conduire à une croissance progressive de tels défauts et fissures lorsqu'il est soumis à des variations de pression importantes et fréquentes. Cela est **d'autant plus vrai que l'hydrogène est pur et sous forte pression.**

Les fuites d'hydrogène souterraines causées par la défaillance de l'intégrité des matériaux du puits d'injection / soutirage (aciers/joints, ciment, élastomères) et des interfaces constituent un risque potentiel non négligeable. La pratique standard consisterait à utiliser des matériaux de puits similaires qui sont spécifiés par des normes et des lignes directrices matures basées sur des décennies d'expérience dans la production et le stockage de gaz naturel. Cependant, **il n'est pas prouvé que les matériaux de pointe actuels pour la complétion des puits d'injection /soutirage des stockages de gaz soient entièrement résistants à l'hydrogène.** Il est nécessaire de tester et prouver la compatibilité avec l'hydrogène des matériaux utilisés (alliages d'acier, ciment, élastomères et connexions en éléments). **Ils devront également être compatibles avec les produits qui pourraient être générés par les réactions chimiques et microbiologiques avec l'hydrogène** lors des opérations de stockage, notamment le H<sub>2</sub>S.

La récupérabilité du gaz du réservoir souterrain est influencée par la diffusion et la dissolution, par les réactions géochimiques et par l'activité microbologique. **L'hydrogène** étant un gaz plus léger avec une taille moléculaire plus petite et une diffusivité plus élevée que le méthane, **il est plus susceptible de migrer à travers les roches de couverture, les matériaux utilisés pour les puits d'injection/soutirage et pour les installations de surface.** De plus, l'interaction de l'hydrogène avec les roches et les fluides du réservoir est susceptible d'entraîner une **perte d'hydrogène** et/ou une **contamination du flux de production** en raison, notamment, de la formation de H<sub>2</sub>S.

Compte tenu des caractéristiques de l'hydrogène, **la probabilité de fuite d'hydrogène est plus élevée que celle du méthane si on réutilise de l'infrastructure et les matériaux utilisés précédemment pour le stockage de gaz naturel.** Les conséquences des fuites d'H<sub>2</sub> sont différentes de celles du méthane du fait que l'hydrogène a une énergie d'inflammation beaucoup plus faible et une plage d'inflammabilité plus large. Si un mélange d'hydrogène et d'air explose, la vitesse de propagation plus élevée de la flamme est susceptible d'induire une onde de choc avec des dommages massifs par éclatement. **En cas d'éruption brutale d'hydrogène** (suite à l'arrachement de la tête de puits), les conséquences **dépendent fortement des paramètres de la cavité.** L'efficacité de la vanne de sub-surface (SSSV) pour limiter la quantité d'hydrogène émis dans ce cas reste à confirmer.

## 4 Moyens pouvant être mis en place pour maîtriser le risque

### 4.1 Amélioration de l'état du puits d'injection /soutirage

Afin de pouvoir résister aux dommages (par exemple corrosion) et ensuite à la pénétration de l'hydrogène à travers les parois des conduites, **les composants de la complétion des puits**, qui sont en contact direct avec l'hydrogène (alliages d'acier, ciment, joints et packers en élastomère) **doivent être rendus résistants à l'hydrogène** (DBI-GUT, 2017 : [37]). De plus, **l'étanchéité à l'hydrogène des raccords entre le cuvelage et la colonne de production doit être testée** spécifiquement.

Par ailleurs, en sélectionnant soigneusement les matériaux appropriés pour les composants du puits, des économies significatives peuvent être réalisées tout en garantissant la sécurité du stockage de H<sub>2</sub>.

#### 4.1.1 Recommandations concernant les composants métalliques du puits

Des développements récents ont eu lieu dans la qualification de matériaux pour un large éventail d'applications de l'hydrogène, incluant le stockage souterrain (Trautmann, 2018 : [128] ; Vallourec, 2023 : [136]). Ces développements ont permis de réaliser avec succès une série de **tests pour qualifier la résistance à la rupture d'une sélection de nuances d'acier** (ou grade) pour les tiges de forage OCTG (Oil Country Tubular Goods)<sup>34</sup>, les conduites de canalisation **en présence d'hydrogène pur sous pression**. Une **première sélection de nuances d'acier utilisable** en présence d'hydrogène gazeux pur comprenait les nuances d'acier suivants :

- VM55W (qualité exclusive 55 ksi) pour tiges de forage OCTG soudables.
- K55 pour tiges de forage OCTG sans soudure.
- VM80S (grade propriétaire 80 ksi/L80) pour tiges de forage OCTG sans soudure.

D'après Vallourec, 2023 : [136], les résultats prouvent que tous **les matériaux testés sont adaptés en dessous de 100 bars de pression d'hydrogène**. En outre, on peut s'attendre à ce que ces matériaux conviennent également à des pressions d'hydrogène plus élevées (San Marchi et al., 2012 : [114]) ; cependant, cela nécessite une confirmation expérimentale supplémentaire.

Les résultats sont également en phase avec ceux obtenus par le projet Hystories (Hystories, 2023 : [70]). Les **nuances L80 et K55 ont été testées avec succès** dans le cadre de ce projet en utilisant différentes méthodologies dans un environnement corrosif et des **pressions partielles H<sub>2</sub> allant jusqu'à 120 bars** (Loder, 2022 : [90]).

On a pu observer que **l'utilisation d'un acier inoxydable austénitique**, riche en nickel (teneur > 12 %), **peut limiter efficacement la dégradation du métal par l'hydrogène**. Si cela augmente le coût de réalisation, la durée de service du puits de forage dans le stockage souterrain d'hydrogène est bien plus longue. Toutefois, Londe, 2022 ([91]) indique que les recherches actuelles tendent à démontrer que les aciers faiblement alliés<sup>35</sup> sont adaptés à l'hydrogène, car ils sont moins sujets à la fragilisation que les aciers rigides fortement alliés.

Dans les alliages d'acier contenant du carbone, l'hydrogène pénétrant dans l'acier se combinera avec le carbone et affaiblira ensuite l'acier ou provoquera sa fragilisation. Par conséquent, la teneur en carbone de l'acier doit également être prise en compte, ainsi que le phosphore et le soufre (Minas et al., 2021 : [97]). Le carbone existe principalement dans les zones affectées par la chaleur<sup>36</sup>, ce qui rend les soudages des joints du cuvelage plus vulnérables à la fragilisation par l'hydrogène. Par conséquent, **les alliages d'acier à faible teneur en carbone peuvent constituer un bon choix pour les applications de stockage d'hydrogène**.

---

<sup>34</sup> Ces produits font référence aux cuvelages, tige de forage, canalisations et pipelines utilisés dans l'industrie pétrolière.

<sup>35</sup> Les aciers alliés sont un mélange de différents métaux, tels que le nickel, le cuivre et l'aluminium. Ceux-ci ont tendance à être moins chers, plus résistants à la corrosion et sont préférés pour certaines pièces automobiles, pipelines, coques de navires et projets mécaniques. Les aciers est dit faiblement alliés si la teneur de chaque élément d'alliage est inférieure à 5% (Mn, Ni, Cr, Mo voire V, Cu ou Nb, fortement alliés si la teneur d'au moins un élément d'alliage dépasse 5% (Cr, Ni, Mn).

<sup>36</sup> La chaleur provoque des modifications structurales, la formation de gros grains dans la zone affectée thermiquement et des contraintes résiduelles de soudage (Bülteimer et al., 2022).

Londe (2022 : [103]) précise que faute de mieux les normes API pour le gaz naturel doivent être utilisées avec prudence en attendant l'introduction de normes sur la conception des tubages et des tubes en acier dans les puits d'hydrogène.

Afin d'éviter une érosion significative des matériaux par la circulation rapide de l'hydrogène (chargé de particule solide), il convient de s'assurer que la vitesse d'écoulement reste toujours inférieure à la vitesse d'érosion spécifiée par le fabricant.

#### 4.1.2 Recommandations concernant la cimentation

Les **propriétés thermomécaniques du ciment doivent être optimisées pour atténuer les dommages causés par les sollicitations opérationnelles** (tests de pression, complétion, effets thermiques ...). Des simulations numériques sont possibles pour évaluer l'impact des cycles de chargements et déchargements mécaniques et thermiques.

Des études de simulation sur l'effet des cycles répétitifs de pression et de température sur le ciment pendant des périodes plus longues aideront à déterminer les propriétés mécaniques et thermiques appropriées pour le ciment. Cette recherche pourrait conduire au développement de nouveaux matériaux pouvant être ajoutés au ciment pour améliorer sa durabilité, réduisant ainsi le risque de fuite à long terme.

Par ailleurs, Hydrogen TCP-Task 42 (2023 : [68]) suggère des études complémentaires sur :

- les risque de fuite d'hydrogène le long de l'interface ciment-formation en raison de la formation de micro-anneaux lors de changements cycliques de pression et de température en combinaison avec une très faible viscosité de l'hydrogène ;
- l'influence de l'hydrogène sur le processus de durcissement du ciment ;
- l'impact du H<sub>2</sub>S sur le ciment.

#### 4.1.3 Recommandations concernant les connexions, les vannes et les barrières

Les principales préoccupations sont de **contrôler l'intégrité et l'étanchéité à l'hydrogène** des :

- **connexions** (cuvelage et colonne de travail) : Étanchéité et durabilité des raccords soudés (pour les cuvelages) ou filetés (pour la colonne de travail) ;
- **packers** : Intégrité et étanchéité des élastomères utilisés. Dans des conditions de haute pression d'hydrogène, **un packer à base de caoutchouc nitrile hydrogéné<sup>37</sup> peut être adopté** ;
- **vannes** : il s'agit des vannes indiquées sur la Figure 1. On doit en particulier **contrôler l'efficacité de la vanne de subsurface** (SSSV : subsurface safety valve ou soupape de sécurité souterraine)<sup>38</sup> **pour les stockage d'hydrogène**. En fait, il est probable que les taux de fuite acceptables pour l'hydrogène et donc les critères de vérification seront différents (auquel cas un SSSV devra peut-être être conçu spécifiquement pour le stockage de l'hydrogène).

Les risques de fuites des vannes peuvent être minimisés en utilisant des **robinets à tournant sphérique<sup>39</sup> ne nécessitant aucune graisse et sans entretien**. Par ailleurs, l'hydrogène pouvant circuler à des vitesses beaucoup plus élevées, un test de claquement<sup>40</sup> sera peut-être nécessaire pour **vérifier que les vannes de sécurité se ferme correctement malgré un débit d'écoulement accru**.

---

<sup>37</sup> Les caoutchoucs HNBR, grades dits « nitriles hydrogénés », constituent une variante importante des NBR en raison de leur tenue thermique supérieure (150 °C contre 120 °C pour les NBR). Ils présentent une bonne résistance au pétrole brut en présence d'amines et de H<sub>2</sub>S, ce qui justifie leur emploi dans l'offshore (<https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/materiaux-th11/proprietes-generales-des-plastiques-42152210/caoutchoucs-methodes-d-obtention-et-proprietes-am7705/caoutchoucs-d-usage-courant-am7705niv10002.html#niv-nv185341537764>).

<sup>38</sup> Dispositif de sécurité installé dans le puits pour assurer la fermeture de la colonne de production en cas d'urgence. Cette vanne est un élément clé de la sécurité d'un puits de stockage de gaz. En cas d'événement indésirable (par exemple une rupture de la tête de puits), le SSSV sera fermée pour empêcher un écoulement prolongé et incontrôlé du puits.

<sup>39</sup> <https://www.dembla.com/fr/fully-welded-valve.php>

<sup>40</sup> <https://www.offshore-mag.com/production/article/16760375/improving-subsurface-safety-valve-reliability-a-problemsolution-approach>

La **performance des barrières de puits doit être vérifiée** au moyen d'essais fonctionnels appropriés. La surveillance des éléments de barrière du puits et l'application de toute modification au puits doivent être documentées tout au long du cycle de vie du stockage (Opedal et al., 2020 : [103]).

Il faudra vraisemblablement également **adapter les normes en ajustant les débits de fuite admissible**.

## 4.2 Maitrise de la pureté et de la quantité de l'H<sub>2</sub> stocké

A noter que plusieurs procédés ont été développés par l'industrie des hydrocarbures pour éliminer le sulfure d'hydrogène du gaz naturel (Alms et al., 2023 : [3]). Dans certain cas, l'hydrogène sulfuré est extrait du gaz et converti en soufre élémentaire utilisé comme matière première par l'industrie chimique (traitement réalisé dans l'usine de désulfuration de Großenkneten, Basse-Saxe, Allemagne). Il s'agit cependant de processus coûteux ; leur mise en œuvre dépend des exigences de pureté de l'utilisateur final :

- les piles à combustible nécessitent de l'hydrogène d'une pureté de 99,97 % selon Beuth Verlag GmbH (2019 : [13]), car des contaminants tels que le monoxyde de carbone et le sulfure d'hydrogène peuvent empêcher le chargement des électrodes<sup>41</sup>, tandis que l'ammoniac provoque des effets irréversibles sur les performances des piles à combustible ;
- les spécifications de qualité du carburant pour les applications autres que les piles à combustible, comme les processus de combustion dans les chaudières à hydrogène, toléreront en revanche des concentrations d'impuretés d'environ 98 % (ISO, 2019 : [72]) ;
- les applications de combustion industrielle (par exemple pour les procédés de frittage (<https://fr.wikipedia.org/wiki/Frittage>) et les appareils électroménagers (chaudières, cuisinières, etc.) sont plus tolérants en ce qui concerne la teneur en hydrogène et les niveaux d'impuretés, ce qui donne lieu à des types de combustibles similaires au « gaz de ville ». » avec des teneurs en hydrogène d'environ 50 %.

Laban et al. (2020 : [85]) mentionne des recherches pour **optimiser le processus de purification** à l'aide du simulateur Aspen Hysys<sup>42</sup> **afin de déterminer s'il est possible de purifier l'hydrogène gazeux à des coûts** (énergétiques) **raisonnables**. Les résultats ont été validés en comparant les simulations aux données empiriques d'un purificateur de gaz naturel exploitée par Lurgi. Le choix pour l'étape d'adoucissement<sup>43</sup> des gaz s'est porté sur l'utilisation du MDEA (3,4-Methylenedioxy-N-ethylamphétamine) comme absorbant chimique. Le produit utilisé pour la déshydratation est le TEG (Triethylene glycol)<sup>44</sup> qui correspond au choix fait à l'usine de stockage d'Epe<sup>45</sup>. Le modèle réussit à purifier le H<sub>2</sub>S dans les limites ISO (0,004 ppm). Le modèle ne parvient pas à atteindre la limite ISO (5 ppm) pour H<sub>2</sub>O avec 160 ppm restants (inefficacité du TEG). Le coût énergétique du processus d'absorption du MDEA est estimé non substantiel par rapport au processus de stockage d'origine ; il peut donc être considéré comme un complément approprié.

Suite aux travaux de Laban et al. (2020 : [85]), il est recommandé de **mesurer la concentration de bactéries sulfato-réductrices (SRB) préalablement au choix du site** car elle a un effet important sur le taux de production de H<sub>2</sub>S. **S'il n'y a pas de SRB, il n'y aura pas de H<sub>2</sub>S**.

Il est possible de **réduire la production de H<sub>2</sub>S en modifiant les conditions d'exploitation de la cavité**. La production réduite de H<sub>2</sub>S après l'épuisement du sulfate dans la saumure est un facteur à cet égard. Mais le plus important est la quantité de H<sub>2</sub>S que la cavité est autorisée à accumuler. On estime que le H<sub>2</sub>S présent dans les écoulements de gaz présente d'importants pics de concentration en écoulement en raison d'une éventuelle accumulation de H<sub>2</sub>S dans des cavités relativement vides.

---

<sup>41</sup> D'après Laban et al. (2020 : [85]), les limites d'impuretés pour l'hydrogène sont particulièrement strictes lorsque le gaz est utilisé dans les piles à combustible : concentration de H<sub>2</sub>O < 5 ppm ; concentration de H<sub>2</sub>S < 0,004 ppm.

<sup>42</sup> Simulateur de processus chimiques actuellement développé par AspenTech, utilisé pour modéliser mathématiquement les processus chimiques, depuis les opérations unitaires jusqu'aux usines chimiques et raffineries complètes. ([https://en.wikipedia.org/wiki/Aspen\\_HYSYS](https://en.wikipedia.org/wiki/Aspen_HYSYS)).

<sup>43</sup> Retrait de la majeure partie des composants acides, gaz carbonique et sulfure d'hydrogène essentiellement.

<sup>44</sup> Le tri-éthylène glycol (TEG) est le produit chimique le plus largement utilisé pour les unités de déshydratation des gaz.

<sup>45</sup> <https://www.rwe-gasstorage-west.com/en/hydrogen/>

**Pour ne pas avoir à purifier en sortie l'hydrogène stocké**, d'autres procédés peuvent être utilisés pour **inhiber les réactions de l'hydrogène stocké avec son environnement**, en particulier dans le cas de la réutilisation d'une ancienne cavité de stockage d'hydrocarbure :

- **réduire la production d'hydrogène sulfuré ( $H_2S$ ) en modifiant le pH ou en injectant une certaine quantité de chlorure ferrique ( $FeCl_2$ )** (le sulfure réagira avec les ions ferreux pour former des précipités de mackinawite) **ou NaOH** (le pH de la saumure augmentera, ce qui devrait ralentir la croissance bactérienne, et le type d'espèces sulfurées passera de  $H_2S$  à  $HS^-$  ou même  $S^{2-}$ ) ;
- **l'utilisation d'un bactéricide** pour supprimer les bactéries présentes dans la cavité susceptible de favoriser la consommation d'hydrogène.

**Pour éviter l'interaction de l'hydrogène avec le gaz naturel résiduel restant dans la cavité**, Buzogany et al. (2023 : [23]) propose :

- **un re-lessivage de la cavité (sur quelques décimètres)** pour évacuer les hydrocarbures résiduels infiltrés dans la paroi de la cavité ;
- **retrait de la saumure (autant que possible), pour récupérer le gaz naturel dissous dans la saumure.**

D'un façon générale, **il est recommandé, avant d'injecter de l'hydrogène dans une cavité, d'étudier l'état minéralogique, chimique, physique et microbiologique** en mesurant la composition des roches et des fluides, en établissant la présence de populations bactériennes et en effectuant des tests en laboratoire de réactions de l'hydrogène avec les roches et les fluides dans les conditions de T et P de la cavité. À partir de ces tests, **l'impact des réactions géochimiques et biochimiques dans la cavité et le long des puits doit être évalué** (HyINTEGER, 2017 : [69]). De plus, **la composition du flux de production doit être analysée en permanence, par exemple pour pouvoir détecter une augmentation de la concentration en  $H_2S$**  (Hemme & van Berk, 2017 : [59]).

Jusqu'à présent, les différents processus de réaction qui peuvent se produire dans le réservoir ainsi que les conditions et les minéraux qui déclenchent ces réactions sont principalement étudiés dans le cadre d'expériences isolées en laboratoire et il existe très peu de données provenant d'observations et de mesures in situ (souterraines). Sur la base des connaissances et des idées actuelles, **les actions suivantes sont recommandées** par Hydrogen TCP-Task 42 (2023 : [68]) **afin d'obtenir des outils améliorés qui aident les opérateurs et les parties prenantes concernées à anticiper, éviter et/ou minimiser les impacts des processus de réaction de l'hydrogène souterrain :**

- **établir une base de données avec les résultats des tests de plusieurs environnements géologiques.** Cela contribuera à élargir la compréhension de la variété des conditions dans lesquelles les réactions se produisent et stimulera une approche plus courante et standardisée en matière d'échantillonnage, d'analyse et de reporting ;
- **déterminer les conditions géologiques et opérationnelles optimales.** Cela améliorera la sélection et la maturation des sites, la conception des installations UHS et la spécification des paramètres opérationnels ;
- **quantifier les processus couplés en milieu souterrain dynamique.** Ceci est indispensable pour comprendre et prédire les interactions complexes qui ont lieu dans l'environnement souterrain réel.

### 4.3 Contrôle de l'étanchéité du puits d'injection / soutirage

**L'étanchéité du puits est vérifiée par un test appelé test d'intégrité mécanique** (Crotofino, 1995 : [30]). Le test d'intégrité mécanique moderne se base sur une approche de bilan de masse utilisant l'azote. L'exploitant du stockage doit recueillir des données relatives à l'azote afin de démontrer correctement l'étanchéité du puits au gaz stocké (Bérest et al., 2021 : [9]).

Réveillère (2021 : [109]) rappelle que la terminologie de « Mechanical Integrity Test » des puits de cavités salines a été inventée aux États-Unis, dérivant d'une exigence fédérale américaine imposant de tester l'intégrité mécanique des puits d'injection. La loi impose de tester « l'intégrité mécanique » des puits tous les 5 ans. **L'intégrité mécanique est définie comme l'absence de fuites significatives dans le cuvelage de production (casing), la colonne de travail (tubing) ou l'obturateur annulaire (packer), voir Figure 1.** Contrairement à l'Amérique du Nord, il n'existe actuellement pas de réglementation uniforme régissant les cavités saline en Europe, c'est pourquoi les tests d'intégrité sont toujours effectués de différentes manières :

- en Allemagne, selon Bernhardt (2019 : [11]), l'étanchéité des puits de stockage est une obligation réglementaire : « Avant le début et après l'achèvement de la création de la cavité par dissolution, un test d'intégrité doit être effectué pour prouver l'étanchéité dans la zone située entre le dernier tubage cimenté. et la formation géologique » ;
- en France, **chaque demande de nouveau puits de stockage doit inclure une proposition détaillée des procédures d'essais. Le candidat doit tenir compte des pratiques d'ingénierie et de pointe actualisées.** Cela conduit à diverses techniques de test selon les exploitants. Réveillère (2021 : [109]) indique les écarts entre les procédures de Storengy, décrite par Hévin (2019 : [63]) et celle de Geostock ;
- au Royaume-Uni (Bernhardt (2019 : [11]), aucune loi n'énonce d'exigences techniques prescriptives explicites concernant les systèmes de barrières pour les puits souterrains (par exemple, tests d'intégrité). Cependant, une proposition sera évaluée par rapport aux « bonnes pratiques ». La situation est donc assez similaire à celle française.

Réveillère (2021 : [109]) souligne que **plusieurs méthodes d'interprétation peuvent s'appliquer pour interpréter les mesures réalisées pendant le test.** Par exemple, pour l'interface azote/saumure MIT qui est le type d'essai le plus fréquemment appliqué, on distingue :

- le test d'observation de pression : il repose uniquement sur la mesure de la pression en tête de puits. Son principal avantage est de ne pas nécessiter de diagraphie ni de tester l'ensemble de la cavité. Cependant, le fait que cela s'applique à l'ensemble du volume de la cavité rend cette méthode peu précise. Par ailleurs, elle suppose un équilibre thermique parfait dans la cavité ;
- le bilan volumique in situ : le test s'appuie sur deux logs PNT<sup>46</sup> pour mesurer la profondeur de l'interface azote/saumure, et donc le volume d'azote. D'où il peut être déduit un taux de fuite. C'est la méthode d'interprétation la plus répandue. Elle suppose également un équilibre thermique parfait, mais est très précise si cette condition est remplie ;
- le test d'observation de la différence de pression : il s'appuie également uniquement sur les mesures de pression en tête de puits, mais utilise essentiellement les différences de pression pour estimer la profondeur de l'interface (sans utiliser d'outil de diagraphie). Comme la température n'est pas mesurée, l'équilibre thermique est également supposé ;
- le bilan de masse in situ : il est similaire au bilan volumique, mais en plus, la température est également mesurée lors des enregistrements PNT et utilisée pour établir des profils de densité et en déduire des masses d'azote. Si la température est stable pendant le test, cela équivaut à la méthode du bilan volumique. Mais cela permet également des interprétations précises lorsque l'équilibre thermique n'est pas atteint, car la température est mesurée et les effets thermiques pris en compte.

**Dans le cadre du programme européen HYPSTER, des essais ont été réalisés dans la cavité pilote EZ53 de Storengy** (Hevin, 2023 : [64]). Avant de remplir le pilote d'hydrogène, il a été décidé de réaliser des essais avec de l'azote, puis de reproduire ces essais avec de l'hydrogène. L'objectif est d'une part de vérifier qu'il n'y avait pas de problème d'étanchéité avec l'azote (gaz présentant peu de risque) et d'autre part de permettre de constituer une référence pour interpréter les essais à l'hydrogène par comparaison aux essais à l'azote (en détectant ainsi une éventuelle spécificité du comportement du puits à l'hydrogène par rapport à l'azote). Le programme d'essais prévoyait trois niveaux d'interface de sorte à :

- tester les éléments nouvellement installés dans le puits (interface au-dessus du sabot) ;
- tester le sabot du cuvelage cimenté (interface en dessous du sabot) ;
- tester le sel sur toute la hauteur de cheminée (interface proche du toit de la cavité).

La Figure 5 présente les trois essais à l'azote tels qu'ils ont été réalisés. Les pressions en tête varient légèrement en fonction de la densité réelle des fluides dans le puits.

D'après Hevin (2023 : [64]), les résultats obtenus :

- montrent un niveau d'étanchéité élevé avec aucune perte d'azote détectable. Chaque essai a permis de démontrer l'étanchéité du puits avec de l'azote à différents niveaux. Ils ouvrent donc à la possibilité de réaliser les essais avec de l'hydrogène (ce qui est prévu début 2024) ;

---

<sup>46</sup> La principale technique de diagraphie utilisée pour mesurer la profondeur de l'interface est un outil à neutrons pulsés (PNT), émettant des neutrons et détectant des rayons gamma, qui permet de détecter les changements de l'environnement à la profondeur de l'outil entre une saumure et un gaz ou un hydrocarbure liquide.

- ont permis d'identifier des points d'amélioration de la procédure d'essai qui seront pris en compte pour la réalisation des essais à l'hydrogène et obtenir ainsi un niveau de précision plus fin : meilleure estimation de la densité de saumure, temps de stabilisation un peu plus long avant le démarrage de la période d'observation de la 1ère interface, positionnement de l'interface dans une zone à petit diamètre pour la 3ème interface. Cela permettra de vérifier l'étanchéité du système à l'hydrogène en vue des essais de cyclage qui suivront.

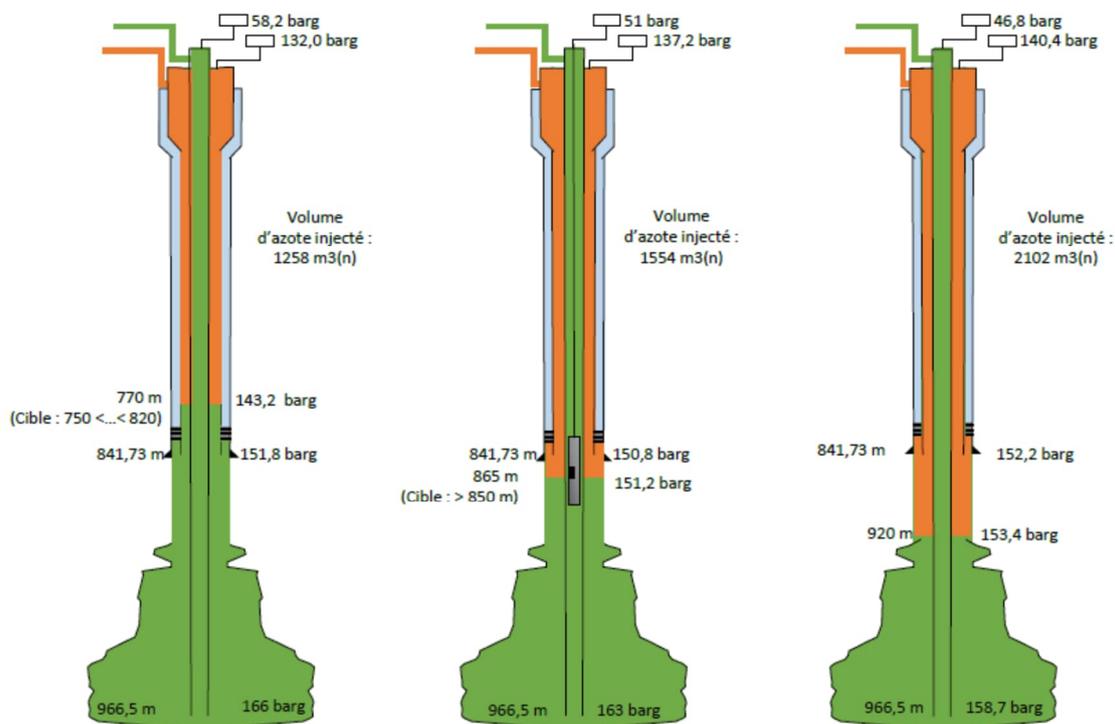


Figure 5 : Les trois essais à l'azote réalisés dans la cavité EZ53 (Hévin, 2023 : [64])

#### 4.4 Développement d'un monitoring adapté

D'après (IEA, 2023 : [71]), l'hydrogène n'est pas un gaz à effet de serre (GES), mais il interagit avec d'autres composés présents dans l'atmosphère, affectant la concentration des GES en méthane, en ozone troposphérique et en vapeur d'eau stratosphérique<sup>47</sup>. Bien que l'hydrogène n'ait pas de potentiel de réchauffement planétaire (PRG) défini par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), les dernières estimations scientifiques suggèrent que l'hydrogène pourrait avoir un PRG sur un horizon de 100 ans de  $11,6 \pm 2,8$  kg d'équivalent  $\text{CO}_2$ / kg $\text{H}_2$ . L'hydrogène a une durée de vie atmosphérique courte et les estimations suggèrent que son potentiel de réchauffement climatique sur un horizon de 20 ans serait plus de trois fois supérieur à son impact sur 100 ans.

Compte tenu de la petite taille des molécules d'hydrogène, de sa diffusivité élevée et de sa faible viscosité, des fuites peuvent se produire pendant le transport ou le stockage de l'hydrogène. Cependant, les informations quantitatives sur ces fuites d'hydrogène restent limitées. L'atténuation des impacts climatiques potentiels nécessitera des recherches plus approfondies pour développer des technologies et des pratiques opérationnelles qui minimisent les fuites, ainsi que des mécanismes robustes de détection et de réparation des fuites.

Le contrôle des fuites dans les puits d'injection / soutirage de gaz naturel en cavité saline est assuré par plusieurs barrières comme la colonne de production, les cuvelages et cimentations associées, les

<sup>47</sup> L'hydrogène peut entraîner une augmentation de la durée de vie et de la concentration de certains gaz à effet de serre (<https://www.france-hydrogene.org/publication/note-de-decryptage-les-fuites-dhydrogene-et-leur-impact-potentiel-sur-le-climat/>).

valves (Figure 1), de sorte que la défaillance d'une barrière puisse être compensée par la présence de barrières toujours fonctionnelles (SODM, 2019 : [119]).

**Afin d'éviter des fuites de gaz incontrôlées dans n'importe quelle partie du puits, une évaluation minutieuse de l'intégrité du puits est nécessaire dans des conditions de stockage opérationnelles, pour lesquelles de nombreuses procédures techniques, opérationnelles et organisationnelles doivent être appliquées** (DBI-GUT, 2017 : [37])<sup>48</sup>.

**Si la présence de H<sub>2</sub>S est suspectée dans le flux de gaz, des mesures de sécurité supplémentaires sont nécessaires** (alarme d'évacuation pour un seuil de H<sub>2</sub>S de 1,6 ppm ; au-dessus de 5 ppm, l'utilisation d'une protection respiratoire est requise, soit en utilisant un appareil respiratoire indépendant, soit par un détecteur personnel de H<sub>2</sub>S en combinaison avec un masque d'évacuation (SPCS, 2020 : [122]).

**Seules quelques technologies existent pour la détection des fuites d'hydrogène.** Ces mesures sont actuellement insuffisantes car elles se concentrent (pour des raisons de sécurité) sur **l'identification des fuites importantes et potentiellement explosives. Les techniques disponibles manquent de rapidité et de sensibilité pour mesurer des fuites plus petites.** Plusieurs projets ont été toutefois annoncés en 2023 :

- développement d'un capteur d'hydrogène utilisant la spectroscopie laser capable de détecter des fuites aussi basses que 10 ppb en une seconde par la société américaine Aerodyne Research : <https://aerodyne.com/> (collaboration EDF (<https://www.edf.org/>) et DOE : <https://www.novethic.fr/lexique/detail/departement-of-energy.html>). Le capteur reste coûteux (environ 100 000 dollars) et n'est pas encore commercialisé ;
- la société américaine NETL (<https://www.netl.doe.gov/>) a obtenu un brevet pour un capteur optique d'hydrogène capable de mesurer l'hydrogène dans les installations de stockage souterraines. Une précision du ppm est atteinte en utilisant plusieurs points de détection ;
- démarrage du projet Green2TSO-OPHYCS ([https://www.clean-hydrogen.europa.eu/projects-repository/ophythcs\\_en](https://www.clean-hydrogen.europa.eu/projects-repository/ophythcs_en)) visant à développer de nouveaux capteurs à fibre optique pour la détection continue des fuites d'hydrogène dans les processus de production, de transport et de stockage. Le projet vise à développer de nouveaux capteurs à fibre optique pour la détection continue des fuites d'hydrogène dans les processus de production, de transport et de stockage.

En cas de fuite en surface, une détection précoce est importante pour permettre une réponse rapide, limiter le volume de la fuite et donc l'impact potentiel sur la santé, la sécurité et l'environnement. Cependant, l'hydrogène gazeux et le méthane sont indétectables par les sens humains car les deux gaz sont incolores, inodores et insipides. Afin de pouvoir détecter le gaz naturel, un agent odorant contenant du soufre a été ajouté. Malheureusement, **il n'existe pas de substances odorantes connues suffisamment légères pour « voyager » avec l'hydrogène au même taux de dispersion, ce qui rend difficile la détection de l'hydrogène gazeux** (H2Tools, 2020 : [56]).

Sur les plateformes de production d'hydrocarbures (gaz), plusieurs types de détecteurs de fuites de gaz et de flammes sont utilisés (par exemple, détecteur de fuite de gaz à ultrasons, détecteur de gaz à chemin ouvert, détecteur de gaz IR (infrarouge), détecteurs de flamme IR - Koelewijn et al., 2020 : [83]). Cependant, ces détecteurs ne sont pas adaptés à la détection de l'hydrogène. **Il existe des détecteurs spécifiques à l'hydrogène, par exemple le détecteur à billes catalytiques** (<https://www.electricity-magnetism.org/fr/capteur-a-billes-catalytiques/>) **qui permet de détecter l'hydrogène aux niveaux de limite inférieure d'inflammabilité (LFL).** Ces capteurs peuvent détecter tout gaz combustible qui se combine à l'oxygène pour générer de la chaleur. De plus, lorsque l'hydrogène s'enflamme, il produit une flamme bleu pâle presque invisible et une faible chaleur radiante, ce qui entraîne une détectabilité réduite de l'hydrogène enflammé par rapport au méthane. **Les détecteurs capables de détecter les flammes d'hydrogène** comprennent : les détecteurs thermiques, les détecteurs UV et/ou les détecteurs IR multispectraux, qui ont la capacité de détecter le spectre non visible du rayonnement électromagnétique (Koelewijn et al., 2020 : [83]).

Des fuites pourraient également se produire dans le sous-sol, soit en raison de trajectoires géologiques imprévues, soit (de manière plus réaliste) le long du puits de forage. Une fuite le long du puits de forage se produit lorsque plusieurs barrières sont défaillantes. La surveillance de ces barrières permet de

---

<sup>48</sup> Aux Pays-Bas, la norme NOGEPa 41 décrit les exigences de conception des puits et exige également l'utilisation de plusieurs barrières (<https://www.nogepa.nl/download-file/41>).

détecter les fuites à un stade précoce. Par exemple, pour détecter une fuite du packer ou du tube de production, la pression dans l'espace annulaire entre la colonne de production et le dernier cuvelage est surveillée (voir Figure 1). Si de l'hydrogène pénétrait dans cet espace annulaire, on pourrait détecter une augmentation de la pression. **La détection des fuites à partir de la cavité de stockage elle-même est beaucoup plus difficile, notamment parce que les taux de fuite sont généralement faibles, en regard du volume de produit stocké.** Bien que la pression dans la cavité de stockage soit surveillée, le changement de pression dû à une fuite aussi lente n'est pas mesurable.

L'observation des processus géochimiques et microbiens est maîtrisée dans un environnement de laboratoire. **Dans le sous-sol, nous ne pouvons détecter de telles réactions que via des indicateurs indirects de conversion potentielle** (par exemple, perte d'hydrogène, impuretés dans l'hydrogène produit à partir du réservoir de stockage). Les actions suivantes sont nécessaires pour accroître la capacité d'observer et d'évaluer les réactions de l'hydrogène dans l'environnement souterrain et pour répondre de manière adéquate aux réactions observées (TCP-Task 42, 2023: [68]) :

- **amélioration des modèles** à partir des observations souterraines afin de **mieux prédire** les réactions et les impacts et **dimensionner une surveillance adaptée** ;
- développement de méthodes de **surveillance continue efficaces et peu coûteuses pour détecter les fuites de H<sub>2</sub> des puits**. Cela permettrait d'identifier les maillons faibles de l'infrastructure du puits et de limiter les fuites/pertes d'H<sub>2</sub> ;
- détermination des **seuils d'observation des réactions et des impacts** ;
- définir des **règlementation adaptées** permettant de préciser les objectifs de surveillance et les actions à mener pour répondre aux observations.

#### 4.5 Recommandations concernant la gestion de la sécurité du stockage

**En phase d'avant-projet, il est important d'obtenir un état de référence des puits et du stockage existants.** La réutilisation d'un puits peut présenter des avantages significatifs pour un projet en réduisant les coûts et, dans les strates difficiles à forer, en réduisant les risques du projet en réutilisant un puits de forage établi (Hydrogen TCP-Task 42, 2023 : [68]). Cependant, il est peu probable que le puits ait été conçu pour l'injection d'hydrogène. Par conséquent, des études préalables à l'intégrité des puits seront essentielles pour garantir que tout puits réutilisé fonctionnera correctement pendant le cycle de vie du projet, ou s'il ne peut pas être réutilisé, il devra être abandonné conformément à la réglementation. L'état de référence du puits pourrait inclure notamment l'évaluation de l'état des cimentations et la corrosion des cuvelages, de l'historique de pression et de l'établissement de barrières. Une telle évaluation dépendra des exigences réglementaires locales.

Il est également nécessaire de connaître l'état de référence du réservoir avant l'injection. Cet état doit refléter la situation actuelle en termes de niveaux d'affaissement et de sismicité causés par les activités souterraines à proximité. À partir d'une telle analyse des risques du projet, un plan de modélisation et un plan de surveillance peuvent être conçus qui permettront la détection de tout risque susceptible de se développer au cours du projet.

**Lors de la phase opérationnelle, il faut veiller tout d'abord à contrôler la conformité des installations en vérifiant qu'elles fonctionnent comme prévu selon les normes internes et les réglementations en vigueur.** Il faut ensuite réaliser une surveillance pour atténuer les risques et réduire les conséquences des événements indésirables qui peuvent survenir dans l'installation en surface et dans le sous-sol, en particulier les fuites d'hydrogène, la sismicité (induite) et l'affaissement. Une suite d'outils de surveillance adaptés à chaque phénomène sera nécessaire. Le paramétrage de la surveillance sera étroitement lié à la réglementation, à la compréhension/définition des taux de fuite acceptables, ainsi qu'aux niveaux d'affaissement et de sismicité.

La surveillance inclura en particulier :

- un **monitoring des caractéristiques du gaz en entrée et en sortie**, ainsi que de la pression et de la composition du gaz dans l'annulaire de contrôle ;
- une **surveillance de la corrosion et de l'érosion des parties métalliques** de l'architecture du puits ;
- des **tests d'intégrité de la fonctionnalité du SSSV** (subsurface safety valve) **et des autres barrières** ;
- des systèmes de surveillance distribués couvrant les mouvements de terrain (sismicité) et les déformations (affaissement).

Il est important de noter que **l'installation des dispositifs de surveillance est susceptible de nécessiter le déploiement des capteurs requis à travers l'architecture du puits**. L'installation des capteurs peut avoir un impact sur l'intégrité du puits lorsque leur installation nécessite le passage de câbles à travers des barrières (un packer par exemple).

Enfin, la validité pour le stockage d'hydrogène des procédures et instructions existantes applicables au stockage du gaz naturel doit être évaluée. **Si elles s'avèrent invalides, les procédures devront être ajustées** ou de nouvelles solutions techniques devront être développées.

Il apparaît nécessaire de **prévoir des recherches plus approfondies en matière de sécurité et de surveillance du stockage de l'hydrogène** notamment sur les sujets suivants :

- test d'étanchéité aux gaz du puits décrit dans le § 4.3 (des tests sont en cours dans le cadre du programme européen HYPSTER) ;
- disponibilité d'outils de mesure applicables dans un environnement hydrogène ;
- détection des fuites et évaluation des taux de fuite acceptables ;
- surveillance de la qualité du gaz, qui inclut celle des processus microbiologiques et chimiques ;
- odorisation de l'hydrogène (naturellement inodore) pour faciliter sa détection.

#### 4.6 Amélioration de la sécurité du transport de l'H<sub>2</sub> vers le site de stockage

Il est envisagé une réutilisation des infrastructures de transport de gaz naturel existantes pour acheminer l'hydrogène pur depuis ou vers le site de stockage (ENTSOG et al., 2021 : [46] ; IEA, 2022 : [79]). **Selon le consortium « Gas for Climate » (<https://gasforclimate2050.eu/>), les infrastructures de gaz naturel existantes ne nécessitent pas de modifications importantes pour être adaptées au transport d'hydrogène pur**. Cependant, la prise de décision et les modifications éventuelles à prévoir doivent être examinées au cas par cas en tenant compte de l'état technique du gazoduc.

Les principales étapes du processus de reconversion du réseau de transport comprennent :

- la gestion de l'intégrité des canalisations et des raccords en acier : la fragilisation par l'hydrogène peut en principe accélérer la propagation des fissures. Ce phénomène est amplifié si le pipeline présente déjà des fractures et s'il est soumis à des contraintes dynamiques dues aux fluctuations de la pression interne. Il est **nécessaire de surveiller en permanence la croissance des fissures. L'étanchéité du système doit être correctement certifiée** (y compris celle des vannes) ;
- la compression de l'hydrogène : l'utilisation du réseau de transport pour faire circuler de l'hydrogène pur pourrait nécessiter **l'installation de nouvelles turbines et de nouveaux compresseurs** ;
- le remplacement des équipements de mesure<sup>49</sup> : les chromatographes en phase gazeuse doivent être équipés d'une colonne supplémentaire capable de mesurer l'hydrogène. Dans le cas où des transducteurs de pression à membranes dédiées capables de gérer l'hydrogène doivent être utilisés, **les compteurs de gaz doivent être prêts à fonctionner correctement avec l'hydrogène**. Le logiciel de calcul de débit doit être mis à niveau, en développant des algorithmes de calcul adapté à l'hydrogène (METI, 2023 : [105]).

Avant de réutiliser les réseaux de gaz naturel pour le transport de l'hydrogène, il est recommandé (ACER, 2021 : [47] ; European Hydrogen Backbone, 2020 : [48]) : de **remplacer les canalisations endommagées**, de rajouter une **couche de revêtement interne** aux canalisations pour permettre le fonctionnement avec de l'hydrogène pur à haute pression, de **remplacer les raccords de vannes**, de mettre en place une **surveillance des canalisations pour identifier les fissures**.

**L'élimination complète des résidus de soufre utilisés pour l'odorisation du gaz naturel**, ainsi que des autres résidus présents dans le réseau constituent un défi technique. En effet on a vu dans le § 4.2 que certaines applications de l'hydrogène (piles à combustible) nécessitent une grande pureté. La présence de trace de soufre pourrait compromettre l'usage de l'H<sub>2</sub> pour les piles à combustible pour lesquelles une pureté de 99,97 % est exigée. à moins de disposer d'un adsorbant performant.

---

<sup>49</sup> De nouveaux matériaux et composants peuvent être nécessaires pour résister à long terme sous une exposition prolongée à l'hydrogène (problème d'assombrissement des fibres optiques) ou au H<sub>2</sub>S (les chromatographes en phase gazeuse ont des problèmes de mesure suite à une exposition prolongée au H<sub>2</sub>S).

## 4.7 Synthèse

Les moyens pouvant être mis en place pour minimiser les risques induits par la réutilisation d'un ancien stockage de gaz naturel pour y stocker de l'hydrogène visent à :

- **Améliorer l'état du puits d'injection/soutirage en rendant les composants de la complétion des puits** (alliages d'acier, ciment, joints et packers en élastomère) **résistants à l'hydrogène, ainsi qu'aux sollicitations opérationnelles spécifiques** :
  - composants métalliques du puits : en présence d'hydrogène gazeux pur à une pression < 100 à 120 bars, utilisation possible des aciers suivants : VM55W, K55, VM80S, L80, acier inoxydable austénitique (riche en nickel), éviter les alliages d'acier contenant du carbone ;
  - cimentation : perméabilité des cimentations peu affectée par l'hydrogène (travaux complémentaire à prévoir toutefois sur l'impact de H<sub>2</sub> sur le processus de durcissement) ; optimisation des propriétés thermomécaniques pour atténuer les dommages causés par les sollicitations opérationnelles ;
  - connexions, les vannes et les barrières : utilisation d'un packer à base de caoutchouc nitrile hydrogéné ; utilisation possible de robinets à tournant sphérique pour les vannes ; vérifier la performance des barrière ; adapter les normes en ajustant les débits de fuite admissible ;
- **Maitriser la pureté et la quantité de l'hydrogène stocké** : exigence de pureté varie selon l'usage de l'hydrogène (99,97 % pour les piles à combustible, 98 % pour les chaudières à hydrogène) ; optimiser le processus de purification à l'aide d'outil numérique afin de réduire les coûts ; mesurer la concentration de bactéries sulfato-réductrices (SRB) préalablement au choix du site ; réduire la production de H<sub>2</sub>S : en modifiant les conditions d'exploitation de la cavité, en modifiant le pH, en injectant du fer aqueux, du FeCl<sub>2</sub> ou du NaOH, en utilisant un bactéricide ; éviter l'interaction de l'hydrogène avec le gaz naturel résiduel en re-lessivant la cavité ou en retirant la saumure ;
- **Contrôler l'étanchéité du puits d'injection / soutirage** : réalisation du test d'intégrité mécanique » pour vérifier l'absence de fuites significatives dans le cuvelage de production (casing), la colonne de travail (tubing) ou l'obturateur annulaire (packer) ; plusieurs variantes et interprétations possibles selon la précision attendue ; optimisation du mode opératoire dans le cadre de tests en cours sur des pilotes de stockage ;
- **Mettre en place un monitoring adapté** : les technologies de mesure actuelle permettent d'identifier les fuites importantes et potentiellement explosives ; ces techniques manquent de rapidité et de sensibilité pour mesurer les fuites plus petites (nouveaux capteurs en cours de développement ou de test : capteur d'hydrogène utilisant la spectroscopie laser, détecteur à billes catalytiques) ; nécessité de contrôler la vitesse d'écoulement de l'hydrogène pour minimiser l'érosion ; pas d'agent odorant connu pour faciliter la détection de l'hydrogène ; détection indirecte des processus géochimiques et microbiens (perte d'hydrogène, impuretés dans l'hydrogène) par le suivi et l'analyse des flux de production ; nécessité : d'améliorer les modèles pour dimensionner la surveillance, de développer une surveillance continue efficaces et peu coûteuses, de préciser les seuils d'observation des réactions et des impacts ;
- **Optimiser la gestion de la sécurité du stockage** : obtenir un état de référence des puits et du stockage existants en phase d'avant-projet ; sur cette base, concevoir un plan de modélisation et de surveillance qui permettront la détection de tout risque susceptible de se développer au cours du projet ; lors de la phase opérationnelle, contrôler la conformité des installations avec les normes internes et les réglementations en vigueur ; la surveillance doit inclure : un monitoring des caractéristiques du gaz en entrée et en sortie et dans l'annulaire de contrôle, une surveillance de la corrosion et de l'érosion des parties métalliques de l'architecture du puits, des tests d'intégrité de la fonctionnalité du SSSV et des autres barrières ; des systèmes de surveillance distribués pour les mouvements de terrain ;
- **Améliorer la sécurité du transport de l'H<sub>2</sub> vers le site de stockage** : pas de modifications importantes à prévoir pour adaptées l'infrastructure au transport d'hydrogène pur : remplacer les canalisations endommagées, rajouter une couche de revêtement interne aux canalisations, remplacer les raccords de vannes, mettre en place une surveillance des canalisations pour identifier les fissures, élimination complète des résidus de soufre utilisés pour l'odorisation du gaz naturel.

## 5 Conclusions

**Les difficultés identifiées pour la reconversion des anciennes cavité de stockage de gaz naturel en stockage d'hydrogène ont été évaluées.** Elles sont liées notamment aux spécificités de l'hydrogène (facilité à fuir, fortes interactions avec son environnement) et à la conception du stockage (pas forcément adapté pour l'hydrogène, conditions d'exploitation propres à ce type de stockage).

Le Tableau 2 résume les **principaux risques et impacts liés à la réutilisation d'une cavité saline et propose des remédiations possibles.** Il est recommandé de bien comprendre et d'atténuer les risques avant le début d'un projet, la meilleure option d'atténuation restant une sélection optimale du site. En effet, si les problèmes surviennent pendant l'exploitation, les options d'atténuation sont généralement limitées et plus coûteuses.

*Tableau 2 : Description et évaluation des principaux risques et impacts liés à la réutilisation d'une cavité saline pour un stockage d'H<sub>2</sub> - Stratégies d'atténuation possibles*

Danger ou effet indésirable	Description	Barrière de prévention	Contrôle/ Barrière de protection	Type de risque
Réduction du volume de stockage disponible.	Le fluage du sel peut entraîner la fermeture des cavités et la perte du volume de stockage disponible.	Limites de profondeur des cavités. Évaluer les caractéristiques du sel.	Contrôle de la pression et de la géométrie de la cavité	Technique
Réduction qualitative et quantitative des flux de production.	Problèmes de mélange dus aux gaz résiduels dans la cavité. Dissolution de l'hydrogène dans les fluides présents (saumure, hydrocarbures). L'activité microbienne peut entraîner une diminution de l'hydrogène, une augmentation du H <sub>2</sub> S.	Biocides, lessivage de la cavité, récupération de la saumure. Sélection du site sur la base d'une analyse l'état minéralogique, chimique, physique et microbiologique.	Suivi des performances de débit et de la pureté du gaz soutiré.	Technique, Sécurité, Economique
Acidification et formation de H <sub>2</sub> S.	L'activité microbienne peut entraîner la formation de H <sub>2</sub> S, un gaz toxique et corrosif si du sulfate est présent. Cette activité est renforcée par la présence d'hydrogène et de sources de carbone facilement dégradables.	Biocides, nitrates, injection de Fe aqueux, de FeCl <sub>2</sub> , de NaOH. Sélection du site (mesure concentration en SRB)	Traitement post-production approprié de l'H <sub>2</sub>	Technique, Sécurité, Economique
Corrosion de l'acier.	Une corrosion influencée par les microbes (CIM) peut se produire dans des environnements contenant des micro-organismes actifs. On ne sait pas si l'hydrogène stimule la CMI (en raison de la stimulation de l'activité microbienne) ou limite la CMI (en raison de l'offre d'un donneur d'électrons alternatif au lieu de fer)	Contrôle de l'état initial des parties métalliques. Choix de matériaux plus adapté (VM55W, K55, VM80S, acier inoxydable riche en Ni, faible en carbone. Biocides. Revêtements. Protection cathodique	Contrôle périodique de l'état des cuvelages.  Contrôle de la vitesse de circulation de l'H <sub>2</sub> .	Technique Economique
Fuite d'hydrogène.	Les fuites d'hydrogène depuis les stockages vers les eaux souterraines affecteront les communautés microbiennes des eaux souterraines et les cycles de nutriments associés.	Contrôle initial des cimentations, des connexions et des vannes. Contrôle de l'intégrité du puits (test d'intégrité mécanique adapté) Evaluation de l'impact du fluage du sel. Renforcement des composants du puits.	Contrôle périodique de l'état du puits.  Monitoring gaz (capteurs adaptés)	Technique Sécurité

Si les exigences fonctionnelles des puits de stockage d'hydrogène ne diffèrent pas de celles des puits de stockage de gaz naturel, il doivent être conçus avec des matériaux compatibles avec l'hydrogène pur sous forte pression ainsi qu'avec les produits qui pourraient être générés par des réactions chimiques et microbiologiques avec l'hydrogène lors des opérations de stockage, comme le H<sub>2</sub>S (DBI-GUT, 2017 : [37]) ; Hydrogen TCP-Task 42, 2023 : [68]).

**Des travaux complémentaires sont encore nécessaires** de la part des chercheurs et des opérateurs pour réduire les risques et incertitudes techniques et économiques associés aux projets souterrains d'hydrogène :

En ce qui concerne le choix des matériaux :

- améliorer la conception des puits de stockage d'hydrogène : sélection des matériaux (types d'acier, types de ciment, packers/élastomères) capable de résister aux agressions de l' $H_2$  et des produits qui pourraient être générés à partir de l' $H_2$  (comme l' $H_2S$ ) ; évaluer l'impact à long terme de l'exposition à l'hydrogène sur la durabilité des matériaux sous des variations (rapides) cycliques de pression et de température ;
- préciser l'impact des pressions partielles élevées d'hydrogène sur la corrosion induite microbiologiquement (CMI) ;
- évaluer si les inhibiteurs de corrosion<sup>50</sup> standards du pétrole et du gaz sont également viables pour l'hydrogène ;
- préciser l'impact des contraintes cycliques (mécaniques, thermiques) combinées à l'exposition à des conditions (humides) d'hydrogène sur l'intégrité des cuvelages et des cimentations.

En ce qui concerne l'exploitation du stockage :

- améliorer la compréhension du soulèvement/affaissement potentiel de la surface (et de la sismicité induite résultante potentielle) et établir des paramètres opérationnels sûrs ( $P_{min}$ ,  $P_{max}$ , fréquence des cycles ...) pour minimiser l'apparition de tels effets et garantir que les impacts ne dépassent pas les normes locales de sécurité et environnementales ;
- déterminer les interactions plausibles qui pourraient se produire entre les performances du stockage, des puits et les installations de surface (traitement) conduisant à une optimisation de la plage de pression, de la cyclicité, de la composition du gaz et de la contamination ;
- établir des modèles couplés capables d'évaluer et de prédire de manière fiable les impacts sur les performances de plusieurs processus. Par exemple, la solubilité de l'hydrogène dans la saumure et le potentiel de stimulation microbienne et de réactions géochimiques.

En ce qui concerne le maintien de la quantité et de la qualité de l'hydrogène stocké :

- rechercher des conditions à l'intérieur du réservoir qui réduisent la conversion microbienne de l'hydrogène en  $H_2S$  ;
- identifier et utiliser des biocides à faible impact environnemental.

En ce qui concerne les moyens de contrôle et le monitoring :

- évaluer les méthodes d'essai pertinentes ainsi que les installations et équipements appropriés pour tester le taux de fuite à travers les constituant du puits (ciment, cuvelages, colonne de travail, packer, connexions entre tubes). Préciser les taux de fuite admissibles ;
- actualiser les normes d'intégrité des puits déjà existantes (ISO 16530, API 1171) notamment en ce qui concerne la gestion opérationnelle de la pression de l'espace annulaire ;
- vérifier si l'équipement standard de monitoring et de surveillance (jauges de pression/température, outils de mesure et câblage associé, ...) est compatible avec l'hydrogène ;
- développer des stratégies de surveillance et définir des critères de taux de fuite pour les tests d'intégrité des cavités.

---

<sup>50</sup> Un inhibiteur de corrosion est un composé chimique qui, ajouté à faible concentration au milieu corrosif, ralentit ou stoppe le processus de corrosion d'un métal placé au contact de ce milieu.

## 6 Références

- [1] Aftab A., Hassanpouryouzband A., Martin Abby, Kendrick Jackie E., Thaysen Eike M., Heinemann Niklas, Utley James, Wilkinson Mark, Haszeldine R. Stuart, Edlmann Katriona, 2023 : « Geochemical integrity of wellbore cements during geological hydrogen storage », Environ. Sci. Technol. Lett. ([Geochemical Integrity of Wellbore Cements during Geological Hydrogen Storage | Environmental Science & Technology Letters \(acs.org\)](https://doi.org/10.1039/c3em00001a)).
- [2] Allahviridzadeh P., 2020 : « A review on geothermal wells: Well integrity issues », J. Clean. Prod., 275 (2020), Article 124009.
- [3] Alms K., Benedikt Ahrens, Marieke Graf and Mathias Nehler, 2023 : « Linking geological and infrastructural requirements for large-scale underground hydrogen storage in Germany », Front. Energy Res, 2 juin (<https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1172003>).
- [4] Amid A., Mignard D., Wilkinson M., 2016 : « Seasonal storage of hydrogen in a depleted natural gas reservoir », International Journal of Hydrogen Energy, vol. 41, no. 12, p. 5549–5558, 2016 (<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.02.036>).
- [5] Bai M., Qiao Z., 2012 : « Well Integrity analysis of injection wells during CO<sub>2</sub> sequestration », Oil Drilling Prod. Technol., 34 (4) (2012), pp. 85-88.
- [6] Bai M., Kaoping Song, Yuxue Sun, Mengqi He, Yang Li, Jianpeng Sun, 2014 : « An overview of hydrogen underground storage technology and prospects in China », Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 124, December 2014, Pages 132-136 (<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.09.037>).
- [7] Bérest P., Brouard B., 2003 : « Safety of Salt Caverns Used for Underground Storage Blow Out; Mechanical Instability; Seepage; Cavern Abandonment », Oil & Gas Science and Technology Rev IFP, 58, 3 361-384 (<https://doi.org/10.2516/ogst.2003023>).
- [8] Bérest P., H. Djizanne, B. Brouard, and A. Frangi. 2013 : « A Simplified Solution for Gas Flow During a Blow-out in a H<sub>2</sub> or Air Storage Cavern », In SMRI, spring 2013 meeting, S. 125. Lafayette, Louisiana, USA: SMRI.
- [9] Bérest P., A. Réveillère, J. Evans, M. Stöwer, 2019 : « Review and analysis of historical leakages from storage salt caverns wells », Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies Nouvelles, vol. 74, no. 27 (<https://doi.org/10.2516/ogst/2018093>).
- [10] Bérest P., B. Brouard, G. Hévin, and A. Réveillère, 2021 : « Tightness of salt caverns used for hydrogen storage », In SMRI Spring 2021 Virtual Technical Conference. Solution Mining Research Institute.
- [11] Bernardt, H., 2019 : « Technical and Legal Regulations for Integrity Tests for Underground Gas Storage in Selected European Countries », Proc. SMRI Technical Classes, Spring (New Orleans) and Fall (Berlin),
- [12] Berta M., Dethlefsen F., Ebert M., Schäfer D., Dahmke A., 2018 : « Geochemical effects of millimolar hydrogen concentrations in groundwater: an experimental study in the context of subsurface hydrogen storage », Environ Sci Technol, 52 (8) (2018), pp. 4937-4949 (<https://doi.org/10.1021/acs.est.7b05467>).
- [13] Beuth Verlag GmbH (2019). Din en 17124, 2022-12: Wasserstoff als Kraftstoff - Produktfestlegung und Qualitätssicherung - Protonenaustauschmembran (PEM) - Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge. Berlin, Germany: Beuth Verlag GmbH. doi:10.31030/2839235.
- [14] BloombergNEF, 2020 : « Hydrogen Economy Outlook. Key messages », March 30. (<https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>).
- [15] Boersheim E.C., V. Reitenbach, D. Albrecht, D. Pudlo, and L. Ganzer. 2019 : « Experimental investigation of integrity issues of UGS containing Hydrogen », In SPE EuropEC featured at 81st EAGE Conference and Exhibition (<https://doi.org/10.2118/195555-MS>).
- [16] Bois A.-P., Garnier André, Galdiolo Grégory, Laudet Jean-Benoît, 2012 : « Use of a mechanistic model to forecast cement-sheath integrity », SPE Drill. Complet., 27 (02) (2012), pp. 303-314.

- [17] Boon M., H. Hajibeygi, 2022 : « Experimental characterisation of H<sub>2</sub> water multiphase flow in heterogeneous sandstone rock at the core scale relevant for underground hydrogen storage UHS », Scientific Reports, vol. 12, p. 14604 (<http://dx.doi.org/10.1038/s41598-022-18759-8>).
- [18] Bourgeois, J. P., Aupaix, N., Bloise, R., and Millet, J. L. (1979). Formation of hydrogen sulfide in underground storage reservoirs by reduction of sulfurous minerals in reservoir rocks. France: Rev. Inst. Fr. Pet., 34.
- [19] Brass A.M., Chène J., Coudreuse L., 2000 : « Fragilisation des aciers par l'hydrogène : étude et prévention », Technique de l'Ingénieur, référence M175v2, 10 juin (<https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/materiaux-th11/corrosion-et-vieillissement-phenomenes-et-mecanismes-42371210/fragilisation-des-aciers-par-l-hydrogene-etude-et-prevention-m175/>).
- [20] Brass A.M., Chène J., Coudreuse L., 2000 : « Fragilisation des aciers par l'hydrogène : mécanismes », Technique de l'Ingénieur, référence M175v2, 10 septembre (<https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/materiaux-th11/corrosion-et-vieillissement-phenomenes-et-mecanismes-42371210/fragilisation-des-aciers-par-l-hydrogene-mecanismes-m176/>).
- [21] Brouard B., 2002 : « Etude bibliographique sur les accidents dans les bassins salifères résultants d'une dissolution volontaire ou non », rapport GEODERIS, 18 mars 2002.
- [22] Bullister J.L., Guinasso N.L., Schink D.R., 1982 : « Dissolved hydrogen, carbon monoxide, and methane at the CEPEX site », Journal of Geophysical Research 87: doi: 10.1029/JC087iC03p02022. issn: 0148-0227.
- [23] Buzogany R., Bernhardt H., Réveillère A., Fournier C., Voegeli S., Duhan J., 2023 : « Hydrogen Storage in Salt Caverns Current Status and Potential Future Research Topics », SMRI Research Report RR2023-1, 107 p., avril.
- [24] Caglayan D. G., N. Weber, H. U. Heinrichs, J. Linßen, M. Robinius P. A. Kukla, D. Stolten, 2020 : « Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe », International Journal of Hydrogen Energy, vol. 45, no. 11, pp. 6793-6805 (<http://dx.doi.org/10.20944/preprints201910.0187.v1>).
- [25] Carden P., Paterson L., 1979 : « Physical, chemical and energy aspects of underground hydrogen storage », Int J Hydrogen Energy 1979;4(6):559-69.
- [26] Carroll S., Carey J. William, Dzombak David, Huerta Nicolas J., Li Li, Richard Tom, Um Wooyong, Walsh Stuart D.C., Zhang Liwei, 2016 : « Role of chemistry, mechanics, and transport on well integrity in CO<sub>2</sub> storage environments », Int. J. Greenh. Gas Control, 49 (2016), pp. 149-160
- [27] Cauchois G., Charles Renaud-Bezot, Manon Simon, Valentin Gentile, Mike Carpenter, Lars Even Torbergsen, 2021 : « Re-stream - Study on the reuse of oil and gas infrastructure for hydrogen and CCS in Europe », report prepared by Carbon Limits AS and DNV AS, Final report – October 2021 ([https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Re-stream-final-report\\_Oct2021.pdf](https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Re-stream-final-report_Oct2021.pdf)).
- [28] Chabab S., P. Theveneau C. Coquelet J. Corvisier, P. Paricaud, 2020 : « Measurements and predictive models of high-pressure H<sub>2</sub> solubility in brine (H<sub>2</sub>O + NaCl) for underground hydrogen storage application », International Journal of Hydrogen Energy, vol. 45, no. 56, pp. 32206-32220 (<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.192>).
- [29] Charmoille A., Thoraval A., 2010 : « Synthèse de l'état des connaissances et des pratiques en matière d'abandon des stockages souterrains », rapport Ineris référencé DRS-08-86168-00481D, janvier (<https://www.ineris.fr/fr/synthese-etat-connaissances-pratiques-matiere-abandon-stockages-souterrains>).
- [30] Crotofino F., 1995, SMRI Reference for External Well Mechanical Integrity Testing / Performance, Data Evaluation and Assessment, Research Project Report No. 95-0001-S.
- [31] Crotofino F., Hamelmann R., 2007 : « Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur G1€attung des Windstromangebots », KBB Underground Technologies GmbH, Kompetenzzentrum fur Wasserstoff-und Brennstoffzellentechnologie. Fachhochschule Lubeck.
- [32] Condor J., Asghari Koorosh, 2009 : « Experimental study of stability and integrity of cement in wellbores used for CO<sub>2</sub> storage », Energy Procedia, 1 (1) (2009), pp. 3633-3640 ([Experimental Study of Stability and Integrity of Cement in Wellbores Used for CO<sub>2</sub> Storage - ScienceDirect](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.03.040)).

- [33] Corina A. N., V. Soustelle, J. H. Ter Heege, 2023 : « Report with new experimental data on reactions between H<sub>2</sub> and well cement and effects on fluid flow and mechanical properties of well cement », HyUSPRre project report D5.2 (<https://zenodo.org/records/7808431>).
- [34] Cui L., Kang Wenquan, You Hongjuan, Cheng Jiarui, Li Zhen, 2021 : « Experimental study on corrosion of J55 casing steel and N80 tubing steel in high pressure and high temperature solution containing CO<sub>2</sub> and NaCl », *J. Bio- and Tribo-Corros.*, 7 (1) (2021), pp. 1-14 ([Experimental Study on Corrosion of J55 Casing Steel and N80 Tubing Steel in High Pressure and High Temperature Solution Containing CO<sub>2</sub> and NaCl \(researchgate.net\)](#)).
- [35] Davies R. J., Almond Sam, Ward Robert S., Jackson Robert B., Adams Charlotte, Worrall Fred, Herringshaw Liam G., Gluyas Jon G., Whitehead Mark A., 2014 : « Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation », *Mar. Pet. Geol.*, 56 (2014), pp. 239-254.
- [36] DBI Gas und Umwelttechnik GmbH, 2017 : « The effects of hydrogen injection in natural gas networks for the dutch underground storages », Technical report, Commissioned by the ministry of Economic Affairs, 2017, pp. 1–74 ([The Effects of Hydrogen Injection in Natural Gas Networks For The Dutch Underground Storages | PDF | Natural Gas Storage | Natural Gas \(scribd.com\)](#)).
- [37] DBIGUT, 2017. The effects of hydrogen injection in natural gas networks for the Dutch underground storages. Publication number: RVO-079-1701/RP-DUZA
- [38] DNV-GL, 2017. Verkenning waterstofinfrastructuur. In opdracht van het Ministerie van Economische Zaken. Report no. OGNL.151886, Rev. 2.
- [39] Djizanne H., 2014 : « Stabilité mécanique d'une cavité saline soumise à des variations rapides de pression : Application au stockage souterrain de gaz naturel, d'air comprimé et d'hydrogène », *Sciences de l'ingénieur, Ecole Doctorale Polytechnique* (<https://pastel.hal.science/tel-01130986>).
- [40] Djizanne H., B. Brouard, P. Bérest, G. Hévin, and C. Murillo Rueda., 2022 : « Blowout from a hydrogen storage cavern », In SMRI Spring 2022 Technical Conference, 24. Rapid City, South Dakota, USA: Solution Mining Research Institute.
- [41] Donadei S., G.-S. Schneider, 2016 : « Compressed Air Energy Storage in Underground Formations », in *Storing Energy, with special reference to renewable energy sources*, Oxford, Elsevier, 2016, pp. 113-133 (<http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-803440-8.00006-3>).
- [42] Dopffel S. Jansen, J. Gerritse, 2021 : « Microbial side effects of underground hydrogen storage – Knowledge gaps risks and opportunities for successful implementation », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, pp. 8594 - 8606, 2021 (<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.058>).
- [43] Dopffel N., Kyle Mayers, Abduljelil Kedir, Edin Alagic, Biwen Annie An-Stepec, Ketil Djurhuus, Daniel Boldt, Janiche Beeder, Silvan Hoth, 2023 : « Microbial hydrogen consumption leads to a significant pH increase under high-saline-conditions– implications for hydrogen storage in salt caverns », (<https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-2854152/v1>).
- [44] Durupt, 2001 : « Principe du stockage de gaz en cavités creusées dans le sel », *Ecole d'été sur l'énergie*, U. de Caen, août (<https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/20802673>).
- [45] Elgaddafi R., Ahmed Ramadan, Shah Subhash, 2021 : « Corrosion of carbon steel in CO<sub>2</sub> saturated brine at elevated temperatures », *J. Pet. Sci. Eng.*, 196 (2021), Article 107638 ([Corrosion of carbon steel in CO<sub>2</sub> saturated brine at elevated temperatures - ScienceDirect](#)).
- [46] ENTSOE, GIE and Hydrogen Europe, 2021 : « How to transport and store hydrogen – Facts and figures », mai ([ENTSOE, GIE and Hydrogen Europe publish: "How to transport and store hydrogen? Facts and figures" - Gas Infrastructure Europe Gas Infrastructure Europe](#)).
- [47] European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulator (ACER), 2021 : « Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure: Overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing », 16 juillet.
- [48] European Hydrogen Backbone, 2020 : « Guidehouse », juillet (<https://www.newenergycoalition.org/custom/uploads/2020/10/European-Hydrogen-Backbone-Report.pdf>).
- [49] Evans D. J., West J. M., 2008 : « An appraisal of underground gas storage technologies and incidents, for the development of risk assessment methodology », *Research rapport RR605*,

prepared by the British Geological Survey for the Health and Safety Executive (<https://www.hse.gov.uk/research/rrpdf/rr605.pdf>).

- [50] Foh S., Novil M., Rockar E., Randolph P., 1979 : « Underground hydrogen storage final report », Inst. of gas tech., Brookhaven National Laboratory, Upton, NY.
- [51] Gillette, L., & Kolpa, R.L., 2007. Overview of interstate hydrogen pipeline systems. Argonne National Laboratory Environmental Science Division, Argonne (IL), p. 52
- [52] Gonzalez-Diez, N., van der Meer, S., Bonetto, J., & Herwijn, A., 2020 : « North Sea Energy D3.1 Technical assessment of Hydrogen transport, compression, processing offshore », as part of Topsector Energy: TKI Offshore Wind & TKI New Gas, NSE3-D3.1 (<https://north-sea-energy.eu/static/7ffd23ec69b9d82a7a982b828be04c50/FINAL-NSE3-D3.1-Final-report-technical-assessment-of-Hydrogen-transport-compression-processing-offshore.pdf>).
- [53] Grgic D, F. Al Sahyouni, F. Golfier, M. Mourni, and L. Schoumacker, 2021 : « Evolution of gas permeability of rock salt under different loading conditions and implications on the underground hydrogen storage in salt caverns », Rock Mechanics and Rock Engineering: 1-24.
- [54] Groenenberg R., J. Juez-Larré, C. Goncalvez, L. Wasch, H. Dijkstra, B. Wassing, B. Orlic, L. Brunner, K. Van der Valk, T. Hajonides van der Meulen, K. Kranenburg- Bruinsma, 2020 : « Techno-Economic Modelling of Large-Scale Energy Storage Systems », TNO Report R12004 2020 (<https://publications.tno.nl/publication/34637698/2VA30k/TNO-2020-R12004.pdf>).
- [55] Guidehouse for GIE, 2021 : « Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system », June 2021.
- [56] H2Tools, 2020 (<https://h2tools.org/>).
- [57] H2tools, 2021 : <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/basic-hydrogenproperties> ([Basic Hydrogen Properties | Hydrogen Tools \(h2tools.org\)](#))
- [58] Hairy P., 2021 : « La fragilisation par l'hydrogène des métaux », MetalBlog – Le blog des experts en métallurgie, 4 janvier ([La fragilisation par l'hydrogène des métaux - MetalBlog \(ctif.com\)](#)).
- [59] Hemme, C., & van Berk, W., 2017. Potential risk of H<sub>2</sub>S generation and release in salt cavern gas storage. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 47, 114-123. doi: 10.1016/j.jngse.2017.09.007
- [60] Hemme C., van Berk W., 2018 : « Hydrogeochemical modeling to identify potential risks of underground hydrogen storage in depleted gas fields », English Applied Sciences-Basel Nov 2018;8(11):2282.
- [61] Heinemann N., Booth M.G., Haszeldine R.S., Wilkinson M., Scafidi J., Edlmann K., 2018 : « Hydrogen storage in porous geological formations e onshore play opportunities in the midland valley (Scotland, UK) », International Journal of Hydrogen Energy, vol. 43, pp. 20861-20874, 2018 (<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.149>).
- [62] Heinemann N., J. Alcalde, J. M. Miocic, S. J. T. Hangx, J. Kallmeyer, C. Ostertag-Henning, A. Hassanpouryouzband, E. M. Thaysen, G. J. Strobel, M. Wilkinson, C. Schmidt-Hattenberger, K. Edlmann, M. Bentham, R. S. Haszeldine R. Carbonell, A. Rudloff, 2021 : « Enabling large-scale hydrogen storage in porous media- the scientific challenges », Energy & Environmental Science, vol. 14, p. 853–864, 2021 (<http://dx.doi.org/10.1039/D0EE03536J>).
- [63] Hévin G., 2019 : « Cavern / Well Testing Methods at Storengy », Proc. SMRI Technical Classes, Spring (New Orleans) and Fall (Berlin).
- [64] Hévin G., 2023 : « Analyse des essais d'étanchéité de la cavité EZ53 - Phase azote », Projet HYPSTER (Hydrogen Pilot Storage for large Ecosystem Replication), décembre.
- [65] Hu C., F. Agostini, F. Skoczylas, L. Jeannin, L. Potier, 2028 : « Poromechanical properties of a sandstone under different stress states », Rock Mech. Rock Eng. 51 (12) (2018) 3699–3717 (<https://doi.org/10.1007/s00603-018-1550-x>).
- [66] Hussain A., Al-hadrami H., Emadi H., Altawati F., Thiyagarajan S. R., Watson M., 2022 : « Experimental investigation of wellbore integrity of depleted oil and gas reservoirs for underground hydrogen storage », Offshore Technology Conference Held in Houston ([Experimental Investigation of Wellbore Integrity of Depleted Oil and Gas Reservoirs for Underground Hydrogen Storage | OTC Offshore Technology Conference | OnePetro](#)).



- [85] Laban M. P., 2020 : « Hydrogen storage in salt caverns Chemical modelling and analysis of large-scale hydrogen storage in underground salt caverns », Delft University of Technology, 16 juillet (<https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid:d647e9a5-cb5c-47a4-b02f-10bc48398af4/datastream/OBJ/download>).
- [86] Lassin A., Dymitrowska M.L., Azaroual M., 2011 : « Hydrogen solubility in pore water of partially saturated argillites: Application to Callovo-Oxfordian clayrock in the context of a nuclear waste geological disposal », *Physics and Chemistry of the Earth Parts A/B/C* 36(17-18), DOI: 10.1016/j.pce.2011.07.092
- [87] Liebscher A., Wackerl J., Streibel M., 2016 : « Geologic storage of hydrogen - fundamentals, processing, and projects », *Hydrogen science and engineering : materials, processes. Systems and Technology*; 2016. p. 629-58.
- [88] Li D., Zhang Q., Ma Q., Shen S., 2015 : « Comparison of explosion characteristics between hydrogen/air and methane/air at the stoichiometric concentrations », *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 40, Issue 28, 2015, pages 8761-8768.
- [89] Lin T., Qiang Zhang, Zhanghua Lian, Xuejun Chang, Kuanliang Zhu, Yonghui Liu, 2016 : « Evaluation of casing integrity defects considering wear and corrosion – application to casing design », *J. Natural Gas Sci. Eng.* 29 (2016) 440–452 (<http://dx.doi.org/10.1016/j.jngse.2016.01.029>).
- [90] Loder B., 2022 : « Summary report on steels K55, L80 including H<sub>2</sub>S containing atmosphere and a quenched reference material », *Hystories project report 4.4-0* ([https://hystories.eu/wp-content/uploads/2022/05/Hystories\\_D4.4-0-Summary-report-on-steels-K55-L80-including-H2S-containing-atmosphere-and-a-quenched-reference-material.pdf](https://hystories.eu/wp-content/uploads/2022/05/Hystories_D4.4-0-Summary-report-on-steels-K55-L80-including-H2S-containing-atmosphere-and-a-quenched-reference-material.pdf)).
- [91] Londe L., 2022 : « Quatre procédés pour stocker de grandes quantités d'hydrogène », *Geostock*, 3 mars (<https://www.geostockgroup.com/quatre-procedes-pour-stocker-de-grandes-quantites-hydrogene/>).
- [92] Losson L., 2021 : « Underground Gas Storage in the World - 2021 Status », *Cedigaz*, 3 December (<https://www.cedigaz.org/underground-gas-storage-in-the-world-2021-status/#:~:text=At%20the%20end%20of%202020,of%20the%20global%20gas%20demand>).
- [93] Lord A.S., 2009 : « Overview of geologic storage of natural gas with an emphasis on assessing the feasibility of storing hydrogen », *Sandia National Laboratories, Albuquerque NM (SAND2009–5878)*.
- [94] Maliva R.G., 2020. *Clogging*. In: *Anthropogenic Aquifer Recharge*. Springer Hydrogeology. Springer, Cham
- [95] Martin-Clave C., A. Ougier-Simonin, V. Vandeginste, 2021 : « Impact of second phase content on rock salt rheological behaviour under cyclic mechanical conditions », *Rock Mechanics and Rock Engineering*, vol. 54, p. 5245–5267, 2021 (<https://doi.org/10.1007/s00603-021-02449-4>).
- [96] Melaina, M.W., Antonia, O., & Penev, M., 2013. *Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues*. NREL.
- [97] Minas S., and N. Skaug. 2021 : « Hydrogen Salt Cavern Design », *SMRI Fall 2021 Technical Conference*.
- [98] Mortezaei K., Amirlatifi A., Ghazanfari E., Vahedifard F., 2021 : « Potential CO<sub>2</sub> leakage from geological storage sites: advances and challenges », *Environ. Geotech.*, 8 (1) (2021), pp. 3-27 (<http://dx.doi.org/10.1680/jenge.18.00041>).
- [99] Nieland J. D., 2008 : « Salt cavern thermodynamics-Comparison between Hydrogen, Natural Gas and Air storage », *SMRI Fall 2008 Technical Conference*, 13-14 October 2008.
- [100] NOGEPa OPCOM, 2016. *Industry Standard No. 41 – Well Engineering and Construction Process* ([https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjksiPoltiDAXUX\\_7siHRbCD\\_8QFnoECA0QAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.nogepa.nl%2Fdownload-file%2F41&usq=AOvVaw0T5oKHJrYYYYmdnKlrTb-D&opi=89978449](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjksiPoltiDAXUX_7siHRbCD_8QFnoECA0QAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.nogepa.nl%2Fdownload-file%2F41&usq=AOvVaw0T5oKHJrYYYYmdnKlrTb-D&opi=89978449)).
- [101] Nygaard Runar, Salehi Saeed, Weideman Benjamin, Lavoie Rob, 2014 : « Effect of dynamic loading on wellbore leakage for the wabamun area CO<sub>2</sub> sequestration project », *J. Can. Pet. Technol.*, 53 (01) (2014), pp. 69-82.

- [102] Omosebi O., Maheshwari Himanshu, Ahmed Ramadan, Shah Subhash, Osisanya Samuel, Hassani Shokrollah, DeBruijn Gunnar, Cornell Winton, Simon Dave, 2016 : « Degradation of well cement in HPHT acidic environment: Effects of CO<sub>2</sub> concentration and pressure », Cem. Concr. Compos., 74 (2016), pp. 54-70 ([Mechanisms of Cement Degradation in HPHT Carbonic Acid Environment | Semantic Scholar](#)).
- [103] Opedal, N., Greenhalgh, E., Van der Valk, K., 2020 : « Current state-of-the-art assessments and technical approach for assessment of well re-use potential and CO<sub>2</sub>/brine leakage risk », Deliverable D2.1 of the REX-CO<sub>2</sub> project.
- [104] Ouraga Z., 2019 : « Retour d'expérience sur les risques liés au stockage en réservoir déplété : cas de l'accident d'Aliso Canyon (États-Unis) », rapport Ineris référencé Ineris - 180582 - 1785835 - v1.0, Novembre (<https://www.ineris.fr/fr/retour-experience-risques-lies-stockage-reservoir-deplete-cas-accident-aliso-canyon-etats-unis>)
- [105] Parkes D., J. Evans, P. Williamson, J. D. O. Williams, 2018 : « Estimating available salt volume for potential CAES development: A case study using the Northwich Halite of the Cheshire Basin », Journal of Energy Storage, vol. 18, pp. 50-61, 2018 (<https://doi.org/10.1016/j.est.2018.04.019>).
- [106] Prats F., 2013 : « Règles méthodologiques applicables aux études de danger des stockages », Rapport Ineris référencé DRA-13-133158-12929A décembre (<https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/rapport-signé-dra-13-133158-12929a--2016vf-1454582824.pdf>)
- [107] Reitenbach V., Albrecht D., Ganzer L., 2014 : « Einfluss von Wasserstoff auf Untertagegasspeicher », Technical report, ISBN: 978-3-941721-48-7, 2014, pp. 1-78.
- [108] Reitenbach V., Ganzer L., Albrecht D., Hagemann B., 2015 : « Influence of added hydrogen on underground gas storage: a review of key issues », Environ Earth Sci Jun 2015;73(11):6927-37.
- [109] Réveillère A., 2021 : « The development of the concern for tightness in the salt cavern industries, of accurate tightness test techniques and of the concept of Mechanical Integrity Test », PhD thesis, Earth Sciences, Sorbonne Université (<https://theses.hal.science/THESES-SU/tel-04043152v1>).
- [110] Réveillère A., C. Fournier, M. Karimi-Jafari, C. Courault, 2022 : « Enabling Large-Scale Hydrogen Storage in Salt Caverns: Recent Developments », SMRI Spring 2022 Technical Conference, Rapid City, South Dakota, USA, 2022 ([https://www.researchgate.net/publication/365365724\\_Enabling\\_Large-Scale\\_Hydrogen\\_Storage\\_in\\_Salt\\_Caverns\\_Recent\\_Developments\\_Technical\\_Conference\\_Paper](https://www.researchgate.net/publication/365365724_Enabling_Large-Scale_Hydrogen_Storage_in_Salt_Caverns_Recent_Developments_Technical_Conference_Paper)).
- [111] Roa J. S., Pinto P. Bachaud T. Fargetton, N. Ferrando, L. Jeannin, F. Louvet, 2021 : « Modeling phase equilibrium of hydrogen and natural gas in brines: Application to storage in salt caverns », International Journal of Hydrogen Energy, vol. 46, no. 5, pp. 4229-4240 (<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.10.242>).
- [112] Ruigrok E., J. Spetzler, B. Dost, and L. Evers, 2019 : « Veendam event, 09-01-2019 ». Royal Netherlands Meteorological Institute (KNMI), Technical Report 373 (<https://www.knmi.nl/research/publications/veendam-event-09-01-2019>)
- [113] Rutqvist J., 2012 : « The geomechanics of CO<sub>2</sub> storage in deep sedimentary formations », Geotech. Geol. Eng., 30 (3) (2012), pp. 525-551 ([The Geomechanics of CO<sub>2</sub> Storage in Deep Sedimentary Formations | Geotechnical and Geological Engineering \(springer.com\)](#)).
- [114] San Marchi C., B. P. Somerday, 2012 : « Technical Reference for Hydrogen Compatibility of Materials », Sandia National Laboratories ([https://www.sandia.gov/app/uploads/sites/158/2021/12/TechRef\\_Introduction.pdf](https://www.sandia.gov/app/uploads/sites/158/2021/12/TechRef_Introduction.pdf)).
- [115] Santos L., Dahi Taleghani A., Elsworth D., 2022 : « Repurposing abandoned wells for geothermal energy: Current status and future prospects », Renew. Energy, 194 (2022), pp. 1288-1302.
- [116] Schlichtenmayer M., A. Bannach, M. Amro, and C. Freese. 2015 : « Renewable Energy Storage in Salt Caverns-A Comparison of Thermodynamics and Permeability between Natural Gas, Air and Hydrogen », SMRI research report RR2015-1.

- [117] Shadravan A., Schubert J., Amani Mahmood, Teodoriu Catalin, 2014 : « HPHT cement sheath integrity evaluation method for unconventional wells », Soc. Petroleum Eng. - SPE Int. Conf. Health, Saf. Environ. 2014: Journey Continues, 1 (2014), pp. 73-81 ([HPHT Cement Sheath Integrity Evaluation Method for Unconventional Wells | Request PDF \(researchgate.net\)](#)).
- [118] Simbeck D.R., 2003 : « CO<sub>2</sub> capture and stored the essential bridge to the hydrogen economy », Greenhouse gas control technologies-6th international conference. Elsevier; 2003. p. 25-30.
- [119] SODM, 2019 : « De integriteit van onshore putten in Nederland » (<https://www.sodm.nl/binaries/staatstoezicht-op-de-mijnen/documenten/rapporten/2019/02/07/de-integriteit-van-onshore-putten-in-nederland/Eindrapport+De+integriteit+van+de+onshore+putten+in+Nederland.pdf>).
- [120] Song Y., S. Jun, Y. Na, K. Kim, Y. Jang, J. Wang, 2023 : « Geomechanical challenges during geological CO<sub>2</sub> storage: A review », Chem. Eng. J. 456 (2023) 140968 (<https://doi.org/10.1016/j.cej.2022.140968>).
- [121] Southon James N.A., 2005 : « Geothermal Well Design, Construction and Failures », World Geothermal congress (2005), pp. 24-29.
- [122] SPCS, SAFETY PLATFORM CARGO SURVEYORS (SPCS, 2020) – a Bureau Veritas, Intertek, Saybolt and SGS cooperation and safety initiative. Document reference: SPCS\_004\_2020\_03\_V4 (<https://safetyplatformcargosurveyors.org/publicaties/4.%20Veiligheidsplan%20Zwavelwaterstof.pdf>).
- [123] Stolzenburg K., R. Hamelmann, M. Wietschel, F. Genoese, J. Michaelis, J. Lehmann, A. Miede, S. Krause, C. Sponholz, S. Donadei, and others. 2014 : « Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem », Analysis on Behalf of Nationale Organisation Wasserstoff-Und Brennstoffzellentechnologie GmbH.
- [124] Tarkowski R., 2019 : « Underground hydrogen storage: characteristics and prospects », Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 105, pp. 86-94 (<https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.051>).
- [125] Therond E., Bois A. P., Whaley K., Murillo R., 2016 : « Large scale testing and modelling for cement zonal isolation of water injection wells », Proc. - SPE Annu. Tech. Conf. Exhib. January ([Large-Scale Testing and Modeling for Cement Zonal Isolation in Water-Injection Wells | SPE Drilling & Completion | OnePetro](#)).
- [126] Thiercelin M.J., Dargaud Bernard, Baret J.F., Rodriguez W.J., 1998 : « Cement design based on cement mechanical response », SPE Drill. Complet., 13 (04) (1998), pp. 266-273.
- [127] Thoraval, 2023 : « Maîtrise des risques liés au stockage souterrain de l'hydrogène - Synthèse de l'état des connaissances », Rapport Ineris référencé Ineris - 206731 – 2735226, 26 mai (<https://www.ineris.fr/fr/maitrise-risques-lies-stockage-souterrain-hydrogene-synthese-etat-connaissances>).
- [128] Trautmann A., 2018 : « Susceptibility of selected steel grades to hydrogen embrittlement », Antritts- und Abschiedsvorlesung am Lehrstuhl für Allgemeine und Analytische Chemie, Montanuniversität Leoben, Leoben, Austria (<https://pure.unileoben.ac.at/en/publications/susceptibility-of-selected-steel-grades-to-hydrogen-embrittlement>).
- [129] Truche, L., Berger, G., Destigneville, C., Guillaume, D., Giffaut, E., 2010. Kinetics of pyrite to pyrrhotite reduction by hydrogen in calcite buffered solutions between 90 and 180 °C: implications for nuclear waste disposal. Geochimica et Cosmochimica Acta 74, 2894–2914.
- [130] Truche L., Jodin-Caumon M.C., Lerouge C., Berger G., Mosser-Ruck R., Giffaut E., Michau N., 2013 : « Sulphide mineral reactions in clay-rich rock induced by high hydrogen pressure. Application to disturbed or natural settings up to 250 °C and 30 bar », Chemical Geology 351:217–228. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2013.05.025>
- [131] Ugarte E. R., S. Salehi, 2021 : « A review on well integrity issues for underground hydrogen storage », J. Energy Resour. Technol., 144, 1–27 (<https://doi.org/10.1115/1.4052626>).

- [132] Ugarte E. R., Daniel Tetteh, Saeed Salehi, 2023 : « Experimental studies of well integrity in cementing during underground hydrogen storage », *International Journal of Hydrogen Energy*, juin (<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.07.037>).
- [133] « Underground sun storage » project, 2017 : « Chemical storage of renewable energy in porous subsurface reservoirs with exemplary testbed », Final Report ([https://www.underground-sun-storage.at/fileadmin/bilder/03\\_NEU\\_SUNSTORAGE/Downloads/Underground\\_Sun.Storage\\_Publikation\\_Endbericht\\_English.pdf](https://www.underground-sun-storage.at/fileadmin/bilder/03_NEU_SUNSTORAGE/Downloads/Underground_Sun.Storage_Publikation_Endbericht_English.pdf)).
- [134] Van der Valk K., van Unen M., Brunner L., Groenenberg R., 2020 : « Inventory of risks associated with underground storage of compressed air (CAES) and hydrogen (UHS), and qualitative comparison of risks of UHS vs. underground storage of natural gas (UGS) », TNO report référencé TNO2020 R12005, 30 aout ([Inventory of risks associated with underground storage of compressed air \(CAES\) and hydrogen \(UHS\), and qualitative comparison of risks of UHS vs. underground storage of natural gas \(UGS\) - Energy.nl](https://www.energy.nl/en/underground-storage-of-compressed-air-caes-and-hydrogen-uhs-and-qualitative-comparison-of-risks-of-uhs-vs-underground-storage-of-natural-gas-ugs)).
- [135] Van Rooijen W. A., P. Habibi K. Xu P. ey T. J. H. Vlucht H. Hajibeygi, O. A. Moutos, 2023 : « Interfacial Tensions Solubilities and Transport Properties of the H<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O/NaCl System: A Molecular Simulation Study », *Journal of Chemical & Engineering Data*, 2023 (<https://doi.org/10.4121/22211650>).
- [136] Vallourec, 2023 : « Vallourec Qualifies Materials for a Wide Range of Hydrogen Applications » ([Vallourec® New Energies - Vallourec](https://www.vallourec.com/en/press-releases/vallourec-qualifies-materials-for-a-wide-range-of-hydrogen-applications)).
- [137] Wang J., 2012 : « New Chemical Hydrogen Storage Materials Decomposition Hydrogen Synthesis and Performance Research of Nanometer Catalyst », Master Degree Thesis of Jiangnan University (2012), pp. 3-5.
- [138] Weidner, E., Honselaar, M., Ortiz Cebolla, R., Gindroz, B., & de Jong, F., 2016. Sector Forum Energy Management / Working Group Hydrogen. CEN – CENELEC. doi: 10.2790/66386
- [139] Williams J. D. O., J. P. Williamson, D. Parkes, D. J. Evans, K. L. Kirk, N. Sunny, E. Hough, H. Vosper, M. C. Akhurst, 2022 : « Does the United Kingdom have sufficient geological storage capacity to support a hydrogen economy? Estimating the salt cavern storage potential of bedded halite formations », *Journal of Energy Storage*, vol. 53, p. 105-109 (<https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105109>).
- [140] Xiao M., H. Zhang, G. Zhang, 2010 : « High density of hydrogen storage material is reviewed », *J. Shenyang Normal Univ. (Nat. Sci. edition)*, 28 (2) (2010), pp. 208-209.
- [141] Yang Z., X. Zhang, D. Deng, 2008 : « Underground gas storage injection-production well completion process », *Well Testing*, 2 (2008), pp. 63-68
- [142] Zalosh R.G., Short T.P., 1978 : « Comparative analysis of hydrogen fires and explosions incidents », *Factory Mutual Research Corp.*, Norwood, MA.
- [143] Zhang P., J. Ge, G. Luo, 2010 : « The characteristics of the metal hydride hydrogen storage device and its application », *Gas Sep.*, 6 (2010), p. 52.
- [144] Zhang D., F. Skoczylas, F. Agostini, and L. Jeannin. 2020 : « Experimental investigation of gas transfer properties and stress coupling effects of salt rocks », *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 53: 4015-29.
- [145] Zhao K. 2009 : « Injection Wells. The Formation Underground Gas Storage in the Process of the Usability Research ». Ph.D. Thesis of Chinese Academy of Sciences: 1–5.
- [146] Zivar D., Kumar S., Feroozesh J., 2021 : « Underground hydrogen storage: A comprehensive review », *Int. J. Hydrogen Energy* 46, 23436–23462. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.138>.

