



ROSTOCK-H

Tâche T 6.3 – Livrable L 6.3

8 octobre 2021

Etat des connaissances sur le stockage de l'hydrogène en cavité saline et apport du projet ROSTOCK-H





Ineris - 159826 - 2702809 - v1.0

08/10/2021

Livrable L6.3 du projet ROSTOCK-H

Etat des connaissances sur le stockage de l'hydrogène en cavité saline et apport du projet ROSTOCK-H

PRÉAMBULE

Le présent document a été réalisé dans le cadre du projet de recherche ROSTOCK-H subventionné par le GIS GEODENERGIES.

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.

Liste complète des personnes ayant participé à la rédaction du document :

AGNOLETTI Marie-France, PErSEUs (Université de Lorraine)

BARBIER Laura, PErSEUs (Université de Lorraine)

COQUELET Christophe, Mines ParisTech

CORVISIER Jérôme, Mines ParisTech

DE DONATO Philippe, Université de Lorraine

GOLFIER Fabrice, GeoReSSources (Université de Lorraine, CNRS)

GOMBERT Philippe, Direction Sites & Territoires, Ineris

GRGIC Dragan, GeoReSSources (Université de Lorraine, CNRS)

HADJ-HASSEN Faouzi, Mines ParisTech

JALLAIS Simon, Air Liquide

JORAND Frédéric, LCPME (Université de Lorraine, CNRS)

KARIMI-JAFARI Mehdi, Geostock

LACROIX Elodie, Direction Sites & Territoires, Ineris / GeoReSSources (Université de Lorraine)

LAHAIE Franz, Direction Sites & Territoires, Ineris

REVEILLERE Arnaud, Geostock Green Storage

THORAVAL Alain, Direction Sites & Territoires, Ineris

TRUCHE Laurent, ISTerre (UGA, CNRS, USMB, IRD, Univ Gustave Eiffel)

WEINBERGER Benno, Direction Incendie- Explosion-Dispersion, Ineris

Table des matières

1	Introduction	9
2	Concept du stockage souterrain de l'hydrogène (A. Réveillère, M. Karimi-Jafari)	9
2.1	Développement du stockage souterrain en cavité salines.....	9
2.2	Création d'une cavité saline de stockage	11
2.3	Avantages d'un stockage souterrain de l'hydrogène.....	12
2.4	Intégrité d'une cavité saline de stockage	13
3	Cadre réglementaire applicable et procédures administratives associées (P. Gombert, F. Lahaie, B. Weinberger, S. Jallais).....	14
3.1	Etat des réflexions à l'échelle européenne	14
3.2	Réglementation française	14
3.2.1	Législation applicable au stockage souterrain de l'hydrogène en matière de titre minier..	14
3.2.2	Législation applicable aux stockages souterrains en matière d'autorisation environnementale.....	15
3.3	Réglementation sur les stockages souterrains de gaz dans d'autres pays	16
3.3.1	Réglementation sur les stockages souterrains de gaz en Allemagne	16
3.3.2	Réglementation sur les stockages souterrains de gaz aux États-Unis.....	18
3.3.3	Cadre réglementaire de la Grande Bretagne	19
4	Spécificités du stockage souterrain de l'hydrogène en cavité saline (F. Hadj-Hassen, C. Coquelet, J. Corvisier, F. Golfier, D. Grgic, L. Truche, F. Jorand)	20
4.1	Propriétés thermodynamiques de l'hydrogène.....	20
4.2	Interactions de l'hydrogène avec les matériaux présents dans la cavité.....	21
4.3	Interaction avec la complétion (acier, ciment).....	22
4.4	Impact de l'activité bactérienne en cavité saline	25
4.5	Fuites d'hydrogène et impact des couplages hydromécaniques	29
5	Dimensionnement d'un stockage souterrain d'hydrogène en cavité saline (F. Hadj-Hassen, M. Karimi-Jafari, A. Réveillère).....	34
5.1	Dimensionnement des installations de surface.....	34
5.2	Caractérisation du sel	37
5.3	Modélisation couplée	38
5.4	Pilote de stockage en laboratoire	41
6	Analyse technico-économique (S. Jallais, F. Hadj-Hassen).....	42
6.1	Description des marchés et des scénarios	42
6.2	Retour d'expérience du stockage de Spindletop.....	44
7	Analyse des risques et monitoring environnemental (A. Thoraval, P. Gombert, P. de Donato, E. Lacroix).....	46
7.1	Analyse des risques.....	46
7.1.1	Description du stockage et de son environnement.....	47
7.1.2	Identification, caractérisation et réduction des potentiels de dangers	49
7.1.3	Retour d'expérience d'accidents ou incidents	50

7.1.4	Démarche d'identification des séquences accidentelles.....	51
7.1.5	Evénements Redoutés Centraux liés au puits	52
7.1.6	Finalisation de l'analyse des risques pour un stockage réel	52
7.2	Impact attendu d'une fuite d'hydrogène dans un aquifère de surface.....	53
7.2.1	Expérience réalisée	53
7.2.2	Résultats obtenus	54
8	Acceptabilité sociale du stockage souterrain de l'hydrogène (L. Barbier, M.F. Agnoletti)	55
8.1	Une notion aux multiples facettes.....	55
8.1.1	Différents niveaux d'analyse de l'acceptabilité.....	55
8.1.2	Mesure de l'acceptabilité sociale	56
8.2	Comment le stockage géologique souterrain de l'hydrogène est-il perçu ?	56
8.2.1	Perception de l'hydrogène et de son stockage.....	57
8.2.2	Effets des caractéristiques individuelles sur l'acceptabilité.....	57
8.3	Quels facteurs affectent l'acceptabilité sociale du stockage souterrain de l'hydrogène ?.....	58
8.3.1	Facteurs de non-acceptabilité	58
8.3.2	Facteurs d'acceptabilité	59
8.4	Conclusion sur l'acceptabilité sociale du stockage géologique souterrain de l'hydrogène ...	60
9	Conclusion sur le stockage de l'hydrogène en cavité saline	61
10	Références.....	65
11	Glossaire.....	69

Table des figures

Figure 2-1.	Exemple de positionnement de cavités souterraines de stockage (en vert et violet) dans une couche de sel (en jaune) sur un site projet du Cheshire au Royaume-Uni (Geostock, 2014).....	10
Figure 2-2.	Schéma de la complétion d'une cavité saline lors des différentes phases (GEOSTOCK) .	11
Figure 2-3.	Vue aérienne des sites de Géosel (30 cavités salines stockant environ un tiers de la consommation annuelle française d'hydrocarbures liquides) et de Géométhane (7 cavités salines stockant du gaz naturel) dans le Parc Naturel Régional du Lubéron (Google Earth).....	12
Figure 3-1.	Procédures administratives applicables à une demande de stockage souterrain d'H ₂	16
Figure 4-1.	Variation de la température en fonction de la pression au cours d'une détente isenthalpique pour l'hydrogène et d'autres gaz (P variant de P _o =22 MPa à 0.2P _o , T _o =40°C).....	20
Figure 4-2.	Volumes nécessaires de cavités pour stocker la même masse de gaz M _o en fonction de la profondeur (M _o : masse de méthane pour P _o =22 MPa et T _o =40°C).....	20
Figure 4-3.	Dispositif mis en œuvre en laboratoire pour mesurer la dissolution à l'équilibre de l'hydrogène dans une solution aqueuse et comparaison des résultats obtenus avec d'autres gaz (travaux Armines/CTP).	21
Figure 4-4.	Fractions molaires des gaz formés dans les cas de H ₂ , CH ₄ et O ₂ en fonction du taux d'insolubles	22
Figure 4-5.	Evolution au cours du temps de la concentration en sulfures en solution lors d'expérience de lixiviation de pâtes cimentaires hydratées CEM V Rombas à 20 et 90°C sous Ar ou H ₂ (10 bar). ...	24
Figure 4-6.	Schéma simplifié de l'activité bactérienne globale montrant les espèces chimiques potentiellement mobilisables pour assurer les conversions énergétiques (voies dissimilatrices) ou la fixation des nutriments de constitutions pour la biomasse (réactions assimilatrices) (Jorand, 2018) ...	25

Figure 4-7. Représentation schématique des réactions du Tableau 4-2 attendues dans le contexte du stockage géologique de l'hydrogène	27
Figure 4-8. Valeurs maximales en sel (NaCl) où des activités bactériennes ont été observées selon leur groupe métabolique, dans des études de laboratoire ou de terrain (adapté de Oren, 2011)	28
Figure 4-9. Courbes de croissance en fonction du temps de culture de <i>Shewanella oneidensis</i> MR-1 (a) et <i>Klebsiella mobilis</i> (b) cultivées en milieu riche (bouillon trypticase soja, aérobie) sous différentes concentrations de NaCl (de 5 à 100 g.l ⁻¹ en supplément de la concentration du milieu TSB)	29
Figure 4-10. Gauche : analyses au MEB d'un échantillon de sel (a, b : images à fort grossissement ; c : carte BSE ; d : carte EDS). Milieu : photo d'un échantillon cylindrique de sel équipé de jauges de déformation pour les essais hydromécaniques. Droite : distribution des vides dans un échantillon cylindrique de sel obtenue à partir d'une tomographie 3D aux rayons X.....	30
Figure 4-11. Courbe de contrainte-déformations pour les essais de compression uniaxiaux (essais 3 et 4) et triaxiaux (essais 5 et 6)	31
Figure 4-12. Evolution des vitesses des ondes élastiques P et S, des constantes élastiques dynamiques (E11, E33, ν 13, ν 31 et ν 12) et des facteurs d'anisotropie de Thomsen (ϵ and γ) au cours d'un essai de compression uniaxial.....	33
Figure 4-13. Evolution de la perméabilité apparente au gaz en fonction de la contrainte déviatorique et de la pression pour l'échantillon 5 (essai de compression triaxiale à 1 MPa de confinement, à gauche) et pour différents échantillons (essais de compression uniaxiale et triaxiale à différentes pressions de confinement, à droite).	34
Figure 5-1. Production de l'hydrogène par électrolyse et domaines d'application (source SMRI)	34
Figure 5-2. Chaines thermodynamiques d'injection et de soutirage de l'hydrogène dans la cavité pour le scénario retenu dans l'application Power to Mobility	36
Figure 5-3. Résultats d'un essai de compression triaxiale avec mesure du déviateur dilatant.....	37
Figure 5-4. Essai de fluage sur le sel avec trois paliers de déviateurs et à température constante (5, 10, 15 MPa, T = 30 °C)	38
Figure 5-5. Système du stockage en cavité saline et couplages des phénomènes associés	39
Figure 5-6. Comportement du stockage d'hydrogène en cavité saline en comparaison avec le stockage d'autres gaz.	40
Figure 5-7. Modèle numérique 2D axisymétrique avec un zoom sur le maillage de la cavité	40
Figure 5-8. Modèle CFD de la cavité allemande de Staßfurt.....	41
Figure 5-9. Pilote de stockage développé en laboratoire.....	41
Figure 6-1. Coûts impliqués dans chaque configuration de stockage avec le détail de la répartition des CAPEX	43
Figure 6-2. Profil de la cavité de Spindletop relevé par le sonar d'août 2004 (Source : Air Liquide)	45
Figure 6-3. Pressions de saumure et d'hydrogène depuis la phase de remplissage de la cavité (à gauche) et cycle d'exploitation retenu (à droite) (source : Air Liquide).....	45
Figure 6-4. Valeur maximale de la contrainte principale majeure (à gauche) et écart maximal entre le déviateur de contraintes et le critère de dilatance en contraction (à droite) (Source : Air liquide)	46
Figure 7-1. Schéma du puits considéré dans cette étude (Source : Ineris).....	47
Figure 7-2. Localisation de la cavité dans son environnement (Source : Ineris).....	48
Figure 7-3. Représentation simplifiée d'une séquence accidentelle et de ses barrières potentielles ...	52
Figure 7-4. Séquences accidentelles relatives à l'ERC1 « Perte de confinement de l'hydrogène au niveau de la tête de puits d'exploitation »	53
Figure 7-5. Coupe schématique du site de Catenoy au cours de l'injection d'hydrogène dissous	54
Figure 8-1. Réponses au questionnaire sur l'acceptabilité sociale du stockage souterrain de l'H ₂	57

Figure 8-2. Schéma simplifié des facteurs influençant les individus ayant l'intention d'agir en défaveur du stockage géologique souterrain de l'hydrogène59

Figure 8-3. Schéma simplifié des facteurs influençant les individus ayant l'intention d'agir en faveur du stockage géologique souterrain de l'hydrogène59

Résumé

Le présent document constitue le livrable 6.3 du projet de recherches ROSTOCK-H. Il traite de la spécificité du stockage de l'hydrogène en cavités salines dans l'objectif, notamment, de réguler la production parfois intermittente des énergies renouvelables en plein développement. Il passe ainsi successivement en revue le concept du stockage souterrain de l'hydrogène, le cadre réglementaire applicable en France et dans d'autres pays, les spécificités liées au stockage souterrain de l'hydrogène en cavité saline, le dimensionnement d'un tel stockage et son analyse technico-économique, les risques associés, le monitoring environnemental à mettre en place au droit d'un futur site et, finalement, l'acceptabilité sociale de cette technologie émergente. Il s'appuie à la fois sur des expériences et des modélisations originales, conçues et mises en œuvre dans le cadre du projet, mais également sur le retour d'expérience du stockage de produits divers en cavités salines qui est opérationnel depuis le milieu du 20^e siècle.

L'intérêt du projet ROSTOCK-H tient au fait que, parmi les quelques 2000 cavités salines en exploitation dans le monde, il n'en existe que 6 dédiées au stockage de l'hydrogène. Un point sur les connaissances existantes ainsi qu'un apport de nouveaux résultats s'avéraient donc nécessaires. Ces derniers confirment que le sel est une formation suffisamment étanche pour contenir de l'hydrogène, que le risque d'incident - et notamment de fuite - est limité, que l'économie de la filière hydrogène est déjà viable pour des besoins liés à la mobilité, et que son acceptabilité sociétale commence à émerger.

En France, la technologie du stockage en cavités salines est donc suffisamment mature pour pouvoir maintenant s'appliquer à l'hydrogène en dépit des propriétés spécifiques de ce gaz (forte mobilité et diffusivité, réactivité chimique et biochimique, inflammabilité...). En proposant une synthèse de l'essentiel du travail réalisé tout au long du projet ROSTOCK-H, ce document permet également de tracer des lignes directrices pour la conception et la gestion de futurs stockages souterrains de l'hydrogène en cavités salines.

Abstract

This document is the deliverable 6.3 of the ROSTOCK-H research project. It deals with the specificity of hydrogen storage in saline cavities with the aim, in particular, of regulating the sometimes intermittent production of renewable energies in full development. It successively reviews the concept of underground hydrogen storage, the regulatory framework applicable in France and in other countries, the specificities of underground hydrogen storage in saline cavities, the dimensioning of such a storage and its technico-economic analysis, the associated risks, the environmental monitoring to be implemented at a future site and, finally, the social acceptability of this emerging technology. It is based both on original experiments and modelling, designed and implemented within the framework of the project, but also on feedback from the storage of various products in salt caverns, which has been operational since the middle of the 20th century.

The interest of the ROSTOCK-H project lies in the fact that, among the 2000 or so salt caverns in operation in the world, only 6 of them are dedicated to hydrogen storage. A review of existing knowledge and new results were therefore necessary. The latter confirm that salt is a sufficiently tight formation to contain hydrogen, that the risk of incident - and in particular of leakage - is limited, that the hydrogen economy is already viable for needs related to mobility, and that its societal acceptability is beginning to emerge.

In France, salt cavern storage technology is sufficiently mature to be applied to hydrogen, despite the specific properties of this gas (high mobility and diffusivity, chemical and biochemical reactivity, flammability, etc.). By providing a synthesis of the main work carried out throughout the ROSTOCK-H project, this document also provides guidelines for the design and management of future underground hydrogen storage in salt caverns.

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

Institut national de l'environnement industriel et des risques, Livrable L6.3 du projet ROSTOCK-H, Verneuil-en-Halatte : Ineris - 159826 - v1.0, 08/10/2021.

Mots-clés :

Stockage souterrain, Hydrogène, Comportement mécanique, Risques, Acceptabilité sociétale

1 Introduction

Le projet de recherche ROSTOCK-H, intitulé « Risques et Opportunités du STOCKage géologique d'Hydrogène en cavités salines en France et en Europe », a été subventionné par le Groupement d'Intérêt Scientifique GEODENERGIES de 2016 à 2021. Il vise à améliorer les connaissances sur les phénomènes mis en jeu dans le stockage souterrain d'hydrogène en cavités salines, dans le but de permettre son optimisation et son fonctionnement en toute sécurité. Ont également été abordées les conditions technico-économiques, réglementaires et sociales pour le déploiement de la technologie en France et en Europe. Porté par Air liquide, ce projet a regroupé des équipes de recherche de Géostock, d'ARMINES (via les centres communs de recherche MINES ParisTech – ARMINES de Géosciences et de Thermodynamique des Procédés), de l'université de Lorraine et de l'Ineris.

La loi énergie-climat du 8 novembre 2019 prévoit de porter la part des énergies renouvelables à au moins 33% de la consommation d'énergie brute finale d'ici 2030. Cet objectif ambitieux témoigne d'une volonté de la France de décarboner son modèle énergétique et notamment, son système électrique. Certaines énergies renouvelables (le solaire ou l'éolien notamment) ayant un caractère intermittent ou fluctuant, leur intégration croissante dans le système électrique nécessitera de recourir à des solutions de stockage massif de l'énergie. L'une de ces solutions consiste à convertir cette électricité en hydrogène par électrolyse de l'eau, puis à stocker l'hydrogène ainsi produit. Pour cela, le milieu souterrain présente de nombreux avantages : moindre empreinte au sol, éloignement du produit par rapport aux enjeux de surface, grands volumes de stockage, possibilité de stocker sous forte pression. De plus, le stockage de produits liquides ou gazeux dans le sous-sol est pratiqué depuis le début du 20^e siècle aux Etats-Unis et depuis les années 1950 en France. On compte ainsi plus de 600 sites de stockages souterrains dans le monde, essentiellement dédiés au stockage de gaz naturel et d'hydrocarbures. En France, 23 sites de stockage sont opérationnels, hébergeant au total une centaine de réservoirs souterrains dont une majorité de cavités salines, ainsi que des aquifères, des cavités minées et un gisement déplété (Ineris, 2016 ; Géologues, 2018). Bien que toutes ces options soient actuellement à l'étude, le stockage en cavités salines apparaît aujourd'hui comme la solution la plus mature, au moins à court-terme, pour répondre aux besoins de la transition énergétique, du fait notamment de l'étanchéité naturelle remarquable offerte par le sel, et de la possibilité d'y effectuer des cycles rapides (journaliers ou hebdomadaires par exemple).

Le présent document constitue le livrable 6.3 du projet ROSTOCK-H. Il synthétise l'essentiel du travail réalisé tout au long du projet et propose des lignes directrices pour la conception et la gestion d'un stockage souterrain d'hydrogène en cavité saline, basées notamment sur les résultats obtenus. Son objectif est de présenter le concept du stockage souterrain de l'hydrogène, notamment en cavité saline (chapitre 2), le cadre réglementaire applicable et les procédures administratives associées (chapitre 3), les spécificités du stockage souterrain de l'hydrogène en cavité saline (chapitre 4), le dimensionnement d'un stockage souterrain d'hydrogène en cavité saline (chapitre 5), l'analyse technico-économique d'un tel stockage (chapitre 6), l'analyse des risques et le monitoring environnemental (chapitre 7) et, pour terminer, l'acceptabilité sociétale de cette technologie émergente (chapitre 8). Ses principaux contributeurs sont Géostock pour le chapitre 2, l'Ineris pour les chapitres 3 et 7, Mines Paris Tech pour les chapitres 4 et 5, Air Liquide pour le chapitre 6 et l'Université de Lorraine pour le chapitre 8.

2 Concept du stockage souterrain de l'hydrogène (A. Réveillère, M. Karimi-Jafari)

2.1 Développement du stockage souterrain en cavité salines

« Jusqu'à il y a environ 100 ans et la révélation de son abondance par la géologie moderne, le sel était l'une des matières premières les plus recherchées au monde. Une substance si précieuse qu'elle servit de monnaie, qu'elle a influencé l'établissement des routes commerciales et des villes, provoqué et financé des guerres, sécurisé des empires et inspiré des révolutions ». Cette traduction libre de l'écrivain et journaliste Mark Kurlanski (2002) traduit l'importance qu'a longtemps eue le sel pour l'humanité. Tout cela a changé et aujourd'hui les cristaux de sels ont une valeur du même ordre que celle du sable destiné à la construction, le sel dissous étant quant à lui sensiblement moins cher.

La révolution industrielle a en effet permis, au XVIII^e siècle au Royaume-Uni et au XIX^e siècle dans le reste de l'Europe, le développement d'une industrie d'extraction du sel présent dans le sous-sol. Cela

s'est opéré par des techniques minières (mines en chambres et piliers) ainsi que par le développement progressif du « lessivage » (injection d'eau douce et récupération d'eau salée), technique qui laisse un volume souterrain rempli de saumure en lieu et place de la roche dissoute.

Ce lessivage a commencé là où le sel était le plus accessible, à la surface des couches affleurantes (essentiellement d'halite ou « sel gemme » de formule NaCl), accélérant en quelque sorte le phénomène d'érosion naturelle, et induisant de la subsidence et des effondrements en surface. Cependant, cela ne permettait qu'une extraction limitée car seule la surface de la couche était alors exploitée. Pour gérer ces risques et améliorer le ratio d'extraction minière, les exploitants ont décidé de forer des puits jusqu'à la base de la couche de sel, puis de limiter la hauteur d'exploitation du massif de sel afin de laisser une couche de sel intact au sommet. Des cavités de plusieurs dizaines de mètres de diamètre et parfois de quelques centaines de mètres de hauteur, entièrement comprises dans une couche géologique de sel, ont ainsi été créées par cette activité extractive.

La réutilisation de ces cavités souterraines laissées remplies de saumure par l'activité minière a démarré il y a huit décennies : au début des années 1940 pour le stockage d'hydrocarbures bruts au Canada dans le contexte de la 2^{ème} guerre mondiale, et en 1961 aux Etats-Unis pour le stockage de gaz naturel. Des cavités spécifiquement conçues pour servir de stockage ont ensuite été créées, y compris pour de nouveaux produits comme par exemple l'hydrogène dès 1972 en Angleterre.

Cette industrie du stockage souterrain s'est progressivement structurée, des sociétés spécialisées sont apparues, un cadre réglementaire a été rédigé, les laboratoires de recherches se sont intéressés aux problématiques rencontrées, et les savoir-faire se sont progressivement diffusés, notamment sous l'égide du Solution Mining Research Institute (SMRI¹) qui organise des conférences et des formations depuis plus de 50 ans, et qui rassemble plus de 2000 articles dédiés aux cavités salines. Le stockage souterrain en cavité saline est donc une technologie qui a aujourd'hui atteint la maturité.

On stocke en cavité saline tous les types d'hydrocarbures (qu'ils soient à l'état liquide, gazeux, liquéfié ou supercritique) ainsi que d'autres produits tels que l'hydrogène, l'azote, l'hélium ou l'air comprimé. En France, il existe 78 cavités salines de stockage, parfois exploitées depuis plus d'un demi-siècle. Dans le monde, il y a approximativement 2000 cavités salines de stockage en exploitation dont seulement 6 pour de l'hydrogène. La Figure 2-1 présente un exemple de dimensionnement récent d'un site projet de stockage de gaz naturel, où les cavités salines prévues sont espacées les unes des autres et placées à distance du toit du sel. Le site se trouve dans le Cheshire (UK), à proximité de là où les premières exploitations industrielles souterraines des ressources de sel se sont développées.

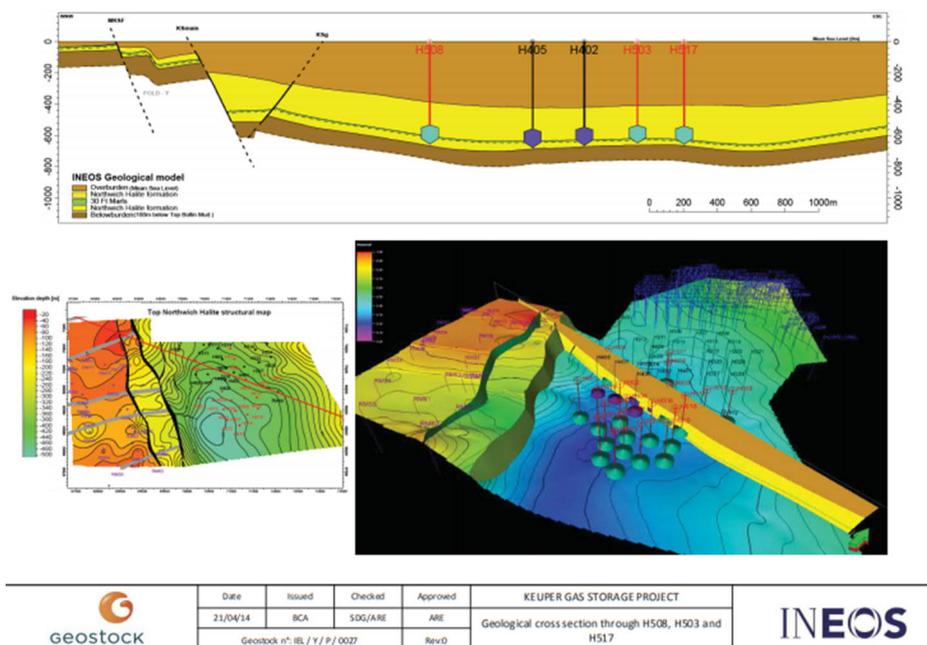


Figure 2-1. Exemple de positionnement de cavités souterraines de stockage (en vert et violet) dans une couche de sel (en jaune) sur un site projet du Cheshire au Royaume-Uni (Geostock, 2014)

¹ www.solutionmining.org

2.2 Création d'une cavité saline de stockage

Les formations salifères se présentent tantôt en couches plus ou moins épaisses, pouvant atteindre ou dépasser le millier de mètres, tantôt en dômes dont l'extension verticale est souvent très importante. Les cavités de stockage sont, en général, creusées dans le sel gemme en raison de :

- son épaisseur suffisante pour y réaliser des cavités de grandes dimensions ;
- sa bonne solubilité dans l'eau qui facilite le creusement des cavités par dissolution, nécessitant beaucoup moins de main d'œuvre et d'équipement lourd par rapport aux techniques classiques d'excavation minière ;
- sa porosité et sa perméabilité très faibles qui garantissent l'étanchéité des cavités de stockage vis-à-vis de fluides non mouillants tels que le gaz et les hydrocarbures, ainsi que sa non-réactivité chimique vis-à-vis de ces produits ;
- sa bonne tenue mécanique, en particulier sa résistance à la compression.

La création d'une cavité saline débute par le forage d'un puits de type pétrolier jusqu'à la couche de sel située à quelques centaines ou milliers de mètres de profondeur. A partir de la base ou sabot du dernier cuvelage cimenté de ce puits dans la formation salifère, une cavité d'une ou quelques centaines de mètres de hauteur est développée par lessivage. Pour ce faire, de l'eau douce est injectée soit par un tube central dont la base est située vers le fond (lessivage direct), soit par l'espace annulaire compris entre le tube central et une colonne externe (lessivage inverse). Forcée de circuler entre les points d'injection et d'extraction, l'eau lessive la paroi de la cavité, l'agrandit par dissolution et se charge en sel pour devenir de la saumure.

Afin de contrôler la dissolution du sel en partie supérieure de la cavité, un fluide inerte et plus léger que la saumure (comme l'azote) est injecté dans l'espace annulaire compris entre le cuvelage de production et la colonne externe. Le développement du toit de la cavité dépend étroitement de la façon dont on fait évoluer la profondeur de l'interface entre ce fluide inerte et la saumure. Ainsi, la géométrie de la cavité creusée est fonction de la profondeur de cette interface et de celle des points d'injection d'eau et d'extraction de saumure. La durée de lessivage d'une cavité est sensiblement proportionnelle à son volume final et inversement proportionnelle au débit d'injection d'eau. Quelques années de lessivage sont ainsi nécessaires pour obtenir une cavité de plusieurs centaines de milliers de m³

Dans le cas du stockage d'un gaz tel que l'hydrogène, l'équipement du puits est présenté dans la Figure 2-2. Il comprend :

- une colonne de production doublant intérieurement le cuvelage de production cimenté ; l'espace annulaire compris entre les deux est rempli d'un liquide dit « de complétion », ce qui permet d'isoler le cuvelage cimenté du gaz, de l'érosion et des variations de pression potentiellement dommageables, et de constituer une seconde barrière de confinement pour une meilleure sécurité ;
- une colonne centrale par laquelle la saumure est évacuée de la cavité pendant la mise en gaz ;
- une tête de puits de production.

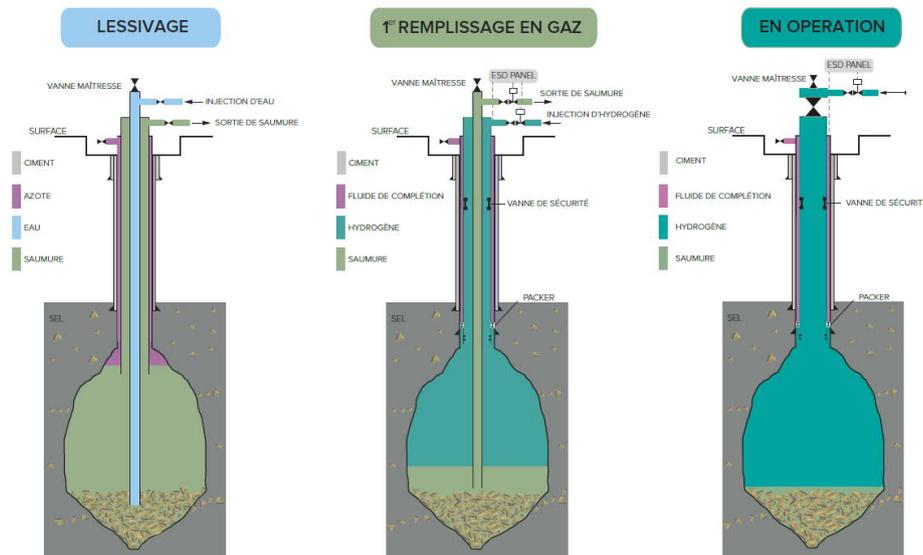


Figure 2-2. Schéma de la complétion d'une cavité saline lors des différentes phases (GEOSTOCK)

La complétion et la cavité sont l'objet d'essais d'étanchéité avant le début de la mise en gaz. Celle-ci s'effectue par injection de gaz par l'espace annulaire entre la colonne de production et la colonne centrale. La cavité n'est pas revêtue, son étanchéité est assurée par le sel lui-même. Dans le cas d'un stockage de gaz, on conservera toujours un minimum de pression dans la cavité afin d'assurer sa stabilité mécanique. Le gaz qui sert à maintenir cette pression minimale est dénommé le « gaz coussin ». La quantité de gaz injectée en plus du gaz coussin, jusqu'à ce que la cavité atteigne sa pression maximale (typiquement entre 100 et 200 bar), est appelée le « gaz utile » : c'est en comprimant et en décompressant ce gaz utile que l'on exploite le stockage.

2.3 Avantages d'un stockage souterrain de l'hydrogène

Dans le premier chapitre de Réveillère et al. (2017), David Evans montre que – dans le cas des produits pétroliers – le stockage souterrain est le maillon le moins accidentogène de la chaîne de production-stockage-distribution. Comme le soulignent Bérest et al. (2019), il y a plusieurs raisons à cela :

- en profondeur, en l'absence de l'oxygène de l'air, les produits inflammables ne peuvent pas exploser ou brûler ;
- ces produits sont protégés des agressions externes (tornade, incendie, chute d'aéronef, attentat) par plusieurs centaines de mètres de terrains ;
- les stockages souterrains sont peu sensibles aux tremblements de terre dont l'effet maximal se produit le plus souvent à la surface du sol.

Par ailleurs, leur emprise en surface est faible comme le montre par exemple la Figure 2-3.



Figure 2-3. Vue aérienne des sites de Géosel (30 cavités salines stockant environ un tiers de la consommation annuelle française d'hydrocarbures liquides) et de Géométhane (7 cavités salines stockant du gaz naturel) dans le Parc Naturel Régional du Lubéron (Google Earth)

Plus de 10 % de la production annuelle mondiale de gaz naturel est aujourd'hui stockée dans 661 sites de stockage souterrain, que ce soit en cavités salines, en aquifères ou en gisements déplétés, ce qui représente 422 milliards de m³ (CNTP)². Le stockage souterrain a pris une place aussi importante parce

² Un m³ (CNTP) correspond au volume occupé par 1 m³ de gaz dans des Conditions Normales de Température et de Pression, soit 1013 hPa et 0°C ; on trouve parfois l'appellation Nm³ ou (N)m³ pour « Normo-m³ » ou « Normal-m³ ».

qu'il est moins cher, plus sûr et moins impactant sur l'environnement que les techniques alternatives de stockage en surface. Ces avantages restent tout aussi valables pour l'hydrogène, son stockage souterrain pourrait également prendre une place majeure dans l'écosystème d'hydrogène énergétique qui est en train de se développer aujourd'hui.

2.4 Intégrité d'une cavité saline de stockage

Une cavité de stockage de gaz est, sauf exception, exploitée par les cycles de compression-détente du gaz utile. Le respect de limites d'opération sur les pressions et leurs variations dans le temps permettent de maîtriser les principaux risques, à savoir :

- la rupture du massif de sel ;
- la perte excessive de volume de la cavité qui peut être significative pour une cavité profonde à très basse pression (on détermine une pression minimale admissible sur la base de résultats d'essais de laboratoire et de modélisations géomécaniques) ;
- la perte de l'étanchéité du sel, notamment par le développement d'une micro-fracturation, qui est un risque aux pressions élevées de gaz ; on gère ce risque en respectant une pression maximale admissible qui peut être basée sur les résultats d'essais de fracturation hydraulique en forage (en particulier, elle doit être largement inférieure à la pression de fracturation obtenue lors des essais en forage) ;
- la fuite à travers la cimentation autour du sabot du cuvelage ; ce risque est estimé par un essai d'étanchéité de type « Mechanical Integrity Test » ou « MIT ».

La création et l'exploitation de la cavité perturbent les contraintes initiales existantes dans le sel. Dans les cas extrêmes, ces perturbations peuvent engendrer un endommagement du sel et sa rupture à plus ou moins grande échelle. L'application de règles de dimensionnement et d'exploitation des cavités de stockage de gaz sont nécessaires pour éviter ces phénomènes indésirables (cf. chapitre 4). Les principaux mécanismes de rupture du sel sont la rupture à la traction (notamment due aux effets thermiques), et la rupture au cisaillement à court terme (très souvent en extension) ou au cisaillement à long terme (fluage tertiaire) :

- à l'échelle d'une cavité, le scénario de rupture le plus probable survient généralement en mode d'extension à très basse pression (lorsque la pression dans la cavité est plus faible que les contraintes orthoradiales à la paroi de la cavité), que cela soit au cisaillement ou à la traction, à cause des irrégularités de la forme de la cavité ;
- la traction thermique (toujours en mode d'extension) due au refroidissement du gaz en cavité peut avoir lieu pendant des soutirages rapides à une pression basse ; l'extension de la zone en traction autour de la cavité peut varier en fonction des paramètres d'exploitation, en particulier la vitesse de variation de la pression en cavité ;
- pour que la traction (concept de traction effective) apparaisse dans le sel autour d'une cavité, la pression du gaz doit être supérieure à la contrainte tangentielle la moins compressive additionnée de la résistance du sel à la traction ; cette dernière étant faible, elle est de façon conservative souvent considérée comme nulle ;
- avant que la rupture à court terme ne survienne, le sel subit un état de dilataance dans lequel l'endommagement accroît sa perméabilité ; plusieurs auteurs ont mentionné que l'apparition de la dilataance peut être considérée comme un critère de rupture à long terme.

La variation de la pression interne pendant l'exploitation d'une cavité de stockage a donc un effet déterminant sur la stabilité locale ou globale de la structure. La pression minimale de service dépend de l'état de contrainte lithostatique (c'est-à-dire de la profondeur de la caverne et du poids des terrains susjacentes). Une pression très basse à court terme peut engendrer des instabilités locales qui changent la forme initiale de la cavité (par exemple écaillage des parois, remontée du toit, convergence excessive des parois). A long terme cela peut entraîner l'effondrement global de la caverne en dérogeant au troisième critère (fluage tertiaire). Ainsi la durée des opérations à basse pression dans les cavités de stockage de gaz doit-elle être limitée.

L'enjeu associé à la pression maximale de service est l'accroissement progressif de la perméabilité du sel qui peut survenir bien avant la fracturation. La pression maximale admissible dépend non seulement de l'état de contrainte lithostatique mais aussi de l'historique de la pression interne. En effet, l'état de contrainte du massif se modifie dans le temps en raison du caractère visqueux du sel.

Aujourd'hui, grâce aux modélisations numériques, le respect des critères de stabilité et d'étanchéité d'une cavité saline peut être vérifié dès sa conception. A la fin de la construction, l'étanchéité du système

cavité-puits est contrôlée avec des tests d'étanchéité (MIT) qui permettent de contrôler en particulier la qualité de la cimentation au niveau du dernier cuvelage cimenté. En cours d'exploitation, des contrôles périodiques de la géométrie de la cavité par sonar et de l'état des cuvelages (acier et cimentation) sont réalisés afin de vérifier l'intégrité de la cavité et de sa liaison avec la surface. Un réseau de surveillance microsismique permet également de détecter en continu d'éventuelles chutes de blocs ou autres phénomènes de rupture, et ainsi de mettre en place des actions correctives si nécessaire.

3 Cadre réglementaire applicable et procédures administratives associées (P. Gombert, F. Lahaie, B. Weinberger, S. Jallais)

Pour favoriser le développement d'une filière de stockage souterrain d'hydrogène en France, il est important de s'assurer que le cadre réglementaire est adapté et, le cas échéant, d'identifier les évolutions nécessaires pour assurer un développement maîtrisé de cette filière, notamment sur le plan de la sécurité et de l'environnement. On traite ici du cadre réglementaire applicable à la partie souterraine des stockages souterrains d'hydrogène ou de gaz analogues, sachant que les installations de surface nécessaires pour opérer ce type de stockage (compresseurs, échangeurs, stations de séchage et de purifications, canalisations, stockages temporaires, éventuellement électrolyseurs, etc.) ne sont pas spécifiques au stockage souterrain et ont une réglementation déjà mature.

3.1 Etat des réflexions à l'échelle européenne

La Commission Européenne a établi plusieurs textes pour encourager la transition énergétique en Europe, dont les directives 2009/28/CE et 2012/27/CE et plus récemment, le Pacte vert pour l'Europe (Com(2019) 640). Une stratégie européenne sur l'hydrogène a été définie le 8 juillet 2020 (COM(2020) 301) mais peu de mesures concrètes ont été prises, à ce stade, dans le domaine du stockage souterrain.

En outre, plusieurs projets européens de recherche ont été menés (ou sont en cours) sur la thématique « hydrogène », dont :

- le projet HyUnder (2012-2014) qui a évalué le potentiel de stockage souterrain d'électricité renouvelable sous forme d'hydrogène dans l'Union Européenne mais sans aborder les réglementations de chaque Etat membre ;
- le projet HyLaw (2017-2018) qui a étudié les législations et réglementations concernant les piles à combustible et les applications de l'hydrogène, ainsi que les barrières légales à leur déploiement et à leur commercialisation, sans toutefois aborder le stockage souterrain ;
- le projet HyPSTER (2021-2023) qui vise notamment à faire un état, à l'échelle européenne, des réglementations et normes applicables à la sécurité du stockage d'hydrogène en cavité saline. Les résultats de cette étude ne seront toutefois disponibles qu'en 2023.

3.2 Réglementation française

Même si des projets sont en cours, aucun démonstrateur ou site industriel de stockage souterrain d'hydrogène n'a encore été mis en œuvre sur le territoire français. Par conséquent, le cadre juridique s'appliquant à cette activité n'a pas encore été éprouvé. Toutefois, l'étude réalisée par l'Ineris dans le cadre du projet STOPIL-H2 (Djizanne & Lahaie, 2020) a permis, à travers l'analyse du cas concret du pilote d'Etretz, d'avoir une vision plus précise du cadre réglementaire français applicable.

3.2.1 Législation applicable au stockage souterrain de l'hydrogène en matière de titre minier

Depuis la parution de l'ordonnance n° 2021-167 du 17 février 2021 relative à l'hydrogène, le stockage souterrain de l'hydrogène est encadré par le code minier (Livre II) et ce, quelle que soit son origine (fossile, renouvelable ou bas carbone) ou son usage (industrie chimique, mobilité, injection dans le réseau de gaz, etc.)³. A ce titre, la recherche, la création, les essais, l'aménagement et l'exploitation d'un stockage souterrain d'hydrogène nécessitent l'obtention d'un titre minier (permis exclusif de recherches ou concession d'exploitation), selon les procédures définies dans le code minier (Livre II –

³ Avant la publication de cette ordonnance, seul le stockage de l'hydrogène à usage industriel était couvert par le code minier en tant que « produit chimique à destination industrielle » (art L211-2).

Titres II à IV) et précisées dans le Décret n°2006-648 du 2 juin 2006 relatif aux titres miniers et aux titres de stockage souterrain. Toutefois, l'ordonnance du 17 février 2021 stipule que « le titulaire d'une concession de stockage de gaz combustible ou de gaz naturel est dispensé de l'obligation d'obtenir un nouveau titre minier pour stocker de l'hydrogène, lorsque les formations géologiques dans lesquelles le stockage d'hydrogène est envisagé sont incluses dans le ou les périmètres couverts par le titre dont il dispose déjà.

3.2.2 Législation applicable aux stockages souterrains en matière d'autorisation environnementale

Après délivrance éventuelle du titre minier de stockage souterrain d'hydrogène (ou dans le cadre de sa concession existante s'il est en dispensé au titre de l'article 6-2° de l'ordonnance du 17 février 2021), le porteur de projet doit obtenir une autorisation pour la mise en œuvre des travaux de stockage souterrain (recherches, création, essais, aménagement ou exploitation). Trois cas de figure peuvent alors se présenter :

1. Des travaux d'exploration sont envisagés sur un site nouveau et mettent en œuvre une quantité d'hydrogène inférieure à 100 kg, seuil de classement ICPE (Installation Classée pour la Protection de l'Environnement) au titre de la rubrique 4715 ; c'est le cas des travaux de forage, de création ou d'aménagement de cavité, ou d'essais mobilisant de faibles quantités d'hydrogène ; ces travaux sont encadrés par le code minier et doivent respecter le titre VI du livre II du code minier, le décret n°2006-649 du 2 juin 2006 relatif aux travaux miniers, aux travaux de stockage souterrain et à la police des mines et des stockages souterrains, le décret n°2016-1303 du 4 octobre 2016⁴ relatif aux travaux de recherches par forage et d'exploitation par puits de substances minières (dit décret « forage »), et l'arrêté ministériel du 14 octobre 2016⁴ relatif aux travaux de recherches par forage et d'exploitation par puits de substances minières (dit arrêté « forage ») ;
2. Des travaux d'exploration sont envisagés sur un site nouveau et mettent en œuvre une quantité d'hydrogène supérieure au seuil de classement ICPE au titre de la rubrique 4715 (soit 100 kg) ; dans ce cas :
 - s'ils sont entrepris sur un site nouveau, ils relèvent de la réglementation ICPE au titre du régime de la déclaration (si la quantité d'hydrogène est comprise entre 100 kg et 1 t) ou du régime de l'autorisation (si la quantité d'hydrogène est supérieure à 1 tonne, avec un seuil SEVESO bas de 5 tonnes et un seuil SEVESO haut de 50 tonnes) ;
 - s'ils sont réalisés au sein d'un stockage souterrain existant, ils doivent être instruits comme une modification de l'ICPE existante ; la nature des modifications apportées ainsi qu'une présentation des enjeux, risques et inconvénients associés doivent être portées à la connaissance du Préfet ; celui-ci juge alors du caractère de ces modifications, selon les critères fixés à l'article R.181-46 du code de l'environnement, et statue sur les suites administratives à donner : si les modifications sont jugées substantielles, il faudra déposer une nouvelle demande d'autorisation environnementale, sinon une mise à jour des prescriptions applicables au site par arrêté préfectoral complémentaire ou modificatif suffira ;
3. Des travaux d'exploitation de stockage souterrain (premier remplissage de la cavité, opérations d'injection/soutirage, maintenance et surveillance des installations) sont envisagés ; en application des dispositions de la directive 2012/18/UE du 4 juillet 2012, dite « directive Seveso III », l'exploitation d'un stockage d'hydrogène relève de la législation des ICPE au titre de la rubrique 4715 et elle est donc régie par le code de l'environnement (Livre V – Titre 1^{er}).

Au vu des quantités d'hydrogène attendues dans les futurs stockages souterrains d'hydrogène, ces derniers relèveront très probablement du régime d'autorisation SEVESO seuil haut. Dans ce cas, toute modification apportée (création d'une nouvelle cavité, forage d'un nouveau puits, etc.), ainsi que la mise à l'arrêt définitif du stockage, seront encadrées au titre des ICPE et non du code minier.

La Figure 3-1 présente une synthèse des procédures administratives actuellement applicables en France à un projet de stockage souterrain d'hydrogène.

⁴ Ces textes ne seront applicables qu'après modification de leur article 2 pour y intégrer l'hydrogène.

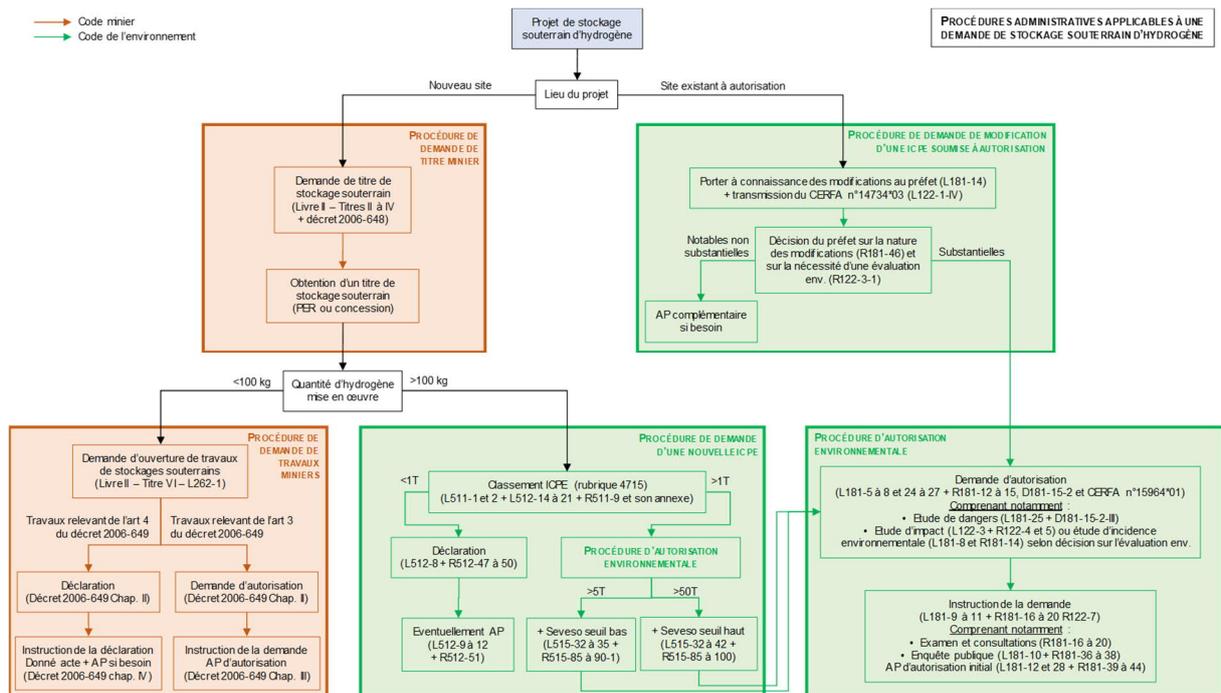


Figure 3-1. Procédures administratives applicables à une demande de stockage souterrain d'H₂

3.3 Réglementation sur les stockages souterrains de gaz dans d'autres pays

3.3.1 Réglementation sur les stockages souterrains de gaz en Allemagne

Contrairement à la France où l'article L 211-2 du code minier établit la liste des produits autorisés dans un stockage souterrain, il n'existe pas en Allemagne de telle liste limitative. Chaque nouveau produit destiné à être stocké doit préalablement faire l'objet d'une évaluation de son impact sur l'environnement. Par la suite, la législation qui s'applique à ce nouveau produit est la même que celle qui s'applique actuellement au stockage souterrain de gaz naturel. C'est la raison pour laquelle l'Allemagne a pu réaliser en 2016, sans modification législative, un stockage industriel d'hélium à Epe (Rhénanie-du-Nord). Il s'agit du premier site commercial au monde de stockage souterrain d'hélium pur au sein d'une cavité saline⁵ située à 1300 m de profondeur.

Les principaux textes qui régissent les stockages souterrains de gaz naturel en Allemagne, et qui sont également applicables à un futur stockage d'hydrogène, sont la Loi fédérale sur les mines du 13 août 1980 - Bundesberggesetz⁶ (BBergG) et l'Arrêté sur l'évaluation de l'impact sur l'environnement des projets miniers (UVP V Bergbau).

La loi BBergG couvre le droit minier et notamment le stockage souterrain dans son paragraphe 126 qui précise les conditions nécessaires pour déterminer l'aptitude d'un site de stockage souterrain :

- l'article 51 stipule que l'autorisation de mise en place et d'exploitation d'un stockage souterrain est réalisée sur la base des plans opérationnels établis et mis à jour par l'exploitant, puis approuvés par l'autorité compétente ; il s'agit :
 - o des plans d'exploitation principaux, nécessaires pour l'instauration et l'exploitation d'un stockage souterrain ; d'une durée de validité généralement limitée à deux ans, ils précisent les différentes opérations prévues par l'exploitant et, en cas de réaménagement, l'ensemble des travaux et des nouvelles installations prévues ;
 - o des plans d'exploitation spéciaux qui peuvent être exigés par l'autorité compétente pour certaines parties du projet ; ils traitent d'ouvrages spéciaux et d'installations situées

5 <https://fr.media.airliquide.com/actualites/premiere-mondiale-air-liquide-met-en-service-le-premier-site-de-stockage-dhelium-pur-f2ed-1ba6d.html>

6 <http://www.gesetze-im-internet.de/bbergg/>

hors du plan d'exploitation principal mais qui ne peuvent pas y être inclus car les opérations nécessaires dépassent la durée limite de deux ans précédemment fixée ;

- des plans opérationnels cadres qui présentent toutes les installations afin d'établir un cadre pour les futurs aménagements (en vue de leur approbation par des plans d'exploitation principaux et spéciaux) ; ils donnent à l'administration un aperçu du projet dans son ensemble, afin d'évaluer des sources de conflits potentiels en lien avec la sécurité publique, l'ordre public et l'environnement ; ils permettent à l'exploitant d'obtenir une approbation de principe pour l'exécution de son projet minier, leur exécution nécessitant l'approbation des plans d'exploitation principaux et spéciaux ;
- l'article 55 stipule que l'approbation d'un plan d'exploitation est accordée par l'administration si les points suivants sont vérifiés, et que l'exploitation ne va pas à l'encontre de l'intérêt public :
 1. l'extraction des ressources minérales prévue dans le plan est autorisée ;
 2. l'exploitant dispose de l'expertise et de la fiabilité nécessaires ;
 3. toutes les précautions contre les atteintes à la vie, à la santé et à la protection de la propriété sont prises tant en ce qui concerne les employés que les tiers ;
 4. les ressources minérales d'intérêt public ne subissent aucun dommage ;
 5. la surface est protégée dans l'intérêt de la sécurité publique et des transports ;
 6. les déchets résultants de l'exploitation sont correctement utilisés ou éliminés ;
 7. les précautions pour la réutilisation de la surface après l'exploitation sont prévues ;
 8. des installations de stockage ou d'exploitation de minéraux déjà existantes ne sont pas mises en danger par la nouvelle installation ;
 9. il n'est pas prévu d'effets nocifs des phases d'exploration ou d'extraction.
- en outre, en cas d'exploitation d'une installation en domaine littoral ou côtier, il faut :
 1. qu'elle n'affecte pas l'exploitation et le fonctionnement des installations maritimes ;
 2. qu'elle n'affecte pas l'utilisation des couloirs de navigation, de l'espace aérien, de la pêche, ou qu'elle ne soit pas inappropriée au maintien de la vie végétale et animale ;
 3. qu'elle n'affecte pas la pose, la maintenance et l'exploitation de câbles et de pipelines sous-marins, ainsi que la recherche océanographique ou autre recherche scientifique ;
 4. qu'elle limite le plus possible les effets dommageables sur la mer.
- l'autorisation de fermeture d'une exploitation requiert également un plan de fermeture qui s'appuie sur les points 2 à 13 ci-dessus, avec l'exigence supplémentaire que soient assurés :
 - la protection des tiers contre les dangers sur la vie et la santé causés par les activités de l'exploitant, même après leur cessation ;
 - le rétablissement de l'état de la surface concernée par l'exploitation ;
 - en domaine littoral ou côtier, l'enlèvement complet des installations opérationnelles sur les fonds marins.

L'arrêté UVP-V Bergbau précise quant à lui la portée de l'étude d'impact sur l'environnement des produits stockés, ainsi que son cadre d'applicabilité. Le contenu de cette étude est précisé dans le paragraphe 16 de la loi sur l'évaluation de l'impact sur l'environnement « Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) ». L'exploitant doit soumettre à l'autorité compétente un rapport sur l'impact probable du projet sur l'environnement, contenant au moins les informations suivantes :

- une description complète du projet ;
- une description de l'environnement et de ses composants dans le cadre du projet ;
- une description des caractéristiques du projet et du site visant à exclure, à réduire ou à compenser la survenue d'éventuels effets environnementaux négatifs importants du projet ;
- une description des mesures envisagées pour éliminer ou atténuer l'incidence des impacts environnementaux négatifs importants du projet, et des mesures de remplacement prévues ;
- une description de l'impact environnemental significatif attendu du projet ;
- une description des solutions de remplacement raisonnables en rapport avec le projet et ses caractéristiques spécifiques, ainsi que les raisons du choix fait par le promoteur du projet pour tenir compte de leurs incidences respectives sur l'environnement ;
- un résumé général non technique du rapport.

Sont soumis à l'UCP-V Bergbau, les stockages de gaz naturel d'une capacité supérieure à 100 millions de m³, ainsi que les stockages pétroliers, pétrochimiques ou chimiques d'une capacité de :

- 200 000 t ou plus ;

- 50 000 t à 200 000 t sur la base d'un examen préliminaire général au cas par cas ;
- 10 000 t à 50 000 t sur la base d'un examen préliminaire spécifique sur site au cas par cas.

3.3.2 Réglementation sur les stockages souterrains de gaz aux États-Unis

Aux États-Unis, la réglementation fédérale renvoie à des textes normatifs (codes, standards). Toutefois, chaque état peut décider s'il applique cette réglementation ou s'il utilise la sienne propre. Les exigences réglementaires applicables aux stockages de gaz⁷, qui relèvent à la fois de la compétence fédérale et de celle des États, ont considérablement évolué au cours des vingt dernières années.

Au niveau fédéral, il s'agit de :

- la FERC (Federal Energy Regulatory Commission), à laquelle la loi sur la politique énergétique de 2005 (Energy Policy Act) a notamment attribué l'autorité de marché sur les stockages de gaz, mais pas l'autorité opérationnelle et de sécurité ;
- la PHMSA (Pipeline and Hazardous Material Safety Administration) qui est une entité du Département des Transports (Department of Transportation) et qui détient l'autorité opérationnelle et de sécurité ;
- l'EPA (Environmental Protection Agency) qui a la compétence sur les aspects environnementaux associés aux rejets de gaz dans l'air, le sol et l'eau.

En 2016, La PHMSA a été chargée d'élaborer des textes normatifs sur la sécurité des stockages souterrains de gaz dans le cadre du Pipeline and Enhancing Safety Act of 2016 (PIPES Act). Elle a également publié une Règle Finale Provisoire ou Interim Final Rule (IFR) et, en janvier 2020, des Règles de sécurité fédérales uniformes minimales pour les stockages de gaz. Dans ce cadre, les entités des États devront inspecter les stockages et appliquer ces règles. La majeure partie de l'IFR, maintenant publiée en tant que règles finales, se compose de deux pratiques recommandées (Recommended Practices ou RP) par l'American Petroleum Institute (API) :

- API RP 1170 – “Design and Operation of Solution-mined Salt Caverns used in Natural Gas Storage” (September 2015) ;
- API RP 1171 – “Functional Integrity of Natural Gas Storage in Depleted Hydrocarbon Reservoirs and Aquifer Reservoirs” (July 2015).

On a vu que les considérations opérationnelles et de sécurité liées aux stockages de gaz relèvent à la fois de la compétence des États et du Département des Transports, en particulier de la PHMSA. Cependant, les États ont autorité sur les stockages souterrains de gaz intra-étatiques et ils peuvent mettre en œuvre leurs propres règles applicables à ces installations, à condition qu'elles soient plus strictes que les normes minimales, et compatibles avec elles. De nombreux États, en particulier ceux qui ont une longue histoire pétrolière et gazière, possèdent ainsi des programmes de réglementation concernant les stockages, mettant l'accent sur les problèmes d'intégrité des puits. Du fait d'une plus grande attention portée par le public aux problèmes résultant des défaillances des installations, et parallèlement à l'amélioration récente des réglementations fédérales, les États doivent maintenant examiner leurs règles afin d'envisager leur renforcement et d'édicter des règles autonomes. C'est notamment ce qu'a entrepris la Californie à la suite de l'accident d'Aliso Canyon⁸ survenu en 2015 : la Division de la gestion de l'énergie géologique de Californie (California's Geologic Energy Management Division) a récemment finalisé de nouvelles règles qui ont ainsi servi de modèles à certains États dans le processus de mise à jour de leurs programmes de stockage souterrain de gaz. En plus de suivre les règles finales de la PHMSA, en incorporant les API RP 1170 et 1171, un certain nombre de pratiques ont également été intégrées aux nouvelles règles, notamment des exigences en matière de gestion des risques, de planification des interventions d'urgence et de réalisation de tests robustes. D'autres programmes de réglementation aux niveaux fédéral et étatique abordent le rejet des produits préoccupants dans l'air, les eaux souterraines, les eaux de surface et les sols (méthane⁹, composés organiques volatils, substances toxiques, etc.).

Les technologies de création et d'exploitation des stockages sont matures, et il existe des recommandations techniques et réglementaires pour aider les industriels et les régulateurs à concevoir

⁷ Qui ne dépendent pas du type de gaz ni de l'usage (industriel ou énergétique) du gaz stocké.

⁸ Pour rappel, il s'agit d'une fuite massive de gaz émanant d'un stockage en gisement déplété, maîtrisée plusieurs mois après par injection de boue grâce à un forage de secours recoupant le puits fuyard.

⁹ Aux États-Unis, le méthane est en effet considéré comme un polluant atmosphérique et réglementé en vertu du *Clean Air Act* (ce qui n'est pas le cas de l'hydrogène).

et à exploiter ce type d'installation. Comme indiqué précédemment, les récentes règles fédérales américaines font spécifiquement référence aux pratiques API RP 1170 et 1171. Deux documents élaborés à la suite de l'accident d'Aliso Canyon fournissent également un excellent référentiel lié à la conception et à l'exploitation des installations, à l'évaluation du problème et à la réponse à apporter à la suite d'une défaillance. En 2016, un rapport intitulé « Ensuring Safe and Reliable Underground Natural Gas Storage » a été préparé par un groupe de travail fédéral formé par les Ministères de l'Énergie et des Transports, avec des recommandations pour réduire la probabilité de fuites des installations de stockage de gaz. Un autre rapport, publié en 2019, présente les résultats d'une enquête détaillée sur l'évaluation de l'incident d'Aliso Canyon et les causes profondes des défaillances.

Enfin, le document API RP 1170 fait des recommandations pour les cavités salines de dissolution. Cela concerne les principales étapes de leur conception, de leur construction et de leur exploitation. Des pratiques techniques spécifiques y sont détaillées, notamment les tests d'intégrité mécanique, les évaluations géologiques et géomécaniques, la conception du puits, les opérations de forage, les opérations d'extraction de solution saline, les opérations de stockage de gaz, la surveillance de l'intégrité de la cavité et sa procédure d'abandon.

3.3.3 Cadre réglementaire de la Grande Bretagne

L'autorité compétente en matière d'inspection du travail dans les domaines de la santé et de la sécurité au travail, la « Health and Safety Executive » ou HSE, réglemente la sécurité sur les sites de stockage de gaz en cavité saline en utilisant une législation couvrant quatre domaines distincts.

Le premier domaine est l'aménagement du territoire : les établissements qui souhaitent détenir des stocks de certaines substances dangereuses au-dessus d'une quantité seuil¹⁰ doivent s'adresser à la « Hazardous Substances Authority » ou HSA qui est l'autorité locale de planification.

Le deuxième domaine est le contrôle des risques d'accidents majeurs : la principale législation en matière de santé et de sécurité couvrant les établissements de stockage de gaz est le règlement de 1999 sur le contrôle des risques d'accidents majeurs ou COMAH (*Control of Major Accident Hazards Regulations*). Le COMAH crée un cadre pour la réglementation des établissements où il existe un risque d'accident majeur pour les personnes ou pour l'environnement. Les exploitants d'établissements COMAH sont ainsi tenus de démontrer qu'ils prennent toutes les mesures nécessaires pour prévenir les accidents majeurs impliquant des substances dangereuses, et qu'ils limitent les conséquences pour les personnes et l'environnement des accidents majeurs qui pourraient survenir. En ce qui concerne le stockage de gaz en cavité saline, la HSE recommande que la norme européenne BS EN 1918: 1998 soit adoptée, en particulier les parties 3 (Recommandations fonctionnelles pour le stockage dans des cavités salines lessivées) et 5 (Recommandations fonctionnelles pour les installations de surface). Enfin, les rapports de sécurité sont tenus de prendre en compte tous les événements externes pouvant conduire à un incident majeur, et notamment les éléments suivants :

- les effets des dangers prévisibles, tels que les séismes et les mouvements de terrain, sur les cavités salines et les installations de surface ;
- les caractéristiques géologiques de la région, qui doivent être considérées de manière suffisamment détaillée pour fournir une compréhension claire des processus géologiques qui ont formé la zone en question, de la relation entre la cavité et d'autres cavités existantes ou futures, et du potentiel d'activité sismique.

Le troisième domaine est le contrôle et la maîtrise des risques liés aux pipelines : ce domaine ne concerne pas le sujet du présent rapport.

Le quatrième domaine est la sécurité des puits et des forages : un site de forage est défini comme tout endroit où existe une activité ou une opération en relation avec l'extraction de minéraux par forage. Le forage destiné au creusement d'une cavité saline étant initialement destiné à extraire du sel, le règlement de 1995 sur la sécurité et l'exploitation des puits de forage s'appliquera dès le début des opérations sur le site, et il continuera de s'appliquer pendant toute la durée de vie de l'établissement jusqu'à l'abandon du puits.

¹⁰ Pour information, cette quantité seuil est de 15 t pour le gaz naturel et de 3 t pour l'hydrogène.

4 Spécificités du stockage souterrain de l'hydrogène en cavité saline (F. Hadj-Hassen, C. Coquelet, J. Corvisier, F. Golfier, D. Grgic, L. Truche, F. Jorand)

4.1 Propriétés thermodynamiques de l'hydrogène

Les comportements thermodynamiques de l'hydrogène et de l'hélium sont caractérisés par l'effet Joule-Thomson. En effet et contrairement aux autres gaz (méthane, air comprimé...), la température de ces deux gaz augmente légèrement au cours d'une détente isenthalpique, comme le montre la Figure 4-1.

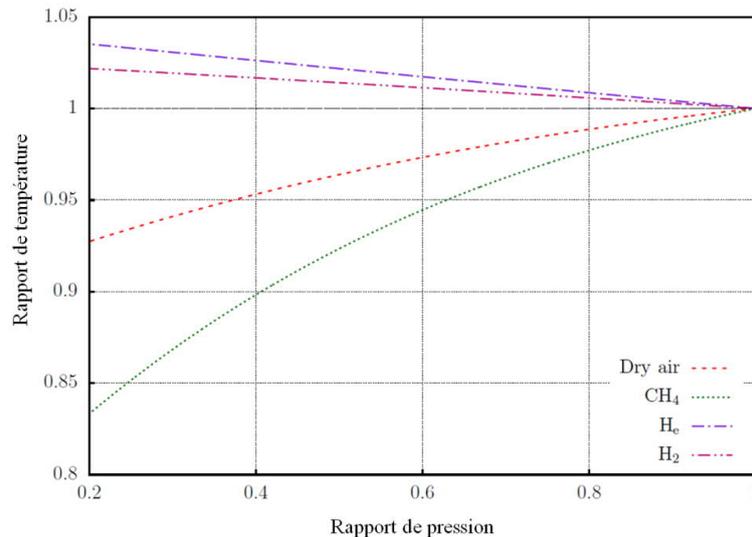


Figure 4-1. Variation de la température en fonction de la pression au cours d'une détente isenthalpique pour l'hydrogène et d'autres gaz (P variant de $P_0=22$ MPa à $0.2P_0$, $T_0=40^\circ\text{C}$)

La différence de masse volumique et de compressibilité entre ces gaz fait que pour stocker la même masse de gaz (en l'occurrence une masse référence de méthane dans une cavité de $300\,000\text{ m}^3$ à une pression de 22 MPa et à une température de 40°C qui correspond à une profondeur de 1000 m), les volumes nécessaires pour chaque gaz sont très différents. En particulier, pour l'hydrogène, il faudrait une cavité d'un volume 10 fois supérieur pour assurer le stockage de la même masse à cette profondeur. La Figure 4.2 donne l'évolution du rapport de volume nécessaire pour chaque gaz en fonction de la profondeur du stockage. A titre de comparaison, la même évolution est donnée pour un gaz parfait.

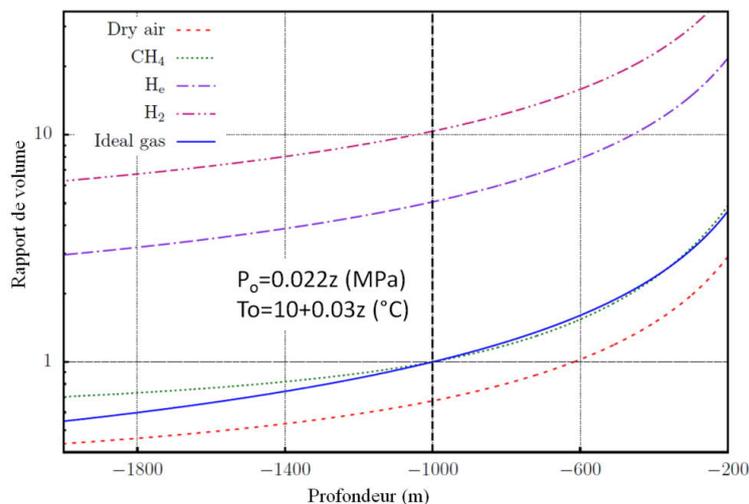


Figure 4-2. Volumes nécessaires de cavités pour stocker la même masse de gaz M_0 en fonction de la profondeur (M_0 : masse de méthane pour $P_0=22\text{ MPa}$ et $T_0=40^\circ\text{C}$)

4.2 Interactions de l'hydrogène avec les matériaux présents dans la cavité

A la fin du lessivage et de la mise en gaz, il persiste dans la cavité une quantité de saumure saturée dont le volume est estimé à environ 5 à 10 % du volume total de la cavité. Cette saumure et les insolubles qu'elle renferme échangent de la chaleur avec le gaz stocké mais d'autres échanges peuvent également s'opérer sous forme de dissolution du gaz dans la saumure, d'humidification du gaz et de réactions chimiques avec les insolubles.

La solubilité de l'hydrogène dans une solution aqueuse caractérisée par une concentration de sel donnée a été mesurée en laboratoire à l'équilibre sous différentes conditions de pression et de température. De la même façon, une comparaison des résultats obtenus a été faite avec les autres gaz stockés, notamment le CO₂ dans la solubilité est la plus forte. La Figure 4.3 montre le dispositif expérimental utilisé et les principaux résultats obtenus. Le principe de mesure repose sur la méthode statique analytique avec échantillonnage de la phase liquide et détermination de la composition par chromatographie en phase gazeuse. Les données ont permis de paramétrer trois modèles thermodynamiques : le premier repose sur l'utilisation d'une équation d'état cubique très utilisée en ingénierie (le paramètre d'interaction binaire intègre l'effet de sel), le second est un modèle moléculaire où toutes les interactions moléculaires dues à la présence de l'eau et des électrolytes sont prises en compte (à noter que ce modèle permet de prédire de manière très précise la teneur en eau du gaz) et le troisième est une modélisation géochimique des équilibres gaz-eau-sel utilisant une loi de Henry et un modèle de coefficient d'activité spécifique couplé au coefficient d'activité de Debye Huckel. Les équations d'état peuvent être intégrées directement dans la modélisation du stockage ou en post-traitement pour évaluer les pertes de gaz par dissolution.

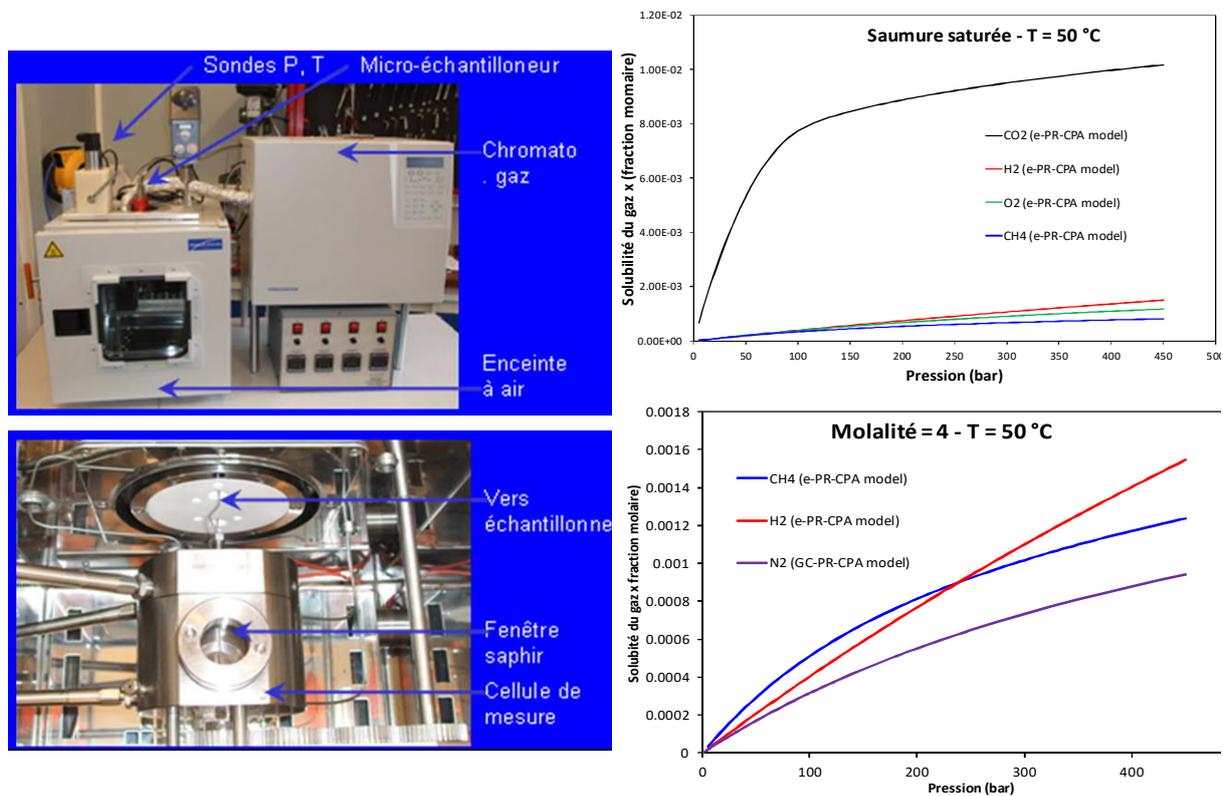


Figure 4-3. Dispositif mis en œuvre en laboratoire pour mesurer la dissolution à l'équilibre de l'hydrogène dans une solution aqueuse et comparaison des résultats obtenus avec d'autres gaz (travaux Armines/CTP).

La Figure 4.3 fait ressortir deux résultats importants :

- dans la gamme classique de pression de stockage de gaz en cavités salines (c'est-à-dire jusqu'à 25 MPa), la dissolution de l'hydrogène est plus faible que celle du gaz de référence qui est le méthane mais, au-delà de cette pression, la tendance s'inverse et la dissolution de l'hydrogène devient plus importante ;
- la solubilité des gaz est environ trois fois plus importante dans l'eau pure que dans une saumure saturée (phénomène du *salting out*).

La connaissance des propriétés thermodynamiques en termes de dissolution (composition à l'équilibre) et de masse volumique permet de calculer précisément la quantité de gaz stocké dans la cavité. De la même façon, la connaissance de la teneur en eau du gaz et sa potentielle réactivité avec les insolubles va permettre de déterminer les éventuels changements de composition du gaz ainsi que les risques de dégradation de la cavité et du puits.

Des simulations numériques ont été réalisées à l'aide d'un code de géochimie (i.e. n'intégrant pas le transport). Elles représentent l'interaction entre le réservoir de gaz et le puits en mettant en contact dans une même cellule une saumure saturée, des phases solides (halite et insolubles, notamment des sulfates et du fer), ainsi qu'une grande quantité d'hydrogène gazeux. A titre de comparaison, d'autres simulations mettant en jeu d'autres gaz d'intérêt dans le cadre du stockage d'énergie (CH_4 , CO_2 et O_2) ont été réalisées. L'assemblage minéral initial est composé principalement d'halite, mais aussi d'anhydrite, de dolomite, de pyrite, de quartz, de barite et de sidérite. La formation éventuelle de minéraux secondaires tels que la calcite, l'hématite et la mackinawite (un sulfure de fer et de nickel) est aussi prise en compte

L'halite, qui est le composant principal du sel, n'est que peu impactée par la présence de gaz, quelles que soient sa nature, sa température et sa pression. La modélisation effectuée se veut donc rassurante en termes de sûreté puisque dans quasiment toutes les simulations, l'halite précipite très faiblement, vraisemblablement suite à la vaporisation d'eau en phase gaz. Les seuls cas où l'halite se dissout (faiblement) sont ceux avec le CH_4 et les taux d'insolubles les plus hauts (11 et 21 % en volume).

En ce qui concerne les insolubles, ce sont eux qui, combinés avec les gaz stockés, génèrent la réactivité. Les éléments qui vont réagir sont le carbone, le soufre et le fer:

- les sulfates (barite et anhydrite) vont se transformer en sulfures (pyrite et mackinawite) sous l'action des gaz réducteurs (CH_4 et H_2) ;
- les carbonates contenant du magnésium et du fer (dolomite et sidérite) vont se transformer en calcite sous l'action du CH_4 et du CO_2 ;
- le fer va rester sous forme Fe(II) (pyrite et mackinawite) dans des environnements réducteurs (CH_4 et H_2) ou s'oxyder en Fe(III) (hématite) dans des environnements oxydants (CO_2 et O_2).

L'eau apparaît très logiquement dans les phases gaz en quantités variables selon l'affinité des différents gaz stockés. Pour ce qui est des autres gaz secondaires, CH_4 apparaît minoritairement dans le stockage de H_2 , alors que H_2S apparaît dans le stockage de CH_4 dans des proportions plus importantes (Figure 4.4). Comme ce type de stockage en cavités salines est opéré depuis quelques dizaines d'années, ce phénomène est plutôt bien connu et les installations sont donc adaptées en conséquence.

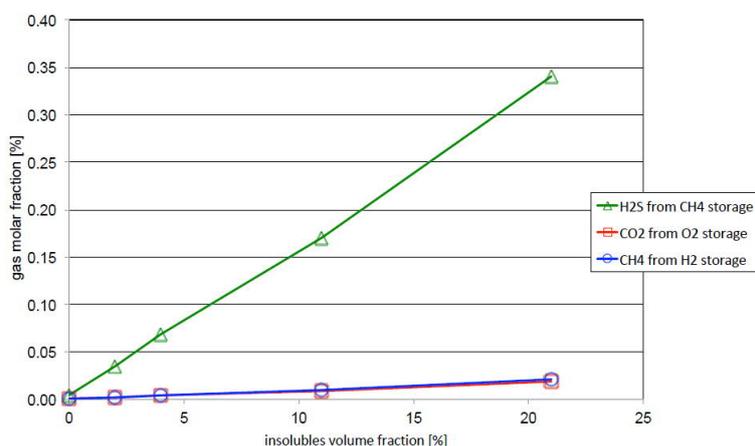


Figure 4-4. Fractions molaires des gaz formés dans les cas de H_2 , CH_4 et O_2 en fonction du taux d'insolubles

4.3 Interaction avec la complétion (acier, ciment)

La réactivité de l'hydrogène en tant qu'agent réducteur dans le milieu naturel est encore mal connue car jusqu'à présent, celle-ci était supposée comme anecdotique. Pourtant, ces dernières années ont vu naître un regain d'intérêt au sein de la communauté scientifique des géosciences, concernant la question des processus redox induits par l'hydrogène notamment autour de trois principaux axes de recherche : i) la production d'hydrogène naturel dans les dorsales médio-océaniques et dans certains environnements continentaux tels que les massifs ophiolitiques et les cratons (Abrajano et al., 1990 ;

Salvi et al., 1992 ; Charlou et al., 2002, 2010 ; Potter et al., 2013), ii) la synthèse d'hydrocarbures abiotiques et de molécules organiques carbo-azotées ainsi que le développement d'écosystèmes profonds (Scherwood Lollar et al., 2002 ; Takay et al., 2004 ; Kelley et al., 2005 ; Proskurowski et al., 2008 ; Prinzhofner et al., 2018), et iii) la réactivité et le transport de l'hydrogène produit par corrosion dans les stockages géologiques de déchets radioactifs ou injecté artificiellement dans des cavités salines ou des aquifères à des fins de stockage énergétique (Truche, 2009 ; Truche et al., 2013 ; Reitenbach et al., 2015). Ces thématiques ont en commun de s'intéresser à la mobilité de l'hydrogène dans le milieu géologique naturel ou anthropisé, et de requérir des approches multidisciplinaires considérant à la fois les cinétiques de production, le transport diphasique de la molécule en milieu poreux, sa solubilité, et sa réactivité en présence de catalyseurs bactériens et surfaciques. Les motivations scientifiques sont différentes suivant le champ d'investigation considéré : origine de la vie, transport des métaux, évaluation de la ressource énergétique et des flux de matière, déstabilisation du milieu géologique avec modification des conditions géochimiques prévalentes, perte ou altération de la ressource via des fuites ou des interactions biotiques ou abiotiques avec la formation encaissante...

Une revue bibliographique sur la réactivité abiotique de l'hydrogène dans les environnements géologiques profonds permet d'établir un premier état des lieux des connaissances utiles pour les questions de sûreté d'un stockage géologique d'hydrogène, et d'alimenter les questionnements scientifiques par analogie avec des cas naturels de migration d'hydrogène à travers la lithosphère. Il apparaît ainsi que la réactivité abiotique de l'hydrogène est très faible à basse température (<100°C) et qu'on ne connaît encore aucun catalyseur naturel capable d'accélérer les réactions de réduction des sulfates et des carbonates dans cette gamme de températures. La réduction du Fe(III) en Fe(II), qui pourtant ne nécessite que le transfert d'un seul électron, n'a encore jamais été mesurée de façon tangible aux échelles de temps accessibles au laboratoire (jusqu'à 6 mois à 200°C). Le Fe(III) des argiles ou des oxydes de fer reste stable dans ces conditions de température (<200°C), même en présence de pressions partielles élevées d'H₂ (jusqu'à 100 bar). A l'heure actuelle, seule trois réactions impliquant l'H₂ comme agent réducteur sont connues pour être opérante à moins de 100°C : i) la dissolution réductive de la pyrite pouvant conduire à la précipitation de pyrrhotite et libérant de l'H₂S, ii) la réduction des nitrates catalysée par l'acier inox ou le fer natif, et iii) la réduction de l'uranyle (UO₂²⁺).

A ces réactions redox, il convient également d'ajouter une autre forme de réactivité pouvant impacter le comportement d'H₂ dans le milieu naturel : les interactions électrostatiques avec les surfaces chargées des minéraux induisant une possible adsorption de la molécule d'hydrogène. Cette adsorption a pu être mesurée expérimentalement et observée dans le milieu naturel (halo argileux entourant le gisement de Cigra Lake, Athabaska, Canada). Ce phénomène est certes de faible intensité (<0,5 % en masse d'argile ou de roche à 25°C) mais, ramené à l'échelle de la formation géologique, il devient tout à fait significatif. Il conviendra de le prendre en compte dans le cas des ciments, où les minéraux lamellaires comme les silicates de calcium hydratés (CSH) peuvent tout à fait jouer un rôle de piège pour l'H₂.

A température ambiante, l'oxydation de l'hydrogène n'est ainsi observée qu'en présence de catalyse microbienne via les enzymes hydrogénases, capables de persister dans le milieu. Hormis les nitrates, seuls le Fe(III), les sulfates et les carbonates peuvent jouer le rôle d'oxydants de l'hydrogène. Les énergies libres de ces réactions, calculées en fonction du pH, permettent d'estimer la probabilité d'une catalyse microbienne de l'oxydation de l'hydrogène. Elle est forte à pH neutre en présence de Fe(III) biodisponible et de sulfates, mais reste moins probable en présence de carbonates (formation de CH₄). A pH plus élevé (>10) une réaction de l'hydrogène avec les sulfates et les carbonates n'est pas possible.

Concernant le cas particulier du milieu cimentaire, il faut reconnaître qu'il n'existe à ce jour aucune donnée dans la gamme de pH extrême (>11) imposée par ces matériaux. Les bétons semblent très peu sensibles aux variations de conditions oxydoréductrices du fait d'une présence assez limitée de composés réactifs de ce point de vue. Par ailleurs, l'essentiel du comportement de ces matériaux se déroule en milieu aéré. Pour le génie civil classique, il n'a donc jamais été besoin de décrire ces matériaux dans des conditions qui peuvent être imposées par le stockage géologique d'hydrogène. La présence d'hydrogène issu de la radiolyse et/ou de la corrosion n'a jamais fait l'objet d'une étude concernant son impact sur la physico-chimie des ciments hydratés. Seules des études en relation avec l'activité bactérienne et la présence de nitrates ont été menées. Nombre de ciments contiennent des proportions variables de soufre à différents degrés d'oxydation, ainsi que de fer et d'autres métaux. Cependant, sur la base des travaux existants, il est raisonnable de penser que les sulfates et les carbonates ne seront pas déstabilisés. L'activité bactérienne sera dans tous les cas inhibée par les pH imposés par les matériaux cimentaires, tout du moins tant que les bétons n'auront pas été dégradés ou neutralisés au point de ne plus imposer un milieu alcalin. Hors présence de nitrates, les incertitudes majeures sont donc liées à la compréhension plus détaillée et à la quantification de la réactivité de

l'hydrogène en présence de Fe(III) en milieu cimentaire. Quoi qu'il en soit, vu les masses d'acier - donc de Fer (0) - présentes dans les stockages, il est peu probable que le Fe(III) des ciments et des argilites suffise pour réduire tout l'hydrogène produit par radiolyse et corrosion.

Les résultats d'essais d'interaction H₂O/ciment/H₂ (Truche et Bertrand, 2019) ont conduit à quelques conclusions utiles sur la réactivité des casings de puits dans un stockage géologique d'hydrogène. La simple mise en solution en condition anoxique d'une poudre de ciment CEM V hydraté a montré une libération rapide de sulfures en solution (Figure 4-5). Que ce soit à 20°C ou à 90°C, cette production de sulfures était identique sous argon et sous hydrogène (10 bar). Elle s'établit à 0,04 ± 0,01 mol_{S₂}/kg_{ciment} à 20°C au bout de 800 h de réaction et à 0,06 ± 0,01 mol_{S₂}/kg_{ciment} à 90°C au bout de 400 h. Une augmentation de température induit donc une augmentation de la concentration en sulfures. Il semble qu'un état d'équilibre entre sulfures minéralisés et sulfures en solution ait été atteint. Lorsque le ciment est sous forme de bloc et non de poudre, aucune production de sulfures n'est mesurée sur une durée de 3 mois. La très faible surface réactive du bloc de ciment comparée à la poudre explique certainement cette observation. Il faudrait atteindre la maille de libération des micro (nano) phases de sulfures pour que celles-ci puissent réagir en solution.

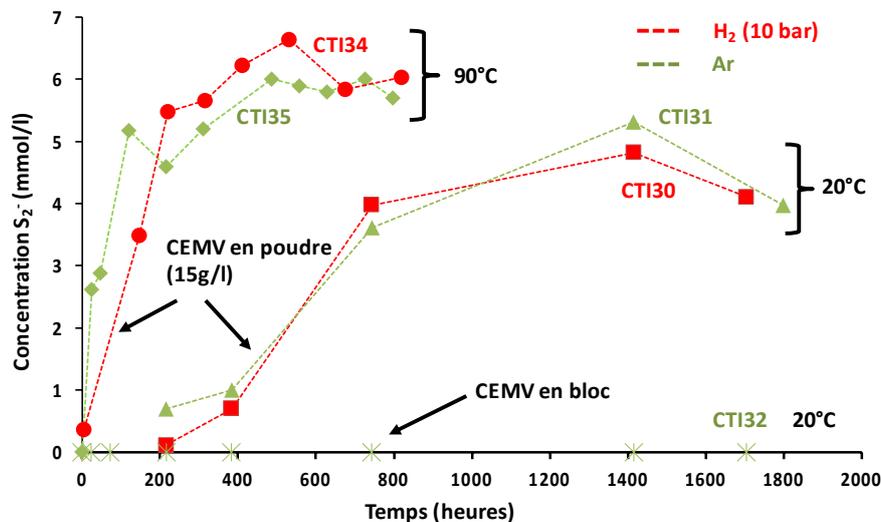


Figure 4-5. Evolution au cours du temps de la concentration en sulfures en solution lors d'expérience de lixiviation de pâtes cimentaires hydratées CEM V Rombas à 20 et 90°C sous Ar ou H₂ (10 bar).

(Expériences réalisées avec poudres (100 g/l, granulométrie : 250 µm) ou blocs de 1 cm³)

Les analyses des sulfures volatils acides (AVS) réalisées sur la pâte cimentaire CEM V avant réaction ont révélé des teneurs en sulfures de l'ordre de 0,11 mol_{S₂}/kg_{ciment}. Le bilan de masse effectué sur ces AVS avant et après lixiviation à 20 et 90°C était cohérent avec la production de sulfures en solution par dissolution des AVS du ciment en condition hyperalkaline. Très clairement, l'accessibilité de la solution aux micro/nano phases de sulfures (soufre élémentaire et sulfures de fer tels que mackinawite, greigite et pyrite) présentes dans le ciment CEM V est déterminante dans le processus de libération des sulfures en solution en milieu alcalin anoxique (pH >12). Des études sur la composition des eaux porales cimentaires avaient déjà révélé des concentrations en sulfures, sulfites et thiosulfates significatives et avaient conclu à la prédominance de conditions réductrices en milieu cimentaire anoxique (Lothenbach et al., 2012 ; Stephan, 2015). La nature des sources en soufre réduit reste toutefois très mal identifiée.

Enfin, à 20°C comme à 90°C, la présence d'hydrogène n'a aucun impact sur les transformations minéralogiques que subit la pâte cimentaire au cours de la lixiviation. Ces transformations minéralogiques sont marquées principalement par la disparition de la portlandite¹¹ et de l'ettringite¹¹ au profit de la précipitation de phases silicoalumineuses bien cristallisées (katoite¹¹).

¹¹ Respectivement un hydroxyde de calcium, un sulfate de calcium et d'aluminium hydraté et un silicate hydraté de calcium et d'aluminium.

4.4 Impact de l'activité bactérienne en cavité saline

L'impact des microorganismes sur le stockage géologique de l'hydrogène en cavités salines reste encore inconnu. Le fait que les sous-sols profonds hébergent des populations microbiennes ne fait aucun doute et a notamment commencé à être documenté depuis les études visant au stockage des déchets radioactifs en sous-sols profonds (Pedersen, 1999). Les concentrations en biomasse bactérienne varient généralement autour de 10^8 à 10^{10} cellules·g⁻¹ de sol en surface pour diminuer plus ou moins graduellement et atteindre les 10^2 à 10^6 cellules·g⁻¹ vers les 2 à 3 km de profondeur (Lipp *et al.*, 2008, cités par Onstott *et al.*, 2010). Ces microorganismes sont principalement localisés à la surface des éléments solides, au niveau des pores et des fractures de la roche. Pour être actifs ils doivent être en contact avec de l'eau où ils trouvent l'ensemble des éléments nécessaires à leur croissance et à leur activité. En dehors d'une phase aqueuse ou dans des conditions incompatibles avec leur multiplication, certains microorganismes peuvent survivre des années voire des milliers d'années (Rothschild et Mancinelli, 2001) mais le fait de savoir si les populations retrouvées dans les sous-sols profonds restent actives ou sont en dormance est encore mal documenté¹². Pour assurer leur croissance, comme tout être vivant, les microorganismes ont besoin de trouver dans leur environnement les éléments nutritifs qui entrent dans leur constitution, comme le carbone (env. 50 % de la masse sèche), l'azote (10-15 %, constituant majeur des protéines et des acides nucléiques) ou le phosphore (moins de 1 %, sous forme de phosphate) (Figure 4-6).

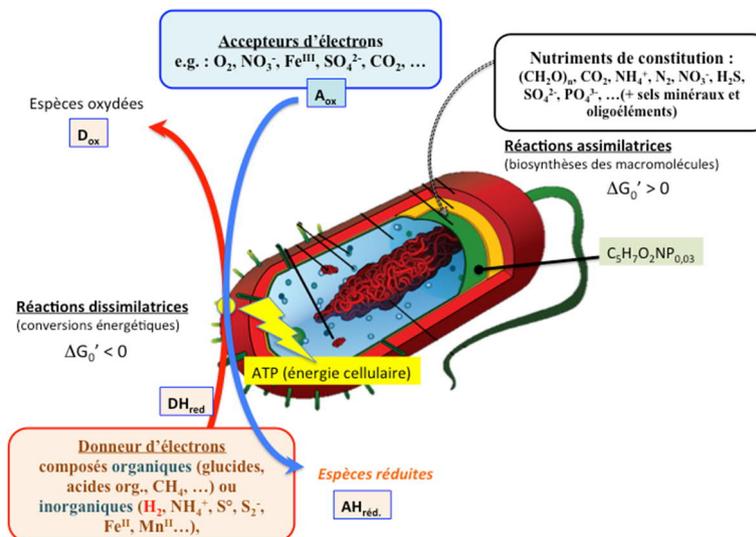


Figure 4-6. Schéma simplifié de l'activité bactérienne globale montrant les espèces chimiques potentiellement mobilisables pour assurer les conversions énergétiques (voies dissimilatrices) ou la fixation des nutriments de constitutions pour la biomasse (réactions assimilatrices) (Jorand, 2018)

Note : une large diversité de microorganismes est capable d'assurer un métabolisme hydrogénotrophe (utilisant l'hydrogène comme donneur d'électrons) pour satisfaire tout ou partie de ses besoins énergétiques (en rouge) ; les accepteurs mobilisés peuvent aussi bien se trouver dans des environnements oxygènes, sub-oxygènes ou anoxiques (en bleu).

Le monde microbien est capable de répondre à ces besoins en assimilant une large diversité d'espèces chimiques comme des molécules organiques ou inorganiques (CO_2) pour les besoins en carbone ou des nitrates, du di-azote ou de l'ammonium pour l'azote. Si ces molécules ne sont pas limitantes en concentration, et que les autres facteurs physicochimiques sont favorables (en termes de température, pression, pH, etc., cf. Tableau 4-1), alors la croissance des microorganismes est possible. Les nutriments doivent leur apporter par ailleurs l'énergie nécessaire pour la synthèse de nouveaux constituants. C'est le rôle des réactions rédox, catalysées par les bactéries, qui font intervenir un donneur d'électrons (le réducteur) et un accepteur d'électrons (l'oxydant). Si la réaction est thermodynamiquement possible, elle est catalysée par la bactérie qui en convertit une proportion variable (de l'ordre de 50 à 98 %) en énergie cellulaire. Les bactéries sont ainsi capables de puiser,

¹² Dans l'hypothèse où ces cellules sont effectivement actives, leur temps de génération serait plutôt de l'ordre de la dizaine d'années voire du siècle d'après Onstott *et al.* (2010).

selon leur spécificité métabolique, dans une très large gamme de composés organiques ou inorganiques, ce qui est sans doute l'une des singularités du monde microbien (Figure 4-6). *Bacillus infernus* a ainsi été isolée à environ 2700 m de profondeur en Virginie : c'est un microorganisme strictement anaérobie, thermophile (61°C) et halotolérant (croissance jusqu'à 35 g·l⁻¹), capable de se développer sur lactate ou formiate en respirant Fe^{III} ou Mn^{IV} (Boone *et al.*, 1995). *Thermosulfidibacter takaii*, une bactérie hydrogénotrophe isolée des fonds marins, utilise quant à elle le soufre élémentaire comme accepteur d'électrons (Tableau 4-1). Des structures bactériennes organisées en biofilms ont également été mises en évidence dans le sous-sol à plusieurs centaines de mètres de profondeur (Brown *et al.*, 1994). L'hydrogène intervient aussi comme donneur d'électrons chez une très large diversité d'espèces bactériennes, qui correspondent donc par définition à des chimolithotrophes (utilisateurs de sources d'électrons inorganiques). Toutefois, l'utilisation de l'hydrogène comme source d'électrons, via les hydrogénases, étant facultative, la majorité de ces bactéries sont considérées comme des chimio-organotrophes (Gottschalk, 1986). L'hydrogène pourrait ainsi contrebalancer une carence en source organique d'électrons, et apporter l'énergie nécessaire à l'assimilation de CO₂ ou de N₂ dans les environnements oligotrophes¹³. Si bien que, selon Pedersen (1999), « la limitation ultime pour une vie microbienne active sera la disponibilité de l'hydrogène comme source d'énergie dans le temps ». Il est donc légitime de penser qu'un apport extérieur d'hydrogène dans des environnements tels que le sous-sol terrestre, où la croissance microbienne est sans doute limitée, est susceptible d'exacerber l'activité des microorganismes. Une récente revue bibliographique sur le sujet (Dopffel *et al.*, 2021), rapporte des études du siècle dernier qui font état, par analyse isotopique (¹³C), d'une conversion en méthane de 45 à 60 % de l'hydrogène présent dans du gaz de ville, stocké pendant 7 mois en réservoir, et incubé avec un enrichissement en bactéries méthanogènes d'eau souterraine (Smigan *et al.*, 1990). Il convient donc, dans la mesure du possible, de prédire les perturbations que ces activités microbiennes seraient capables de générer dans des stockages géologiques d'hydrogène.

Tableau 4-1. Principales valeurs extrêmes des paramètres physiques et chimiques pour lesquels une activité bactérienne a été enregistrée (Jorand, 2018)

Paramètres	Valeurs extrêmes	Exemple de bactérie
Pression hydrostatique (marine ou terrestre)	1 - 1000 atm (130 MPa): - 5000 m (terrestre) - 10 000 m (fonds marins) - 1600 m (sous-sol marin)	<i>Bacillus infernus</i> (Boone <i>et al.</i> , 1995), accepteurs d'électrons potentiels (Fe ^{III} , SO ₄ ²⁻ , NO ₃ ⁻ , Mn ^{IV}), organotrophes (ac. organiques, sucres...), halotolérantes (0,6 M), thermophiles (65 – 76 °C)
Température	-5 °C +113 °C ^a	<i>Colwellia psychrerythraea</i> <i>Pyrolobus fumarii</i>
Salinité	~ 0 (eau ultrapure) 5 M (NaCl)	<i>Rouxiella chamberiensis</i> , <i>Haloarcula</i> <i>marismortui</i> , <i>Dunaliella salina</i>
Acidité / alcalinité (pH)	~ 0 12	<i>Picrophilus</i> spp., <i>Cyanidium caldarium</i> <i>Natronomonas pharaonis</i>
Disponibilité en eau	0,75 - 1 0,6 – 1	Bacteria Fungi
Zone sèche	Désert du Sahara	<i>Ramlibacter tataouinensis</i>
Radioactivité	10 000 grays ^b	<i>Deinococcus radiodurans</i>

^a l'eau peut rester liquide jusqu'à 400 °C selon les pressions. ^b soit 1000 fois plus que ce que l'homme peut supporter.

Comme déjà évoqué, l'abondance relative des microorganismes dans les sous-sols terrestres, tout comme leur activité selon la disponibilité en nutriments, peuvent être potentiellement élevées (Figure 4-7). Ainsi, l'apport d'hydrogène est une source d'électrons particulièrement appréciée de nombreux groupes microbiens, ce qui peut conduire dans le contexte du stockage de gaz à des effets indésirables comme la perte d'hydrogène, la formation d'H₂S corrosif et toxique, de CH₄ ou d'acide, voire un colmatage comme le rappellent Dopffel *et al.* (2021).

¹³ Les besoins en phosphore (phosphates essentiellement), un autre élément nutritif majeur, pouvant être satisfaits par des minéraux tels que l'apatite ou la vivianite (Pedersen, 1999).

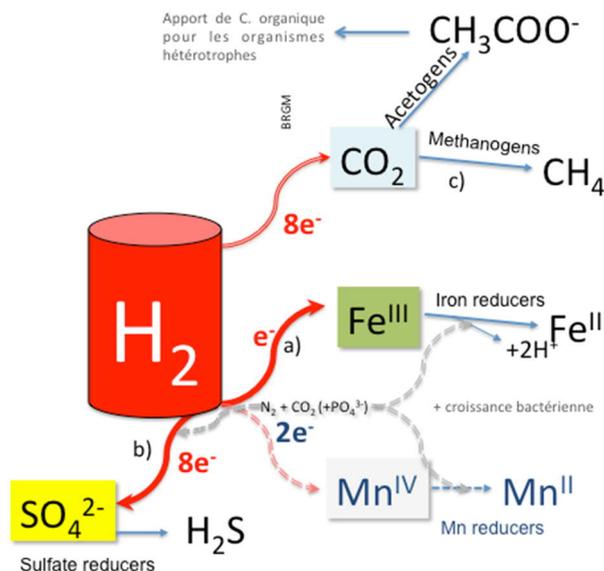


Figure 4-7. Représentation schématique des réactions du Tableau 4-2 attendues dans le contexte du stockage géologique de l'hydrogène

Note : C et N sont naturellement présents dans le sous-sol mais sous des formes très « énergivores » pour être facilement assimilés (CO_2 , N_2). Un apport d'hydrogène représenterait alors une source d'énergie suffisante pour autoriser la croissance de diverses bactéries hydrogénotrophes.

Selon la nature des espèces oxydées présentes l'hydrogène peut être utilisé à différentes vitesses qui sont à mettre en relation avec leur potentiel rédox et donc avec la variation d'énergie libre associée à la réaction d'oxydation de l'hydrogène. Ainsi, en présence d'oxygène ou de nitrate, la vitesse attendue de consommation de l'hydrogène est bien plus élevée qu'avec du sulfate ou du Fe^{III} comme oxydant (Tableau 4-2). Toutefois, dans les sites de stockage souterrain, la présence de concentrations significatives en oxygène et nitrate n'est pas attendue, et il est donc plus vraisemblable que Fe^{III} et Mn^{IV} , sulfate, et CO_2 représentent les accepteurs d'électrons potentiels pour les bactéries des sites considérés.

Tableau 4-2. Principaux groupes métaboliques connus capables d'utiliser H_2 comme source d'électrons avec un exemple de genre ou d'espèce bactérienne du groupe (d'après les données de Amend et Shock, 2001 ; Konhauser, 2007).

Légende : ΔG^0 = Énergies libres de Gibbs en conditions standards

Groupes métaboliques hydrogénotrophes	Réaction	ΔG^0 kJ / mole electron (25°C)
Bactéries aérobies oxydant l'hydrogène (e.g. : <i>Ralstonia eutropha</i>)	$2\text{H}_2 + \text{O}_2 = 2\text{H}_2\text{O}$	-132
Bactéries dénitrifiantes (e.g. : <i>Paracoccus denitrificans</i>)	$5\text{H}_2 + 2 \text{NO}_3^- + 2\text{H}^+ = \text{N}_2 + 6\text{H}_2\text{O}$	-127
Bactéries ferri/mangano-réductrices ^a (e.g. : <i>Shewanella putrefaciens</i>)	$\text{H}_2 + \text{MnO}_{2(\text{s})} + 2\text{H}^+ = \text{Mn}^{2+} + 2\text{H}_2\text{O}$ $\text{H}_2 + 2\text{FeOOH}_{(\text{s})} + 4\text{H}^+ = 2\text{Fe}^{2+} + 4\text{H}_2\text{O}$	-83 -55
Bactéries sulfato-réductrices (e.g. : <i>Desulfovibrio desulfuricans</i>)	$4\text{H}_2 + \text{SO}_4^{2-} + 2\text{H}^+ = \text{H}_2\text{S} + 4\text{H}_2\text{O}$	-38
Bactéries méthanogènes (e.g. : <i>Methanobacterium subterraneum</i>)	$4\text{H}_2 + \text{HCO}_3^- + \text{H}^+ = \text{CH}_4 + 3\text{H}_2\text{O}$	-17
Bactéries acétogènes (e.g. : <i>Clostridium acetium</i>)	$4\text{H}_2 + 2 \text{HCO}_3^- + \text{H}^+ = \text{CH}_3\text{COO}^- + 4\text{H}_2\text{O}$	-13

^a Les bactéries respirant le Fe^{III} et le Mn^{IV} sont généralement les mêmes, il n'y a quasi pas de spécificité vis-à-vis de ces espèces chimiques contrairement aux sulfato-réductrices avec les sulfates.

Les cinétiques de consommation de l'hydrogène sous des pressions de 3 à 100 bar, par *Shewanella oneidensis* en présence de Fe^{III} citrate comme accepteur d'électrons, varient de 5,4 à 5,6 10⁻¹³ mM_{H₂}·h⁻¹·cellule⁻¹, à 30 °C et indépendamment de la pression (Hazotte, 2012)¹⁴. Il n'existe pas encore de mesure de cette vitesse de consommation en milieu salin (études en cours). Si les activités bactériennes sont documentées pour des valeurs extrêmes de salinité (Figure 4-8), elles sont beaucoup plus limitées lorsqu'il s'agit de métabolismes anaérobies comme ceux qui nous intéressent ici pour des organismes hydrogénotrophes. En effet, étant donné que la régulation de l'osmolarité est très énergivore, la croissance bactérienne en milieu hypersalin n'est efficace que pour des métabolismes énergétiquement « rentables », comme la respiration d'oxygène (Oren, 2011). Il est donc attendu qu'en ce qui concerne des métabolismes hydrogénotrophes anaérobies, qui plus est autotrophes pour la plupart sans doute, cette croissance soit très faible et/ou ne concerne que peu voire pas d'activités bactériennes, tout du moins dans des conditions hypersalines. Ainsi, les activités méthanogènes sont décrites jusqu'à 100 g·l⁻¹ en NaCl alors que des bactéries acétogènes, sulfatoréductrices ou ferriréductrices sont actives jusqu'à environ 250 g·l⁻¹ (Figure 4-8) et jusqu'à 90°C (Dopffel *et al.*, 2021).

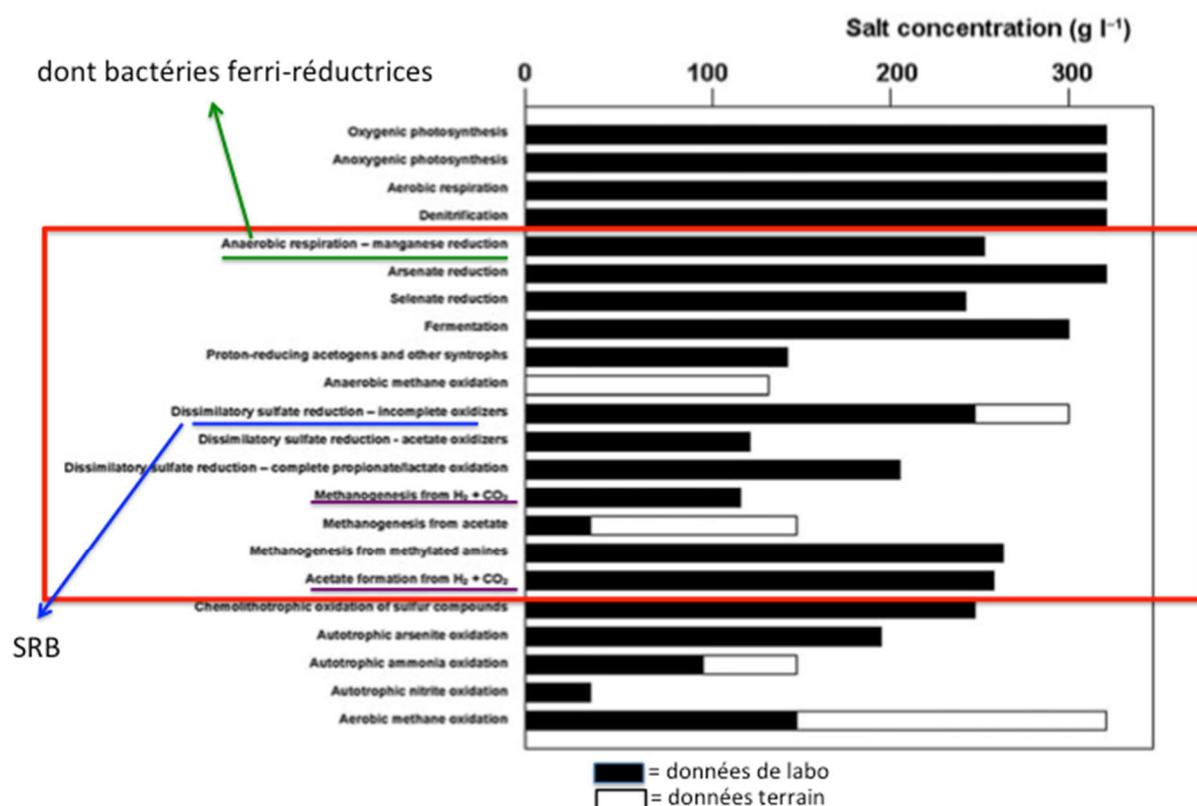


Figure 4-8. Valeurs maximales en sel (NaCl) où des activités bactériennes ont été observées selon leur groupe métabolique, dans des études de laboratoire ou de terrain (adapté de Oren, 2011)

Les bactéries réagissent donc différemment selon les espèces aux concentrations élevées en NaCl. A titre d'exemple la Figure 4-9 montre l'effet de la salinité sur la croissance de *Shewanella oneidensis* MR-1 et *Klebsiella mobilis* en milieu riche, montrant nettement la plus forte tolérance de *Klebsiella* aux fortes concentrations que *Shewanella*.

Par conséquent, il n'est pas exclu que des activités hydrogénotrophes anaérobies se produisent dans les conditions de stockage en milieu salin, mais elles devraient être beaucoup plus basses que dans des milieux de faible osmolarité.

¹⁴ Ces valeurs doivent être prises avec réserve car effectuées en laboratoire, dans des conditions optimales, avec notamment une forme soluble de Fe³⁺ (Fe^{III} citrate). Elles surestiment donc largement les valeurs de terrain suspectées.

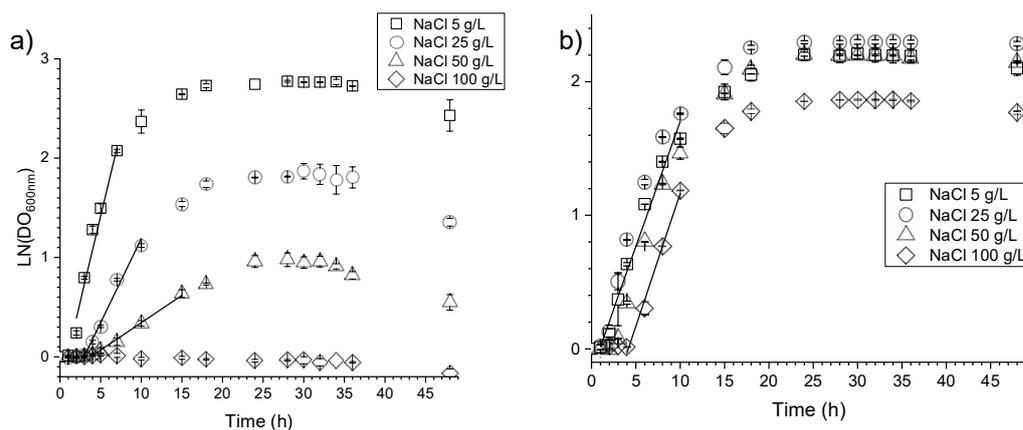


Figure 4-9. Courbes de croissance en fonction du temps de culture de *Shewanella oneidensis* MR-1 (a) et *Klebsiella mobilis* (b) cultivées en milieu riche (bouillon tripticase soja, aérobie) sous différentes concentrations de NaCl (de 5 à 100 g.l⁻¹ en supplément de la concentration du milieu TSB)

Légende : Les droites matérialisent les phases exponentielles de croissance. Les barres verticales représentent les écarts-types sur trois cultures indépendantes (Etiquette M, données internes LCPME).

Un autre point qui doit être considéré dans les cavités salines, en dehors de la forte salinité, est la faible surface spécifique des supports solides susceptibles d'accueillir des biofilms bactériens actifs, en contact avec la phase aqueuse et le gaz. La surface spécifique relative au volume de gaz stocké, comparativement à la surface spécifique disponible dans des milieux poreux, autorise une surface d'échange bien plus faible, d'où il devrait résulter une quantité de biomasse bien moindre. Par conséquent, la problématique bactérienne du stockage d'hydrogène en cavité saline concernera plus la production d'H₂S corrosif qu'un épuisement du gaz stocké. Le contrôle de la disponibilité en sulfate peut-être une piste à creuser pour limiter l'activité des bactéries sulfato-réductrices. Certaines solutions souvent proposées dans le contexte de la biocorrosion liée à ces bactéries concernent l'apport de nitrate qui va très certainement impacter l'activité des bactéries sulfurogènes mais qui risque de favoriser l'activité d'autres bactéries hydrogénotrophes comme les bactéries dénitrifiantes (Tableau 4-2) ou les bactéries productrices de nitrites, pouvant conduire à certains mécanismes de corrosion des aciers (Etiquette *et al.*, 2014). Par conséquent, la limitation de toute activité bactérienne dans les conditions du stockage devra être la règle de base. Pour cela, dans la mesure du possible, on devra limiter d'une part toute intrusion de microorganismes exogènes au site et, d'autre, part tout apport nutritif (y compris carbonate, N₂, phosphate et matière organique). Les sulfates étant relativement abondants en milieu souterrain et très solubles dans l'eau, il est sans doute illusoire d'espérer les éliminer. Par contre, l'ajout de sels ferreux peut contribuer à précipiter les sulfures en FeS et limiter ainsi leur diffusion avec le gaz.

4.5 Fuites d'hydrogène et impact des couplages hydromécaniques

Le comportement mécanique du sel gemme est dominé par des processus de déformation viscoplastique avec une tendance marquée à l'écroutissage positif (durcissement). A faible contrainte moyenne effective, la déformation du sel est dilatante du fait de son endommagement (ouverture de fissures), pouvant ainsi conduire à une augmentation de la perméabilité de plusieurs ordres de grandeur (Popp *et al.*, 2001 ; Peach et Spiers, 1996). Le seuil de dilatance, qui correspond au seuil de propagation instable des fissures, est souvent utilisé pour le dimensionnement des cavités salines. A l'inverse, le processus de fermeture (« auto-guérison ») des fissures, dû aux mouvements des dislocations tels que le glissement, la diffusion aux joints de grains et les processus de recristallisation à l'échelle microscopique, peut induire une réduction significative et quasi irréversible de la perméabilité (Sutherland et Cave, 1980 ; Peach, 1991 ; Chen *et al.*, 2013 ; Zhu et Arson, 2015). Ce processus différé doit donc également être pris en compte via des essais de fluage lors de l'étude de l'intégrité de l'étanchéité du sel gemme.

Par ailleurs, le sel est une roche-réservoir non conventionnelle avec une très faible perméabilité et porosité, et avec des pores micrométriques à nanométriques. Lorsque du gaz s'écoule à basse pression dans ces pores de petit diamètre, le choc des molécules avec les parois induit un glissement. Plus la taille des pores et la pression du gaz sont faibles, plus l'effet de glissement du gaz est important. La perméabilité apparente (k_a) mesurée par la loi de Darcy est alors supérieure à la perméabilité intrinsèque (k_∞) liée à la porosité géométrique connectée. Par conséquent, l'étude de l'écoulement gazeux dans un

tel matériau doit prendre en compte cet effet, également appelé effet Klinkenberg (Klinkenberg, 1941 ; Letham et Bustin, 2016). Du fait de la très faible porosité du sel, la pression du gaz ne doit modifier que très peu la contrainte effective et plus particulièrement la valeur du coefficient de Biot qui définit l'importance du couplage poroélastique au sein du matériau. Ce paramètre poroélastique doit donc être également caractérisé afin d'interpréter correctement l'influence du chargement mécanique sur la perméabilité au gaz du sel.

Nous avons ainsi mené une série d'expériences de laboratoire sur des échantillons de sel gemme pour étudier sa propriété d'étanchéité sous chargement mécanique (isotrope, déviatorique) afin d'évaluer les risques de fuite potentiels. Les échantillons de sel utilisés ont été prélevés à 530 m de profondeur dans le lit de sel des mines de potasse d'Alsace, dans la région Grand Est, appartenant à l'étage géologique Sannoisien-Oligocène. Ce sel est principalement constitué de cristaux d'halite, dont la taille varie de plusieurs millimètres à plusieurs centimètres avec une orientation aléatoire, intercalés de marnes et de cristaux d'anhydrite. Les analyses minéralogiques montrent sur la Figure 4-10 (à gauche) des images de cristaux d'halite limpide et phénoblastique ou laiteux et xénomorphes, quelques cristaux plats et allongés d'anhydrite, occasionnellement des marnes sombres. La porosité correspond principalement à des joints de cristaux et à des microfissures isolées. La photo du milieu montre un échantillon cylindrique de sel (diamètre 100 mm, longueur 200 mm) équipé de jauges de déformation pour les essais hydromécaniques. La couleur varie du jaune pâle au brun et au gris foncé, en fonction de la teneur en impuretés (jusqu'à 5 %). A droite est représentée la distribution des vides dans cet échantillon de sel, obtenue à partir d'une tomographie 3D aux rayons X. Ces vides sont orientés aléatoirement et localisés principalement dans des clusters isolés.

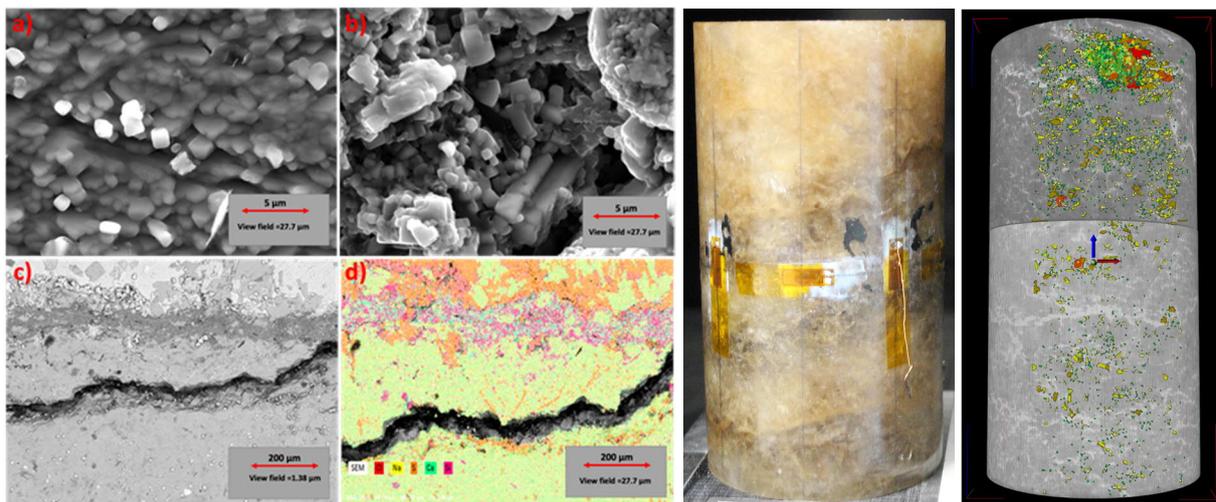


Figure 4-10. Gauche : analyses au MEB d'un échantillon de sel (a, b : images à fort grossissement ; c : carte BSE ; d : carte EDS). Milieu : photo d'un échantillon cylindrique de sel équipé de jauges de déformation pour les essais hydromécaniques. Droite : distribution des vides dans un échantillon cylindrique de sel obtenue à partir d'une tomographie 3D aux rayons X.

La Figure 4-11 représente l'évolution des déformations pendant les essais de compression cycliques en conditions uniaxiale et triaxiale sur quatre échantillons différents (notés 3, 4, 5 et 6). Nos courbes expérimentales mettent en évidence les mêmes mécanismes et présentent les mêmes caractéristiques que celles d'autres essais de laboratoire similaires dans la littérature. Le comportement mécanique de ce sel est (visco-)plastique avec une tendance marquée à l'écrouissage positif (durcissement). La déformation axiale est linéaire depuis le début du chargement quelle que soit la pression de confinement (0, 1, 5 MPa), indiquant ainsi l'absence de fissures initiales significatives. La limite élastique-plastique est très basse pour tous les essais et la courbe de déformation axiale est non linéaire pratiquement dès le début du chargement mécanique.

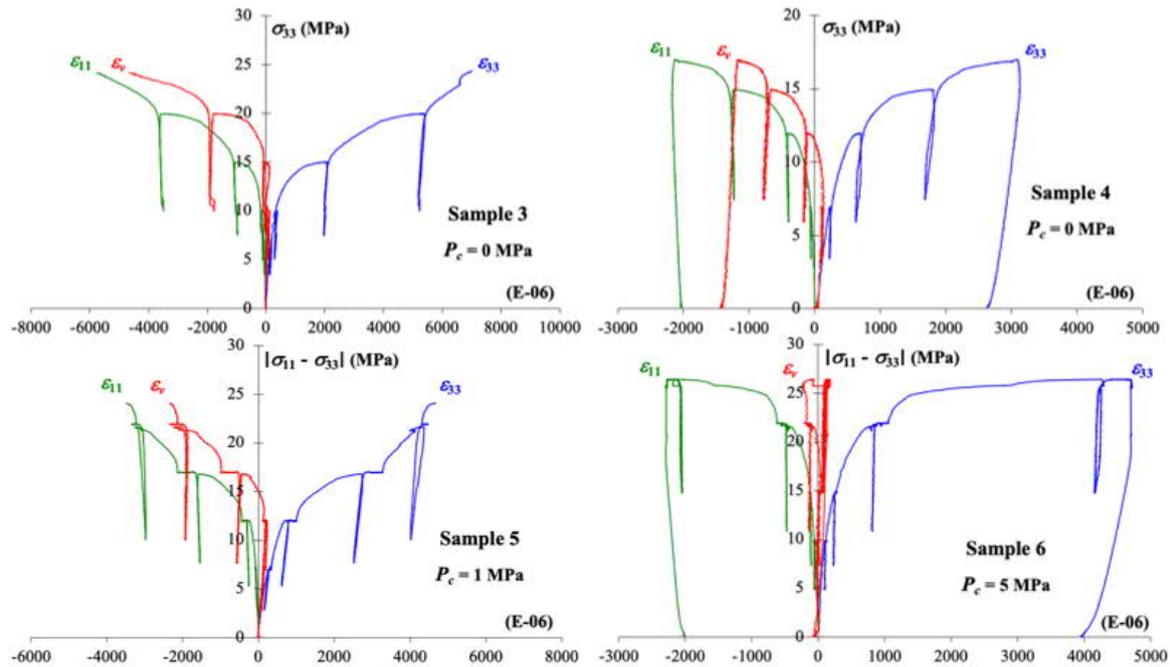


Figure 4-11. Courbe de contrainte-déformations pour les essais de compression uniaxiaux (essais 3 et 4) et triaxiaux (essais 5 et 6)

Le seuil d'initiation des fissures correspond à la fin de la linéarité des courbes de déformation latérale. Au point d'inversion de la courbe de déformation volumétrique, il se produit une transition entre la compression (fermeture des fissures et réduction du volume des pores) et la dilatance (réouverture des fissures, microfissuration et expansion du volume des pores). À partir de ce seuil de dilatance, la propagation des fissures devient instable et la déformation est localisée. Dans cette condition instable, le processus de propagation est alors contrôlé par la vitesse de croissance de la fissure, cette croissance progressant même si la contrainte appliquée reste constante. Ce seuil correspond alors à la résistance à long terme de la roche. Le seuil d'initiation des fissures et le seuil de fissuration instable, correspondant à la limite de dilatance, ont tendance à augmenter avec la pression de confinement, ce qui est un phénomène classique pour les roches. Avant le seuil de dilatance, les déformations irréversibles sont isochores (sans déformation volumétrique) puisqu'elles sont essentiellement plastiques, comme l'a déjà montré Thorel (1994) sur le même sel gemme. À partir du seuil de dilatance, l'endommagement du matériau est responsable de l'émergence de déformations volumétriques dilatantes irréversibles. Les fissures induites sont généralement orientées verticalement et la symétrie cylindrique est globalement conservée. En condition de chargement uniaxial, le seuil de dilatance de ce sel gemme est d'environ 10 MPa ce qui est cohérent avec les résultats obtenus par Thorel (1994). Dans le domaine dilatant, l'endommagement accumulé progressivement pendant le chargement est responsable de la diminution de l'écrouissage positif (Schulze et al., 2001), ce qui augmente la perméabilité. Dans le domaine de compaction non-dilatant, les microfissures sont compactées, fermées ou même guéries, et une microfissuration supplémentaire n'est plus possible, diminuant ainsi la perméabilité (Schulze et al., 2001).

La microfissuration se développe principalement à de faibles pressions de confinement (0 et 1 MPa). Lorsque l'échantillon de sel gemme 4 (sous une pression de confinement P_c nulle) est complètement déchargé à la fin de l'essai, des déformations permanentes (irréversibles) considérables sont observées, comme l'ont déjà montré Liu, et al. (2014) à partir d'essais cycliques de compression uniaxiale. Ces déformations inélastiques non récupérables peuvent résulter de la propagation et du mouvement des dislocations dans les cristaux, de la diffusion de masse, ainsi que de la microfissuration pour les faibles pressions de confinement. Puisque la déformation volumétrique non récupérable est dilatante, l'endommagement dilatant par microfissuration est le mécanisme dominant pendant le chargement. Pour une pression de confinement plus élevée ($P_c = 5$ MPa), la dilatance de la déformation volumétrique se réduit presque à zéro, indiquant ainsi l'absence de micro-fracturation. Lorsque cet échantillon est complètement déchargé à la fin de l'essai, des déformations irréversibles très importantes sont observées. Puisque la déformation volumétrique non récupérable est presque égale à

zéro, seul le mécanisme plastique isovolumétrique a été impliqué pendant le chargement. Dans le régime ductile (entièrement plastique), la propagation et le mouvement des dislocations dans les cristaux conduisent à l'écrasement du matériau qui est dû, au niveau microscopique, au nombre croissant de dislocations et aux interactions qui se développent entre elles ainsi qu'avec divers obstacles microstructuraux pendant la déformation (Yahya et al., 2000). Le comportement de l'halite (sel gemme) peut devenir entièrement plastique (ductile), même à température ambiante, si la contrainte moyenne est élevée et la contrainte déviatorique très inférieure à la résistance maximale, ce qui peut pratiquement éliminer la micro-fracturation (Thorel, 1994 ; Aubertin et al., 1993) et donc la dilatance du matériau. A partir de la transition ductile, la rupture macroscopique des échantillons testés n'est plus observée malgré des déformations axiales très importantes. La transition ductile de l'halite est obtenue pour des pressions de confinement de l'ordre de 5-10 MPa (Senseny et al., 1992 ; Handin et al., 1986 ; Liang et al., 2007), conformes à la valeur d'environ 10 MPa que Thorel (1994) avait trouvé pour le sel gemme des mines de potasse d'Alsace. Pour des valeurs supérieures, l'influence de la pression de confinement sur la déformation plastique diminue rapidement (les courbes de contrainte-déformation sont à peine plus élevées).

Les courbes de déchargement-rechargement sont très linéaires et beaucoup plus rigides que la courbe de chargement, même pour le cycle inférieur, ce qui signifie que des mécanismes irréversibles (plasticité, fermeture des vides) se développent pratiquement dès le début du chargement. Les constantes élastiques (module de Young, coefficient de Poisson) estimées à partir des courbes de déchargement sont dispersées d'un échantillon à l'autre. Il n'y a pas d'influence évidente de la contrainte (pression de confinement, contrainte déviatorique) sur ces constantes élastiques comme l'ont déjà montré de nombreux auteurs (Senseny et al., 1992 ; Schulze et al., 2001 ; Thorel, 1994), même si l'on s'attend à ce que les pentes des courbes contrainte-déformation de déchargement diminuent en raison de l'endommagement par microfissuration.

La détermination du seuil de dilatance à partir de jauges de déformation au cours d'un essai de compression uniaxiale/triaxiale est toujours très délicate, surtout avec un matériau comme le sel. Pour améliorer la détermination de ce seuil, la mesure des vitesses des ondes ultrasonores a été réalisée au cours d'un essai de compression uniaxiale sur le sel (échantillon 9 de la Figure 4-12). Ces vitesses d'ondes sont très sensibles à la microfissuration, et permettent de détecter plus précisément et plus tôt l'apparition de la dilatance qu'avec les mesures classiques de changement de volume. On considère que le matériau, initialement isotrope, va devenir anisotrope en s'endommageant, nécessitant ainsi la mesure de cinq vitesses d'ondes indépendantes pour déterminer les cinq coefficients élastiques indépendants. La Figure 4-12 représente l'évolution des vitesses d'ondes élastiques P et S, des coefficients dynamiques du tenseur de souplesse élastique (modules d'Young E_{11} et E_{33} , coefficients de Poisson ν_{12} , ν_{13} et ν_{31}) et des facteurs d'anisotropie d'onde P(ϵ) et S(γ) sans dimension de Thomsen au cours de l'essai de compression uniaxiale sur l'échantillon noté 9. La diminution de la vitesse VP_{0° (direction perpendiculaire à l'axe de l'éprouvette et donc à la contrainte appliquée axiale) à partir d'une contrainte axiale de 11 MPa indique que l'ouverture des microfissures, orientées verticalement dans la direction de la contrainte axiale, est le mécanisme de déformation principal, du moins pour les faibles pressions de confinement. Le seuil de dilatance, qui peut être détecté très précisément avec cette méthode, est un point de bascule à partir duquel une augmentation très importante de la perméabilité (plusieurs ordres de grandeur) peut se produire à cause de la propagation instable et de la coalescence des fissures. Après déchargement complet, VP_{0° est inférieur à sa valeur initiale, ce qui confirme que l'endommagement est irréversible. La vitesse VP_{90° (dans la direction de la contrainte appliquée axiale) commence à diminuer très légèrement à partir d'une contrainte bien plus élevée (18 MPa) car cette vitesse enregistre difficilement l'ouverture des microfissures qui sont parallèles à la direction de la contrainte appliquée axiale. L'évolution de E_{11} et E_{33} indique que le matériau devient plus rigide dans la direction axiale et plus souple dans la direction latérale, ce qui confirme l'ouverture de microfissures parallèles à la direction de la contrainte appliquée axiale. Les facteurs d'anisotropie sans dimension de Thomsen augmentent progressivement pendant le chargement (surtout ϵ) à cause de tous les mécanismes de déformation (fermeture et auto-guérison des microfissures préexistantes, plasticité avec écrasement dans la direction axiale, ouverture préférentielle de microfissures orientées axialement).

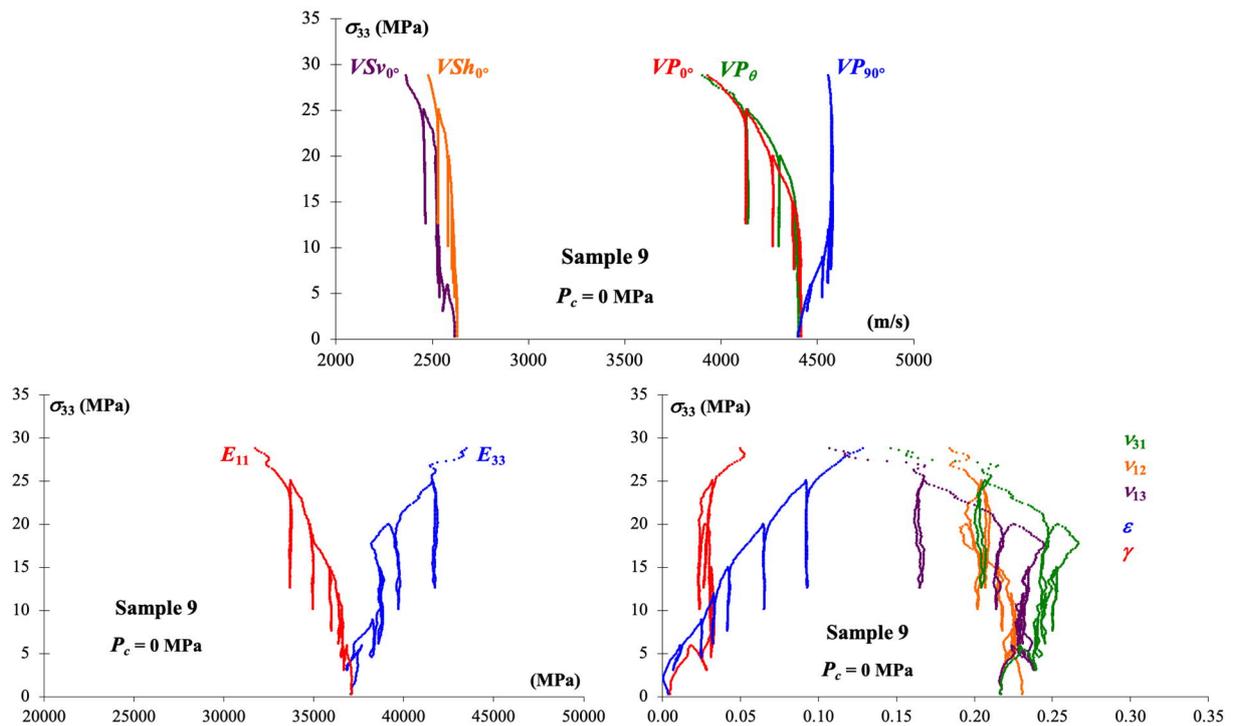


Figure 4-12. Evolution des vitesses des ondes élastiques P et S, des constantes élastiques dynamiques (E_{11} , E_{33} , ν_{13} , ν_{31} et ν_{12}) et des facteurs d'anisotropie de Thomsen (ϵ and γ) au cours d'un essai de compression uniaxial.

Le couplage poroélastique est quasiment négligeable dans ce sel car le coefficient de Biot est proche de zéro. En effet, l'augmentation de la pression de gaz dans les pores n'induit pas d'expansion volumique significative et ne diminue pas la contrainte moyenne *via* le concept de contrainte effective qui ne s'applique donc pas pour ce sel pour lequel contrainte effective = contrainte totale, ce qui signifie que pendant les mesures de perméabilité au gaz, l'augmentation de la pression de gaz dans les fissures et les pores ne diminue pas la pression de confinement effective qui demeure égale à la pression de confinement totale.

La Figure 4-13 de gauche représente pour l'échantillon 5 (essai de compression triaxiale à $P_c = 1$ MPa) l'évolution de la perméabilité apparente au gaz (hélium) en fonction de la contrainte déviatorique et de la pression. On y observe clairement l'effet Klinkenberg pour toutes les valeurs de la contrainte déviatorique, c'est-à-dire une diminution de la perméabilité avec l'augmentation de la pression de gaz. La Figure 4-13 de droite montre l'évolution de la perméabilité apparente au gaz en fonction de la contrainte déviatorique pour différents échantillons (essais de compression uniaxiale et triaxiale à différentes pressions de confinement). Pour tous ces essais, la perméabilité a été mesurée à la même pression de gaz (5 bar). Pour certains essais, la perméabilité a été mesurée en continu (échantillons 7 et 8) alors que pour d'autres (échantillons 2, 5, 6, 10), elle n'a été mesurée que pour certains niveaux de la contrainte déviatorique.

Il faut noter dans un premier temps, dans la Figure 4-13 de droite, que la perméabilité initiale des échantillons de sel testés présente une grande dispersion sur près de trois ordres de grandeur. Dans certains cas, la perméabilité initiale est très élevée (jusqu'à plus de 10^{-17} m²) par rapport à celle classiquement attendue pour une roche saline saine. Ces différences importantes sont liées à une fissuration initiale très aléatoire des échantillons de sel. Pour les échantillons les plus endommagés initialement et donc les plus perméables, l'effet Klinkenberg est absent au niveau des mesures de perméabilité. Par ailleurs, on observe une augmentation modérée (d'un ordre de grandeur) de la perméabilité avec l'augmentation de la contrainte déviatorique lorsque la pression de confinement est faible (0-1 MPa). Par contre, pour une pression de confinement plus élevée (5 MPa), la perméabilité n'évolue pratiquement pas avec l'augmentation de la contrainte car le sel devient encore plus viscoplastique et s'endommage beaucoup moins.

Dans le cadre du stockage d'hydrogène en cavité saline profonde, une augmentation de perméabilité d'un ordre de grandeur environ pourrait favoriser les fuites d'hydrogène aux parois de la cavité saline,

c'est-à-dire là où la contrainte moyenne est la plus faible. Ceci doit toutefois être relativisé compte tenu de la faible extension de la zone endommagée en proche paroi.

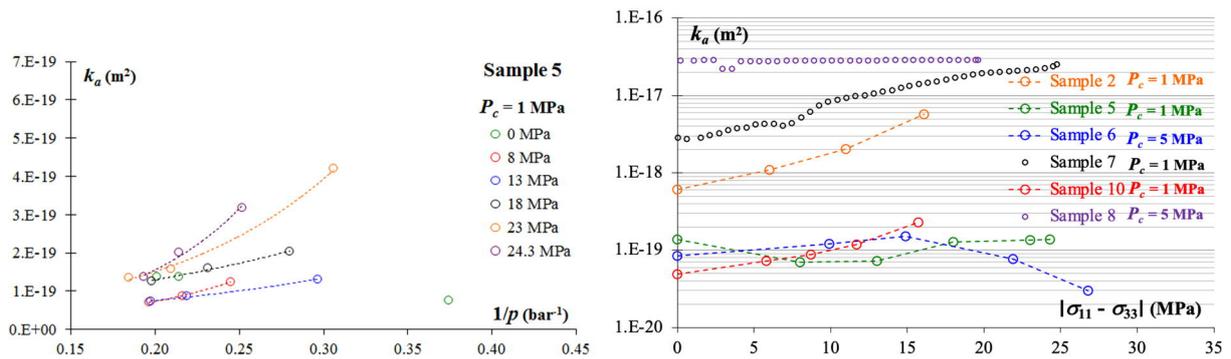


Figure 4-13. Evolution de la perméabilité apparente au gaz en fonction de la contrainte déviatorique et de la pression pour l'échantillon 5 (essai de compression triaxiale à 1 MPa de confinement, à gauche) et pour différents échantillons (essais de compression uniaxiale et triaxiale à différentes pressions de confinement, à droite).

5 Dimensionnement d'un stockage souterrain d'hydrogène en cavité saline (F. Hadj-Hassen, M. Karimi-Jafari, A. Réveillère)

5.1 Dimensionnement des installations de surface

L'hydrogène concerné par notre étude provient uniquement de l'électrolyse de l'eau alimentée par une électricité renouvelable (éolienne et solaire). L'électrolyseur constitue donc un élément central de l'installation. Actuellement, il existe trois principales technologies d'électrolyseurs : alcaline, PEM (Proton Exchange Membrane), et SOEC (Solid Oxyde Electrolyser Cell). La première est une technologie mature et largement diffusée dans l'industrie. La seconde, plus récente et dérivée des piles à combustible reste aujourd'hui réservée aux petites installations. La dernière, à haute température, en est encore au stade du laboratoire : elle se différencie principalement par la substitution d'une partie de l'électricité nécessaire à la dissociation de l'eau par de la chaleur, l'efficacité énergie chimique/énergie électrique se trouvant ainsi améliorée.

L'hydrogène en tant que vecteur d'énergie peut être utilisé dans un large domaine d'applications, notamment pour la production d'électricité (Power to Power), le transport (Power to Mobility), l'industrie chimique (Power to Industry) et le réseau de gaz naturel (Power to Gaz). La Figure 5-1 représente le circuit de l'hydrogène étudié avec en amont, la production par électrolyse de l'eau, au centre le stockage en cavités salines et, en aval, les quatre applications industrielles.

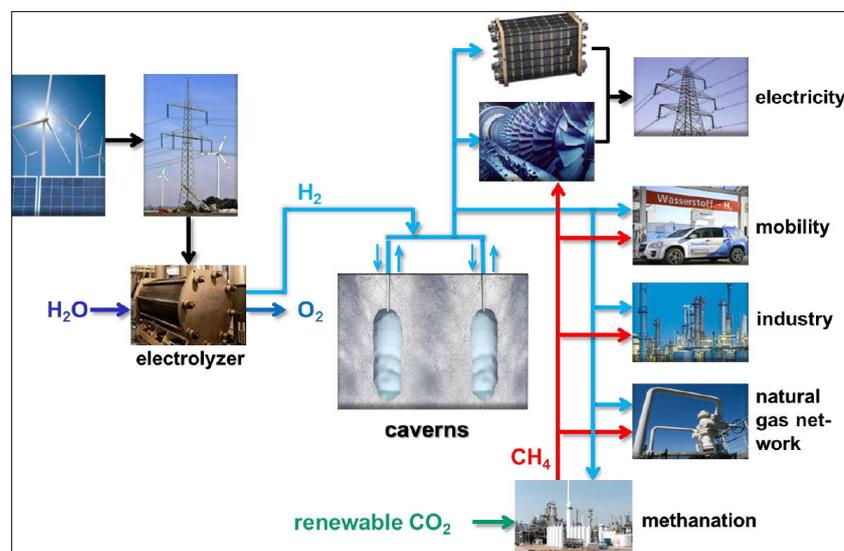


Figure 5-1. Production de l'hydrogène par électrolyse et domaines d'application (source SMRI)

Power to Power (P2P) : cette configuration correspond à un stockage d'hydrogène en période de surproduction d'électricité par rapport à la demande, dans l'optique de produire à nouveau de l'électricité (via des turbines ou des piles à combustible) lorsque la demande augmentera. Les périodes de forte consommation s'accompagnent aussi d'une augmentation du prix de marché de l'électricité, ce qui est cohérent d'un point de vue économique. Deux pics, de consommation et de prix, reviennent souvent chaque jour, dans la matinée et dans l'après-midi. La variante retenue correspond à la consommation de 200 MW avec les deux créneaux suivants : de 7 h à 11 h et de 17 h à 21 h. Le cyclage est donc quotidien et rapide, avec 8 h de soutirage (2 x 4 h) et 16 h d'injection.

Power to Mobility (P2M) : actuellement utilisé pour des flottes, dites captives, telles que des chariots élévateurs, des bus, ou des taxis, l'hydrogène est un excellent carburant et semble être une alternative plus propre au stockage d'énergie par batterie pour les véhicules électriques. Il s'agit d'installer une pile à combustible, utilisant l'air ambiant et l'hydrogène transporté à très haute pression (350 ou 700 bar) dans le véhicule, pour fournir l'électricité nécessaire au fonctionnement de son moteur électrique. Le faible temps de rechargement (3 min pour un plein) et la grande autonomie avec un poids et un encombrement diminués en font une solution compétitive face aux véhicules électriques. La variante retenue correspond également à un cyclage quotidien mais plus lent, avec 12 h de soutirage et 12 h d'injection (par exemple soutirage le soir et injection en journée). Ce cyclage vise à répondre à un besoin de 310 t d'hydrogène par jour pour un marché comme celui de l'Allemagne.

Power to Industry (P2I) : l'hydrogène est principalement utilisé par les raffineries, pour la désulfuration du pétrole, mais aussi dans la production d'électronique, de verre ultra plat, en métallurgie et dans l'industrie alimentaire. Au total les industries consomment 1 Mt/an d'hydrogène en France et 61 Mt/an dans le reste du monde. La variante retenue correspond à la situation où la cavité remplace une usine en arrêt de production d'hydrogène par reformage, avec un débit de 100 000 Nm³/h. La durée de reprise de l'activité de l'usine a été fixée à un mois et ce scénario est répété 2 fois par an (1 mois de soutirage et 5 mois d'injection).

Power to Gas (P2G) : ce procédé consiste à réinjecter de l'hydrogène en faible proportion dans le réseau de gaz, ou à le transformer en méthane en recyclant le gaz carbonique industriel (méthanation). La configuration retenue consiste à soutirer l'hydrogène pendant les 6 mois de forte demande (hiver), et de l'injecter pendant les 6 mois de plus faible demande (été), ce qui correspond à un cyclage saisonnier. Une variante de stockage à faible profondeur a été aussi envisagée pour cette configuration

Le Tableau 5-1 résume les caractéristiques des scénarios de stockage retenus pour chaque application industrielle après leur validation par simulation numérique du comportement géomécanique du stockage.

Tableau 5-1. Paramètres des scénarios de stockage retenus pour les quatre applications industrielles

Configuration	Power to Power	Power to Mobility	Power to Industry	Power to Gas	
Scénario	4+4 h soutirage 16 h injection	12 h soutirage 12 h injection	1 mois soutirage 5 mois injection	6 mois soutirage 6 mois injection	
Profondeur (m)	800	1300	1300	350	1300
Puissance maxi délivrée (MW)	200	-	-	-	-
Puissance électrolyseur (MW)	260	1100	60	3	25
Débit de soutirage (kg/s)	2.68	5.7	1.54	0.015	0.13
Masse Hydrogène (t)	77	246	3992	241	2 022
Débit d'injection (kg/s)	1.34	5.7	0.31	0.015	0.13
Contrainte initiale (MPa)	17.6	28.6	28.6	7.7	28.6
Pression maximale cavité (MPa)	10	17.5	17.5	5.5	19
Pression minimale cavité (MPa)	6	13	9.5	2.5	7
Volume cavité (m ³)	60000	116000	798000	100000	300000
Diamètre du tubage (")	8.5	8.5	7.5	7.5	7.5
Masse du gaz coussin (t)	222	1186	4708	200	1684

L'hydrogène sort de l'électrolyseur à 3.5 MPa et à 25 °C. La pression d'injection de l'hydrogène en cavité saline étant supérieure à celle de sortie de l'électrolyseur, il faut donc comprimer le gaz. Une compression est parfois aussi nécessaire en sortie de cavité afin de faciliter le transport du gaz et le préparer à son application dédiée. Le taux de compression ne doit pas dépasser 3, c'est-à-dire que la pression de sortie doit être inférieure à trois fois la pression d'entrée. La température dans le compresseur ne doit pas excéder 150°C afin de ne pas l'endommager. Par conséquent, il sera nécessaire dans certaines configurations de refroidir l'hydrogène en sortie du compresseur avec des échangeurs et d'utiliser plusieurs étages de compression.

L'hydrogène soutiré de la cavité doit d'abord être traité afin d'éliminer le soufre, puis séché. On installe donc, à la sortie de la cavité, un purificateur et un sécheur qui fonctionnent avec la chaleur récupérée en sortie de compression par les échangeurs. Dans la configuration P2P, on utilise une turbine, plus intéressante économiquement qu'une pile à combustible, pour retransformer l'hydrogène en électricité.

La modélisation des installations de surface a été faite avec le logiciel ASPEN HYSIS qui est couramment utilisé dans l'industrie notamment dans le domaine de la thermodynamique des procédés.

A titre d'illustration, la Figure 5-2 donne les chaînes thermodynamiques d'injection et de soutirage de l'hydrogène pour le scénario retenu dans l'application Power to Mobility. Ce scénario a fait l'objet d'une étude plus développée par Geostock.

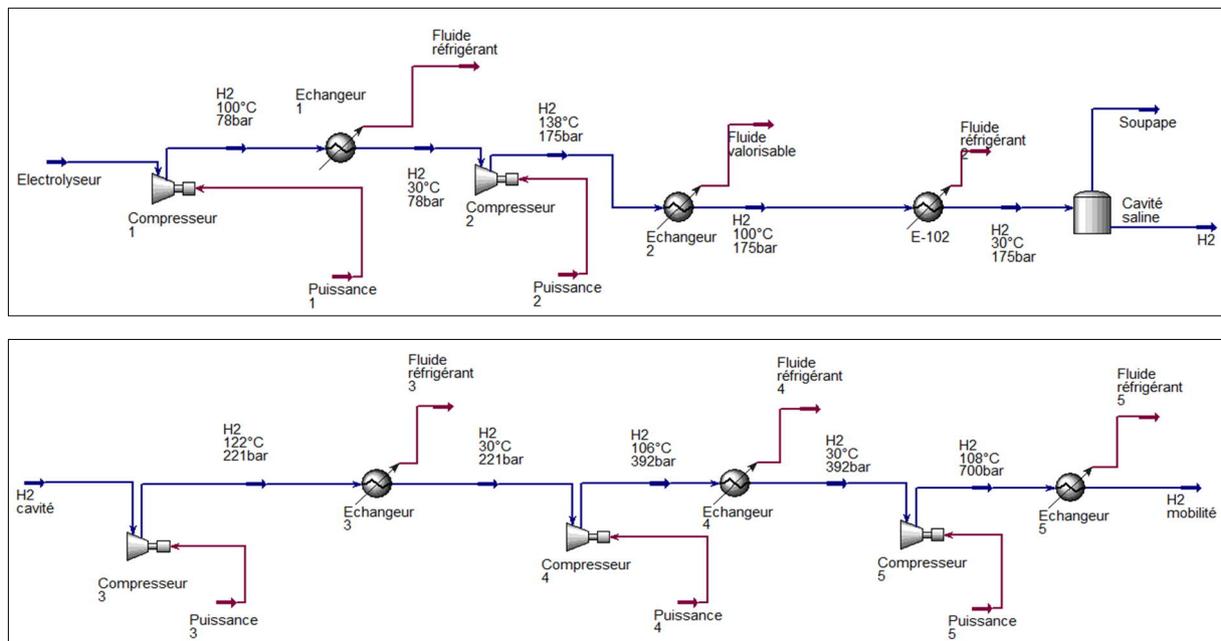


Figure 5-2. Chaines thermodynamiques d'injection et de soutirage de l'hydrogène dans la cavité pour le scénario retenu dans l'application Power to Mobility

Le Tableau 5.1 regroupe les paramètres de chaque scénario de stockage, les installations de surface qui lui sont associées et les puissances électriques mobilisées.

Tableau 5.1. Bilan énergétique des scénarios de stockage retenus

Configuration	Power to Power	Power to Mobility	Power to Industry	Power to Gas	
Scénario	4+4 h soutirage 16 h injection	12 h soutirage 12 h injection	1 mois soutirage 5 mois injection	6 mois soutirage 6 mois injection	
Profondeur (m)	800	1300	1300	350	1300
Débit d'injection (kg/s)	1.34	5.7	0.31	0.015	0.13
Débit de soutirage (kg/s)	2.68	5.7	1.54	0.015	0.13
Puissance consommée à l'injection (MW)	2.6	17.4	0.9	0.1	0.4
Puissance consommée au soutirage (MW)	175.0	21.0	-	-	-
Installations de surface	5 compresseurs 12.5 MW 1 compresseur 2.6 MW	2 compresseurs 8 MW 2 compresseurs 7 MW 1 compresseur 9 MW	2 compresseurs 0.5 MW	1 compresseur 11 kW	2 compresseurs 0.2 MW
	7 échangeurs	6 échangeurs	2 échangeurs	1 échangeur	3 échangeurs
	1 chambre de combustion	-	-	-	-
	1 dispositif de traitement NO _x	-	-	-	-
	1 condenseur	-	-	-	-
	1 pompe 1MW	-	-	-	-
	1 turbine 185 MW	-	-	-	-
	1 turbine 40 MW	-	-	-	-
	Purificateur	Purificateur	Purificateur	Purificateur	Purificateur
	Sécheur	Sécheur	Sécheur	Sécheur	Sécheur
Vannes de sécurité	Vannes de sécurité	Vannes de sécurité	Vannes de sécurité	Vannes de sécurité	

5.2 Caractérisation du sel

Les avantages du sel qui sont à l'origine de l'intérêt qui est lui porté pour le stockage souterrain d'énergie ne doivent pas occulter son comportement géomécanique qui est très particulier et marqué surtout par le phénomène de fluage. Nous développons dans la suite le comportement thermomécanique sachant que jusqu'à maintenant l'hypothèse d'étanchéité est couramment admise. L'aspect diffusion et perméation de l'hydrogène dans le sel a été traité dans le projet et les résultats préliminaires obtenus sont présentés.

Outre la mesure des propriétés physiques (masse volumique et vitesse du son) et des propriétés thermiques (conductivité, capacité volumique, coefficient de dilatation), la caractérisation du sel en laboratoire comprend aussi la réalisation d'essais brésiliens¹⁵ pour mesurer la résistance à la traction, des essais de compression simple et triaxiale avec cycles charge/décharge pour déterminer les paramètres élastiques ainsi que l'endommagement du sel par dilatance, et enfin des essais de fluage triaxial avec des paliers de déviateur de contraintes et de températures. La Figure 5-3 illustre les résultats d'un essai de compression triaxiale.

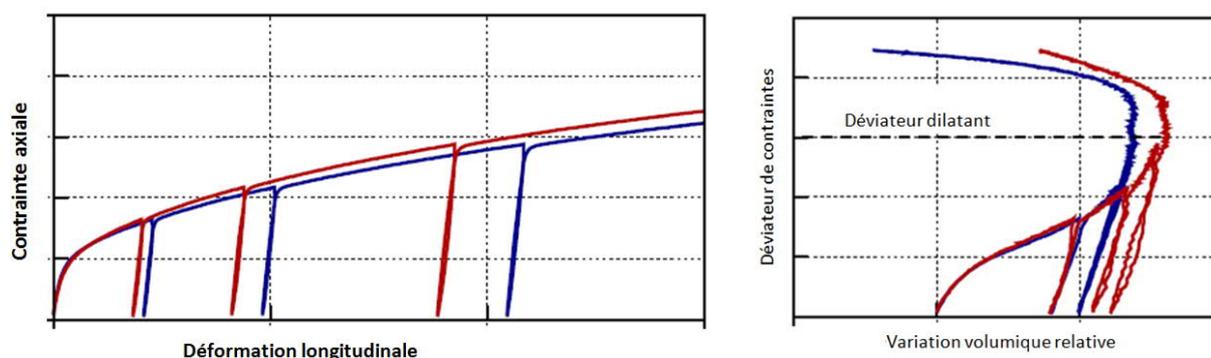


Figure 5-3. Résultats d'un essai de compression triaxiale avec mesure du déviateur dilatant

¹⁵ Également appelé « essai de traction indirect », il s'agit d'un essai de compression diamétrale.

L'essai de fluage triaxial se compose de plusieurs paliers classiques effectués sur la même éprouvette à des contraintes et des températures constantes, et séparés par des phases de changements de la contrainte axiale ou de la température. La durée de chaque palier peut varier d'une à plusieurs semaines. Il existe de nombreuses lois qui permettent de décrire le fluage du sel en fonction du temps, du déviateur de contraintes et de la température. La loi en puissance de Lemaître est couramment utilisée. Ainsi, au cours d'un essai de fluage multipaliers, la déformation totale axiale correspond à la somme d'une déformation élastique, d'une déformation viscoplastique irréversible (donnée par la loi de Lemaître) et d'une déformation de dilatation thermique :

$$\epsilon = \frac{q}{E} + \left(\frac{q}{K}\right)^\beta \exp\left(A \left[\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T}\right]\right) t^\alpha + \alpha_{th}(T - T_0)$$

avec :

- ϵ : la déformation axiale totale ;
- q : le déviateur de contraintes ;
- E : le module de Young ;
- A , β et K : les paramètres de la loi de Lemaître décrivant le fluage du sel ;
- A : le facteur d'Arrhenius rendant compte de l'effet de la température sur le fluage ;
- T : la température, T_0 sa valeur initiale et T_{ref} une température de référence ;
- t : le temps.

5.3 Modélisation couplée

La modélisation d'un stockage de gaz en cavité saline est un problème complexe surtout lorsqu'il s'agit d'un champ comprenant plusieurs types d'exploitations : cavités en saumure ou en hydrocarbures liquides ou en gaz. Dans notre cas particulier, le problème consiste à simuler le comportement thermodynamique d'une cavité saline isolée, en interaction avec le massif environnant. Comme le montre la Figure 5-4, le système de stockage peut être divisé en quatre sous-systèmes : le puits (1) reliant la cavité (3) à la surface, et le massif environnant, lui-même découpé en deux sous-systèmes, le massif autour du puits (2) et le massif autour de la cavité (4).

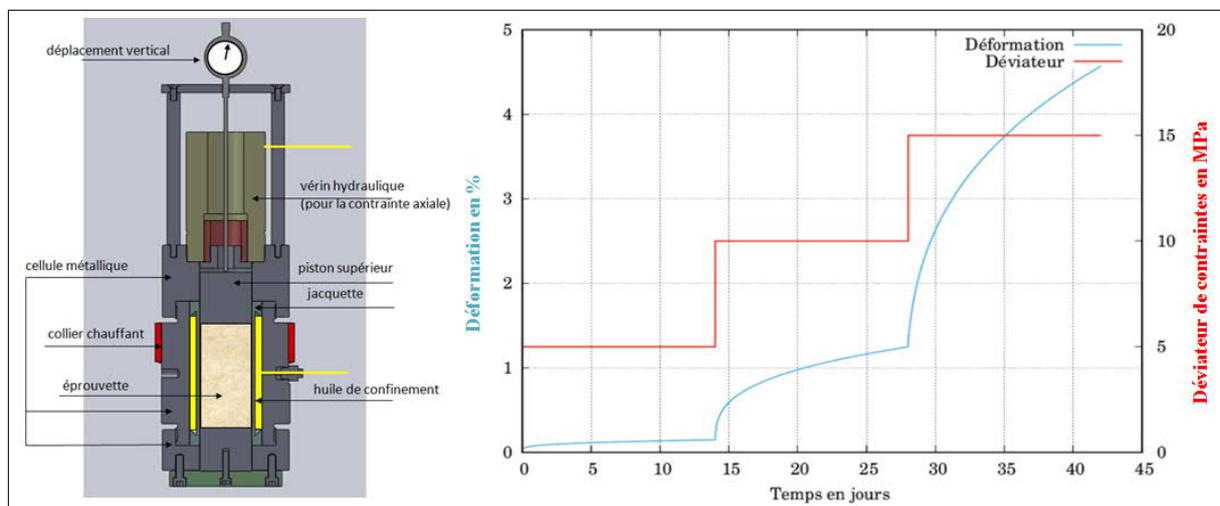


Figure 5-4. Essai de fluage sur le sel avec trois paliers de déviateurs et à température constante (5, 10, 15 MPa, $T = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$)

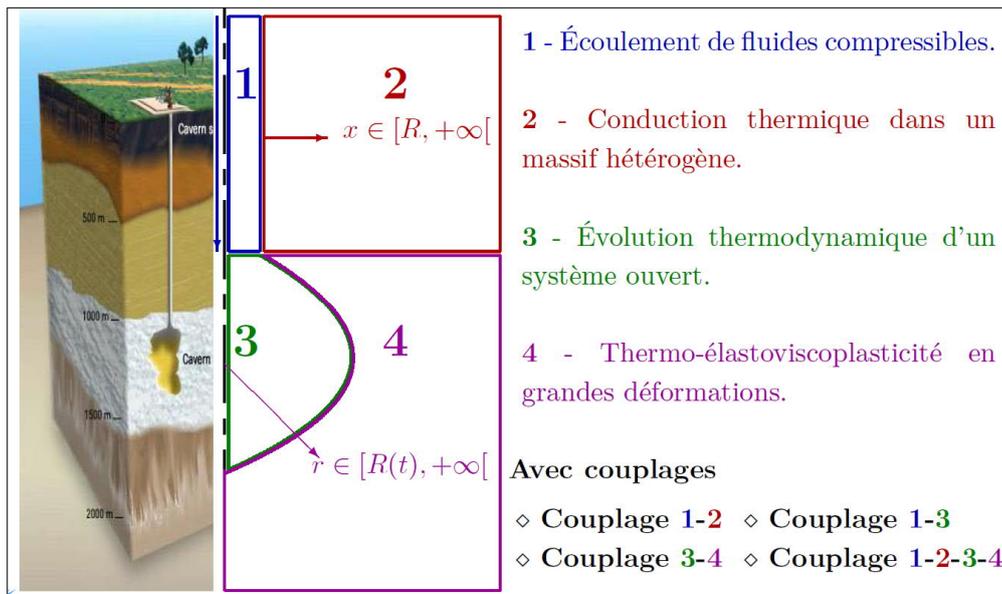


Figure 5-5. Système du stockage en cavité saline et couplages des phénomènes associés

Un logiciel dédié, DEMETHER, a été développé par Armines/Géosciences pour la résolution des problèmes thermodynamiques liés aux stockages des vecteurs énergétiques fluides dans des cavités souterraines.

Afin d'illustrer le principe de modélisation, des simulations comparatives de stockage de différents gaz (méthane, hélium, hydrogène et air comprimé) ont été effectuées dans le cas d'une cavité sphérique de 300 000 m³ de volume située à 1000 m de profondeur. Des valeurs courantes ont été utilisées pour décrire la rhéologie du sel et les conditions initiales de contraintes et de température. Les effets du puits ainsi que des insolubles et de la saumure résiduelle sont négligés. Le lessivage n'est pas pris en compte et à l'instant t_0 , la température et la pression dans la cavité sont égales aux valeurs initiales, la cavité étant pleine de gaz dont la masse est déterminée en fonction du volume de la cavité et des propriétés du gaz stocké à ces valeurs de pression et de température. Les sollicitations imposées aux quatre stockages consistent en une décharge de 50 % de la masse initiale de chaque gaz en 60 jours puis à un cyclage autour de cette masse pendant 40 ans avec des phases de soutirage, d'injection et de pause d'une durée unitaire de 30 jours.

L'analyse des résultats de la modélisation et l'évaluation de la stabilité se font habituellement selon les critères suivants (Figure 5-6) :

- la pression dans la cavité doit rester dans la plage autorisée définie par une valeur minimale estimée à $0,2 P_0$ (P_0 étant la pression géostatique en admettant un état initial isotrope) afin d'éviter le fluage excessif du sel et le risque d'endommagement par dilatance, et une valeur maximale estimée à $0,8 P_0$ afin d'éviter l'hydrofracturation du sel notamment au toit de la cavité et dans la cheminée ;
- l'absence de contraintes de traction en considérant que le sel, comme tous les géomatériaux, ne supporte pas la traction ;
- l'absence de dilatance en examinant le diagramme de contraintes moyenne et déviatorique ;
- la perte de volume de la cavité doit rester limitée et inférieure au seuil de 1 % par an ;
- l'extension des déformations viscoplastiques dans la paroi de la cavité.

Comme le montre cette figure, la contrainte tangentielle à la paroi de la cavité devient positive au bout de quelques cycles d'exploitation et par conséquent traduit le développement de la traction. L'amplitude de cette traction augmente au fur et à mesure du cyclage. Les deux stockages extrêmes sont toujours le méthane qui conduit à l'amplitude la plus forte de cette traction, et l'hydrogène à l'amplitude la moins élevée. Ce résultat est une conséquence directe du comportement thermique où les fortes baisses de température pendant le soutirage conduisent au développement de cette traction. L'une des solutions possibles pour lutter contre le risque de fracturation du sel par traction consiste à modifier les sollicitations appliquées à la cavité. Cela peut se faire de deux façons différentes : changer l'amplitude de ces sollicitations ou leur période, voire les deux en même temps.

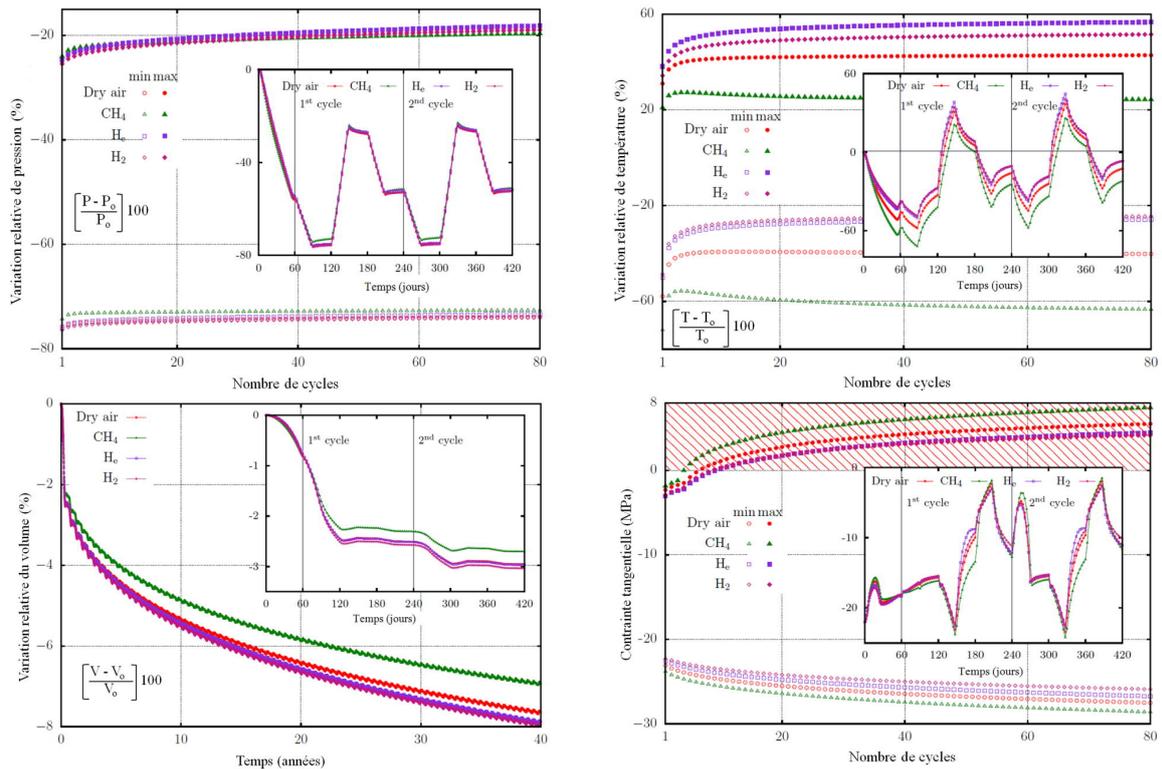


Figure 5-6. Comportement du stockage d'hydrogène en cavité saline en comparaison avec le stockage d'autres gaz.

La modélisation du stockage avec le logiciel DEMETHER permet d'établir les profils de pression et de température à la paroi de la cavité tout au long de son historique. Dans une optique de dimensionnement, elle doit être complétée par une modélisation thermomécanique en 2D ou 3D pour rendre compte de la géométrie complexe de la cavité ou du réseau de cavités ainsi que la contribution des autres terrains autour de la formation saline et des mouvements induits en surface. Les profils de pression et de température obtenus précédemment serviront alors comme donnée d'entrée. Dans la même logique, Armines/Géosciences a développé le logiciel 3D aux éléments finis PHIMEF qui permet d'assurer un couplage fort des différentes physiques impliquées (thermique, hydraulique et mécanique). La Figure 5-7 montre une illustration de la modélisation effectuée avec ce logiciel de la cavité de stockage d'hydrogène de Spindletop aux Etats Unis (Air Liquide).

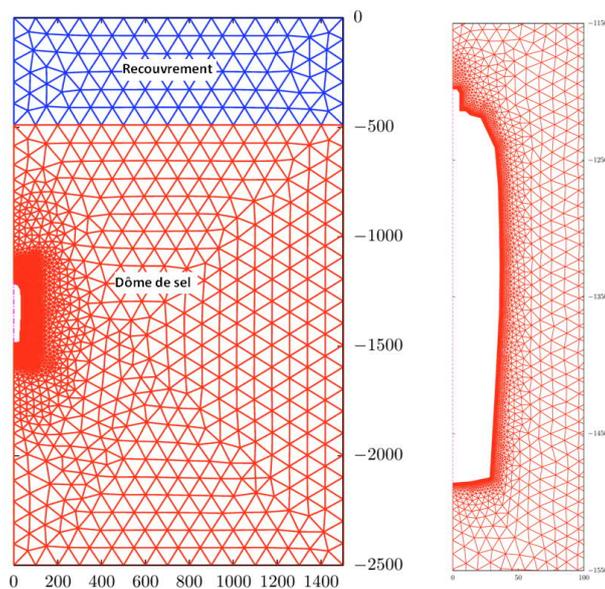


Figure 5-7. Modèle numérique 2D axisymétrique avec un zoom sur le maillage de la cavité

5.4 Pilote de stockage en laboratoire

Tous les modèles utilisés actuellement pour étudier la thermodynamique du stockage de gaz en cavité saline considèrent que la cavité est en équilibre thermodynamique avec une répartition spatiale constante de la pression et de la température. Les échanges de chaleur qui s'opèrent entre les insolubles et la saumure résiduelle et le gaz stocké sont pris en compte dans la modélisation, mais pas les échanges de masses décrits dans le chapitre 4 (dissolution du gaz dans la saumure et son humification par vaporisation de l'eau). L'instrumentation des cavités étant difficile à réaliser, et dans le meilleur des cas ne pouvant se faire que verticalement le long de l'axe du puits, un pilote de stockage à échelle réduite a été développé en laboratoire. Il comprend à sa base un récipient de saumure et il est instrumenté par des thermocouples et des capteurs d'humidité pour décrire le comportement thermodynamique de la cavité pendant les différents cycles d'injection/soutirage appliqués.

L'une des difficultés principales dans la conception de ce pilote a été de retrouver les lois de similitudes appropriées permettant de reproduire le comportement d'une cavité réelle de grandes dimensions par un pilote de petite taille. Cette tâche a été réalisée en s'appuyant sur les données disponibles d'une cavité allemande instrumentée (Staßfurt S107 de 288 000 m³ de volume) qui a été soumise à des cycles d'injection et de soutirage séparés par des périodes de pause. Un modèle numérique CFD sur COMSOL a été développé pour reproduire les mesures obtenues sur site (Figure 5-8), puis utilisé pour définir les spécifications du pilote en laboratoire (Figure 5-9).

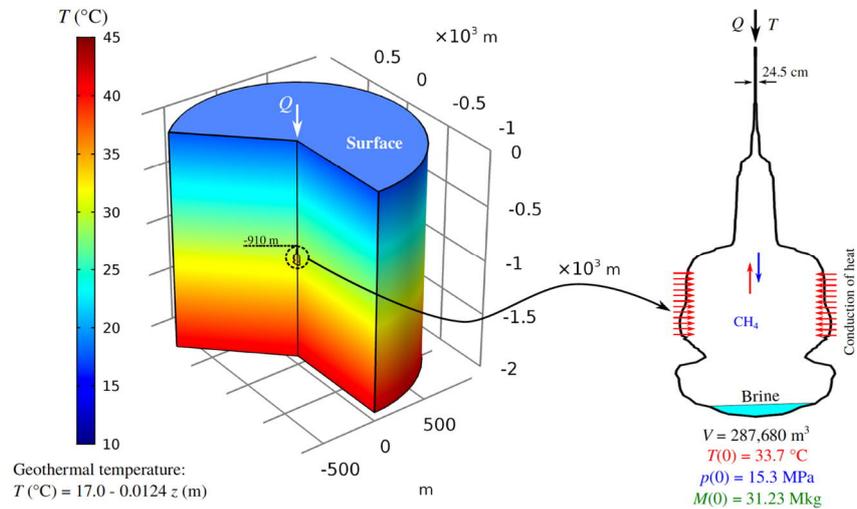


Figure 5-8. Modèle CFD de la cavité allemande de Staßfurt

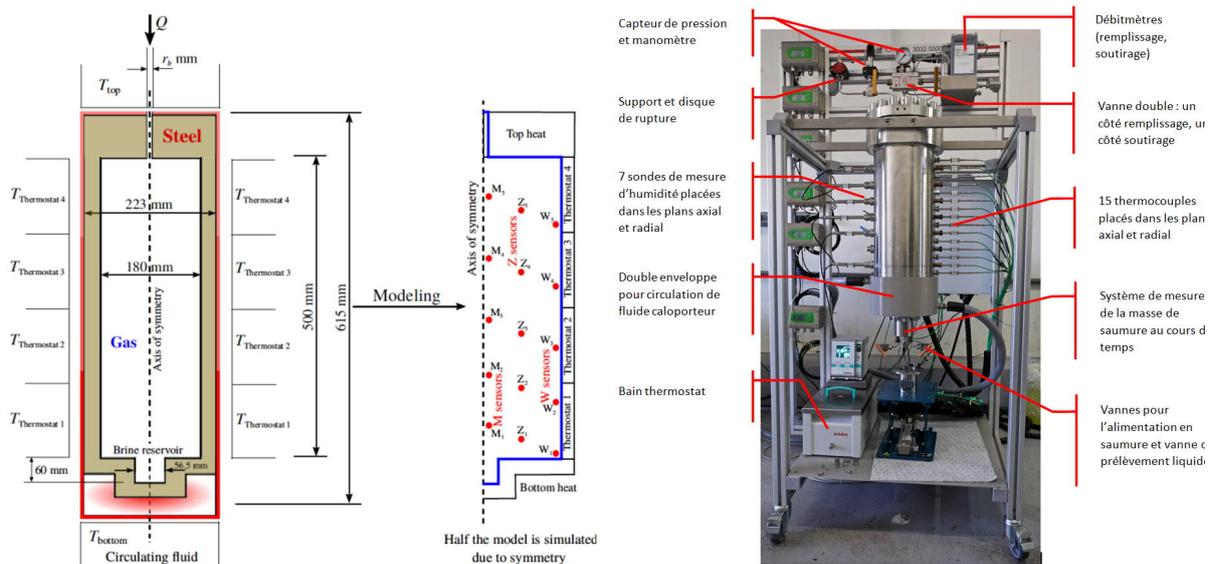


Figure 5-9. Pilote de stockage développé en laboratoire

6 Analyse technico-économique (S. Jallais, F. Hadj-Hassen)

6.1 Description des marchés et des scénarios

Dans le chapitre précédent, quatre principales configurations de stockage en cavités salines ont été identifiées par rapport aux applications possibles de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau. Il s'agit de la production d'électricité pour répondre à une demande de pointe (Power to Power, P2P), de la mobilité avec l'utilisation de piles à combustibles (Power to Mobility, P2M), des besoins de l'industrie chimique (Power to Industry, P2I) et enfin de l'injection de l'hydrogène dans le réseau de gaz ou de la production de gaz de synthèse par méthanation (Power to Gas, P2G). Pour chacune de ces configurations, des variantes ont été examinées pour permettre la réalisation du stockage à des profondeurs différentes, et avec des scénarios d'exploitation variables passant d'un cyclage quotidien à saisonnier. L'analyse détaillée de chaque variante et la simulation numérique du comportement géomécanique du stockage ont permis de retenir, pour chaque configuration envisagée, au moins une solution dont les paramètres dans les différentes phases d'exploitation du stockage ont été ajustés : débits, pressions, températures, tubages...

Ce travail a été poursuivi pour déterminer, pour chaque application industrielle, les installations nécessaires en surface et leurs interactions avec le stockage en cavité saline. A l'exception de la première application qui fait spécifiquement appel à une turbine ou à une pile à combustible pour la production d'électricité, la plupart des équipements mis en œuvre dans toutes les applications consiste en des compresseurs, des échangeurs et des stations de séchage et de purification (Tableau 5.1).

Cette section se propose de continuer l'analyse de ces configurations de stockage en procédant à une évaluation économique de chaque scénario retenu. Cette évaluation est basée sur un modèle simple dans lequel les dépenses ont été divisées en deux parties :

- dépenses opératoires (OPEX) : le coût de l'électricité consommée a été estimé à partir de la puissance des machines utilisées et du prix actuel du kWh ; les coûts de maintenance annuelle sont également intégrés à l'OPEX ;
- dépenses d'investissement (CAPEX) : les investissements correspondent au prix des machines, calculés à partir de leurs puissances respectives (à partir d'un modèle de coûts estimés par kWh) et pour chaque type de machine (compresseur, électrolyseur, etc.) ; les dépenses de renouvellement du matériel, basées sur la durée de vie estimée des différents composants, sont aussi prises en compte.

Les revenus sont estimés en se basant sur un prix de vente de l'hydrogène (ou de l'électricité dans le cas du Power to Power) multiplié par le débit de production de l'installation. Pour évaluer la rentabilité, le Coût Total Actualisé (CTA) est déterminé. Ce coût correspond au prix auquel l'hydrogène doit être vendu pour avoir un Taux de Rentabilité Interne (TRI) de 10 %.

Les coûts retenus pour les infrastructures diffèrent d'une configuration à l'autre en fonction de l'application industrielle envisagée. Les CAPEX de ces infrastructures comprennent leur achat et leur installation et les OPEX comprennent leur maintenance et leur renouvellement en fin de vie. Les coûts des installations de génie civil et leur gestion ont été également pris en compte (40 % du CAPEX initial). Le Tableau 6-1 récapitule les principales infrastructures, leurs coûts et durées de vie.

Tableau 6-1. Coûts et durées de vie des infrastructures (source : Air Liquide)

Infrastructure	Coût (€/kW)	Durée de vie (h)
Compresseur	16 000 P ^{0.44}	300 000
Echangeur	300	300 000
Turbine	100	40 000
Vanne de laminage	négligeable	300 000
Sécheur	négligeable	300 000
Electrolyseur	600	80 000
Pile à combustible	1000	80 000
Dispositif de purification	négligeable	300 000
Cavité saline	100 €/m ³	300 000

L'électrolyseur retenu est de type alcalin, nécessitant 50 kWh pour produire 1 kg d'hydrogène. Ce choix correspond à la technologie la plus mature et la plus économique, un électrolyseur à membrane polymère échangeuse de protons (PEM) étant au moins deux fois plus cher à puissance égale. Le prix de l'électricité au MWh a été fixé à partir des données infrajournalières (intraday) fournies par la Commission de Régulation de l'Energie sur les bases de la bourse EPEX SPOT¹⁶. Les phases d'injection et de soutirage ont été conçues pour profiter des prix d'achat de l'électricité les plus bas possibles afin de rentabiliser au mieux le stockage de l'hydrogène. Ces prix varient d'une application à l'autre. Les moyennes retenues sont respectivement de 43,1 €/MWh pour les deux premières applications (P2P et P2M), de 52 €/MWh pour le P2I et enfin de 55 €/MWh pour le P2G. La durée du projet a été fixée à 30 ans en comptant un fonctionnement pendant 8000 h par an.

Les investissements initiaux sur l'année zéro représentent une partie non négligeable du prix de vente de l'hydrogène ou de l'électricité. D'une part, l'investissement important est en partie dû aux coûts des électrolyseurs et/ou des piles à combustible, notamment dans la configuration P2P. A cela s'ajoute une durée de vie limitée de ces installations, dont le remplacement (jusqu'à 4 remplacements en 30 ans pour les membranes des électrolyseurs) augmente sensiblement les CAPEX.

Pour les configurations nécessitant des débits d'hydrogène plus faibles (P2I et P2G), les besoins en puissance des électrolyseurs sont moins grands, d'où leur part moins importante dans les CAPEX. Une étude de sensibilité au prix des équipements a été effectuée. Le CTA de vente de l'électricité dans la configuration P2P est établi en fonction du coût de l'électrolyseur par unité de puissance. Il ressort que le CTA de l'électricité ne peut descendre en dessous de 100 €/MWh que lorsque l'électrolyseur est acheté à moins de 160 €/kW (contre un prix d'achat actuel de 600 €/kW).

La maintenance des équipements, chiffrée à 4 % des CAPEX par an, a été intégrée aux OPEX ainsi que l'achat de l'électricité, conformément aux prix indiqués ci-dessus. La Figure 6-1 résume les différents coûts impliqués dans chaque configuration de stockage envisagée, et donne la répartition des CAPEX.

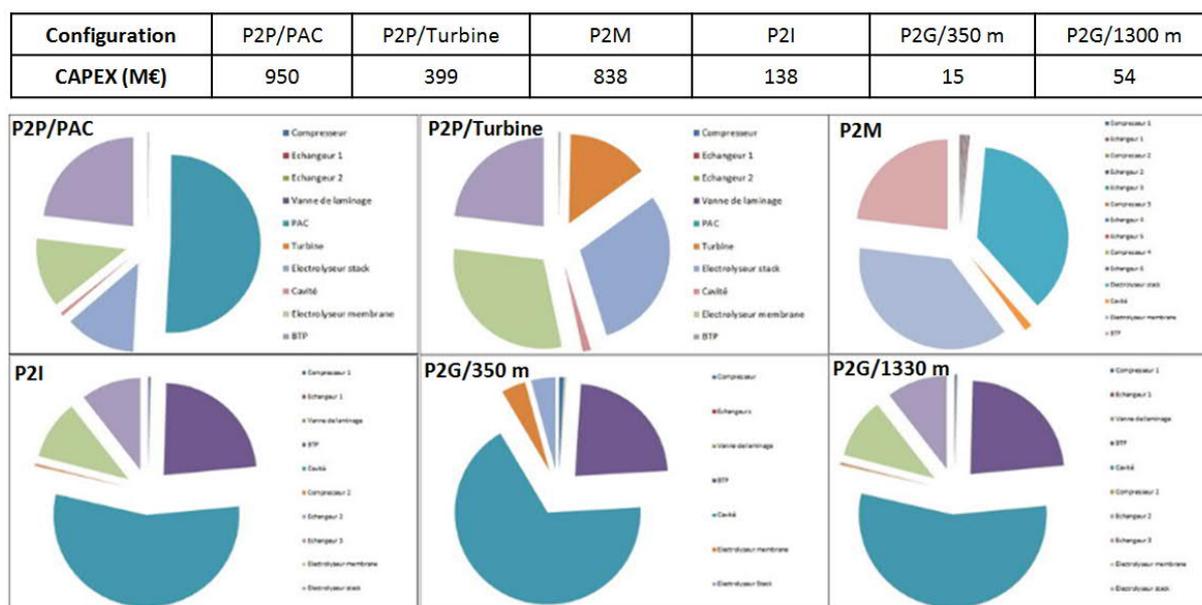


Figure 6-1. Coûts impliqués dans chaque configuration de stockage avec le détail de la répartition des CAPEX

¹⁶ EPEX SPOT est la bourse d'échange d'électricité au comptant (Spot) qui couvre la France, l'Allemagne, l'Autriche et la Suisse (<https://www.statkraft.fr/produits-et-services/glossaire/>)

Après avoir actualisé les OPEX et les CAPEX de remplacement, le CTA de vente de l'hydrogène ou de l'électricité produite pour chaque configuration a été défini. Les prix calculés incluent la compression et la détente en sortie de cavité pour atteindre les paramètres définis dans l'étude des installations de surface (Tableau 6-2).

Tableau 6-2. CTA de vente de l'hydrogène ou de l'électricité pour chaque configuration

Configuration	P2P/PAC	P2P/Turbine	P2M	P2I	P2G/350 m	P2G/1300 m
CTA (€/kg)	-	-	3,5	3.3	9	5,4
CTA (€/MWh)	250	188	-	-	-	-

Les principales conclusions à retenir de cette évaluation économique peuvent être résumées comme suit :

- dans la configuration P2P, avec des prix de vente minimaux respectivement de 188 et 250 €/MWh (selon qu'on a recours à une turbine ou à une pile à combustible), la rentabilité n'est pas assurée ; d'après le gestionnaire de réseau de transport français RTE, le prix de l'électricité de gros sur le marché EPEX-SPOT en France n'a dépassé que 6 fois 150 €/MWh en 2018, et ce sur des durées n'excédant pas 4 h ; cette configuration se positionne donc sur une énergie nettement plus chère que les pics de prix annuels ;
- avec un coût de vente de l'hydrogène de 3,5 €/kg à 70 MPa, la configuration P2M s'avère intéressante ; fin 2018, le prix à la pompe du kg d'hydrogène est d'environ 12 € après transport et compression (source : Air Liquide) ; l'hydrogène à 3,5 €/kg, hors transport et marge, est donc une solution dès à présent compétitive pour le marché de la mobilité ;
- dans la configuration P2I, l'hydrogène est revendu à un prix minimal de 3,3 €/kg ; cependant, l'hydrogène pour l'industrie est aujourd'hui en grande majorité produit par SMR (Steam Methane Reforming) dont les coûts sont chiffrés à 2 €/kg en moyenne (source : Air Liquide) ; à ce prix, s'ajoute une taxe carbone de 0,03 €/kg de CO₂ produit soit, à raison de 10 kg de CO₂ pour 1kg de H₂, 0,30 €/kg de taxe carbone ; la solution de stockage en cavité saline pour cet hydrogène n'est aujourd'hui pas optimale mais les perspectives sont optimistes ;
- dans la configuration P2G, l'hydrogène peut être vendu entre 9 €/kg et 5,4 €/kg pour des cavités respectivement situées à 350 m et 1300 m de profondeur, ce qui rend cette solution peu compétitive vis-à-vis des méthodes actuelles ; en effet, le prix de l'hydrogène SMR étant de 2,3 €/kg en moyenne (taxe carbone comprise), il apparaît que la distribution de l'hydrogène dans le réseau gazier et pour la méthanation est encore peu efficace économiquement.

Ainsi, de nos jours, le stockage d'hydrogène produit par électrolyse et stocké en cavité saline n'apparaît véritablement rentable que pour la configuration P2M. Les configurations P2P et P2G sont très peu compétitives dans l'état actuel des avancées technologiques, et la configuration P2I tendra à être intéressante dans le futur, notamment dans un contexte d'augmentation du prix de la taxe carbone.

6.2 Retour d'expérience du stockage de Spindletop

La cavité de Spindletop, située au Texas (Etats-Unis) constitue actuellement le plus grand stockage d'hydrogène au monde avec un volume de 906 000 m³ et une capacité énergétique de 274 GWh. La masse d'hydrogène utile stockée de 8 230 t permet de remplacer la production d'une unité de vaporéformage de 120 000 Nm³/h sur une durée de 30 jours (back up du réseau pipeline). La cavité se situe à l'est du champ de Spindletop qui comprend par ailleurs des stockages d'hydrocarbures gazeux et liquides. Elle est connectée au réseau d'Air Liquide de pipelines d'hydrogène du Texas qui mesure 545 km.

Le dôme de sel dans lequel a été créée la cavité est à peu près circulaire avec un diamètre d'environ 1600 m. Le caprock de la formation saline de Spindletop est une masse d'anhydrite, de gypse et de calcaire en forme de disque, mais qui ne recouvre pas complètement le sel. Le toit du sel se situe à 549 m de profondeur et celui du caprock à 485 m. Quant à la cavité, de forme cylindrique, son toit se trouve à environ 1220 m de profondeur et son mur à environ 1486 m. Son centre se trouve donc à la profondeur moyenne d'environ 1350 m avec un diamètre maximal de l'ordre de 71 m (Figure 6-2).

La création de la cavité a commencé au mois de mars 2010 et s'est terminée au mois d'août 2014, soit une durée totale de lessivage d'environ 1620 jours. Des interruptions, très limitées, se sont produites

suite à l'obstruction du tubage par des insolubles sulfatés. Au mois de septembre 2010, une opération de reconnaissance de la cavité a été effectuée pendant deux semaines. La phase de remplissage en hydrogène a débuté au mois de juin 2015, soit après une phase de repos d'environ 310 jours après la fin du lessivage, et elle s'est poursuivie pendant 460 jours jusqu'au mois de septembre 2016. Le premier soutirage a été réalisé au mois de novembre 2016 après une nouvelle phase de repos de 65 jours.

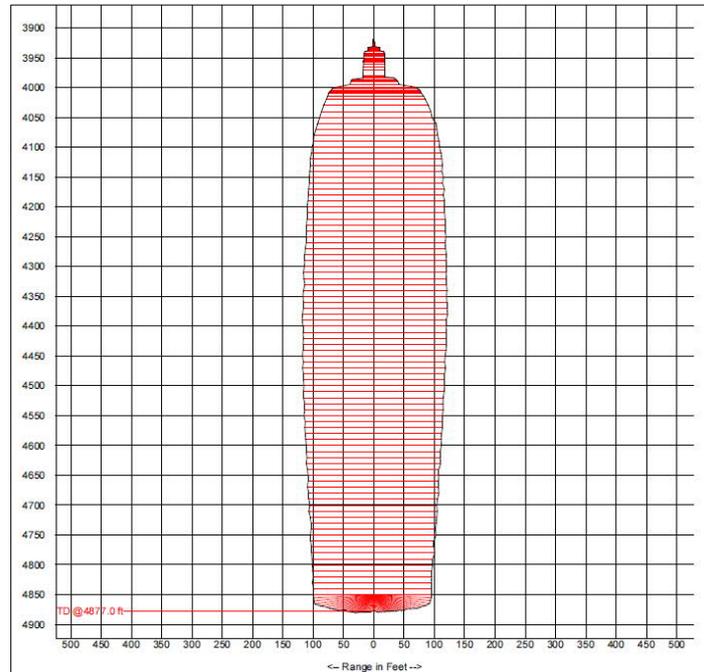


Figure 6-2. Profil de la cavité de Spindletop relevé par le sonar d'août 2004 (Source : Air Liquide)

La Figure 6-3 montre les pressions de saumure et d'hydrogène mesurées à partir du début du remplissage au mois de juin 2015 jusqu'à la fin 2017. L'historique de la cavité et son mode d'exploitation ont été établis à partir de cette figure. Le cycle annuel retenu comprend deux phases de soutirage de 1 mois chacune séparées par une phase de repos également de 1 mois. Le second soutirage est suivi d'une pause de 87 jours avant la réalisation de l'injection pendant 130 jours. Le cycle se termine par une nouvelle pause de 58 jours.

Outre les têtes de puits et les stations GPS disponibles sur le site de Spindletop, quarante bornes de mesure de subsidence ont été installées dans les secteurs de stockage. Entre janvier 2010 et février 2018, huit mesures ont été effectuées avec une fréquence quasiment annuelle. La vitesse moyenne de subsidence de la surface au niveau de la cavité de stockage d'hydrogène est d'environ 1,6 cm/an.

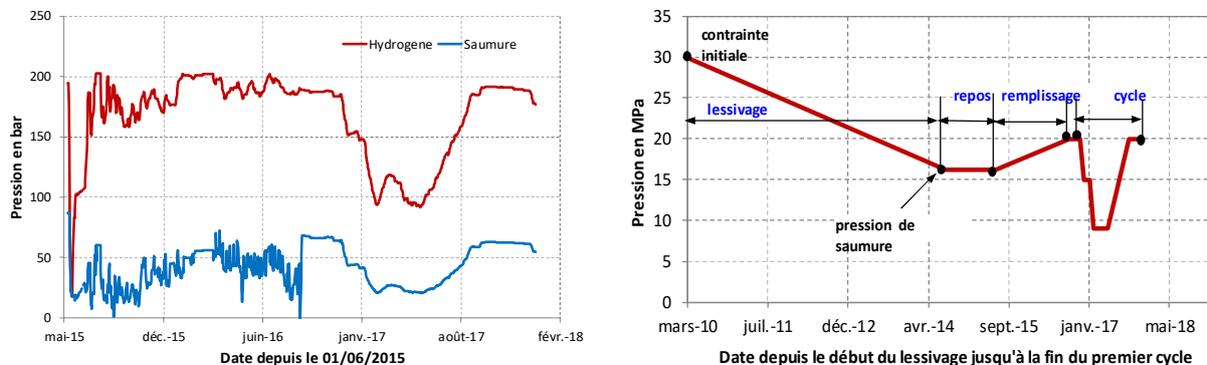


Figure 6-3. Pressions de saumure et d'hydrogène depuis la phase de remplissage de la cavité (à gauche) et cycle d'exploitation retenu (à droite) (source : Air Liquide)

On a réalisé une modélisation numérique en deux phases de la cavité d'hydrogène en la considérant comme totalement isolée compte tenu des distances qui la séparent des autres cavités de stockage d'hydrocarbures. La première phase a pour but d'établir la chronique des pressions et des températures à la paroi de la cavité avec le cyclage envisagé, depuis sa création jusqu'à la fin de son exploitation, c'est-à-dire sur une durée de 30 ans. Dans la seconde phase, la vraie géométrie de la cavité est prise en compte et la chronique de pressions et de températures calculée précédemment est importée pour étudier le comportement de la cavité en assurant un couplage fort entre la thermique et la mécanique.

L'évaluation de la stabilité de la cavité s'est appuyée sur les critères suivants :

- la pression doit respecter les deux seuils garantissant son intégrité, à savoir la pression maximale de remplissage P_{\max} et la pression minimale de vidange P_{\min} en fonction de la contrainte initiale P_0 : $P_{\max} < 0.8P_0$ et $P_{\min} > 0.2P_0$
- la contrainte principale majeure doit toujours rester compressive et aucune contrainte en traction n'est tolérée ;
- le critère de dilataance doit être validé à tout instant de l'exploitation du stockage ;
- la cavité ne doit pas perdre plus de 20 % de son volume sur les 30 ans d'exploitation envisagées ;
- l'extension de la déformation viscoplastique induite au sein du massif doit être limitée.

Les résultats obtenus montrent que le scénario d'exploitation annuel envisagé (deux phases successives de soutirage de 1 mois et une longue phase d'injection d'environ 4 mois, le tout séparé par des phases de repos) permet d'assurer la stabilité et l'intégrité de la cavité sur la période requise. La Figure 6-4 en donne une illustration.

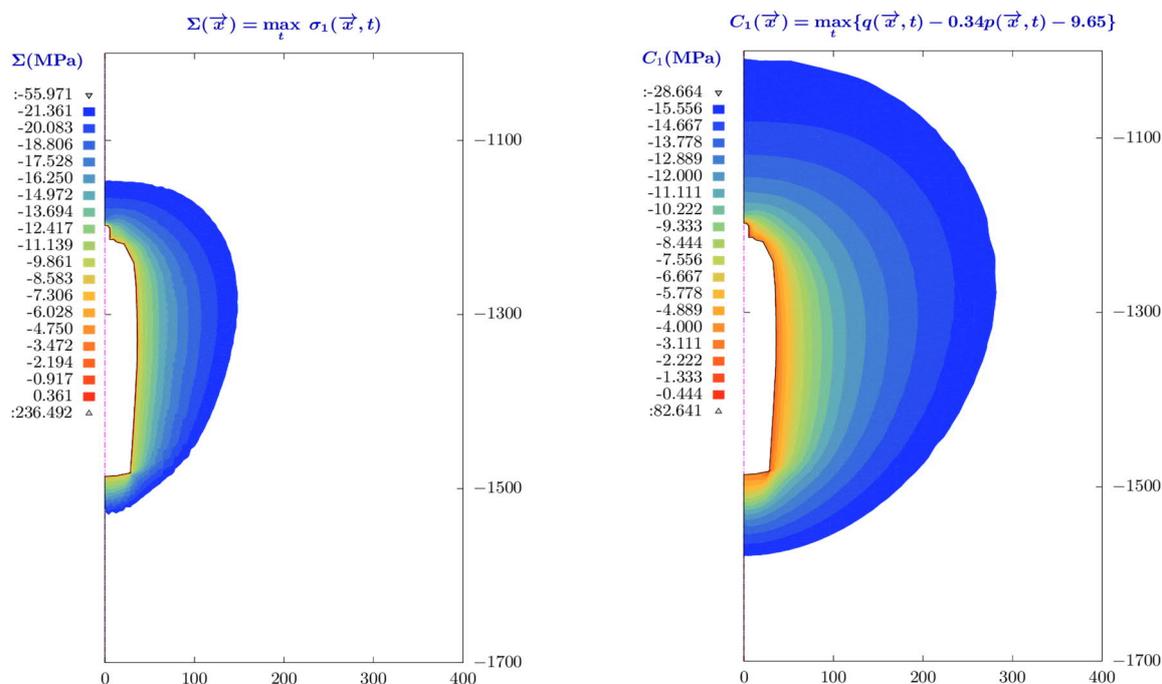


Figure 6-4. Valeur maximale de la contrainte principale majeure (à gauche) et écart maximal entre le déviateur de contraintes et le critère de dilataance en contraction (à droite) (Source : Air liquide)

7 Analyse des risques et monitoring environnemental (A. Thoraval, P. Gombert, P. de Donato, E. Lacroix)

7.1 Analyse des risques

En dépit de nombreux avantages, le stockage de gaz en cavité saline n'est pas exempt de risques, du fait notamment des pressions importantes mises en jeu (de l'ordre de 200 bar pour une cavité à 1000 m de profondeur), comme en témoignent certains accidents passés (Brouard, 2002 ; Bérest et Brouard, 2003 ; Evans et West, 2008 ; Bérest et al., 2019). Dans le cas particulier de l'hydrogène, certaines spécificités sont de surcroit à prendre en compte, notamment sa forte mobilité, sa réactivité avec certains matériaux et espèces chimiques en tant que réducteur, ainsi que sa facilité à s'enflammer.

L'analyse des risques réalisée dans le projet a permis d'identifier les phénomènes dangereux susceptibles de survenir sur un tel stockage, ainsi que les barrières permettant d'éviter ou de limiter les conséquences des séquences accidentelles identifiées (Balouin et al., 2015). Elle s'inscrit ici dans le cadre suivant :

- on se place dans le cas d'un stockage en phase d'exploitation courante en considérant uniquement les opérations d'injection et de soutirage ; les phases de vie antérieures à l'exploitation du stockage (forage, lessivage, essais), les phases d'arrêt ou de travaux sur puits en cours d'exploitation (sonars, workovers...), et les phases postérieures à l'exploitation (fermeture définitive du puits et post-exploitation) devront faire l'objet d'analyses spécifiques ;
- on considère un modèle de stockage générique ; l'analyse effectuée n'a pas vocation à remplacer celle spécifique à chaque site que doit mener l'exploitant ; on ne réalisera donc pas d'évaluation détaillés des risques, qui impliquerait une prise en compte des enjeux réels propres à chaque site, mais une évaluation des séquences accidentelles possibles sur une installation type ;
- les enjeux génériques auxquels on s'intéresse dans cette étude sont ceux qui relèvent de la sécurité publique et de l'environnement, c'est-à-dire les enjeux externes au site ; les enjeux internes à l'entreprise (sécurité et santé des travailleurs, biens et infrastructures internes au site, activités internes au site, ...) ne sont pas pris en compte ici.

L'analyse s'appuie sur une description détaillée du stockage, des opérations réalisées en phase d'exploitation, des enjeux (éléments vulnérables en cas d'accidents majeurs), des sources potentielles d'agression ou de danger (ainsi que la possibilité de les réduire), et sur le retour d'expérience disponible. Dans une seconde partie, on traitera de l'impact dans une nappe phréatique des éventuelles fuites d'hydrogène issues d'un potentiel stockage en cavité profonde.

7.1.1 Description du stockage et de son environnement

Le « système » dont on effectue l'analyse est représenté schématiquement sur la Figure 7-1.

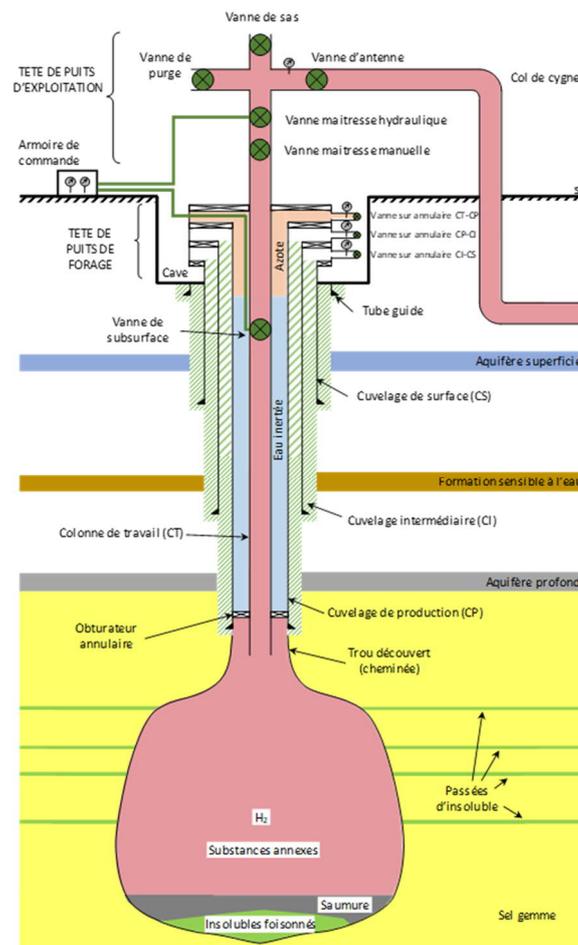


Figure 7-1. Schéma du puits considéré dans cette étude (Source : Ineris)

Ce système 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 ; elle peut avoir été initialement utilisée pour le stockage d'un autre gaz (gaz naturel par ex.) et reconvertie en stockage d'hydrogène, ou être une cavité nouvellement créée pour cela ; étant en phase d'exploitation, la cavité est considérée comme remplie d'hydrogène, en dehors de sa partie basse, où l'on trouvera des insolubles et de la saumure résiduelle ;
- 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 grès), ces dernières pouvant héberger des nappes d'eau ; pour couvrir la variété des aléas susceptibles d'être rencontrés, on supposera la présence de deux aquifères (l'un, salé, situé immédiatement au toit du sel et l'autre, en subsurface, contenant de l'eau douce) et d'une formation sensible à l'eau, cette dernière pouvant être à risque de dissolution (par exemple un niveau de sel intermédiaire non exploité) ou à risque d'hydratation (par exemple de l'anhydrite) ;
- un puits, reliant la surface à la cavité et à partir duquel celle-ci a été lessivée ; il est recouvert, sur l'essentiel de sa hauteur, de cuvelages en acier, cimentés aux terrains et suspendus en surface dans une tête de puit de forage (TPF) ; on supposera ici la présence de trois cuvelages : un cuvelage de surface (CS) protégeant l'aquifère de surface, un cuvelage intermédiaire (CI) protégeant la formation sensible à l'eau et un cuvelage de production (CP) ancré dans le sel ; sous le sabot du dernier cuvelage cimenté, on présumera la présence d'une section laissée à découvert débouchant dans la cavité ; le puits est équipé d'une complétion simplifiée, similaire à celles utilisées pour le stockage de gaz naturel, à savoir :
 - o une colonne de travail (CT), ancrée à la base du CP, par laquelle circule l'hydrogène lors des opérations d'injection et de soutirage ;
 - o 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'un fluide de complétion de type eau inertée ;
 - o une vanne de sécurité située à environ 30 m sous la surface du sol, contrôlée depuis la surface via une ligne hydraulique (SCSSSV), et destinée à mettre en sécurité le puits en cas d'incident ou d'intervention en tête de puits ;
 - o une tête de puits d'exploitation (TPE) ou « arbre de Noël », fixée sur la TPF, qui 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.).

La Figure 7-2 situe la cavité dans son environnement en distinguant le contexte hydrogéologique alentour, le site de stockage et l'environnement extérieur au site de stockage. Sur cette figure sont également précisés les enjeux, les agresseurs externes et les potentiels de dangers.

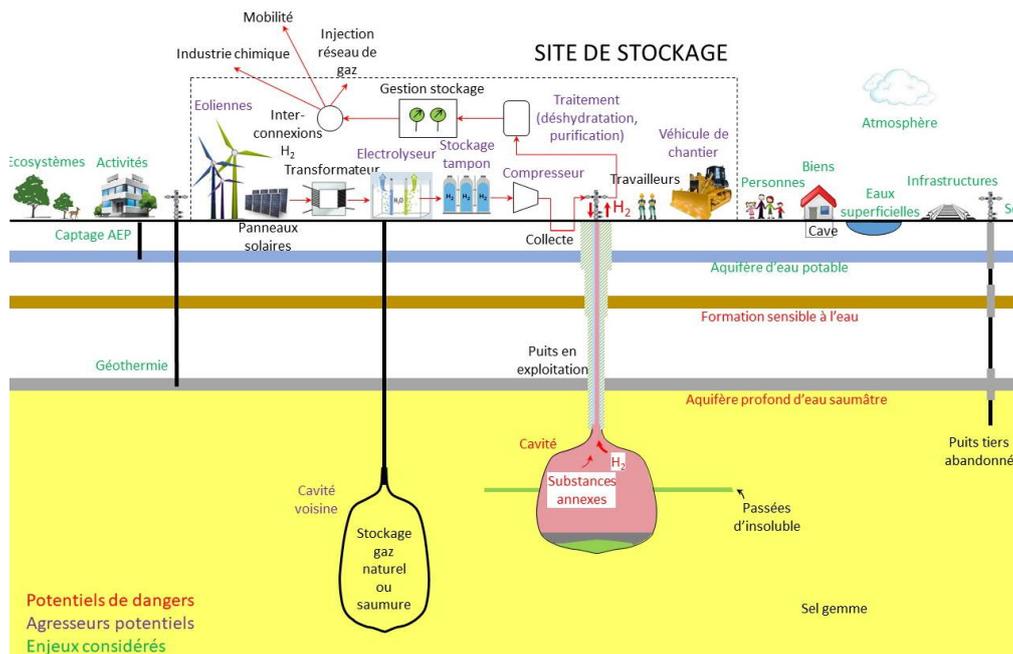


Figure 7-2. Localisation de la cavité dans son environnement (Source : Ineris)

Les sources d'agression pouvant porter atteinte à la sécurité d'un stockage d'hydrogène sont comparables à celles d'un stockage de gaz naturel. On peut les regrouper en deux catégories :

- les sources d'agression liées à l'environnement naturel, telles qu'inondations, remontée de nappe, foudre, feux de forêts, sismicité, mouvements de terrains d'origine naturelle (retrait-gonflement des argiles, glissements de terrain, instabilité de cavités souterraines naturelles), conditions météorologiques extrêmes (gel, canicule, vent...), etc. ; on peut citer à titre d'exemple un phénomène dangereux (jet enflammé, explosion) survenant sur une installation ou infrastructure susceptible d'atteindre la tête de puits par effet domino, l'atteinte de la cavité ou du puits par un forage tiers, un mouvement de terrain susceptible de déstabiliser la cavité ou d'endommager le puits (qu'il soit d'origine naturelle ou lié à l'instabilité mécanique d'une cavité voisine) ;
- les sources d'agression liées à l'environnement anthropique, provenant d'infrastructures (réseaux routiers, ferroviaires, aériens), d'activités industrielles ou minières existantes ou arrêtées, d'intrusions, de malveillance, etc. ; on peut citer à titre une agression mécanique suite à la chute d'un objet (véhicule, engin, grue, avion, éolienne dans le cas d'une ferme éolienne construite à proximité de la cavité) ou une agression thermique ou par surpression de la tête de puits liée à une inflammation ou une explosion affectant une canalisation ou un réservoir d'hydrogène, un électrolyseur, une unité de compression, une unité de traitement, etc.

S'agissant d'une étude générique, on ne décrira pas précisément les installations de surface mais il est nécessaire d'identifier celles susceptibles d'interagir avec le système étudié, soit comme source d'agression, soit en tant qu'enjeu générique à protéger. Les installations les plus susceptibles d'être rencontrées dans l'emprise d'une cavité de stockage d'hydrogène sont les suivantes :

- installations non spécifiques à un stockage souterrain d'hydrogène :
 - o compresseurs ;
 - o unités de traitement (séchage, purification, etc.) ;
 - o stockages d'hydrocarbures ;
 - o bassins de saumure ;
 - o stockages d'azote (pour l'inertage) ;
 - o canalisations (aériennes ou souterraines) transportant de l'eau ou de la saumure ;
 - o lignes et équipements électriques, aériens ou souterrains ;
- installations spécifiques à un stockage souterrain d'hydrogène :
 - o électrolyseur (si la production d'hydrogène est réalisée sur le site de stockage) ;
 - o stockages tampons d'hydrogène ;
 - o unité de production d'électricité renouvelable (panneaux photovoltaïques, éoliennes), si la production d'électricité est réalisée sur le site de stockage ;
 - o canalisations (aériennes ou souterraines) transportant de l'hydrogène.

7.1.2 Identification, caractérisation et réduction des potentiels de dangers

On peut lister les potentiels de dangers principaux suivants :

- hydrogène : son énergie minimale d'inflammation dans l'air est de 17 μJ (en proportion stœchiométrique), soit nettement inférieure à celle du gaz naturel (290 μJ), et son domaine d'inflammation est très étendu (de 4 % à 75 % en volume), d'où une probabilité d'inflammation très grande dans l'air ; l'hydrogène possède également d'autres caractéristiques : facilité à fuir du fait de sa petite taille et de sa faible viscosité, perméation à travers les matériaux, fragilisation de certains matériaux métalliques (aciers ferritiques), interaction avec l'environnement souterrain susceptible de produire des gaz annexes (dont du H_2S) ;
- pression de gaz : une pression trop élevée dans la cavité peut provoquer la rupture du sel dans la paroi, ce qui aurait pour effet de favoriser la fuite du produit stocké ; par contre, si la pression de gaz est trop faible, la cavité peut se refermer sur elle-même (par rupture ou fluage excessif du sel de paroi), entraînant un risque de déformation (voire de rupture) des terrains de couverture et, par conséquent, d'affaissement ou d'effondrement de la surface du sol ;
- formation géologique pouvant induire des gaz secondaires toxiques par interaction avec l'hydrogène : il peut s'agir de bancs d'insolubles en paroi de la cavité ou dans la couverture, renfermant notamment des minéraux soufrés (gypse, anhydrite, pyrite...) ;
- autres potentiels non spécifiques au stockage d'hydrogène en cavité saline : il s'agit notamment de formations géologiques sensibles à l'eau susceptibles d'être mise en contact avec des aquifères via les cimentations du puits (voir chapitre 7.1.5).

La démarche de réduction des potentiels de danger propre à toute analyse de risques passe par l'examen de la possibilité :

- de réduire le volume d'hydrogène stocké par le choix d'une cavité plus petite ;
- de réduire la pression maximale de service ou le temps de résidence à celle-ci ;
- d'augmenter la pression minimale de service ou de réduire le temps de résidence à celle-ci ;
- de limiter les possibilités d'interactions de l'hydrogène stocké par le choix d'un horizon de sel comportant peu d'insolubles, de conditions d'exploitation inhibant ou réduisant la présence de bactéries, et/ou de matériaux inertes par rapport à l'hydrogène ;
- d'éviter, lors de la conception du stockage, de choisir un tracé de forage traversant des aquifères d'eaux de qualités différentes ou des formations sensibles à l'eau.

7.1.3 Retour d'expérience d'accidents ou incidents

Il n'existe que six cavités de stockage d'hydrogène dans le monde : trois grandes cavités aux Etats-Unis (Texas), gérées par Conoco Philips, Praxair et Air Liquide, et trois petites cavités au Royaume-Uni (Teesside) gérées par Sabic. Elles stockent de l'hydrogène destiné à un usage industriel (industrie chimique), avec des cyclages beaucoup plus longs (saisonniers voire annuels) que ceux anticipés dans le cas d'un stockage d'hydrogène d'origine renouvelable (hebdomadaires voire journaliers). A notre connaissance, il n'y a pas de documents, dans le domaine public, faisant mention d'incidents ou d'accidents relatif à ces stockages. Par ailleurs, Air Liquide, partenaire du projet ROSTOCK-H et opérateur du stockage de Spindletop, a confirmé qu'il n'y avait pas eu d'incidents sur leur site.

Ce retour d'expérience, même faible, montre que l'hydrogène peut être stocké en cavités salines dans de bonnes conditions de sécurité et sur de longues périodes de temps¹⁷, au moins pour des cavités soumises à des cycles de longue période. Cela a conduit à étendre l'analyse des risques au domaine des stockages souterrains de gaz et hydrocarbures qui sont de bons analogues des stockages souterrains d'hydrogène. A partir de la littérature publiée sur le sujet (Brouard, 2002 ; Bérest et Brouard, 2003 ; Evans et West, 2008 ; Charmoille et Thoraval, 2010 ; Prats, 2013 ; Bérest et al., 2019), une base de données a été établie : elle recense jusqu'à aujourd'hui 85 accidents ou incidents notables survenus dans le domaine des stockages de gaz et hydrocarbures. Les 11 accidents paraissant les plus pertinents dans le contexte du stockage souterrain de l'hydrogène (accidents survenus sur des stockages en cavités salines, et ayant pour origine le puits ou la cavité) sont présentés dans le Tableau 7-1. Ils peuvent être classés en 5 catégories :

- risques liés à la colonne de gaz (4 cas),
- risques liés à la colonne de saumure (3 cas),
- risques liés à la tête de puits (2 cas),
- risques liés à la cimentation (1 cas),
- risque liés à la cavité (1 cas).

Les causes principales de ces accidents sont dues à la corrosion des cuvelages, à une mauvaise cimentation, à un sur-remplissage de la cavité, à une fuite de la colonne centrale ou encore à une pression excessive en cavité ayant occasionné des désordres géomécaniques.

Les principales mesures mises en place après ces accidents ont consisté à contrôler l'état des cuvelages et cimentations avant la mise en exploitation des cavités, à standardiser les essais d'étanchéité (MIT), à limiter la pression en-dessous de la pression maximale de service, et à mettre en place une sécurité sur la complétion saumure en cas d'intrusion de gaz.

¹⁷ Depuis 1972 au Royaume-Uni et depuis 1983 au Texas (pour les premières cavités).

Tableau 7-1. Accidentologie externe sur des stockages souterrains de gaz naturel ou d'hydrocarbures en cavités salines

Catégorie de risque	Date, Lieu, Produit	Description des faits	Conséquence	Cause	Références
Risque lié à la colonne saumure	2012 - Manosque, France - Gazole	Rupture de la colonne centrale	Sans objet (incident)	Non précisé	ARIA n°41801
Risque lié à la tête de puits	2007 - Manosque, France - Fioul	Fuite sur les équipements de la tête de puits	Epanchement de fioul en surface	Non précisé	ARIA n°38242
Risque lié à la tête de puits	2004 - Odessa, Texas, USA - Propane	Défaillance d'une bride de tête de puits	Emission de gaz à l'atmosphère - Rejet de 116,5 m ³ de gaz pendant 4h	Non précisé	Evans et al. (2008), Hazard. Cargo Bull. (June 2004), N Riley (pers com, 2007)
Risque lié à la colonne saumure	2004 - Moss Bluff, Louisiane, USA - GPL	Fuite sur le circuit saumure	Explosion, incendie, rejet de 170 Mm ³ de gaz en 6,5 h, 360 personnes évacuées	Rupture par coup de bélier de la tuyauterie corrodée suite à la fermeture de la vanne de sécurité du puits liée à une intrusion de gaz dans la colonne centrale	ARIA n°23709, Evans et al. (2008), Hopper (2004), Seni et al. (2005)
Risque lié à la colonne gaz	2003 - Magnolia, Texas, USA - Gaz nat.	Fuite par le cuvelage	Rejet de 9,9 Mm ³ de gaz en quelques heures, 30 personnes évacuées	Non précisé	Evans et al. (2008), Hopper (2004)
Risque lié à la colonne saumure	1992 - Brenham, Texas, USA - GPL	Eruption de puits	Explosion, incendie, 3 morts, 23 blessés, 50 personnes évacuées, 500 à 1600 m ³ de gaz rejeté	Intrusion de gaz dans la colonne centrale due au sur-remplissage de la cavité. Défaillance des systèmes de sécurité	ARIA n°5244, Evans et al. (2008), NTSB (1993), Berest et Brouard (2003)
Risque lié à la colonne gaz	1988 - Clute, Texas, USA - Ethylène	Fuite à travers le cuvelage	Dispersion dans le sous-sol pendant 25 j	Non précisé	Evans et al. (2008),
Risque lié à la colonne gaz	1985-Mont Belvieu, Texas, USA - Propane	Fuite à travers le cuvelage	Explosion, incendie, 2 morts, 2000 personnes évacuées	Corrosion du cuvelage	Brouard (2002), Evans et al. (2008), Berest et Brouard (2003)
Risque lié à la colonne gaz	1980 - Mont Belvieu, Texas, USA - GPL	Fuite à travers le cuvelage	Explosion, incendie, évacuation de 50 familles (300 pers)	Corrosion du cuvelage	ARIA n°20712, Brouard (2002), Evans et al. (2008), Berest et Brouard (2003)
Risque lié à la cimentation	1980 - Mississipi, USA - Gaz nat.	Remontée par la cimentation	Dispersion dans le sous-sol	Mauvaise cimentation	Evans et al. (2008), Pirkle (1986), Pirkle et Jones (2006)
Risque lié à la cavité	1980-Stratton Ridge Texas, USA - Gaz nat.	Fuite à travers les parois de la cavité	Dispersion dans le sous-sol	Rupture des parois de la cavité	Evans et al. (2008), Hopper (2004)

7.1.4 Démarche d'identification des séquences accidentelles

Il s'agit ici d'identifier exhaustivement les Phénomènes Dangereux (PhD) pouvant conduire à des accidents majeurs induits par des scénarios identifiés en groupe de travail : chaque PhD est la résultante d'un Evénement Redouté Central (ERC), situé au cœur de la séquence accidentelle et pouvant être lié à différentes causes ou Evénements Initiateurs (EI). Dans un second temps, on liste les mesures (techniques ou organisationnelles) de prévention ou de protection pouvant être mises en place par l'exploitant afin d'agir sur les scénarios accidentels identifiés. Sur la base des enseignements tirés de l'accidentologie, de la bibliographie, et de l'expertise de l'Ineris et des autres partenaires du projet, une analyse générique des aléas liés au système étudié a ensuite été réalisée, menant à l'élaboration de « nœuds papillons » génériques (Figure 7-3) qui indiquent :

- les phénomènes dangereux redoutés ;
- les séquences accidentelles susceptibles de mener à ces PhD, faisant apparaître notamment les EI, l'ERC et les Evénements Redoutés Secondaires (ERS) qui peuvent en découler ;

- les principales barrières ou mesures de maîtrise des risques pouvant être mises en œuvre, en prévention (en amont de l'ERC) ou en protection (en aval de l'ERC) pour s'opposer au développement de ces séquences accidentelles, pour réduire les effets des PhD potentiellement engendrés ou pour mettre à l'abri les enjeux avant leur atteinte par ces PhD.

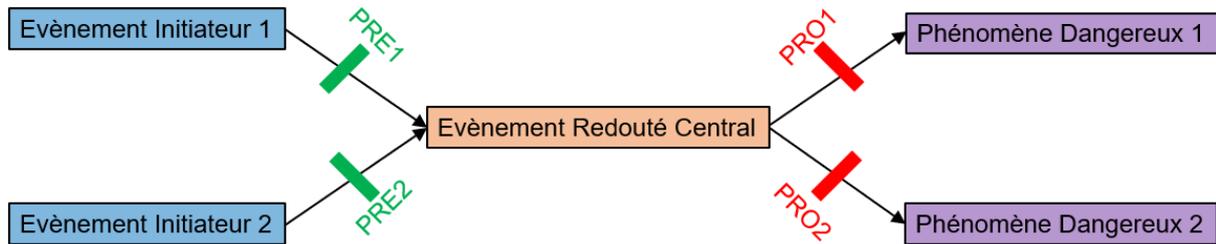


Figure 7-3. Représentation simplifiée d'une séquence accidentelle et de ses barrières potentielles
 Légende : PRE = barrière de prévention, PRO = barrière de protection

7.1.5 Événements Redoutés Centraux liés au puits

Du fait de sa complexité et de sa dimension (plusieurs km de longueur), le puits est le maillon faible de la séquence accidentelle liée à un stockage souterrain. Les principaux ERC qui y sont liés sont les suivants :

- les ERC liés aux fuites d'hydrogène :
 - ERC1 « Perte de confinement de l'hydrogène au niveau de la tête de puits d'exploitation » ;
 - ERC2 « Perte de confinement de l'hydrogène au niveau du col de cygne » ;
 - ERC3 « Perte de confinement de l'hydrogène au niveau de la tête de puits de forage » ;
 - ERC4 « Fuite limitée d'hydrogène dans les terrains de recouvrement ».
- les ERC liés à la formation de produit toxique à partir de l'hydrogène :
 - ERC5 « Formation de gaz toxique dans la cavité ou dans la complétion gaz à partir de l'hydrogène » ;
 - ERC6 « Formation de gaz toxique au niveau des cuvelages et des cimentations ou dans le recouvrement (suite à une fuite d'hydrogène) ; l'ERC4 est un EI de cet ERC ;

A cela, s'ajoutent les ERC liés aux risques géomécaniques (rupture, perte de volume) :

- ERC7 « Rupture du sel en paroi de la cavité dépassant les limites de la couche ou du dôme de sel » (il s'agit ici d'une rupture complète de la paroi de la cavité jusqu'au toit du sel) ;
- ERC8 « Rupture de pilier entre cavités ».

Il existe d'autres ERC qui ne sont pas liés aux produits stockés mais à la qualité de réalisation et au vieillissement des cimentations extérieures du puits : « Communication hydraulique non souhaitée entre deux aquifères de qualités différentes », « Hydratation incontrôlée d'une formation gonflante (anhydrite, argile) » et « Dissolution incontrôlée d'une formation soluble présente dans le recouvrement ». Ces ERC concernent donc n'importe quel type de puits et ne sont pas spécifiques au stockage d'hydrogène.

7.1.6 Finalisation de l'analyse des risques pour un stockage réel

A titre d'exemple, la Figure 7-4 représente le cas de l'ERC1 « Perte de confinement de l'hydrogène au niveau de la tête de puits de production ». Faite pour un stockage générique, cette analyse comprend :

- la liste des causes possible de chaque ERC : agressions externes (choc d'origine extérieure, effets dominos externes de surpression ou thermiques, malveillance, travaux...), agressions internes (choc sur site, effets dominos internes de surpression ou thermiques...), causes sur le procédé (erreur opératoire, défaillance matérielle, coup de bélier...)
- la liste des mesures préventives (clôtures, plan de prévention, limitation de vitesse, dispositif antibélier, protection thermique, détection de pression...) et des mesures protectrices (vannes de fermeture, détection de flamme, plan d'opération interne, équipe spécialisée...)
- la liste des conséquences attendues (feu torche, explosion d'un nuage d'H₂ non confiné ou UVCE [Unconfined Vapour Cloud Explosion], combustion lente d'un nuage de vapeurs inflammables ou flash-fire...).

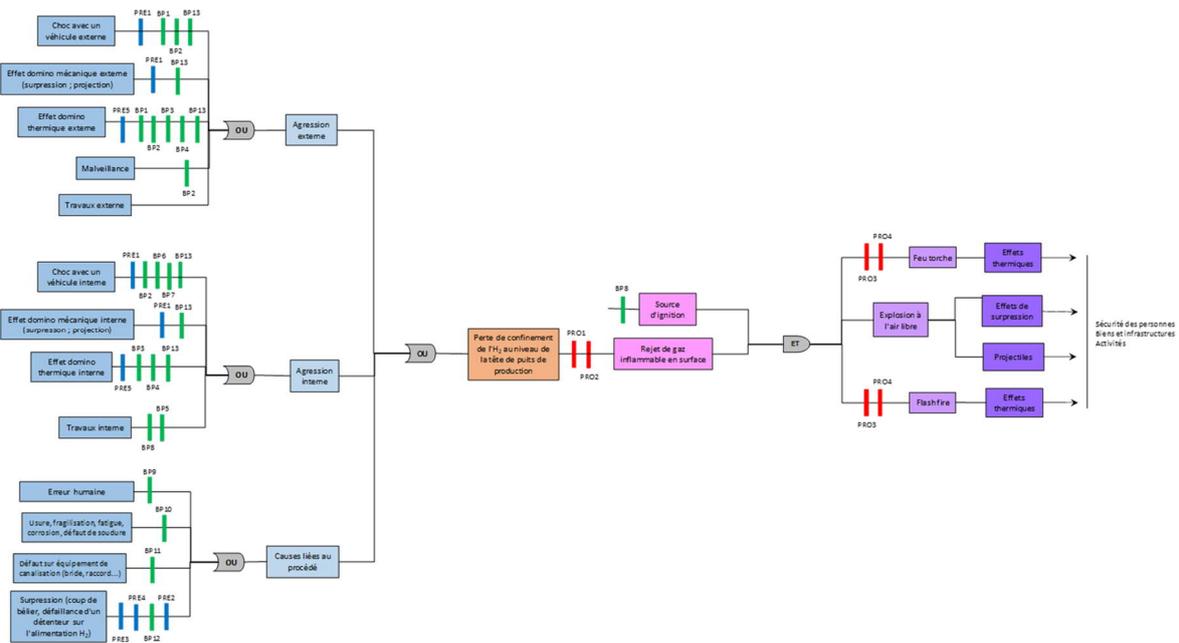


Figure 7-4. Séquences accidentelles relatives à l'ERC1 « Perte de confinement de l'hydrogène au niveau de la tête de puits d'exploitation »

Dans une situation réelle, il faudra coter les PhD identifiés en termes de probabilité d'occurrence et de gravité des conséquences. Une grille de cotation est alors choisie par l'industriel en phase amont de l'analyse des risques. Il en ressort deux classes de PhD : ceux dont les distances d'effets estimées sont internes au site et ceux dont elles en sortent. De ce premier classement se dégagent les PhD critiques et ceux pouvant avoir des distances d'effets (telles qu'énoncées dans l'Arrêté du 29 septembre 2005) hors du site.

Certains PhD liés au sous-sol sont très difficiles à quantifier en termes de cinétique et/ou de distance d'effets, ou bien ils ont une probabilité d'occurrence négligeable dans certains contextes. Il s'agit du risque d'effondrement du sol (localisé ou généralisé) lié à des désordres géomécaniques au niveau de la cavité, ainsi que du risque d'inflammation ou d'explosion en surface lié à des remontées de gaz par les terrains à la suite d'une fuite au niveau du puits ou de la cavité. La circulaire du 10 mai 2010¹⁸ propose, pour les stockages de gaz, d'hydrocarbures et de produits chimiques à destination industrielle (y compris l'hydrogène) en phase d'exploitation, un traitement spécifique de ces risques en permettant de les écarter, sous réserve du respect d'un certain nombre de critères ou de la mise en place des barrières énumérées aux pages 119 à 122 de ladite circulaire.

7.2 Impact attendu d'une fuite d'hydrogène dans un aquifère de surface

7.2.1 Expérience réalisée

En cas de fuite d'un stockage géologique profond, l'hydrogène va migrer vers la surface et rencontrer, dans la plupart des cas, au moins une nappe d'eau souterraine où il pourra se dissoudre. Les aquifères représentent donc des niveaux de vigilance et d'alerte d'autant plus intéressants que, en transportant l'information de l'amont vers l'aval hydrogéologique, ils permettent la mise en place d'un suivi intégrateur à l'aval d'un site de stockage profond. Dans le Bassin parisien, les aquifères qui peuvent jouer ce rôle sont ceux de l'Albien-Néocomien et de la craie. C'est ce dernier, plus superficiel, qui a été étudié. Il renferme une nappe utilisée pour l'alimentation en eau potable de nombreuses villes, dont Paris. Lorsque cette nappe est libre, l'eau souterraine est oxygénée et enrichie en nitrates issus des intrants agricoles ainsi que, localement, en sulfates provenant de la couverture tertiaire sus-jacente. L'intrusion d'hydrogène dans ce type d'eau va avoir tendance à réduire son potentiel d'oxydoréduction et sa teneur en autres gaz dissous (N₂, O₂ et CO₂). Il pourrait également s'en suivre la réduction des ions nitrates en ions nitrites ou ammonium (plus toxiques), notamment si l'eau souterraine est en contact avec un métal

¹⁸ https://aida.ineris.fr/sites/default/files/fichiers/Circulaire_COB_V5b_compact.pdf

catalyseur comme l'acier ou l'acier inox des tubages des captages d'eau potable ou des forages agricoles ou industriels.

Pour étudier ce risque, on a simulé une fuite soudaine et brève d'hydrogène dans la nappe de la craie sur le site expérimental de l'Ineris à Catenoy (Oise). Implanté à environ 50 km au nord de Paris, ce site donne accès à la nappe libre de la craie vers 12 m de profondeur. L'eau y possède un faciès bicarbonaté calcique et renferme des ions nitrates et sulfates (Tableau 7-2). Elle est par ailleurs neutre, moyennement minéralisée et oxygénée, c'est-à-dire en conditions oxydantes.

L'expérience a consisté à extraire 5 m³ d'eau de cette nappe dans une cuve puis à y faire barboter de l'hydrogène jusqu'à atteindre une concentration de 1,76 mg/L, soit 95 % de la saturation de l'eau dans ces conditions. Cette eau hydrogénée a ensuite été injectée dans la nappe entre 12 et 24 m de profondeur et son impact a été suivi dans 6 piézomètres distants de 5 à 60 m, plus un piézomètre de contrôle en amont (Figure 7-5).

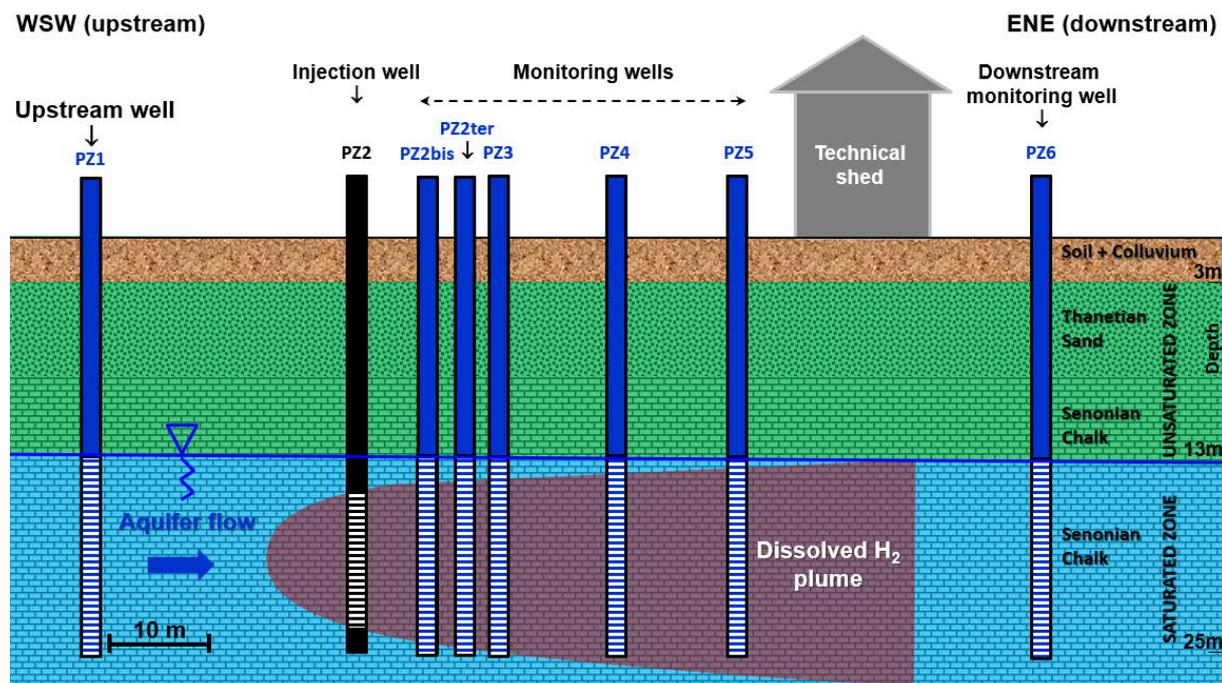


Figure 7-5. Coupe schématique du site de Catenoy au cours de l'injection d'hydrogène dissous

7.2.2 Résultats obtenus

Le barbotage de l'hydrogène dans la cuve a induit la quasi-saturation de l'eau en hydrogène et un dégazage partiel des gaz initialement dissous, notamment du O₂ et du CO₂. Une fois injectée dans la nappe, cette eau a donc fait diminuer sa concentration en O₂ dissous et a déplacé son équilibre calcocarbonique, faisant précipiter les ions dominants et varier concomitamment la conductivité et le pH. Le principal effet s'est cependant traduit par la baisse drastique du potentiel rédox et par la présence d'hydrogène dissous détectable jusqu'à 10 m en aval. L'impact maximum dans la nappe a été observé au piézomètre PZ2BIS situé à 5 m en aval (Tableau 7-2). En outre, le piézomètre PZ2TER, situé à 7 m, était muni d'un dispositif expérimental de capteurs infrarouge et Raman fibré qui a également permis de suivre le panache d'hydrogène dissous avec une détectabilité de l'ordre de 1,7 10⁻¹ mg.l⁻¹.

Tableau 7-2. Caractéristiques de l'eau de la craie à 5 m du puits d'injection avant et après l'expérience

Légende : L.Base = ligne de base, Pic = panache d'hydrogène, Cond. = Conductivité électrique

	H ₂ (mg/L)	NO ₃ ⁻ (mg/L)	NO ₂ ⁻ (mg/L)	NH ₄ ⁺ (mg/L)	SO ₄ ²⁻ (mg/L)	SO ₃ ³⁻ (mg/L)	Cond. (μS/cm)	pH	Rédox (mV)	O ₂ (mg/L)
L.Base	0,00	33	<0,02	0,10	27	<0,01	558	7,2	+192	6,24
Pic	0,63	33	<0,02	0,10	27	<0,01	490	7,4	-139	4,17

En revanche, il n'a pas été observé de variation significative, autre que naturelle, des concentrations en ions nitrates et sulfates ni de leurs métabolites attendus. On notera toutefois qu'aucun élément susceptible de jouer un rôle de catalyseur n'était en contact avec l'eau de la nappe au droit du site et que la brièveté du passage du panache d'eau hydrogénée (quelques jours) n'a pas permis le développement de bactéries susceptibles de réagir avec ces ions. Au cours de cette expérience, l'hydrogène dissous s'est donc comporté comme un traceur conservatif. Ce résultat n'est toutefois valable que dans les conditions expérimentales de l'essai : dans le cas d'une fuite plus importante et/ou plus longue, il est probable que les impacts physicochimique et hydrogéochimique auraient été plus importants dans l'espace et dans le temps.

Néanmoins, il en ressort qu'un monitoring des nappes situées au droit des futurs sites de stockage souterrain d'hydrogène est réalisable. Il devra prendre en compte et privilégier les systèmes de mesure *in situ*, continus et synchrones liés aux paramètres physicochimiques de l'eau (potentiel d'oxydoréduction, pH, conductivité, température), ainsi que en particulier la quantification des phases gazeuses dissoutes (H_2 , O_2 , CO_2 , N_2). Les travaux menés dans le cadre de la thèse d'Elodie Lacroix (2021) sur le site de Catenoy, ont permis de préciser les principales phases de cette démarche métrologique relative au suivi potentiel d'une migration d'hydrogène dans un aquifère. Elles sont résumées ci-après :

- avant toute activité, nécessiter d'établir une ligne de base géochimique sur plusieurs cycles saisonniers afin de quantifier les variations naturelles, la géométrie et la dynamique du système ; cette phase est essentielle pour apprécier toute dérive ultérieure liée à une fuite diffuse d'hydrogène en lien avec l'exploitation de la cavité saline ;
- outre un monitoring physicochimique classique, inclure des capteurs infrarouge et Raman fibré dans un piézomètre dédié, équipé notamment d'une membrane semi-perméable (impermeable à l'eau mais perméable aux gaz) à cinétique de réponse rapide (< 5 minutes) ;
- l'implantation des différents piézomètres de suivi devra tenir compte de la vitesse d'écoulement de la nappe ; en cas d'écoulement lent ($< 1 \text{ m.j}^{-1}$), les piézomètres principaux devront être implantés à moins de 10 m à l'aval d'une zone potentielle de fuite, en tenant compte des zones de perméabilité différente (zones fracturées ou fissurées, paléochenaux...)
- les mesures couplées issues des capteurs infrarouge et Raman doivent se focaliser sur la quantification des gaz N_2 , O_2 , CO_2 , CH_4 , H_2 et H_2O -vapeur si nécessaire ; avec une maintenance régulière, la détectabilité en H_2 dissous est de l'ordre de $1,7 \cdot 10^{-1} \text{ mg.l}^{-1}$.

8 Acceptabilité sociale du stockage souterrain de l'hydrogène (L. Barbier, M.F. Agnoletti)

8.1 Une notion aux multiples facettes

8.1.1 Différents niveaux d'analyse de l'acceptabilité

La notion d'acceptabilité sociale appartient au vocabulaire des sciences humaines et sociales mais il est difficile d'en donner une définition univoque. Elle est peu cadrée et très dépendante de la situation, des acteurs (public, entreprise, politique) ou de la discipline dans laquelle elle est étudiée (Batel et al., 2013 ; Batellier, 2015 ; Huijts et al., 2012). Elle a souvent été traitée de manière sociétale en étant qualifiée de « consentement préalable libre et éclairé » (Leblanc & Massé, 2013), de « consensus entre les partis impliqués » (Owen & Kemp, 2013), de « licence sociale pour opérer » (Portales & Romero Casteñada, 2016) ou encore d'un « processus d'évaluation politique » (Fortin & Fournis, 2014). Les dimensions liées à l'utilisateur n'apparaissent que très peu dans ces définitions.

La littérature fait aussi apparaître que l'acceptabilité sociale se traite sur différents niveaux selon l'objectif d'étude. Certains (Fortin & Fournis, 2014) font référence à des niveaux macros où les enjeux sont directement liés au développement global du projet, aux intérêts économiques ou à la résolution des conflits entre les parties prenantes (politique, entreprise, public). Dans ce cas, l'acceptabilité sociale peut être mesurée en termes de ratio coûts/gains ou gains/risques. Pour d'autres, elle peut aussi se référer à des niveaux méso ou microsociaux. En effet, elle peut être considérée comme un processus ancré dans la perception individuelle d'un objet qui dépend des relations sociales, des valeurs et des significations, partagées entre les individus et entre les groupes, dans lesquelles l'objet pourra s'intégrer ou non (Thomas et al., 2019 ; Wolsink, 2018 ; 2019).

Ces différentes dimensions dont il faut tenir compte, rendent l'étude de l'acceptabilité sociale complexe. À ces difficultés s'ajoute la question de l'objet sur lequel elle porte. Il n'est pas possible de traiter de la même manière l'acceptabilité de l'usage d'un objet ou d'un outil (e.g., UTAUT ; Vankatesh et al., 2003) et l'acceptabilité de projets plus ambitieux comme le stockage souterrain de l'hydrogène. Dans le premier cas, elle doit être abordée dans une perspective individuelle, c'est-à-dire liée à l'intention d'usage (Terrade et al., 2009), à l'utilité et l'utilisabilité (Nielsen, 1993), alors que dans le second elle doit être envisagée à un niveau méso social : elle doit tenir compte des groupes et/ou des parties prenantes ainsi que des facteurs interindividuels.

La question de la nouveauté de l'objet est cruciale. À l'heure actuelle, la problématique du stockage souterrain de l'hydrogène est un objet d'étude inédit en sciences humaines et sociales. La littérature scientifique est absente et il n'existe aucun postulat quant à son acceptabilité sociale. Ainsi, il faut s'intéresser à l'acceptabilité sociale du stockage souterrain de l'hydrogène par l'intermédiaire de recherches annexes portant sur l'hydrogène tout en prenant en considération les dimensions interindividuelles et/ou de groupes qui amènent – ou non – à l'acceptabilité.

8.1.2 Mesure de l'acceptabilité sociale

Il n'existe pas, à notre connaissance, d'étude de l'acceptabilité sociale du stockage souterrain de l'hydrogène à grande échelle. Les études qui portent sur la perception du public concernant le stockage d'énergie (Ambrosio-Albala et al., 2019) sont encore rares et traitent principalement du stockage du CO₂ (Upham et Roberts, 2011 ; van Alphen et al., 2007). Elles sont souvent réalisées à l'aide de sondages, d'analyses de la presse ou de focus group, permettant ainsi d'observer une tendance générale à la favorabilité envers un projet. Néanmoins, d'autres recherches ont été menées sur l'acceptabilité sociale et ses composantes au sujet d'objets en lien avec l'hydrogène : les voitures (Molin et al., 2007), les transports en commun (O'Garra et al., 2007) ou les stations de ravitaillement (Huijts & Van Wee, 2015). Certaines des méthodes utilisées par ces chercheurs permettent non seulement d'observer la favorabilité des individus envers un objet mais aussi de déterminer quels sont les facteurs sous-jacents à l'acceptabilité sociale grâce à l'utilisation de modélisation par équations structurelles.

Les recherches de Huijts et al. (2012, 2014, 2018) semblent les plus complètes et les plus proches de la problématique du stockage souterrain de l'hydrogène. Leurs travaux sur les stations de ravitaillement en hydrogène ont permis de créer un modèle conceptuel solide pour étudier l'acceptabilité sociale intégrant différents facteurs tels que : la confiance, les affects, les attitudes et les normes. D'autres travaux ont souligné l'importance de prendre en compte certaines variables sociodémographiques. En effet, Flynn et al. (2010) et d'autres (Terrade et al., 2009) ont montré que les caractéristiques individuelles (e.g., genre, âge, etc.) influencent directement l'acceptabilité sociale. Au vu de ces différentes recherches, il nous a paru pertinent et opportun de mesurer les facteurs exposés par Huijts et al. (ibid.) et d'utiliser les variables sociodémographiques des participants pour rendre compte des éléments qui influencent l'acceptabilité sociale du stockage souterrain de l'hydrogène.

8.2 Comment le stockage géologique souterrain de l'hydrogène est-il perçu ?

Dans le cadre du projet ROSTOCK-H, une enquête a été réalisée pour appréhender la perception du stockage souterrain de l'hydrogène. Les résultats présentés ci-dessous résultent du traitement de données recueillies grâce à un questionnaire diffusé en ligne. Cent soixante-seize participants ont répondu : 99 hommes, 59 femmes et 18 non stipulés, avec une moyenne d'âge de 42 ans et un écart type de 12,1 ans. Les questions portaient sur les différents facteurs et variables présents dans le Tableau 8-1.

Tableau 8-1. Ensemble des facteurs et caractéristiques individuelles utilisés pour mesurer l'acceptabilité sociale du stockage souterrain de l'hydrogène

Facteurs	Caractéristiques individuelles
La confiance dans les politiques	Genre
La confiance dans la société gérante (du stockage souterrain d'hydrogène)	Âge
La confiance dans les industriels	Niveau d'études
La confiance dans les scientifiques	A (eu) une activité professionnelle en rapport avec l'hydrogène
Les affects négatifs	Niveau de connaissance sur le stockage d'hydrogène
Les affects positifs	Lieu d'habitation à proximité de cavités salines
La perception des problèmes environnementaux	Lieu d'habitation à proximité de stockage gaz
La perception des problèmes liés aux énergies fossiles	
L'importance perçue de l'utilité de l'hydrogène	
La norme subjective (i.e., effet de l'entourage)	
Les attitudes envers l'intention comportementale	
La norme personnelle (i.e., principes)	
L'intention comportementale (i.e., agir contre/pour)	

8.2.1 Perception de l'hydrogène et de son stockage

Sur 176 participants, 85% accordent de l'importance aux problèmes environnementaux tels que le réchauffement climatique, la pollution de l'air, l'épuisement des énergies fossiles ou encore la nécessité du développement d'énergies renouvelables. Cependant, 5% y accordent peu ou pas d'importance et 10% ne se prononcent pas. De plus, 80% estiment que l'hydrogène pourrait avoir un impact positif dans le cadre du mix énergétique, 6% estiment que non et 14% ne se prononcent pas (Figure 8-1a). Pour ce qui est des effets sur la population (Figure 8-1b), 71% des participants pensent qu'une infrastructure de stockage souterrain d'hydrogène serait utile aux personnes vivant à proximité. L'impact sur l'économie locale est estimé par 89% comme bénéfique et 23% de l'échantillon considère que l'hydrogène pourrait avoir un effet négatif sur la santé des personnes vivant à proximité. Ensuite, 28% estiment qu'il pourrait y avoir des dangers inhérents à l'infrastructure alors que 72% pensent qu'ils seront en sécurité. Enfin, 76% des participants pensent que l'infrastructure aurait un effet positif sur l'environnement.



a) *Pourcentage de personnes pensant que l'utilisation de l'hydrogène serait une solution pour la transition énergétique*

b) *Pourcentage de favorabilité générale à l'égard de l'installation d'un stockage souterrain d'hydrogène*

Figure 8-1. Réponses au questionnaire sur l'acceptabilité sociale du stockage souterrain de l'H₂

La majorité des individus semble concernée par l'environnement et envisage l'hydrogène comme une solution pour la transition énergétique. Néanmoins, 43,8% déclarent être défavorable à une installation de stockage souterrain d'hydrogène contre 37,5% qui déclarent y être favorables (18,7% ne se prononçant pas).

8.2.2 Effets des caractéristiques individuelles sur l'acceptabilité

Parmi les caractéristiques individuelles des participants, certains effets sur les facteurs liés à l'acceptabilité sociale ont été observés (Tableau 8-2).

Tableau 8-2. Effets des caractéristiques individuelles sur les facteurs de l'acceptabilité sociale

Légende : Activité pro. en lien = Activité professionnelle en lien avec l'hydrogène, Habit. Stock. Hydrocarb. = Habitant à proximité d'un stockage d'hydrocarbures ; seuls les facteurs ayant des effets significatifs sont représentés

	Genre	Âge	Niveau d'études	Activité pro. en lien	Connaissances	Habit. Stock. Hydrocarb.
La confiance dans les politiques	♂ > ♀					
La confiance dans la société gérante		Moins de 35 ans > plus de 47 ans > 35-47 ans		Oui > Non		
La confiance dans les industriels	♂ > ♀					
La confiance dans les scientifiques				Oui > Non	- ↗ +	
Les affects négatifs	♀ > ♂		- ↘ +	Non > Oui	- ↘ +	Non > Oui
Les affects positifs				Oui > Non	- ↗ +	Oui > Non
La perception des problèmes liés aux énergies fossiles	♀ > ♂	- ↘ +				Non > Oui
L'importance perçue de l'utilité de l'H ₂	♂ > ♀			Oui > Non	- ↗ +	
La norme subjective		Plus de 47 ans > moins de 35 ans				

On remarque que le genre impacte certains facteurs puisque les hommes sont plus confiants dans les politiques et les industriels, et qu'ils perçoivent plus d'utilité à l'hydrogène que les femmes. Quant à ces dernières, elles émettent plus d'affects négatifs envers le stockage souterrain d'hydrogène que les hommes, et elles ont une perception plus importante des problèmes liés aux énergies fossiles. Concernant, l'âge on observe que les moins de 35 ans sont les plus confiants envers la société gérante et que les plus de 47 ans sont plus sensibles à l'influence de leur entourage (i.e., norme subjective). De plus, la perception des problèmes liés aux énergies fossiles a tendance à diminuer avec l'augmentation de l'âge. Plus le niveau d'études est élevé, moins les affects négatifs envers le stockage souterrain d'hydrogène sont importants. Lorsque les participants ont une activité professionnelle en lien avec l'hydrogène, ils perçoivent l'utilité de l'hydrogène comme plus importante et sont plus confiants envers la société gérante et les scientifiques, et ils émettent plus d'affects positifs que les personnes n'ayant aucun lien avec l'hydrogène. À l'inverse, ces dernières émettent plus d'affects négatifs envers le stockage souterrain d'hydrogène. Quand les participants ont de bonnes connaissances sur l'hydrogène, ils sont plus confiants envers les scientifiques, perçoivent l'utilité de l'hydrogène comme plus importante et ressentent plus d'affects positifs que les personnes ayant peu de connaissances. Ces dernières ressentent plus d'affects négatifs sur le stockage souterrain d'hydrogène. Enfin, les individus qui vivent à proximité d'un stockage d'hydrocarbures expriment des affects plus positifs quant à l'installation d'un stockage souterrain d'hydrogène et moins d'affects négatifs. De plus, ils perçoivent la problématique des énergies fossiles comme étant moins importante que les personnes vivant à distance.

8.3 Quels facteurs affectent l'acceptabilité sociale du stockage souterrain de l'hydrogène ?

Pour identifier plus précisément quels sont les facteurs qui affectent négativement ou positivement l'acceptabilité du stockage souterrain de l'hydrogène, nous avons réalisé une modélisation par équations structurelles. Elle a été décomposée en deux modèles afin de spécifier les facteurs qui amenaient les individus à avoir une intention comportementale défavorable ou favorable au stockage souterrain de l'hydrogène. Cette méthode permet de rendre compte des relations causales entre les différents facteurs (figurant dans le Tableau 8-1) et de comprendre leur influence sur l'intention des individus d'agir défavorablement (i.e., non-acceptabilité) ou favorablement (i.e., acceptabilité).

8.3.1 Facteurs de non-acceptabilité

Le schéma suivant (Figure 8-2) présente les liens entre les facteurs qui affectent les participants ayant une intention défavorable à l'égard du stockage souterrain de l'hydrogène. Les facteurs en rouge sont ceux qui participent activement à l'intention défavorable des individus, les facteurs en bleu étant ceux qui modèrent cette intention défavorable. Les facteurs non colorés sont les facteurs variants, c'est-à-dire qu'ils peuvent autant participer à l'intention défavorable des individus qu'à la modération de celle-ci.

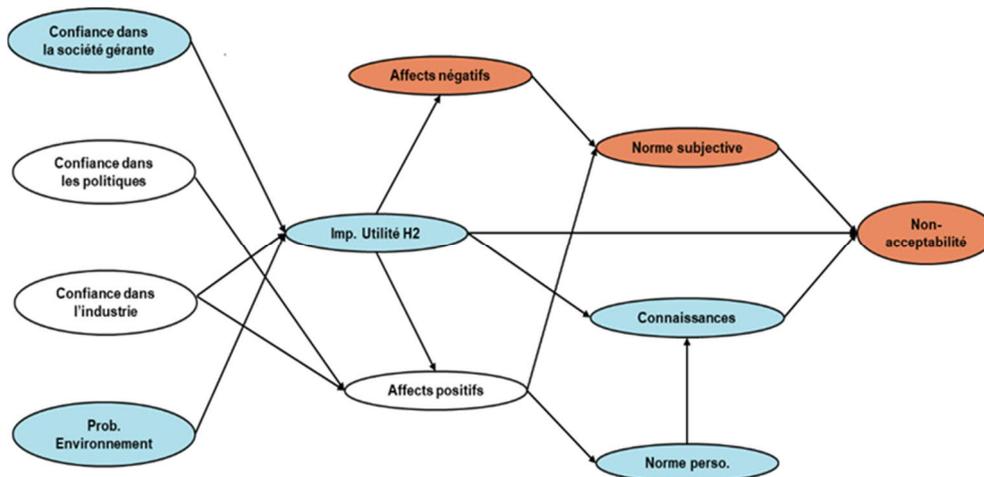


Figure 8-2. Schéma simplifié des facteurs influençant les individus ayant l'intention d'agir en défaveur du stockage géologique souterrain de l'hydrogène

Légende : Prob. Environnement = perception des problèmes environnementaux ; Imp. Utilité H2 = importance perçue de l'utilité de l'hydrogène

Les résultats montrent que la norme subjective (i.e., ce que perçoit l'individu comme comportement acceptable ou non par son entourage) est le principal facteur direct qui amènerait les individus à agir défavorablement envers le stockage. Il apparaît aussi que les affects (surtout négatifs) impactent directement la norme subjective.

À l'inverse, les connaissances semblent modérer l'intention d'agir défavorablement envers le stockage souterrain de l'hydrogène. Ce même facteur est affecté positivement par la norme personnelle (i.e., l'obligation morale et individuelle d'adopter un comportement en fonction de son système de croyances personnelles ; Thøgersen, 2006), et par l'importance perçue de l'utilité de l'hydrogène. En effet, ce dernier facteur semble avoir un impact essentiel dans le modèle puisqu'il modère les affects négatifs tout en impactant positivement les connaissances. De plus, il permet directement de diminuer l'intention d'agir défavorablement envers le stockage souterrain de l'hydrogène. Il résulte des effets (positifs) de la confiance et des problèmes environnementaux, et permet de modérer les affects négatifs tout en médiatisant les affects positifs.

8.3.2 Facteurs d'acceptabilité

Le schéma des facteurs affectant l'intention des individus d'agir favorablement à l'égard du stockage souterrain d'hydrogène est présenté dans la figure 4. Les facteurs en bleu indiquent cette intention favorable.

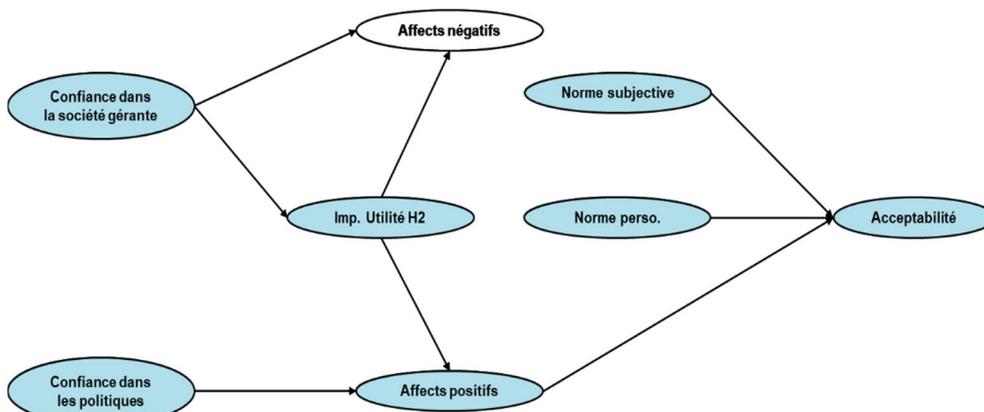


Figure 8-3. Schéma simplifié des facteurs influençant les individus ayant l'intention d'agir en faveur du stockage géologique souterrain de l'hydrogène

Légende : Imp. Utilité H2 = Importance perçue de l'utilité de l'hydrogène

La confiance dans la société gérante et les politiques ont des effets positifs (indirects) sur l'acceptabilité sociale. La perception de l'importance de l'utilité de l'hydrogène semble diminuer les affects négatifs et augmenter les affects positifs. Ces derniers, tout comme la norme personnelle et la norme subjective, ont un impact positif direct sur les individus ayant l'intention d'agir favorablement. Néanmoins, aucun lien entre les facteurs précédents et les deux types de normes n'a été observé.

Malgré la présence des affects négatifs dans le modèle, il semble que ceux-ci n'ont pas de lien direct ou indirect sur l'acceptabilité sociale du stockage souterrain de l'hydrogène. Enfin, aucun facteur modérant l'intention d'agir favorablement n'a été observé.

8.4 Conclusion sur l'acceptabilité sociale du stockage géologique souterrain de l'hydrogène

Les résultats ont permis d'observer que 70.5% des individus de l'échantillon sondé sont favorables au stockage souterrain de l'hydrogène alors que 62.5% déclarent une intention comportementale défavorable envers l'installation d'un tel stockage. Il s'avère ainsi que des individus peuvent être en inadéquation avec des attitudes déclarées au préalable (Ricci et al., 2008). Cette observation montre l'importance d'appréhender l'acceptabilité sociale comme un ensemble de facteurs et non sur une dimension unique. Dans le cas du stockage souterrain de l'hydrogène, les normes sociales semblent affecter significativement l'acceptabilité sociale, notamment par la norme subjective qui a des effets directs à la fois sur l'acceptabilité et sur la non-acceptabilité de ce type de stockage en cavités salines. Les recherches de Poortinga et al. (2004) ont déjà constaté que les comportements en rapport avec l'environnement peuvent être motivés par des facteurs contextuels et sociaux.

En accord avec notre étude, d'autres recherches sur l'hydrogène montrent que les connaissances peuvent influencer l'acceptabilité (Schmidt & Donsbach, 2016). La perception de l'hydrogène et/ou de son stockage souterrain se base sur la combinaison de l'expérience et des connaissances des individus (Sherry-Brennan et al., 2010). Les connaissances forment un facteur modérateur chez les participants qui ont l'intention d'agir défavorablement envers l'installation d'un stockage souterrain d'hydrogène. Nous pouvons supposer qu'apporter des connaissances aux individus amène à réduire leur incertitude (Ambrosio-Albalà et al., 2019) et à moduler certains éléments de leur perception qui pourraient conduire à une diminution de la non-acceptabilité sociale. Ce constat est renforcé par l'importance perçue de l'utilité de l'hydrogène dans les deux modèles où il agit à la fois comme un médiateur pour l'acceptabilité sociale et comme un modérateur lorsque les personnes sont défavorables. En outre, la confiance a des effets indirects et positifs sur l'acceptabilité sociale, notamment par le biais des affects. Les affects positifs permettent de favoriser l'utilité perçue et les conséquences bénéfiques sur l'environnement, tout en diminuant la perception des risques (Huijts, 2018). Chez les participants ayant l'intention d'agir favorablement à l'égard de l'installation d'un stockage souterrain d'hydrogène, les affects positifs ont une influence directe sur l'intention. En effet, ceux-ci permettent aux individus de se former des représentations lorsque les connaissances ne sont pas suffisantes (Sütterlin & Siegrist, 2017).

L'acceptabilité sociale du stockage souterrain de l'hydrogène est donc le résultat de plusieurs facteurs et caractéristiques (normes, affects, confiance, genre, proximité...) s'imbriquant les uns dans les autres, et s'inscrivant dans un contexte social ou technologique (Sherry-Brennan et al., 2010). L'acceptabilité du stockage souterrain de l'hydrogène, et de façon générale l'implantation d'infrastructures gérant ou générant de l'énergie, amène à des positionnements très diversifiés chez le public. Les recherches d'Abrić (2001) permettraient d'expliquer ces différences de perception par l'intermédiaire de trois volets : les connaissances, l'implication et l'expérience. Comme le souligne Agnoletti (2019), lorsqu'il y a un manque de connaissances sur le stockage souterrain de l'hydrogène, les individus font appel à des savoirs sur les objets qu'ils connaissent (e.g., stockage de gaz, gaz de schiste, nucléaire) même s'ils ne sont pas factuellement représentatifs du stockage souterrain de l'hydrogène. En conséquence, l'absence d'expérience et de connaissances en rapport avec l'hydrogène ne permet pas aux éléments composant la perception de se moduler en faveur de l'implantation du stockage souterrain de l'hydrogène (Sherry-Brennan et al., 2010), ce qui peut renforcer l'activation de normes sociales (Bordarie & Gaymard, 2015) en défaveur du stockage. Les résultats de l'étude nous conduisent à retenir que l'acceptabilité sociale du stockage souterrain de l'hydrogène par les individus est dépendante des connaissances (e.g., infrastructure, applications) et, à défaut de connaissances, des affects ressentis, de la confiance accordée aux différents partis, de l'impact environnemental, de l'utilité pour la planète et l'individu, ainsi que des normes sociales en vigueur.

9 Conclusion sur le stockage de l'hydrogène en cavité saline

Le présent document constitue le livrable 6.3 du projet ROSTOCK-H. Il synthétise l'essentiel du travail réalisé tout au long du projet et permet de tracer des lignes directrices pour la conception et la gestion du stockage souterrain de l'hydrogène en cavités salines. Le retour d'expérience des cavités salines stockant déjà de l'hydrogène depuis quelques décennies, bien que faible au vu du petit nombre de cavités existantes, peut s'appuyer sur celui des centaines de cavités salines qui stockent du gaz naturel dans le monde : il apparaît ainsi que cette technologie est mature et applicable au cas de l'hydrogène.

Les cavités salines

Les cavités salines d'extraction de sel ont été développées industriellement à partir du XVIII^e siècle en Europe, et ont commencé à être utilisées pour y stocker des hydrocarbures dès le milieu du XX^e siècle en Amérique du Nord. On stocke aujourd'hui en cavité saline tous les types d'hydrocarbures (liquide, liquéfiés, gazeux ou supercritiques) ainsi que d'autres produits ne dissolvant pas le sel, tels que l'hydrogène, l'azote, l'hélium ou l'air comprimé. En France, il existe 80 cavités salines de stockage, parfois exploitées depuis plus d'un demi-siècle. Dans le monde, il y a approximativement 2000 cavités salines de stockage en exploitation dont 6 pour de l'hydrogène. Les cavités salines sont créées par dissolution après réalisation d'un forage de type pétrolier. Plusieurs mois de « lessivage » du dépôt géologique de sel sont ensuite nécessaires pour obtenir une cavité de quelques centaines de milliers de m³. Les cavités ne sont pas revêtues, l'étanchéité étant assurée par le sel lui-même. Les cavités salines permettent de stocker du gaz sous des densités intéressantes car les pressions peuvent être élevées si la couche de sel est suffisamment profonde : typiquement jusqu'à 200 bar pour une cavité située à 1100 m de profondeur. Le stockage d'hydrogène en cavité saline, qui existe depuis 1972, connaît aujourd'hui un fort regain d'intérêt industriel, et de nouvelles cavités pilotes sont en cours de réalisation en France, en Allemagne ou aux Pays-Bas.

Une rétroanalyse géomécanique a été effectuée sur la cavité de Spindletop (Texas, USA) qui correspond actuellement au plus gros stockage au monde d'hydrogène en cavité saline. Cette analyse a commencé par préciser les caractéristiques géologiques et géomécaniques des terrains ainsi que les propriétés géométriques de la cavité. L'historique de lessivage, de remplissage en gaz et du premier cycle appliqué a permis de définir un scénario régulier d'exploitation sur une durée de 30 ans. La modélisation géomécanique a été effectuée en deux phases : une première dans le but d'établir les profils de pression et de température depuis la création de la cavité jusqu'à la fin d'exploitation, et une deuxième dans laquelle la vraie géométrie est prise en compte, et l'historique de pression et de température calculé précédemment est appliqué à la paroi de la cavité pour étudier son comportement thermomécanique. Les résultats obtenus montrent que le scénario d'exploitation annuel envisagé (deux phases successives de soutirage de 1 mois et une longue phase d'injection d'environ 4 mois, le tout séparé par des phases de repos) permet d'assurer la stabilité et l'intégrité de la cavité.

Le comportement du sel

La caractérisation du comportement thermomécanique du sel est une étape essentielle dans la modélisation géomécanique du stockage. Cette opération se fait à travers une campagne d'essais en laboratoire sur des échantillons prélevés sur site. Outre les propriétés thermoélastiques et les critères d'endommagement par dilatance, c'est surtout le fluage qui constitue le caractère le plus marquant du sel. Il est décrit par des lois viscoplastiques rendant compte de l'effet du déviateur de contraintes et de la température. La modélisation elle-même du stockage est difficile à mener car les seuls paramètres connus sont mesurés en tête de puits et qu'il est nécessaire de faire des couplages multiphysiques pour accéder aux paramètres propres de la cavité tout au long de son historique (lessivage, mise en gaz, exploitation et abandon). Un logiciel développé par Armines/Mines Paristech et dédié à cette application a été utilisé pour comparer le stockage d'hydrogène en cavité saline à celui d'autres gaz (CH₄, air comprimé, He). Avec l'hypothèse d'un sel parfaitement étanche, les résultats obtenus montrent que le stockage d'hydrogène n'est pas particulièrement différent du stockage classique de méthane. Pour des cycles rapides, il peut même conduire à des conditions de stabilité plus favorables.

Tous les modèles utilisés actuellement pour étudier la thermodynamique du stockage de gaz en cavité saline considèrent une cavité en équilibre thermodynamique avec une répartition spatiale constante de la pression et de la température. L'instrumentation des cavités étant difficile à réaliser, et dans les meilleurs des cas ne pouvant se faire que verticalement le long de l'axe du puits, un pilote de stockage à échelle réduite, avec à sa base un récipient contenant de la saumure, a été développé en laboratoire pour vérifier cette hypothèse. Ce pilote est instrumenté spatialement par des thermocouples ainsi que des capteurs d'humidité pour décrire le comportement thermodynamique pendant les différents cycles

d'injection/soutirage. Plusieurs scénarios de stockage ont été simulés avec ce pilote et les résultats obtenus montrent que pour des cycles rapides, l'hypothèse d'uniformité actuellement admise n'est pas tout à fait cohérente et qu'il est nécessaire de rendre compte du champ de vitesses dans la cavité.

Les spécificités de l'hydrogène

Le comportement thermodynamique de l'hydrogène est caractérisé par l'effet Joule-Thomson dans lequel, contrairement aux autres gaz stockés (méthane et air comprimé), une détente isenthalpique s'accompagne d'une légère augmentation de la température. Toutefois, au cours des cycles d'exploitation de la cavité, la température augmente pendant de la phase d'injection et diminue pendant la phase de soutirage. La différence de densité et de compressibilité entre l'hydrogène et le méthane fait que pour stocker la même masse de gaz, il faudrait une cavité d'hydrogène d'un volume environ dix fois supérieur à celle du méthane.

A la fin du lessivage et de la mise en gaz, il persiste dans la cavité une quantité de saumure saturée. Les insolubles stagnent au fond de la cavité et cette saumure échangent de la chaleur avec le gaz stocké, mais d'autres échanges peuvent également s'opérer sous forme de dissolution du gaz dans la saumure, d'humidification du gaz et de réactions chimiques avec les insolubles. La solubilité de l'hydrogène dans une solution aqueuse caractérisée par une concentration de sel donnée a été mesurée en laboratoire à l'équilibre et modélisée sous différentes conditions de pression et de température, puis comparée à d'autres gaz, notamment le CO₂ dans la solubilité est la plus forte. Les équations d'état établies peuvent être intégrées directement dans la modélisation du stockage ou en post-traitement pour évaluer les pertes de gaz par dissolution. Dans la gamme classique de pression de stockage de gaz en cavités salines, la dissolution de l'hydrogène est plus faible que celle du méthane qui est le gaz de référence. Cependant, au-delà de cette pression, la tendance s'inverse et la dissolution de l'hydrogène devient plus importante. L'autre résultat important est que la solubilité des gaz est environ trois fois plus importante dans l'eau pure que dans une saumure saturée.

Par ailleurs, la connaissance de la teneur en eau du gaz stocké et de sa potentielle réactivité avec les insolubles permet de déterminer les éventuels changements de composition du gaz ainsi que les risques de dégradation de la cavité et du puits. Les simulations numériques à l'aide d'un code de géochimie ont montré que l'halite n'est que peu impactée par la présence de gaz, quelles que soient sa nature, sa température et sa pression. L'eau apparaît dans les phases gaz en quantités variables selon l'affinité des gaz stockés, le méthane est minoritaire dans le stockage d'hydrogène, et H₂S apparaît dans le stockage de méthane dans des proportions plus importantes. Comme ce type de stockage en cavités salines est opéré depuis quelques dizaines d'années, ce phénomène est plutôt bien connu et les installations sont donc adaptées en conséquence. En ce qui concerne le risque de fuites d'hydrogène, une augmentation de perméabilité du sel d'un ordre de grandeur environ pourrait le favoriser aux parois de la cavité saline, c'est-à-dire là où la contrainte moyenne est la plus faible. Ceci doit toutefois être relativisé compte tenu de la faible extension de la zone endommagée en proche paroi. Ainsi, bien que les conditions d'injection-soutirage de gaz puissent favoriser un endommagement du sel en proche paroi, celui-ci reste limité en raison de la nature fortement viscoplastique du sel et de sa capacité d'autoguérison. En dépit des propriétés spécifiques de l'hydrogène (forte mobilité, forte diffusivité), le stockage en cavité saline reste donc la solution la plus sûre.

L'impact des microorganismes

Parmi les nombreux défis technologiques que pose le stockage géologique de l'hydrogène en cavités salines, l'impact des microorganismes reste encore inconnu. En l'absence de données clairement établies, il est prudent de s'inspirer de la recommandation de Dopffel et al. (2021) : « Pour un stockage souterrain sûr de H₂, il est recommandé de procéder à une analyse des caractéristiques microbiologiques et géochimiques pertinentes de chaque site afin de pouvoir prédire la stratégie de stockage la plus appropriée et d'établir une bonne approche de surveillance et d'atténuation pour suivre et contrer les effets secondaires microbiens potentiels ». Il apparaît cependant évident que le principal risque associé au stockage d'hydrogène en cavités salines ne concernera sans doute pas la qualité du gaz – on ne peut exclure cependant des contaminations par des espèces chimiques sulfurées – mais surtout l'impact sur la biodégradation des ouvrages de forages et d'exploitation (tubages, crépines, canalisations...) constitués de matériaux à base de fer ou de béton, et en particulier au niveau des zones suboxiques et/ou de transition entre anoxie et aérobie de surface.

Les applications de l'hydrogène

L'hydrogène en tant que vecteur d'énergie peut être utilisé dans un large domaine d'applications, notamment pour la production d'électricité, le transport, l'industrie et le réseau de gaz naturel. Cette

étude a concerné l'hydrogène vert produit par l'électrolyse de l'eau à partir d'une électricité renouvelable. Des scénarios types de stockage ont été établis pour chacune de ces applications en fonction du besoin du marché et de la profondeur de la formation saline. Les paramètres de chaque scénario ont été par la suite affinés par une modélisation géomécanique du stockage.

Les scénarios de stockage correspondant aux quatre applications industrielles de l'hydrogène (Power to Power, Power to Mobility, Power to Industry, Power to Gas) ont fait l'objet d'une évaluation économique dans laquelle le coût de l'électricité consommée a été estimé à partir de la puissance des machines utilisées et du prix actuel du kWh. Les investissements correspondent au prix des machines, calculés à partir de leurs puissances respectives, et aux dépenses de renouvellement du matériel, basées sur la durée de vie estimée des différents composants. Les revenus sont estimés en se basant sur un prix de vente de l'hydrogène (ou de l'électricité dans le cas de cette application) multiplié par le débit de production de l'installation. Pour évaluer la rentabilité, le Coût Total Actualisé est déterminé, correspondant au prix auquel l'hydrogène doit être vendu pour obtenir un Taux de Rentabilité Interne de 10% sur 30 ans en comptant 8000 h de fonctionnement par an. La principale conclusion de cette évaluation est que le stockage d'hydrogène produit par électrolyse et stocké en cavité saline n'apparaît véritablement rentable, de nos jours, que pour la configuration associée à la mobilité (Power to Mobility). Les configurations de production de l'électricité et du réseau de gaz sont très peu compétitives dans l'état actuel des avancées technologiques, et la configuration de l'industrie ne tendra à être intéressante que dans un contexte d'augmentation du prix de la taxe carbone.

L'analyse des risques

En ce qui concerne le risque de fuite d'hydrogène, et bien que les conditions d'injection-soutirage de gaz puissent favoriser un endommagement du sel en proche paroi, celui-ci reste limité en raison de la nature fortement viscoplastique du sel et de sa capacité d'auto-guérison. En dépit des propriétés spécifiques de l'hydrogène (forte mobilité, forte diffusivité), le risque de fuite est limité et le stockage en cavité saline reste donc la solution la plus sûre.

Toutefois, les spécificités de l'hydrogène (forte mobilité, réactivité avec les matériaux, facilité à s'enflammer) ont conduit à revisiter les analyses des risques classiquement réalisées pour les stockages de gaz. Cette démarche a permis de caractériser les principaux scénarios accidentels propres au stockage d'hydrogène en cavité saline. Les potentiels de dangers identifiés sont ceux liés aux caractéristiques des produits utilisés et à leur mise en pression, et, selon le contexte, ceux liés à la possibilité de formation de gaz toxiques par interaction avec l'hydrogène (H₂S). L'événement redouté principal est la perte de confinement de l'hydrogène suite à une défaillance d'un élément de la tête de puits susceptible de conduire à une explosion ou une inflammation en surface. Une analyse détaillée, prenant en compte l'environnement du stockage (installations de surface, enjeux), devra être réalisée dans chaque cas pour préciser la probabilité d'occurrence et la gravité des conséquences des différents phénomènes dangereux et identifier les mesures permettant de prévenir ou de limiter les conséquences des risques identifiés.

Un monitoring environnemental devra être mis en place au droit d'un stockage souterrain d'hydrogène en utilisant les aquifères sus-jacents qui représentent des niveaux de vigilance et d'alerte d'une fuite potentielle dans son chemin de migration vers la surface. En transportant l'information de l'amont vers l'aval, ils constituent des milieux idéaux pour un suivi intégrateur à l'aval immédiat d'un site de stockage profond. L'hydrogène n'étant normalement pas présent dans les eaux souterraines, on suivra en continu sa concentration et celle des autres gaz dissous (N₂, O₂ et CO₂), ainsi que la valeur des principaux paramètres physicochimiques (potentiel rédox, pH, conductivité) en privilégiant les systèmes de mesure *in situ*, continus et synchrones. Les travaux menés dans le cadre du projet sur le site de Catenoy ont permis de préciser les principales phases de cette démarche métrologique relative au suivi potentiel d'une migration d'hydrogène dans un aquifère : établir une ligne de base géochimique pluriannuelle, mettre en place un monitoring physicochimique classique ainsi que des capteurs infrarouge et Raman fibré dans un piézomètre dédié, implanter plusieurs piézomètres de suivi en tenant compte de la vitesse d'écoulement de la nappe et de ses hétérogénéités (zones fracturées ou fissurées, paléochenaux...).

L'acceptabilité sociétale du stockage souterrain de l'hydrogène

La littérature sur l'acceptabilité sociale en lien avec l'hydrogène présente souvent les attitudes comme les mesures principales. Elles sont de très bons indicateurs pour évaluer la favorabilité des individus à un objet (Eagly & Chaiken, 1993) et sont souvent utilisées dans les études sur le stockage de gaz à

grande échelle, comme le stockage de CO₂ (Upham et Roberts, 2011), ou sur des applications utilisant l'hydrogène (Flynn et al., 2010). Néanmoins, à elles seules, elles ne permettent pas de prédire une intention comportementale et, de fait, une acceptation sociale a priori. Lorsqu'il s'agit d'utiliser ou d'accepter l'introduction d'un nouvel élément de façon effective dans la vie quotidienne, les individus peuvent s'avérer être en inadéquation avec les attitudes déclarées au préalable (Ricci et al., 2008). L'acceptabilité sociale ne peut donc se résumer à un indice de favorabilité. Certains (Hienuki et al., 2019 ; Huijts, 2018 ; Itaoka et al., 2017) ont montré que le processus d'acceptabilité est bien plus complexe et attaché à d'autres éléments. Dans le cas de l'étude sur le stockage souterrain de l'hydrogène, le genre des individus et leur familiarité avec l'objet ont été relevés comme étant des variables interindividuelles ayant des effets directs sur l'acceptabilité sociale. De plus, les facteurs interindividuels comme la confiance accordée, les affects, les connaissances, l'importance perçue de l'hydrogène et les normes sociales sont apparus comme des leviers sur lesquels il faut agir pour modifier la perception des individus vis-à-vis du stockage souterrain de l'hydrogène afin d'améliorer son acceptabilité sociale. On a ainsi pu montrer que celle-ci ne se limite pas à observer la favorabilité a priori des individus, mais qu'elle est étroitement liée à des variables individuelles ainsi qu'à des facteurs intra et interindividuels pouvant être corrélés entre eux.

10 Références

- Abrajano TA, Sturchio NC, Kennedy BM, Lyon GL, Muehlenbachs K, Bohlke JK, 1990. Geochemistry of reduced gas related to serpentinization of the Zambales ophiolite, Philippines. *Appl Geochem.* 5, 625-630
- Abric JC, 2001. A structural approach to social representations. In K. Deaux & G. Philogène (Eds.), *Representations of the social: Bridging theoretical traditions* (pp. 42–47). Blackwell Publishing.
- Abuaisha M, Billiotte J, 2021. A discussion on hydrogen migration in rock salt for tight underground storage with an insight into a laboratory setup, *Journal of Energy Storage* 38, 102589
- Abuaisha M, Rouabhi A, Billiotte J, Hadj-Hassen F, 2021. Non-isothermal two-phase hydrogen transport in rock salt during cycling in underground caverns, *International Journal of Hydrogen Energy* 46(9): 6632-6647. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.152>
- Agnoletti MF, 2019. Effet de la pratique sur les représentations sociales : l'exemple du renouveau minier en Lorraine. In P. Raggi (Ed), *Un Après-Mine Imprévu*, PUN, 115-132.
- Ambrosio-Albalá P, Upham P, Bale CS, 2019. Purely ornamental? Public perceptions of distributed energy storage in the United Kingdom. *Energy Research & Social Science*, 48, 139-150.
- Amend JP, Shock EL, 2001. Energetics of overall metabolic reactions of thermophilic and hyperthermophilic Archaea and Bacteria. *FEMS Microbiology Reviews*, 25: 175–243.
- Balouin T, Kribi S, Prats F, 2015. Formalisation du savoir et des outils dans le domaine des risques majeurs - Étude de dangers d'une installation classée – Ω9. Rapport INERIS-DRA-15-148940-03446A.
- Batel S, Devine-Wright P, Tangeland T, 2013. Social acceptance of low carbon energy and associated infrastructures: A critical discussion. *Energy Policy*, 58, 1-5.
- Batellier P, 2015. *Acceptabilité sociale, cartographie d'une notion et de ses usages*, Montréal: UQAM.
- 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.
- Bérest P, Louvet F, 2019. Aspects of the thermodynamic behavior of salt caverns. Proc. SMRI Fall Meeting, Berlin, Germany.
- Bérest P, Brouard B, Réveillère A, 2018. L'étanchéité des stockages. Le cas des cavernes dans le sel. *Revue Géologues* n° 196.
- Boone DR, Liu Y, Zhao ZJ, Balkwill DL, Drake GR, Stevens TO, Aldrich HC, 1995. *Bacillus infernus* sp. nov., an Fe(III)- and Mn(IV)-reducing anaerobe from the deep terrestrial subsurface. *International Journal of Systematic Bacteriology*, 45: 441 – 448.
- Bordarie J, Gaymard S, 2015. Social representations and public policy: Influence of the distance from the object on representational valence. *Open Journal of Social Sciences*, 3(9), 300-305.
- Brouard B, 2002. Etude bibliographique sur les accidents dans les bassins salifères résultants d'une dissolution volontaire ou non. Rapport GEODERIS, 18 mars 2002
- Brown DA, Kamineni DC, Sawicki JA, Beveridge TJ, 1994. Minerals associated with biofilms occurring on exposed rock in a granitic underground research laboratory. *Applied and Environmental Microbiology*, 60: 3182 – 3191.
- Chabab S, Théveneau P, Coquelet C, Corvisier J, Paricaud P, 2020. Measurements and predictive models of high-pressure H₂ solubility in brine (H₂O+NaCl) for underground hydrogen storage application, *Int J of Hydrogen En*, 45(56):32206-32220, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.192>.
- Charlou JL, Donval JP, Fouquet Y, Jean-Baptiste P, Holm NG, 2002. Geochemistry of high H₂ and CH₄ vent fluids issuing from ultramafic rocks at the Rainbow hydrothermal field (36° 14'N, MAR). *Chem Geol* 191, 345- 359.
- Charlou JL, Donval JP, Konn C, Ondréas H, Fouquet Y, 2010. High production and fluxes of H₂ and CH₄ and evidence of abiotic hydrocarbons synthesis by serpentinization in ultramafic-hosted hydrothermal systems on the Mid-Atlantic Ridge. In: *Diversity of Hydrothermal Systems on Slow Spreading Ocean Ridges*. Rona PA, Devey C, Dymont J, Murton BJ (eds). Am Geophys Union, Washington, DC, pp. 265-296

- Charmoille A, Thoraval A, Lahaie F, 2010. Synthèse de l'état des connaissances et des pratiques en matière d'abandon des stockages souterrains. Rapport INERIS-DRS-08-86168-00481D.
- Chen J et al., 2013. Self-Healing Characteristics of Damaged Rock Salt under Different Healing Conditions. *Materials*, 6(8), 3438–3450.
- Djizanne H, Lahaie F, 2020. Analyse du cadre réglementaire des essais à l'hydrogène prévus dans la cavité EZ53 du site d'Étrez. Rapport Ineris-178376-2224229.
- Dopffel N, Jansen S, Gerritse J, 2021. Microbial side effects of underground hydrogen storage – Knowledge gaps, risks and opportunities for successful implementation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46: 8594 – 8606.
- Eagly AH, Chaiken S, 1993. *The psychology of attitudes*. Harcourt Brace Jovanovich College Publish.
- Etique M, Jorand FPA, Zegeye A, Grégoire B, Despas C, Ruby C, 2014. Abiotic process for Fe(II) oxidation and green rust mineralization driven by a heterotrophic nitrate reducing bacteria (*Klebsiella mobilis*), *Environmental Science & Technology* 48: 3742–3751.
- Evans DJ, West JM, 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.
- Flynn R, Bellaby P, Ricci M, 2010. The 'value-action gap' in public attitudes towards sustainable energy: the case of hydrogen energy. *The Sociological Review*, 57(2), 159-180.
- Fortin MJ, Fournis Y, 2014. Vers une définition ascendante de l'acceptabilité sociale: les dynamiques territoriales face aux projets énergétiques au Québec. *Natures Sciences Sociétés*, 22(3), 231-239.
- Geostock, 2014. KGSP assessment of geological suitability, preliminary design and safety. Rapport Geostock IEL / F / J / 0001, <http://www.kgsp.co.uk/wp-content/uploads/2015/12/9.2-KGSP-Sub-surface-Safety-Assessment-Report.pdf> (consulté le 25/02/2021).
- Gombert P, Lafortune S, Pokryszka Z, Lacroix E, de Donato P, Jozja N, 2021. Monitoring Scheme for the Detection of Hydrogen Leakage from a Deep Underground Storage. Part 2: Physico-Chemical Impacts of Hydrogen Injection into a Shallow Chalky Aquifer. *Appl. Sci.* 11 :2686. <https://doi.org/10.3390/app11062686>
- Gottschalk G, 1986. *Bacterial Metabolism*, Series: Springer Series in Microbiology, 2nd ed. 1986, XIII.
- Ham M, Jeger M, Frajman Ivković A, 2015. The role of subjective norms in forming the intention to purchase green food. *Economic research-Ekonomska istraživanja*, 28(1), 738-748.
- Handin J, Russel JE, Carter NL, 1986. Experimental deformation of rocksalt. In *Mineral and Rock Deformation: Laboratory Studies* (Edited by B. E. Hobbs and H. C. Heard), pp. 117-160. American Geophysical Union Monograph, Washington, DC.
- Hazotte A, 2012. Cinétique de l'utilisation microbienne du di-hydrogène sous hautes pressions. Rapport de Master 2, GPRES-SEE, Université de Lorraine, 42 p.
- Hienuki S, Hirayama Y, Shibutani T, Sakamoto J, Nakayama J, Miyake A, 2019. How knowledge about or experience with hydrogen fueling stations improves their public acceptance. *Sustainability*, 11(22), 6339.
- Hopper JM, 2004. Gas Storage and single-point failure risk», *Energy Market*, October. (http://www.falcongassstorage.com/filelib/FileCabinet/Articles/article_singlepointfailurerisk.pdf?FileName=article_singlepointfailurerisk.pdf).
- Huijts N, Molin E, Chorus C, van Wee B, 2012. Public acceptance of hydrogen technologies in transport: a review of and reflection on empirical studies. In Shifan Y, Geerlings H, Stead D (eds) *Transition towards sustainable mobility* (pp. 137–164). Routledge.
- Huijts NM, 2018. The emotional dimensions of energy projects: Anger, fear, joy and pride about the first hydrogen fuel station in the Netherlands. *Energy research & social science*, 44, 138-145.
- Huijts NM, van Wee B, 2015. The evaluation of hydrogen fuel stations by citizens: The interrelated effects of socio-demographic, spatial and psychological variables. *International journal of hydrogen energy*, 40(33), 10367-10381.

- Huijts NM, Molin EJ, van Wee B, 2014. Hydrogen fuel station acceptance: A structural equation model based on the technology acceptance framework. *Journal of Environmental Psychology*, 38, 153-166.
- Huijts N, Molin E, Chorus C, van Wee B, 2012. Public acceptance of hydrogen technologies in transport: a review of and reflection on empirical studies. In Shiftan, Y., Geerlings, H., & Stead, D. (Eds) *Transition towards sustainable mobility* (pp. 137–164). Routledge.
- Ineris, 2016. Le stockage souterrain dans le contexte de la transition énergétique. Maîtrise des risques et impacts. Ineris références, septembre 2016, 40 p., www.ineris.fr
- Itaoka K, Saito A, Sasaki K, 2017. Public perception on hydrogen infrastructure in Japan: influence of rollout of commercial fuel cell vehicles. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(11), 7290-7296.
- Jorand FPA, 2018. The bacterial cell: the functional unit of biofilms, Chap. 4. In: *Interactions Materials – Microorganisms. Concrete and Metals more Resistant to Biodeterioration* (C. Lours, F. Feugeas and B. Tribollet, Eds), EDP Sciences, Les Ulis, FR, 63 – 93.
- Kelley DS, Karson JA, Früh-Green GL, Yoerger DR, Shank TM, Butterfield DA, Hayes JM et al., 2005. A serpentinite-hosted ecosystem: the Lost City Hydrothermal Field. *Science* 307, 1428–1434.
- Klinkenberg LJ, 1941. The permeability of porous media to liquids and gases. In: *Drilling and Production Practice*.
- Konhauser K, 2007. *Introduction to geomicrobiology*. Blackwell Publishing, Malden, MA, USA, 425 p.
- Kurlansky M, 2002. *Salt: a world history*. London: Penguin Books.
- Lacroix E, 2021. Développement d'outils de monitoring pour la détection des fuites d'hydrogène (H₂) à l'aplomb des sites de stockage géologique. Thèse, Université de Lorraine, Nancy, Octobre 2021.
- Lacroix E, de Donato P, Lafortune S, Caumon MC, Barres O, Liu X, Derrien M, Piedevache M (2021). In situ continuous monitoring of dissolved gases (N₂, O₂, CO₂, H₂) prior to H₂ injection in an aquifer (Catenoy, France) by on-site Raman and infrared spectroscopies: instrumental assessment and geochemical baseline establishment. *Anal. Methods*, 2021, 13, 3806-3820, DOI: 10.1039/D1AY01063H
- Lafortune S, Gombert P, Pokryszka Z, Lacroix E, Donato P, Jozja N, 2020. Monitoring Scheme for the Detection of Hydrogen Leakage from a Deep Underground Storage. Part 1: On-Site Validation of an Experimental Protocol via the Combined Injection of Helium and Tracers into an Aquifer. *Appl. Sci.* 10:6058. <https://doi.org/10.3390/app10176058>
- Leblanc J, Massé B, 2013. Acceptabilité sociale : Pour qui ? Pour quoi ? Actes du forum Acceptabilité sociale, Mars 2013, Rimouski.
- Liang W, Yang C, Zhao Y, Dusseault MB, Liu J, 2007. Experimental investigation of mechanical properties of bedded salt rock. *Int. Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*, 44, 400–411.
- Lipp JS, Morono Y, Inagaki F, Hinrichs KU, 2008. Significant contribution of Archaea to extant biomass in marine subsurface sediments. *Nature* 454: 991-994.
- Lothenbach et al., 2012. Hydration of low-alkali CEM III/B-SiO₂ cement (LAC). *Cement and concrete research* 42, 410-423.
- Mauger S, 2011. Essais de performance comparatifs sur une gamme de détecteurs de flamme. Rapport d'étude INERIS-DRA-11-117743-08553A, 29 juillet 2011,
- Molin E, Aouden F, van Wee B, 2007. Car drivers' stated choices for hydrogen cars: evidence from a small-scale experiment (No. 07-0547).
- Nielsen J, 1993. *Usability engineering*. Boston: Academic Press.
- NTSB, 1993. Highly volatile liquids Release from Underground Storage Cavern and Explosion, Mapco Natural Gas Liquids Inc., Brenham Texas, April 7, 1992, NTSB/PAR-93/01, PB93-916502.
- Nunoura T, Oida H, Miyazaki M, Suzuki Y, 2008. *Thermosulfidibacter takaii* gen. nov., sp. nov., a thermophilic, hydrogen-oxidizing, sulfur-reducing chemolithoautotroph isolated from a deep-sea hydrothermal field in the Southern Okinawa Trough. *International Journal of Systematic and Evolutionary Microbiology*, 58, 659–665.

- O'Garra T, Pearson P, Mourato S, 2007. Public acceptability of hydrogen fuel cell transport and associated refuelling infrastructures. In *Risk and the public acceptance of new technologies* (pp. 126-153). London: Palgrave Macmillan.
- Onstott TC, van Heerden E, Murdoch L, 2010. Microbial life in the depths of the Earth, In: *Les frontières géologie – biologie, Geosciences, la revue du BRGM*, n^o11, 52 - 69.
- Oren A, 2011. Thermodynamic limits to microbial life at high salt concentrations. *Mini Review. Environmental Microbiology*, 13: 1908–1923.
- Owen JR, Kemp D, 2013. Social licence and mining: A critical perspective. *Resources policy*, 38(1), 29-35.
- Peach CJ, 1991. Influence of deformation on the fluid transport properties of salt rocks. *Geologica Ultraiectina*, volume 77, 1- 238.
- Peach CJ, Spiers CJ, 1996. Influence of crystal plastic deformation on dilatancy and permeability development in synthetic salt rock. *Tectonophysics*, 1(4), 101-128.
- Pedersen K, 1999. Subterranean microorganisms and radioactive waste disposal in Sweden. *Engineering Geology*, 52: 163–176.
- Popp T, Kern H, Schulze O, 2001. Evolution of dilatancy and permeability in rock salt during hydrostatic compaction and triaxial deformation. *J. of Geophysical Research: Solid Earth*, 106(B3), pp. 4061-4078.
- Pirkle RJ, 1986. Near Surface Geochemical Monitoring of Underground Gas Storage Facilities. Presented at: The American Gas Association Meeting, Chicago, IL, April
- Pirkle et Jones (2006). Applications of Petroleum Exploration and Environmental Geochemistry to Carbon Sequestration, Fifth Annual Conference on Carbon Capture & Sequestration held in Alexandria, Virginia, January.
- Poortinga W, Steg L, Vlek C, 2004. Values, environmental concern, and environmental behavior: A study into household energy use. *Environment and behavior*, 36(1), 70-93.
- Portales L, Romero Castañeda S, 2016. Inconsistencies and limitations of the Social License to Operate: the case of Mexican mining. *Humanistic Management Network, Research Paper Series*, 1(16).
- Potter J, Salfi S, Longstaffe FJ, 2013. Abiogenic hydrocarbon isotopic signatures in granitic rocks: Identifying pathways of formation. *Lithos*, 183-183, 114-124.
- Prats C, 2013. Règles méthodologiques applicables aux études de danger des stockages souterrains. Rapport INERIS-DRA-13-133158-12929A.
- Prinzhofer A, Cissé CST, Diallo AB, 2018. Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali). *International Journal of Hydrogen Energy*.
- Proskurowski G, Lilley MD, Seewald JS, Früh-Green GL, Olson EJ, Lupton JE, Sylva SP, Kelley DS, 2008. Abiogenic hydrocarbon production at Lost City Hydrothermal Field. *Science* 319, 604-607.
- Réveillère A, Bérest P, Evans DJ, Stöwer M, Chabannes C, Koopmans T, Bolt R, 2017. Past Salt Caverns Incidents Database Part 1: Leakage, Overfilling and Blow-out. SMRI Research Report RR2017-2
- Réveillère A, 2021. The development of the concern for tightness of Salt Caverns, of Mechanical Integrity Tests techniques and of their accuracies. In preparation.
- Ricci M, Bellaby P, Flynn R, 2008. What do we know about public perceptions and acceptance of hydrogen? A critical review and new case study evidence. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(21), 5868-5880.
- Rothschild LJ, Mancinelli RL, 2001. Life in extreme environments, *Nature*, 409: 1092
- Salvi S, Williams-Jones AE, 1992. Reduced orthomagmatic C–O–H–N–NaCl fluids in the Strange Lake rare-metal granitic complex, Quebec/Labrador, Canada. *European Journal of Mineralogy* 4, 1155–1174.
- Schmidt A, Donsbach W, 2016. Acceptance factors of hydrogen and their use by relevant stakeholders and the media. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(8), 4509-4520.
- Schulze O, Popp T, Kern H, 2001. Development of damage and permeability in deforming rock salt. *Engineering Geology*, Volume 61, pp. 163-180.

- Seni SJ, Johnson DO, 2005. Regulatory Response to Recent Events Effecting Three Gas Storage Facilities in Texas. AGA Annual Meeting 2005.
- Senseny PE, Hansen FD, Russell JE, Carter NL, Handin JW, 1992. Mechanical behaviour of rock salt: phenomenology and micromechanisms. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr.* 29/ 4, 363-378.
- Sherry-Brennan F, Devine-Wright H, Devine-Wright P, 2010. Public understanding of hydrogen energy: a theoretical approach. *Energy Policy*, 38(10), 5311-5319.
- Smigan P, Greksak M, Kozankova J, Buzek F, Onderka V, Wolf I, 1990. Methanogenic bacteria as a key factor involved in changes of town gas stored in an underground reservoir. *FEMS Microbiology Ecology*, 73: 221-224.
- Sutherland HJ, Cave SP, 1980. Argon Gas permeability of New Mexico rock salt under hydrostatic compression. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr.*, 17(5), 281-288.
- Sütterlin B, Siegrist M, 2017. Public acceptance of renewable energy technologies from an abstract versus concrete perspective and the positive imagery of solar power. *Energy Policy*, 106, 356-366.
- Terrade F, Pasquier H, Reerinck-Boulanger J, Guingouain G, Somat A, 2009. L'acceptabilité sociale: la prise en compte des déterminants sociaux dans l'analyse de l'acceptabilité des systèmes technologiques. *Le travail humain*, 72(4), 383-395.
- Thøgersen J, 2006. Norms for environmentally responsible behaviour: An extended taxonomy. *Journal of environmental Psychology*, 26(4), 247-261.
- Thomas G, Demski C, Pidgeon N, 2019. Deliberating the social acceptability of energy storage in the UK. *Energy Policy*, 133, 110908.
- Thorel L, 1994. Plasticité et endommagement des roches ductiles. Application au sel gemme, s.l.: s.n.
- Truche L, Bertrand M, 2019. Réactivité de l'hydrogène dans le système H₂O/ciment/H₂ Livrable n°3 - Rapport final du contrat de collaboration de recherche, Université Grenoble Alpes-ANDRA, Référence ANDRA N° 20075412.
- Upham P, Roberts T, 2011. Public perceptions of CCS in context: Results of NearCO₂ focus groups in the UK, Belgium, the Netherlands, Germany, Spain and Poland. *Energy Procedia*, 4, 6338-6344.
- Van Alphen K, tot Voorst QVV, Hekkert MP, Smits RE, 2007. Societal acceptance of carbon capture and storage technologies. *Energy Policy*, 35(8), 4368-4380.
- Vankatesh V, Morris M, Davis G, Davis FD, 2003. User acceptance of information technology: toward a unified view. *Mis Quarterly*, 27(3), 425-478.
- Wolsink M, 2018. Social acceptance revisited: gaps, questionable trends, and an auspicious perspective. *Energy research & social science*, 46, 287-295.
- Wolsink M, 2019. Social acceptance, lost objects, and obsession with the 'public'—The pressing need for enhanced conceptual and methodological rigor. *Energy Research & Social Science*, 48, 269-276.
- Zhu C, Arson C, 2015. A Model of Damage and Healing Coupling Halite Thermo-mechanical Behavior to Microstructure Evolution. *Geotech Geol Eng*, 33(2), 389-410.

11 Glossaire

CNTP : Conditions Normales de Température et de Pression (soit 1013 hPa et 0°C).

Complétion : ensemble des équipements de finition du puits, qui permet sa mise en service optimale.

Focus-Group : technique de recueil de données qualitatives qui consiste à rassembler des individus pour étudier leurs attitudes sur un produit, un sujet, un concept.

MIT : « Mechanical Integrity Test », terminologie utilisée dans l'industrie des cavités salines pour désigner un test d'étanchéité. Ceci vient de la réglementation américaine qui a imposé aux puits injectant dans le sous-sol (notamment ceux des cavités salines de production de saumure ou de stockage) de tester leur « intégrité mécanique ».

Nm³ : Volume de gaz (en m³) dans des Conditions Normales de Température et de Pression (voir ce terme)

Norme personnelle : l'obligation morale et individuelle d'adopter un comportement en fonction de son système de croyances personnelles (Thøgersen, 2006)

Norme subjective : la croyance qu'un comportement spécifique sera approuvé et soutenu par une personne ou un groupe de personnes (Ham et al., 2015)

Objet : ce sur quoi porte une activité, un sentiment, etc. (Larousse, 2021)

Outil : élément d'une activité qui n'est qu'un moyen, un instrument (Larousse, 2021)

Utilisabilité : degré selon lequel un produit peut être utilisé, par des utilisateurs identifiés, pour atteindre des buts définis avec efficacité, efficience et satisfaction, dans un contexte d'utilisation spécifié (ISO 9241-11, 1998)

Utilité : caractère, qualité de quelque chose ou de quelqu'un qui sert à quelque chose (Larousse, 2021)

