

Le projet HyPSTER

Résultats du premier pilote de stockage souterrain d'hydrogène en cavité saline en France.

HyPSTER Project

Results from the first Underground Hydrogen Storage in a salt cavern in France

Grégoire HÉVIN*¹, Hippolyte DJIZANNE², Maurice SCHLICHTENMAYER³

1. STORENGY, La Garenne-Colombes, France
 2. Ineris, Verneuil-en-Halatte, France
 3. ESK, Freiberg, Allemagne
- *gregoire.hevin@storengy.com

RESUME : La limitation du réchauffement climatique appelle à une transition énergétique majeure. La stratégie de développement des énergies renouvelables intermittentes, nécessaires à cette transition énergétique, dépend très largement de la capacité à disposer de stockage d'énergie de masse. Le stockage souterrain d'hydrogène en cavités salines est l'option la plus prometteuse.

Le stockage d'hydrocarbures gazeux ou liquides dans des cavités de sel est une technologie mature. Plus de 2000 cavités sont aujourd'hui exploitées à travers le monde, nous disposons donc d'un retour d'expérience de près de 60 ans. Cependant, le stockage de l'hydrogène soulève de nouvelles questions liées à l'étanchéité des ouvrages à l'hydrogène et à leur sollicitation avec des cycles d'exploitation rapides et répétés qui pourraient s'avérer nécessaires pour équilibrer le système énergétique entre une demande d'une grande variabilité (intra-journalière, journalière, saisonnière, et avec des pics de demande) et une production renouvelable largement intermittente (journalière, saisonnière également).

L'Allemagne, le Royaume-Uni et la France, pour ne citer que ces pays, prévoient d'investir plusieurs milliards d'euros par an pour développer le stockage d'hydrogène pour le mix énergétique global.

Le projet HyPSTER (2021-2025) est le premier démonstrateur de stockage souterrain d'hydrogène en cavité saline subventionné par l'Union européenne. L'expérience a consisté à réaliser dans une cavité saline expérimentale des essais d'étanchéité (à l'azote puis à l'hydrogène) puis à injecter jusqu'à près de 3 tonnes d'hydrogène dans la cavité pour réaliser une centaine de cycles de variation de pression.

Cet article présente les résultats obtenus à l'issue de cette expérience en grandeur réelle et quelques analyses démontrant que le stockage d'hydrogène en cavités salines est une solution fiable qui pourrait permettre de répondre dès aujourd'hui aux défis de la transition énergétique.

ABSTRACT: Limiting climate change implies a major energy transition. Renewable intermittent energy development is necessary, but it depends mainly on our ability to store large amounts of energy. Underground hydrogen storage in a salt cavern is the most promising option.

Liquid or gaseous hydrocarbon storage in a salt cavern is a mature technology. With more than 2,000 caverns in operation worldwide, the return on investment is nearly more than 60 years. However, hydrogen storage raises new questions linked to the tightness of facilities to this gas and to the high-frequency cycling needed to balance the energy system between the high variability of demand (intraday, seasonal, with peaks) and the largely intermittent renewable production (intraday, seasonal...).

Germany, the UK, and France, to speak only of these countries, plan to invest billions of euros per year to develop hydrogen storage in the global energy mix.

The HyPSTER project (2021-2025) is the first pilot of Underground Hydrogen Storage (UHS) in salt caverns funded by the European Union. The experiment involved conducting tightness tests (with nitrogen then hydrogen) in a tiny experimental salt cavern. Then up to 3 tons of hydrogen were injected into the cavern to conduct cyclic pressure variation tests.

This article presents several results from the pilot at scale and various analyses demonstrating that UHS in a salt cavern is a viable solution to address the challenges of the energy transition.

Mots-clés : stockage, hydrogène, cavités salines, étanchéité, cyclages.

1 INTRODUCTION

La limitation du réchauffement climatique appelle à une transition énergétique majeure. La stratégie de développement des énergies renouvelables intermittentes, nécessaires à cette transition énergétique, dépend très largement de la capacité à disposer de grandes capacités de stockage d'énergie. Le stockage souterrain d'hydrogène en cavités salines est l'option la plus prometteuse.

Le stockage d'hydrocarbures gazeux ou liquides dans des cavités de sel est une technologie mature. Plus de 2000 cavités sont aujourd'hui exploitées à travers le monde avec un retour d'expérience de près de 60 ans. Cependant, l'adaptation de cette technologie au stockage de l'hydrogène soulève des questions liées à l'étanchéité des ouvrages à l'hydrogène et à leur sollicitation avec des cycles d'exploitation rapides et répétés qui pourraient s'avérer nécessaires pour équilibrer le système énergétique entre une demande d'une grande variabilité (journalière, saisonnière, et avec des pics de demande) et une production renouvelable largement intermittente (journalière, saisonnière également).

Le projet HypSTER (2021-2025) est le premier démonstrateur de stockage souterrain d'hydrogène en cavité saline subventionné par l'Union européenne. L'expérimentation a consisté à réaliser dans une cavité saline des essais d'étanchéité (à l'azote puis à l'hydrogène) puis à injecter jusqu'à près de 3 tonnes d'hydrogène dans la cavité pour réaliser une centaine de cycles de variation de pression.

Cet article présente les résultats obtenus à l'issue de cette expérience en grandeur réelle et quelques analyses démontrant que le stockage d'hydrogène en cavités salines est une solution fiable qui pourrait permettre de répondre aux défis énergétiques de demain.

2 LE PROJET HYPSTER

Le projet HypSTER (pour **H**ydrogen **P**ilot **S**torage for large **E**cosystem **R**eplication) est un projet européen cofinancé par le programme H2020 de l'Union européenne via le *Clean Hydrogen Partnership*¹. Il rassemble neuf partenaires européens, industriels et académiques, venant de 4 pays différents :

- Storengy (France), Coordinateur du projet,
- Axelera (France),
- Brouard Consulting (France),
- Ecole Polytechnique – Armines (France),

- Equinor (Norvège),
- ERM (Royaume-Uni, France),
- ESK (Allemagne),
- Ineris (France),
- Inovyn (Royaume-Uni).

Le projet a démarré en janvier 2021 et la phase expérimentale s'est achevée en juin 2025. Le budget total du projet est d'environ 15,5 millions d'euros (dont 5 millions d'euros de financement européen).

Le projet est constitué de deux sous-projets : d'un côté la construction et la mise en service d'un électrolyseur de technologie Proton Exchange Membrane (PEM) de 1 MW permettant de produire environ 400 kg d'hydrogène par jour et de l'autre côté, la réalisation d'un pilote de stockage d'hydrogène dans une petite cavité saline expérimentale préexistante, la cavité EZ53. Les installations expérimentales ont été réalisées à Etrez, dans l'Ain, sur le site industriel de stockage souterrain de gaz naturel en cavités salines de Storengy. Le présent article se focalise uniquement sur le pilote de stockage souterrain d'hydrogène.

3 LA CAVITE EZ53

La cavité EZ53 est une petite cavité expérimentale lessivée au début des années 1980 dans la couche supérieure du sel d'Etrez (Figure 1). Elle a servi à tester le potentiel de lessivage (creusement par dissolution) de cette couche de sel. Une fois le potentiel avéré, le lessivage a été interrompu. La cavité est restée en saumure depuis les années 1980 jusqu'à aujourd'hui. Elle a servi à diverses expériences durant les années 90 (fluage, abandon...).

Cette cavité est située à environ 950 m de profondeur. Son volume est 7 390 m³, ce qui en fait probablement l'une des plus petites cavités de stockage du monde. À titre d'exemple aujourd'hui, en France, le volume d'une cavité de stockage est classiquement de l'ordre de 300 000 à 500 000 m³. La forme de la cavité est indiquée sur la Figure 2.

En mars-avril 2023, le puits a été équipé d'une complétion (équipements de puits) adaptée à l'hydrogène. Le choix des matériaux a été réalisé suite à des discussions avec différents fournisseurs pour trouver la solution la plus adaptée. À l'issue du processus de sélection, la tête de puits a été fournie par TechnipFMC, les éléments de complétion ont été fournis par Schlumberger (packers, vannes de fond...) les tubes ont été fournis par Vallourec. La nuance d'acier des tubes est le VM80S (nuance propriété de

¹ Anciennement, *Clean Hydrogen Joint Undertaking*, numéro de la convention de subvention : 101006751

Vallourec correspondant à de l'acier L80 selon les standards de l'*American Petroleum Institute - API specification 5CT, 2023*).

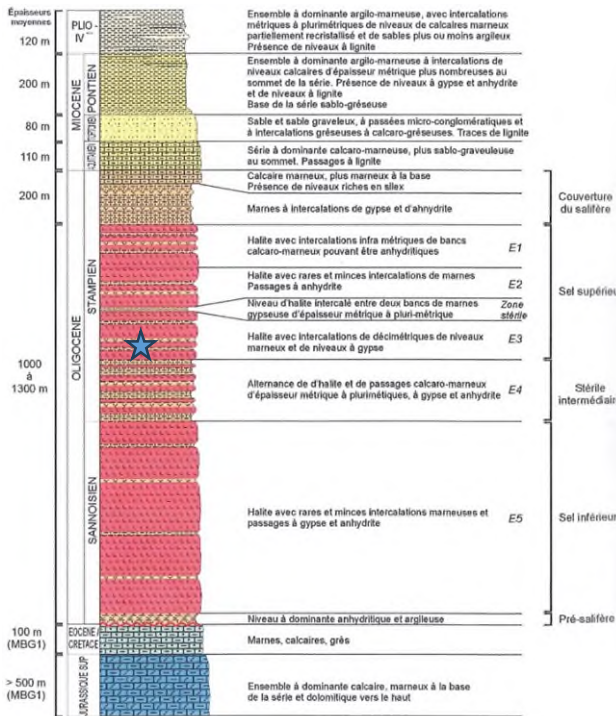


Figure 1 : Coupe lithologique du sel de Bresse. L'étoile bleue représente la position de la cavité EZ53.



Figure 2 : Reconstitution de la forme 3D de la cavité EZ53 à partir de l'échométrie (mesure sonar) réalisée en 2023.

4 LES INSTALLATIONS DE SURFACE

Le programme des essais implique d'injecter de l'hydrogène et de soutirer de la saumure du puits, de stocker la saumure sur place et de pouvoir injecter et soutirer de la saumure pour pressuriser et dépressuriser l'hydrogène dans la cavité. Il est également nécessaire de pouvoir diluer légèrement la saumure pour éviter les problèmes de cristallisation. À la fin de l'expérience, l'hydrogène sera éventé et la cavité

complètement remise en saumure. Pour cela, il est nécessaire de construire un petit réseau d'hydrogène avec une panoplie de déchargement connectée à la tête de puits, sur laquelle un camion de transport d'hydrogène sous pression vient se connecter. Un évent pour relâcher sans risque l'hydrogène à l'atmosphère est également mis en place. Parallèlement, un réseau pour injecter et soutirer de la saumure reliant la tête de puits et des réservoirs temporaires de saumure ainsi qu'un petit circuit d'eau de dilution sont également construits (Figure 3).

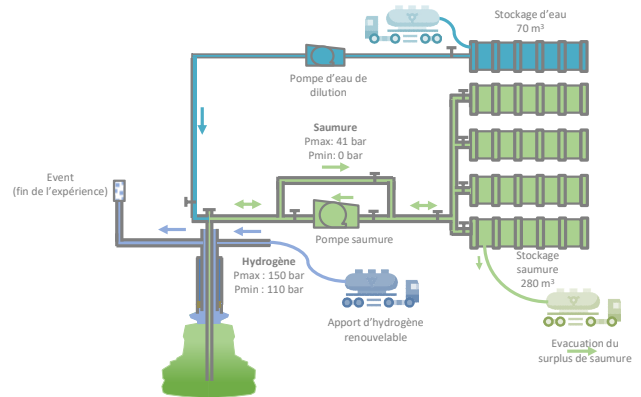


Figure 3 : Schéma des installations de surface autour de la tête de puits.

5 ESSAIS D'ETANCHEITE

Avant de mettre une cavité en gaz (que ce soit de l'hydrogène ou du gaz naturel), il est nécessaire de vérifier l'étanchéité du puits. La vérification de l'étanchéité d'un puits de stockage en cavité saline repose sur un principe simple. Il consiste à :

- positionner une interface entre le fluide de test et la saumure dans le puits (Figure 4)
- comprimer le système à un niveau de pression correspondant au niveau d'épreuve (en injectant de l'eau ou de la saumure dans la cavité),
- observer le niveau pendant 24 à 48 h.

Pendant cette période d'observation, une remontée de l'interface peut être interprétée comme un défaut d'étanchéité au-dessus de l'interface. Pour atteindre la pression d'épreuve dans le puits, des ajustements par injection de fluide de test ou d'eau / saumure sont réalisés jusqu'à obtenir une stabilisation. Enfin, la période d'observation peut-être lancée. La variation du niveau de l'interface entre le début et la fin de la période d'observation ainsi que la vérification de l'absence de remontée du fluide de test dans l'annulaire de contrôle (rempli d'eau en bleu clair sur la Figure 4) ou dans le tube central permet de vérifier l'étanchéité du système.

L'interprétation de l'essai doit tenir compte de différents phénomènes (thermiques, mécaniques, chimiques...) qui peuvent éventuellement affecter la position de l'interface sans pour autant que cela soit significatif d'une perte d'étanchéité.

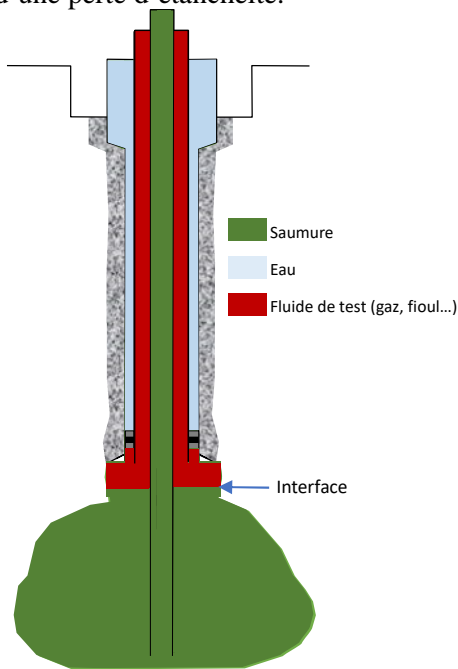


Figure 4 : Principe d'un essai d'étanchéité en cavités salines.

Dans le cadre d'HyPSTER, qui est un projet pilote, les essais ont été réalisés de façon assez extensive avec plusieurs niveaux d'interface. Avant toute injection d'hydrogène, il a été décidé de réaliser des essais avec de l'azote puis de reproduire ces mêmes essais avec de l'hydrogène. L'objectif est d'une part de vérifier qu'il n'y a 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. Cela permet de détecter ainsi une éventuelle spécificité du comportement du puits à l'hydrogène.

Le programme d'essais prévoyait 3 niveaux d'interface qui pouvaient varier légèrement en fonction des conditions opérationnelles, la philosophie étant la suivante :

- un test des éléments installés dans le puits (interface au-dessus du sabot),
- un test du sabot du cuvelage cimenté (interface en dessous du sabot en contact avec le sel),
- un test du sel sur toute la hauteur de cheminée (interface proche du toit de la cavité) afin de profiter de la grande cheminée de ce puits (~70 m) et de vérifier l'étanchéité du sel à l'hydrogène.

La pression d'épreuve est fixée à 151,5 bar (+/- 2 bar) au sabot du cuvelage cimenté correspondant au gradient 1,8 (soit 0,18 bar/m), ce qui est classique dans

la profession. Les essais à l'azote, ont été réalisés du 10 octobre au 15 novembre 2023. Ils ont permis de démontrer l'étanchéité du puits et ont par conséquent ouvert la possibilité de réaliser les essais à l'hydrogène. Les essais à l'hydrogène ont été réalisés du 3 octobre au 4 novembre 2024.

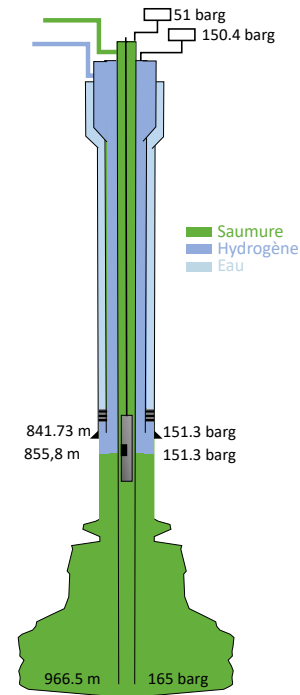


Figure 5 : Deuxième test à l'hydrogène de la cavité EZ53.

Le deuxième test est le plus important, c'est celui où l'interface est positionnée à une dizaine de mètres sous le sabot du cuvelage cimenté, là où se fait la connexion entre le sel, le ciment et le cuvelage d'acier. C'est ce test qui permet de vérifier l'étanchéité de la liaison entre la roche et le puits (Figure 5).

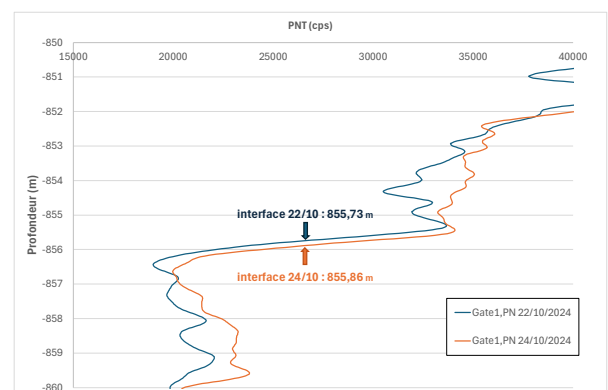


Figure 6 : Courbes de mesure au PNT à 48 h d'intervalle. L'interface est détectée à 855,73 m puis à 855,86 m.

Pour ce test, la position de l'interface a été mesurée de façon directe par diagraphie PNT (mesure dans le puits avec un outil à neutrons pulsés). La position de l'interface hydrogène/saumure est clairement visible sur les courbes enregistrées (Figure 6). La période

d'observation de 48 h a été respectée entre les deux mesures. La pression pendant cette période est restée très stable (diminution de l'ordre de 0,1 bar) ce qui permet de valider l'essai. La variation de hauteur de l'interface est très faible, à la limite de détection de la méthode. Nous considérons donc que le puits présente un très bon niveau d'étanchéité confirmant l'aptitude au stockage d'hydrogène de la cavité EZ53.

Globalement, les résultats des trois essais montrent un niveau d'étanchéité élevé avec aucune perte d'hydrogène détectable. Ils montrent également que le comportement de la cavité à l'hydrogène se révèle très similaire en termes d'étanchéité au comportement qui avait pu être constaté lors des essais réalisés précédemment à l'azote.

6 ESSAIS DE CYCLAGE

Les résultats concluants des essais d'étanchéité ont permis d'obtenir l'autorisation d'injecter une quantité plus grande d'hydrogène afin de poursuivre l'expérience par des essais de cycles de pression. Au total, 2,7 tonnes d'H₂ ont été injectées dans la cavité, représentant environ 30 000 Nm³ (Figure 7).



Figure 7 : Camion d'hydrogène à proximité de la tête du puits EZ53.

L'hydrogène occupe un volume géométrique de l'ordre de 230 m³ dans la partie haute de la cavité (Figure 8). L'hydrogène a été injecté dans le puits par l'espace annulaire et simultanément, les 230 m³ de saumure ont été expulsés sous la pression de l'hydrogène par le tube central qui descend jusqu'au fond de la cavité.

Pour simuler l'exploitation du stockage, ce volume d'hydrogène est comprimé puis décomprimé par injection puis soutirage de saumure dans la colonne centrale du puits. Des cycles de variation de pression sont ainsi appliqués à la cavité pour représenter une future exploitation du stockage telle que nous pouvons aujourd'hui l'anticiper.

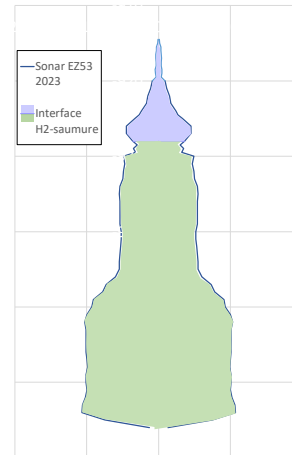


Figure 8 : Forme géométrique moyenne de la cavité EZ53 et positionnement de l'interface hydrogène/saumure au début de l'expérience.

La Figure 9 présente les variations de pression théoriques prévues pour l'expérience. Il s'agit de la superposition de cycles courts, de petite amplitude, et de cycles plus longs, de grande amplitude. Ces cycles représentent une utilisation du stockage pour répondre à des besoins intra-journaliers (correspondant par exemple à une production solaire avec une intermittence jour - nuit sur de petites quantités) et à des besoins saisonniers (production ou consommation été-hiver). Nous prévoyons donc une suite de petits cycles à basse pression, de petits cycles en augmentant la pression par paliers, de petits cycles à haute pression, de petits cycles en baissant la pression par paliers. Ensuite, 10 cycles d'amplitude maximale pour simuler des pics de demande sont prévus avant de soutirer l'hydrogène jusqu'à une pression très basse pour atteindre une vidange complète du stockage.

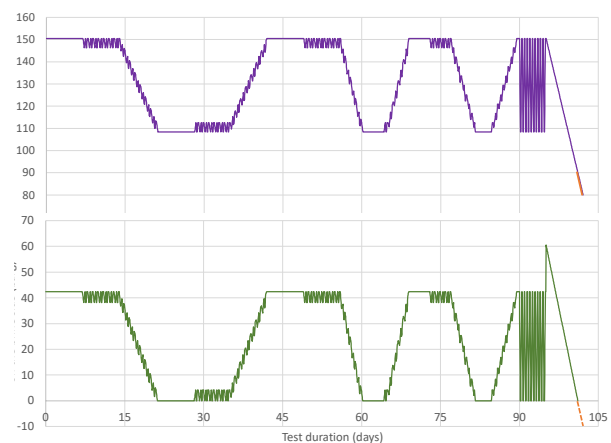


Figure 9 : Cycles de pression théoriques (en bar relatifs) à appliquer à la cavité EZ53. En haut (courbe violette) la pression hydrogène en tête de puits, en bas (courbe verte) la pression saumure en tête de puits.

Les premiers essais de cyclage sont réalisés en décembre 2024 (Figure 10). Il s'agit de cycles rapides

de petite amplitude (+4 bar / -4 bar) et à faible pression (entre 2 et 6 bar côté saumure correspondant à 112 et 116 bar côté hydrogène) :

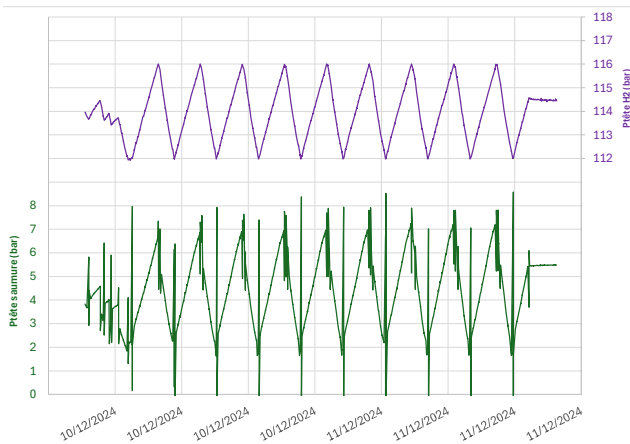


Figure 10 : Premiers cycles de variation de pression par injection et soutirage de saumure.

Nous pouvons observer que la courbe de pression de l'hydrogène (qui reste statique) est très "propre" alors que la courbe de pression de saumure est très marquée par les effets d'ouverture et de fermeture des vannes ("coups de bélier") sur le circuit de saumure et à chaque arrêt et redémarrage de la pompe d'injection par les effets de pertes de charge, la saumure passant d'un état dynamique en injection à un état statique à l'arrêt. La courbe saumure est donc beaucoup plus "bruitée". Pour cette raison, dans la suite de l'article, uniquement les courbes d'hydrogène seront abordées.

Les autres cycles ont été réalisés à partir du mois de février 2025 en différentes séries de 10 à 12 cycles :

- une série de petits cycles en pression montante de petite amplitude (+5 bar / -2 bar) en partant de 110 bar jusqu'à atteindre la pression maximale de 150 bar,
- une série de petits cycles de faible amplitude (+4 bar / -4 bar) à haute pression (proche de 150 bar),
- une série de petits cycles en pression descendante (-5 bar / +2 bar) jusqu'à 110 bar,
- une série de petits cycles de faible amplitude (+4 bar / -4 bar) à basse pression (proche de 110 bar),
- une série de petits cycles en pression montante de petite amplitude (+5 bar / -2 bar) jusqu'à 150 bar,
- une série de petits cycles de faible amplitude (+4 bar / -4 bar) à haute pression (proche de 150 bar),
- Une série de grands cycles (-40 bar / +40 bar).

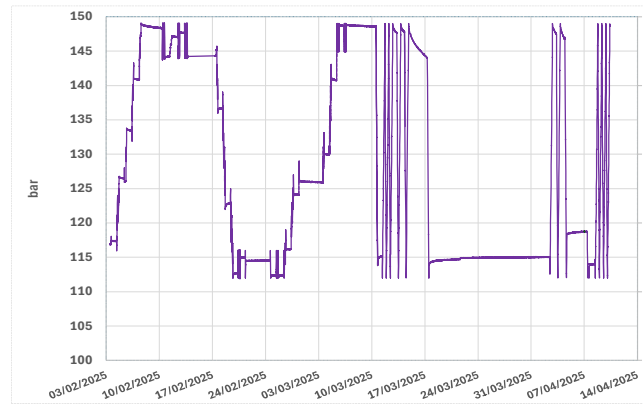


Figure 11 : Cycles de variation de pression d'hydrogène appliqués sur l'hydrogène dans la cavité EZ53.

La Figure 11 montre les variations de pression d'hydrogène telles qu'elles ont été réalisées. Il est intéressant de noter qu'il y a plusieurs périodes d'attente entre séries ou entre cycles de la même série. Lors des cycles de grandes amplitudes, il y a notamment eu, pour des raisons opérationnelles, une interruption des cyclages sur un peu plus de 2 semaines. On notera que pendant ces interruptions, la pression a tendance à diminuer à haute pression et à augmenter à basse pression. Cela est particulièrement visible lors des cycles de grande amplitude. Ce type de résultats est assez caractéristique d'effets thermiques tels que nous pouvons également les observer sur les cavités de stockage de gaz naturel. Une montée de pression provoque naturellement une augmentation de température qui devient supérieure à la température des terrains. Dans la période d'attente qui suit, la température va se rééquilibrer avec celle des terrains provoquant une contraction et donc une baisse de pression (Figure 11 entre le 14 et le 17 mars 2025). À l'inverse, suite à un soutirage, la température devient légèrement inférieure à la température des terrains, pendant la période d'arrêt, la température se rééquilibre avec les terrains provoquant une légère remontée de pression qui se stabilise ensuite (Figure 11 du 17 au 31 mars 2025).

Pour vérifier qu'il s'agit bien d'effets thermiques, ESK a réalisé des modélisations thermomécaniques (Glöckner et al., 2025). Pour cela, ils ont utilisé l'outil de simulation KAVPOOL pour modéliser le comportement thermodynamique de l'hydrogène dans la cavité couplé à FLAC 3D, pour la partie mécanique. FLAC3D est un logiciel de mécanique des milieux continus utilisant la méthode des différences finies dédié aux problématiques de mécanique des roches ou des sols. Cette suite logicielle (KAVPOOL+FLAC3D) a fait l'objet d'études comparatives assez extensives

avec le logiciel LOCAS de Brouard Consulting² au début du projet HyPSTER. Des simulations sur des historiques théoriques et sur des données réelles de la cavité EZ53 ont été réalisées avec les deux logiciels et ont donné des résultats assez similaires. Ces deux logiciels ont déjà largement fait leur preuve pour le gaz naturel. Les études comparatives ont permis de confirmer la pertinence de leur adaptation à l'hydrogène pour simuler le comportement d'une cavité saline de stockage d'hydrogène (Bérest et al. 2021).

Après quelques tentatives, notamment pour mieux tenir compte de la présence d'une grande masse de saumure dans la cavité dans les échanges thermiques (situation assez inhabituelle pour un stockage de produits gazeux), les résultats de calage obtenus sont de très bonne qualité (Figure 12). Ils sont tout à fait au niveau de ceux utilisés habituellement pour le suivi du stock des cavités de gaz naturel.

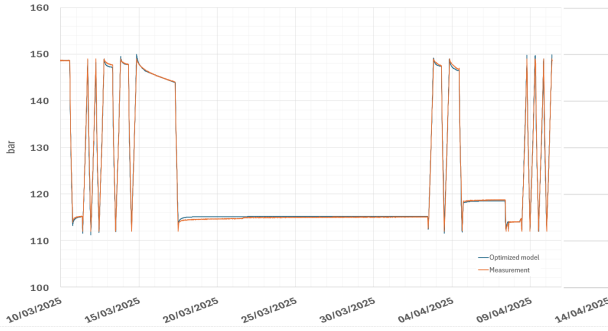


Figure 12 : Ajustements de la pression hydrogène pendant les cycles de grandes amplitudes (les mesures sont en orange et le modèle optimisé est en bleu).

7 SOUTIRAGE

Début mai 2025, le tube central du puits a été rempli d'eau afin de diminuer la densité et atteindre une pression en tête de 150 bar côté hydrogène (pression maximale) et 60 bar côté eau (contre 40 bar en saumure du fait de la différence de densité des deux fluides). Cela a permis une dépressurisation d'une amplitude plus importante par soutirage de l'hydrogène. L'hydrogène a été soutiré du 6 au 7 mai sur 2 jours, passant de 150 à 95 bar (Figure 13). Mi-mai, la dépressurisation a été prolongée jusqu'à descendre à 85 bar côté hydrogène, sachant qu'en dessous de 90 bar côté hydrogène, la pression côté eau devenait sub-atmosphérique. Pour récupérer une information sur la pression côté eau, nous avons, dans un premier temps, réinjecté de l'eau puis de la saumure jusqu'à

avoir au moins 20 bar de pression positive sur la saumure.

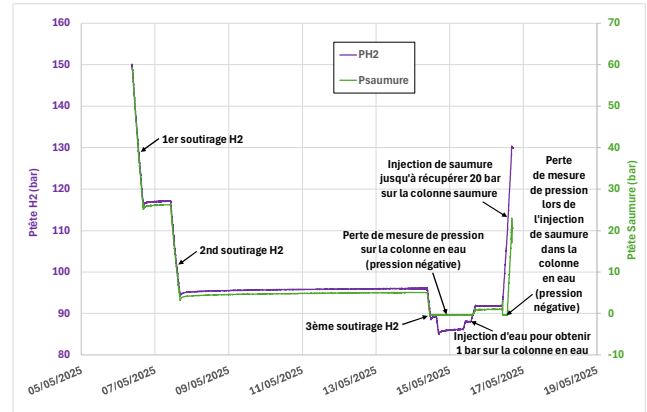


Figure 13 : Décompression de la cavité par soutirage d'hydrogène.

8 ETUDE SUR LES RISQUES SOUS-SOL DU STOCKAGE DE L'HYDROGENE

Le projet HyPSTER intègre la réalisation de différentes études comme des analyses technico-économiques sur l'intérêt du stockage d'hydrogène, mais également des études des risques liés à cette activité (voir par exemple Djizanne, 2022). Dans ce cadre, l'Ineris a notamment réalisé une étude sur la stabilité de la cavité EZ53 qui serait utilisée comme stockage d'hydrogène et qui subirait une éruption de puits (scénario extrême de rupture de tête de puits avec vidange jusqu'à la pression atmosphérique). Pour cette étude, le logiciel LOCAS a été utilisé sachant qu'il permet le couplage des effets thermodynamiques de l'hydrogène en cavité et de mécanique sur le sel. Pour vérifier la stabilité de la cavité, nous utilisons un certain nombre de critères. À titre d'exemple, un des critères est l'apparition de la dilatance du sel en fonction des contraintes déviatoriques selon la formule (DeVries, 2005) :

$$\sqrt{J_2} < \sqrt{J_{2,dil}} = \frac{D_1 \left(\frac{I_1}{\text{sign}(I_1)\sigma_0} \right)^m + T_0}{(\sqrt{3} \cos \psi - D_2 \sin \psi)}$$

où J_2 est le second invariant du tenseur des contraintes déviatoriques, I_1 est le premier invariant du tenseur des contraintes, ψ est l'angle de Lode, $\sigma_0 = 1$ MPa est une constante dimensionnelle, T_0 est la résistance à la traction non confinée et (D_1 , D_2 , m) sont des paramètres du sel gemme. Comme on peut le voir sur la Figure 14, la zone dilatante reste confinée aux

² Ces logiciels sont commercialement disponibles auprès d'ESK pour KAVPOOL, d'ITASCA Software pour FLAC3D et de Brouard Consulting pour LOCAS.

abords immédiats de la cavité, sans risque de perte d'intégrité malgré ce scénario extrême.

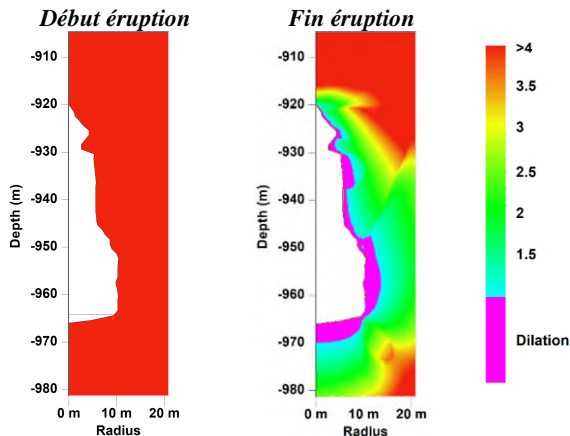


Figure 14 : Critère d'apparition de la dilatance au début et à la fin de l'éruption du puits. La couleur magenta indique la zone où les contraintes dépassent la limite de la dilatance.

9 CONCLUSION

Le projet HypSTER est le premier démonstrateur de stockage souterrain d'hydrogène en cavité saline subventionné par l'Union européenne.

L'expérience a consisté dans un premier temps à réaliser, dans la cavité saline expérimentale EZ53, des essais d'étanchéité (à l'azote puis à l'hydrogène). Ces essais d'étanchéité ont permis de démontrer l'étanchéité à l'hydrogène de la cavité avec un niveau équivalent à celui que nous pouvons observer pour les cavités de gaz naturel. Dans un second temps, l'injection d'hydrogène avec soutirage simultané de saumure a pu être réalisée suivant le même principe que pour la mise en gaz naturel d'une cavité.

Une centaine de cycles rapides de variation de pression ont été réalisés simulant l'exploitation du stockage. Ces cycles se sont déroulés sans difficultés particulières montrant que les variations de pressions auxquelles un vrai stockage (à grande échelle) pourrait être soumis peuvent avoir lieu. Des outils numériques simulant le comportement de l'hydrogène en cavité du point de vue thermomécanique montrent qu'il est possible de suivre et prévoir l'évolution de la température et de la pression avec le même niveau de précision que celui dont nous disposons aujourd'hui pour le gaz naturel. Enfin, l'hydrogène a été soutiré de la cavité permettant de descendre à relativement basse pression puis de la saumure a été réinjectée pour chasser l'hydrogène restant et remettre la cavité dans son état initial, marquant ainsi la fin de l'expérience.

Des échantillons de saumure prélevés avant et après l'expérience sont en cours d'analyse pour vérifier si une éventuelle activité bactérienne a pu avoir lieu dans la cavité en présence d'hydrogène. Cela

pourrait amener à une transformation d'une partie de l'hydrogène en H_2S (bactéries sulfato-réductrices), voire en CH_4 (bactéries méthanogènes). Les résultats seront publiés prochainement.

Cette expérience a néanmoins permis de démontrer en grandeur réelle que le stockage d'hydrogène en cavités salines est non seulement possible mais que c'est une solution aussi fiable que le stockage de gaz naturel développé depuis près de 60 ans dans de nombreux pays. Cette technique pourrait permettre de répondre aux enjeux de stockage d'énergie à grande échelle et apporter ainsi sa pierre à l'édifice de la transition énergétique indispensable pour limiter les effets du réchauffement climatique.

REMERCIEMENTS

Le projet HypSTER a été cofinancé par le programme H2020 de l'Union européenne via le *Clean Hydrogen Partnership* sous la convention de subvention n°101006751. Les auteurs remercient vivement cette institution de leur confiance. Ils remercient également l'ensemble des partenaires du projet : Storengy, Axelera, Brouard Consulting, Ecole Polytechnique-Armines, Equinor, ERM, ESK, Ineris et Inovyn, pour leur investissement humain, matériel et financier qui a contribué à la réussite de ce projet.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

API specification 5CT Casing Tubing, Eleventh edition, December 2023, American Petroleum Institute, Publishing Service, Washington DC

Berest P., Brouard B., Schlichtenmayer M., Glöckner M. (2021) Deliverable 2.1b - Adapted H2 Storage Models (Public Summary), HypSTER Project, <https://hypster-project.eu/media/> consulté le 23/01/2026.

DeVries, K. L., Mellegard, K. D., Callahan, G. D., & Goodman, W. M. (2005). Cavern roof stability for natural gas storage in bedded salt. Sandia Report SAND2005-6000. <https://doi.org/10.2172/850074>.

Djizanne H., Murillo Rueda C., Brouard B., Bérest P., Hévin G. Blowout Prediction on a Salt Cavern Selected for a Hydrogen Storage Pilot. *Energies*, 2022, 15 (20), pp.7755.

Glöckner M., Schlichtenmayer M., Bannach A., Hévin G. (2025) Deliverable 2.6 - Model Qualification of Test Caverns on Field Test Data – (Integral) HypSTER Project, <https://hypster-project.eu/media/> consulté le 23/01/2026.