



(ID Modèle = 454913)

Ineris - 206731 - 2735226 - v1.0

26/05/2023

Maîtrise des risques liés au stockage souterrain de l'hydrogène

Synthèse de l'état des connaissances



maîtriser le risque
pour un développement durable

PRÉAMBULE

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

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

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

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

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

Rédaction : THORAVAl Alain

Vérification : FRANCK Christian

Approbation : Document approuvé le 26/05/2023 par DUPLANTIER STEPHANE

Liste des personnes ayant participé à l'étude : PIQUE Sylvaine et LAHAIE Franz

Table des matières

1	Contexte et enjeux du stockage souterrain de l'hydrogène dans le monde.....	7
2	Historique du stockage d'hydrogène et état des lieux des projets en cours	8
2.1	Stockage en cavité saline	9
2.2	Stockage en aquifère.....	11
2.3	Stockage en gisement déplété.....	13
2.4	Autres types de stockages souterrains.....	15
2.4.1	Stockage dans des mines de charbon abandonnées	15
2.4.2	Cavités minées	16
2.4.3	Choix du type de stockage selon l'utilisation prévue de l'hydrogène.....	17
3	Spécificités d'un stockage d'hydrogène	19
3.1	Physique des écoulements de l'hydrogène en milieux poreux et activités hydrodynamiques (interactions roche-fluide et fluide-fluide)	19
3.2	Optimisation des stratégies d'injection-soutirage	21
3.3	Activités microbiennes et géochimiques induites	23
3.4	Points de comparaison avec les stockages d'autres types de gaz (CO ₂ , gaz naturel)	24
3.4.1	Séquestration du CO ₂ (stockage en milieu poreux).....	24
3.4.2	Stockage de gaz naturel (stockage en milieu poreux ou en cavité saline)	24
3.5	Evaluation de l'efficacité du stockage.....	25
3.6	Mise en place d'un monitoring adapté	25
3.7	Synthèse du chapitre	26
4	Analyse des risques liés au stockage souterrain d'H ₂ – Cas d'un stockage en cavité saline	29
4.1	Schématisation des stockages souterrains d'hydrogène pour l'analyse des risques.....	29
4.2	Les installations de surface associées aux stockages	31
4.3	Identification, caractérisation et réduction des potentiels de dangers.....	33
4.3.1	Potentiels de dangers liés aux produits	33
4.3.2	Potentiels de dangers liés à l'exploitation	34
4.3.3	Réduction des potentiels de dangers.....	35
4.4	Retour d'expérience.....	35
4.4.1	REX lié au stockage souterrain d'H ₂ en cavité saline	35
4.4.2	REX lié au stockage souterrains de gaz et d'hydrocarbure en cavité saline	35
4.5	Identification des séquences accidentelles	37
4.5.1	Objectifs et présentation de la méthode.....	37
4.5.2	Impacts des phénomènes naturels sur les ERC	37
4.5.3	Scénarios dans le cas d'un stockage en cavité saline.....	38
4.5.4	Autres ERC liés au système étudié	39
4.5.5	Simplification des nœuds papillon par application de la circulaire du 10 mai 2010.....	39
4.5.6	Synthèse des principaux phénomènes dangereux et leurs effets	40
4.6	Mesures de maîtrise des risques.....	42
5	Synthèse et recommandations	49
6	Références.....	55
7	Annexes.....	61

Liste des figures

Figure 1 : Schéma montrant différentes configurations de dissolution (Wallace et al., 2021 : [125]).....	9
Figure 2 : Schéma de l'aquifère (a) avant l'injection de H ₂ et (b) après l'injection de H ₂ (Wallace et al., 2021 : [125]).	12
Figure 3 : (a) Etat d'un réservoir d'huile déplété, (b) Image microscopique des pores du réservoir, (c) l'H ₂ prend la place de l'huile contenue initialement dans les pores (Wallace et al., 2021 : [125]).....	14
Figure 4 : Perméabilité relative et pression capillaire du système hydrogène-eau (Yekta et al., 2018 : [129])	20
Figure 5 : Schéma de l'hystérésis capillaire (Carden et al., 1979 : [15]).....	21
Figure 6 : Quantité d'hydrogène produit chaque année à partir des différents puits d'extraction. et pourcentage de récupération (H ₂ produit / H ₂ injecté) (Sainz-Garcia et al., 2017 : [98])	22
Figure 7 : Schéma du stockage considéré.....	30
Figure 8 : Schéma global du système étudié et de son environnement	31

Liste des tableaux

Tableau 1 : Stockages d'hydrogène opérationnels en cavité saline.....	10
Tableau 2 : Sites potentiels de stockage d'hydrogène en cavités salines	11
Tableau 3 : Stockages d'hydrogène (mélangé avec d'autres gaz) opérationnels en aquifère.....	13
Tableau 4 : Stockages potentiels d'hydrogène en aquifère	13
Tableau 5 : Stockages d'hydrogène (mélangé avec d'autres gaz) opérationnels en gisement de gaz déplété.....	15
Tableau 6 : Stockages potentiels d'hydrogène en gisement déplété	15
Tableau 7 : Sites de stockage et applications énergétiques pratiques en fonction de la composition du flux injecté (pourcentage d'hydrogène dans le mélange gazeux)	17
Tableau 8 : Principaux procédés de production, stockage et transport.....	32
Tableau 9 : Accidentologie externe sur des stockages souterrains de gaz naturel ou d'hydrocarbures en cavités salines	36
Tableau 10 : Synthèse des ERC et des PhD associés dans le cas d'un stockage d'hydrogène en cavité saline	41
Tableau 11 : Liste des bonnes pratiques (BP)	43
Tableau 12 : Liste des mesures de prévention (PRE)	45
Tableau 13 : Liste des mesures de protection (PRO).....	47
Tableau 14 : Sites de stockage et application.....	50
Tableau 15 : Divers problèmes liés au stockage souterrain d'hydrogène et recommandations.....	51

Résumé

Ce rapport vise à préciser les avancées récentes et les perspectives des techniques de stockage de l'hydrogène en souterrain.

Il propose un historique du stockage d'hydrogène et un état des lieux des projets en cours en distinguant les différents types de stockage souterrain. Un lien est fait entre le type de stockage choisi et l'utilisation future de l'hydrogène stocké.

Il présente ensuite les spécificités d'un stockage d'hydrogène par rapport aux autres types de stockage de gaz en distinguant la physique des écoulements de l'hydrogène en milieux poreux, les stratégies d'injection-soutirage qui en découlent, les activités microbiennes et géochimiques induites par la présence d'hydrogène en milieu souterrain.

La capacité des différents types de stockage d'hydrogène à minimiser les pertes d'hydrogène, ou à faciliter sa récupération, est ensuite évaluée. Le monitoring pouvant être mis en place à cette fin est également présenté.

Une analyse préliminaire des risques a été réalisée pour un stockage générique en cavité saline. Des solutions de maîtrise sont proposés pour rendre les stockages plus sûrs et plus efficaces.

Une synthèse est finalement proposée indiquant les critères géologiques, techniques, économiques conditionnant le choix d'un stockage souterrain d'hydrogène.

Abstract

This report aims to clarify recent advances and prospects for underground hydrogen storage techniques. It offers a history of hydrogen storage and an inventory of current projects, distinguishing between the different types of underground storage. A link is made between the type of storage chosen and the future use of the stored hydrogen.

It then presents the specificities of hydrogen storage compared to other types of gas storage, distinguishing the physics of hydrogen flows in porous media, the resulting injection-withdrawal strategies, microbial and geochemical reactions induced by the presence of hydrogen in the underground environment.

The ability of different types of hydrogen storage to minimize hydrogen losses, or to facilitate its recovery, is then assessed. The monitoring that can be put in place for this purpose is also presented.

A preliminary risk analysis has been carried out for generic storage in a salt cavern. Control solutions are proposed to make storage safer and more efficient.

A summary is finally proposed indicating the geological, technical and economic criteria conditioning the choice of underground hydrogen storage.

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

Institut national de l'environnement industriel et des risques, Maîtrise des risques liés au stockage souterrain de l'hydrogène, Verneuil-en-Halatte : Ineris - 206731 - v1.0, 26/05/2023.

Mots-clés :

Stockage souterrain ; hydrogène ; cavité saline ; aquifère ; gisement déplété ; efficacité du stockage ; analyse des risques ; modélisation ; monitoring.

1 Contexte et enjeux du stockage souterrain de l'hydrogène dans le monde

La production d'énergie à partir de sources renouvelables, en réduisant les émissions de gaz à effet de serre, contribue à lutter contre le changement climatique causé par l'utilisation de combustibles fossiles. La contribution de ces sources d'énergie renouvelables est devenue ces dernières années une source principale d'électricité dans certains pays européens comme l'Allemagne, le Danemark et l'Espagne.

Les énergies renouvelables, telles que l'énergie solaire et éolienne, dépendent toutefois extrêmement des conditions météorologiques (vitesse et direction du vent et de la lumière du soleil). Cela est un inconvénient majeur qui peut conduire à des inadéquations temporaires entre la demande et l'offre. Par conséquent, la conversion de l'énergie excédentaire en hydrogène et son stockage souterrain est l'une des options pour équilibrer ce déficit énergétique.

Les structures souterraines, telles que les cavités salines, les aquifères et les réservoirs de gaz naturel/pétrole déplétés, peuvent fournir une capacité de stockage pour l'hydrogène. La possibilité de stocker une grande quantité d'hydrogène dans un ouvrage souterrain rend l'opération économiquement viable (Crotono, 2010 : [22] ; Zittel, 1996 : [130] ; Schaber et al. (2004 : [99]). Par ailleurs, le stockage souterrain peut être considéré comme plus sûr que le stockage en surface en raison de l'absence de contact avec l'oxygène atmosphérique, réduisant ainsi le risque d'explosion.

Le stockage de l'hydrogène a suscité beaucoup d'attention dans le monde au cours de la dernière décennie. Plusieurs projets tels que Roads2HyCOM (Andersen et al., 2009 : [4] ; Hychico (Perez et al., 2016 : [79] ; H2STORE (Pudlo et al., 2013 : [90]), HyUnder (Simon et al., 2015 : [105]), ANGUS^b (Kabuth et al., 2016 : [53]), CEN-CENELEC (Weidner et al., 2016 : [127]), InSpEE (Donadei et al., 2015 : [28]) et HyINTEGRER (Pudlo et al., 2016 : [91]) ont permis d'étudier la faisabilité de la production, du transport, du stockage et de l'utilisation de l'hydrogène.

Différentes études en laboratoire et in situ ont prouvé la faisabilité du stockage d'hydrogène en souterrain. Cependant, selon le type de stockage, l'efficacité du processus de stockage peut être limitée du fait : d'une capacité insuffisante (Heinemann et al., 2018 : [46]), des réactions de l'hydrogène in situ (Amid et al., 2016 : [2]), d'une hydrodynamique défavorable (Carden et al., 1979 : [15] ; Paterson, 1983 : [78]), d'une production d'eau trop importante lors de l'extraction d'hydrogène (Sainz-Garcia et al., 2017 : [98] ; Katarzyna et al., 2020 : [54]), de fuites (Reitenbach et al., 2015 : [93] ; Amid et al., 2016 : [2]), d'une perte de pureté de l'hydrogène ou de problèmes environnementaux (Stone et al., 2009 : [112]) et de coûts de gestion importants (Michalski et al., 2017 : [70]). Ces inconvénients peuvent être limités en optimisant le processus de stockage par modélisation (Sainz-Garcia et al., 2017 : [98] ; Katarzyna et al., 2020 : [54] ; Pfeiffer et al., 2015 : [80] ; Pfeiffer et al., 2019 : [82]) ou en réalisant un monitoring.

Des études ont permis également d'évaluer le potentiel de stockage dans le monde :

- Walters (1976 : [126]) a souligné qu'il n'y a pas de problèmes insurmontables ou environnementaux avec le stockage de l'hydrogène dans des structures souterraines formées naturellement ;
- Carden & Patterson (1979 : [15]) ont étudié le pourcentage de pertes d'hydrogène associé au stockage souterrain d'hydrogène. Il ont évalué la perte à environ 1 % par cycle d'injection, tandis que 0,4 % de l'hydrogène injecté du premier cycle pouvait être perdu en raison de sa dissolution dans la saumure présente. Il a également été rapporté que la présence de gaz coussin¹ améliore les performances du stockage en milieu poreux et son efficacité ;
- Taylor et al. (1986 : [115]) ont étudié la faisabilité ainsi que la viabilité économique du stockage de l'hydrogène dans des cavités de sel, des cavités minées ou dans des réservoirs de gaz naturel déplétés, le premier choix étant le plus économique ;
- Heinemann et al. (2018 : [46]) ont étudié l'opportunité d'un stockage souterrain d'hydrogène dans le site de Midland Valley, au Royaume-Uni, sur la base de la capacité de stockage et des

¹ Le processus de stockage d'hydrogène dans des formations géologiques souterraines (en gisement déplété ou en aquifère) comprend une pré-injection de gaz coussin (tel que N₂ ou CH₄) suivie d'une injection d'hydrogène. Le gaz coussin sert à la pré-pressurisation de la formation qui sera utile plus tard lors du retrait de l'hydrogène stocké à une pression et un débit souhaités. Ce gaz minimise également les pertes d'hydrogène, mais nécessite des techniques de séparation appropriées pour séparer le flux de gaz mixte (lors du soutirage) dans ses constituants d'origine.

incertitudes géologiques. Les évaluations ont montré que le grès dévonien pouvait répondre à la fois aux critères de capacité de stockage et d'incertitude géologique ;

- Lemieux et al. (2019 : [61]) ont identifié des sites de stockage potentiels, en cavités salines, dans des réservoirs de gaz déplété ou des aquifères, pour le stockage saisonnier de l'hydrogène en Ontario, au Canada ;
- Lankof et Tarkowski (2020 : [58]) ont fourni une série de cartes de cavités salines en Pologne ayant un potentiel pour le stockage souterrain d'hydrogène, incluant la capacité de stockage ;
- Narayanamoorthy et al. (2020 : [72]) ont proposé une méthode de sélection (NWDHFS : normal wiggly dual hesitant fuzzy set) pour la sélection des sites de stockage souterrain sur la base des cinq critères incluant la technique d'exploitation, le coût d'investissement, les facteurs sociaux, économiques et les risques.

Le présent rapport vise à préciser les avancées récentes et les perspectives des techniques de stockage de l'hydrogène en souterrain. Il est structuré en quatre chapitres :

- un historique du stockage d'hydrogène et un état des lieux des projets en cours en distinguant les différents types de stockage souterrain. Un lien est fait entre le type de stockage choisi et l'utilisation future de l'hydrogène stocké ;
- une présentation des spécificités d'un stockage d'hydrogène par rapport aux autres types de stockage de gaz en distinguant la physique des écoulements de l'hydrogène en milieux poreux, les stratégies d'injection-soutirage qui en découlent, les activités microbiennes et géochimiques induites par la présence d'hydrogène en milieu souterrain. L'efficacité des différents types de stockage d'hydrogène (minimisation des pertes d'hydrogène en quantité et qualité), ou la facilité à récupérer l'hydrogène stocké, est évaluée, et un monitoring adapté est proposé ;
- une analyse préliminaire des risques réalisée pour un stockage générique en cavité saline (initialement réalisées dans le cadre du programme ROSTOCK-H²). Des solutions de maîtrise sont proposés pour rendre les stockages plus sûrs et plus efficaces ;
- une synthèse est finalement proposée indiquant les critères géologiques, techniques, économiques conditionnant le choix de stockage.

2 Historique du stockage d'hydrogène et état des lieux des projets en cours

Le premier stockage souterrain de gaz dans des formations géologiques a été réalisé en 1915 dans un gisement de gaz partiellement déplété de l'Ontario, au Canada. Le stockage souterrain d'hydrogène est assez similaire au stockage souterrain de gaz naturel du point de vue des spécifications du site, des techniques de stockage et de surveillance. Du fait de ses propriétés physicochimiques spécifiques (voir annexe A), l'hydrogène nécessite toutefois plus d'attention. Sa faible viscosité et sa mobilité élevée favorisent la digitation³ et la remontée de gaz au toit du réservoir. Par ailleurs, l'hydrogène interagit d'une façon importante avec son environnement (réactions chimiques, biologiques ou microbiennes).

À l'heure actuelle, il existe principalement trois principaux types de stockages souterrains de gaz : les réservoirs de gaz/pétrole déplétés, les aquifères et les cavités salines. Les types de stockage souterrain mentionnés ci-avant sont utilisés pour des stockages de méthane, de gaz d'hydrocarbure (gaz naturel, GPL), de CO₂ et, plus récemment, le stockage d'hydrogène. D'autres options de stockage existent également, telles que les mines de charbon abandonnées, les cavités minées revêtues et éventuellement réfrigérées⁴. Elles pourraient se développer également dans les régions où les autres possibilités de stockage ne sont pas envisageables. Les sites géologiques pouvant être utilisés pour le stockage souterrain de gaz se répartissent en deux catégories :

- les milieux poreux, dans lesquels le gaz sera occupé dans l'espace poreux des grès ou des formations carbonatées, et

² 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 (Gombert, 2021 : [38]).

³ https://fr.wikipedia.org/wiki/Digitation_visqueuse

⁴ Les cavités minées ont été utilisées en France (Lavéra, Gargenville ...) pour stocker des produits liquides ou liquéfiés (GPL : butane, propane). Il s'agit de cavités creusées à faible profondeur (de 100 à 200 m) dans une roche compétente maissouvent fracturée. Depuis le début des années 1990, un nouveau type de cavités minées a été développé notamment en Corée et en Suède ; il s'agit de cavités minées revêtues où du gaz liquéfié peut-être stocké à très basse température.

- le stockage en cavité, dans lequel le gaz sera contenu dans des cavités, salines ou non.

Outre la capacité de piégeage du site souterrain, les propriétés du gaz stocké jouent un rôle important dans la mise en œuvre réussie d'une opération de stockage. Par exemple, une plus grande quantité de CO₂ peut être stockée dans le même site de stockage souterrain par rapport à l'hydrogène en raison de sa densité, de sa compressibilité et de sa solubilité.

2.1 Stockage en cavité saline

Les cavités de sel sont créées dans des dômes de sel ou des dépôts de sel lités en injectant de l'eau douce de manière contrôlée à partir de la surface (Lemieux et al., 2019 : [61] ; Michalski et al., 2017 : [70]). La Figure 1 représente l'effet de différentes techniques de dissolution sur la forme des cavités salines.

Selon les besoins et le contexte, ces cavités, situées jusqu'à 2000 m de profondeur environ⁵, peuvent atteindre 1 000 000 m³ de volume, 300-500 m de hauteur et 50-100 m de diamètre, ce qui permet de stocker du gaz en grande quantité (Michalski et al., 2017 : [70]). Généralement (Crotogino et al., 2010 : [22]), la pression au centre la cavité pendant le fonctionnement du stockage varie de 30 à 80 % de la pression lithostatique.

Les dômes de sel sont des corps solides et homogènes, il est donc facile d'y construire une caverne structurellement robuste pour une profondeur d'exploitation inférieure à 2000 mètres. Les sels stratifiés sont des couches plus minces trouvées à une profondeur moins profonde que les dômes, l'halite alternant avec des lits non solubles tels que la dolomite, l'anhydrite et le schiste (Foh et al., 1979 : [34] ; Han et al., 2006 : [44]). Ces cavités sont en général plus petites et moins stables en raison du degré élevé d'hétérogénéité (Bruno et Dusseault, 2002 : [13] ; Han et al., 2006 : [44]).

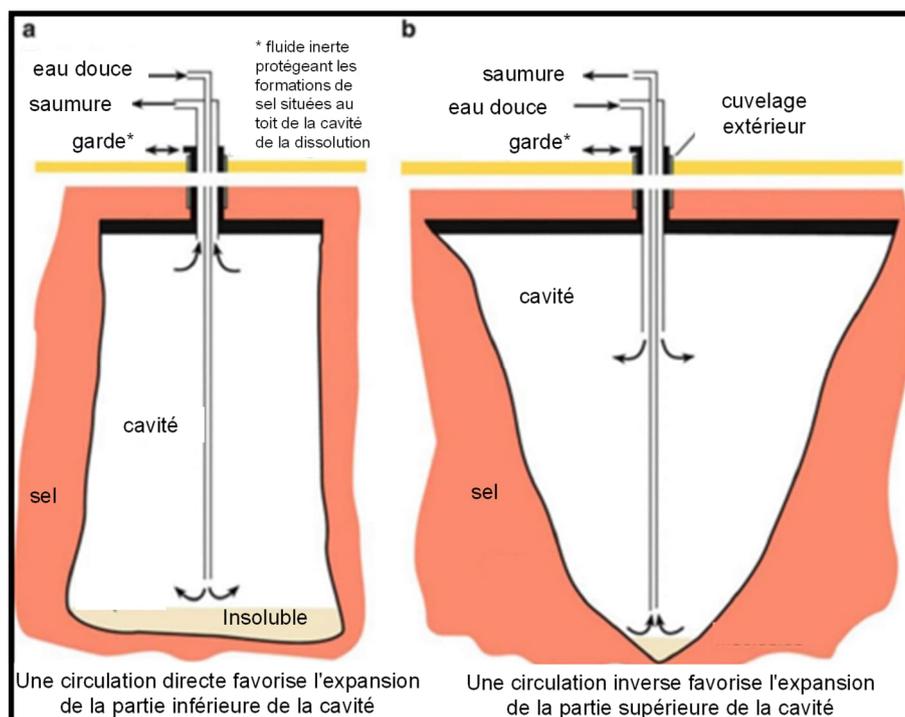


Figure 1 : Schéma montrant différentes configurations de dissolution (Wallace et al., 2021 : [125]).

L'étanchéité du sel, sa résistance mécanique et sa faible réactivité chimique⁶ font des cavités salines une option pratique pour le stockage de l'hydrogène (Tarkowski, 2019 : [114]). La viscoplasticité du sel

⁵ A une profondeur supérieure à 2 000 m, une déformation du sel peut se produire en raison de l'augmentation de la pression et de la température, même si la caverne est bien conçue (Bruno et Dusseault, 2002 : [13]).

⁶ En raison de la nature à forte salinité, les cavernes peuvent ne pas être affectées par les activités biologiques in situ des micro-organismes, car les activités des microbes sont inefficaces dans ces conditions (Gregory et al., 2019 : [37] ; Jaakkola et al., 2016 : [50]). Cependant, dans un environnement naturel à haute teneur en sel (lacs salés ou étangs salés), des micro-organismes tolérants au sel (halotolérants) ou aimant le sel (halophiles) peuvent être présents, de sorte que les cavités salines ne préviennent

contribue à améliorer encore son étanchéité⁷ (en colmatant les ruptures éventuelles induites par le processus d'injection soutirage) ce qui rend le concept particulièrement adapté au stockage à court et moyen terme⁸.

La profondeur des cavités salines affecte la capacité de stockage. Une profondeur plus élevée conduit à une pression de stockage plus élevée et donc à plus de gaz stocké. En revanche, à plus faible profondeur, une quantité moindre de gaz coussin⁹ est nécessaire ce qui contribue à réduire le coût.

Il est nécessaire de fournir une quantité abondante d'eau pour créer la cavité par lixiviation puis assurer l'élimination appropriée de la saumure obtenue dans le processus. Le coût de construction des cavités salines est inférieur à celui d'autres types de stockages souterrains en milieu poreux car tous les processus (injection, soutirage) sont effectués à partir de la surface en utilisant un seul puits. Par ailleurs, il est également inférieur au coût de réalisation des cavités minées qui sont créées mécaniquement. Les installations de stockage dans les cavités de sel sont faciles à gérer, le gaz pouvant être injecté et extrait plusieurs fois par an. Ils font partie des choix idéaux pour une utilisation du gaz stocké pour répondre rapidement aux besoins aux heures de pointe (Tarkowski, 2019 : [114]). Si la capacité de ce type de stockage reste limitée, son intérêt est établi (Tarkowski et al., 2018 : [113] ; Liebscher et al, 2016 [63] ; Stone et al, 2009 : [112] ; Michalski et al., 2017 [70]; Tarkowski, 2019 : [114]).

Le stockage souterrain d'hydrogène pur (95 % de pureté) est pour l'instant limité à quatre cavités salines en fonctionnement situées aux États-Unis et au Royaume-Uni (Tableau 1). Le projet Teesside est opérationnel depuis 1972.

Tableau 1 : Stockages d'hydrogène opérationnels en cavité saline

Nom de site	Type de formation	H ₂ (%)	Pression en cavité (bar)	Profondeur moyenne (m)	Volume (m ³)	Statut
Teesside (UK)	Sel en couche	95	45	365	210000	En fonctionnement
Clemens (USA)	Sel en dome	95	70-137	1000	580000	En fonctionnement
Moss Bluff (USA)	Sel en dome		55-152	1200	566000	En fonctionnement
Spindletop (USA)	Sel en dome	95	68-202	1340	906000	En fonctionnement

D'autres sites potentiels de stockage sont listés dans le Tableau 2.

Parmi les recherches en cours, mentionnons le projet européen en cours HyPSTER (<https://hypster-project.eu/>), coordonné par Storengy et regroupant 7 partenaires français, anglais et allemands, dont l'Ineris, qui vise à concevoir et opérer un démonstrateur industriel de production, de stockage souterrain et d'utilisation d'hydrogène. Ce projet est situé sur le site de stockage souterrain de gaz naturel d'Étrez (Ain). Le sous-sol d'Étrez comporte deux niveaux salifères, l'un appelé « sel supérieur » situé entre 700 m et 1100 m, l'autre appelé « sel inférieur » situé entre 1150 m et 1800 m de profondeur. La cavité EZ53 a été creusée dans le « sel supérieur ». Elle est toujours restée en saumure et a été mise à profit pour effectuer des mesures et essais in situ à vocation scientifique.

pas de manière significative le risque de réactions microbiennes via la consommation de H₂ (Dopffel et al., 2021 : [29]). Le principal point à noter sera de savoir comment et dans quelle mesure ces micro-organismes spéciaux sont introduits dans les cavernes. Dopffel et al. (2021 : [29]) ont suggéré que l'eau utilisée pour fondre les cavernes lors de l'injection ou une opération continue à long terme peut avoir favorisé leur formation. De même, le H₂S dû aux bactéries sulfato-réductrices peut également être présent dans les cavernes salines (Laban, 2020 : [58]).

⁷ Sous réserve que cette perméabilité ne soit pas augmentée par la présence de banc d'insolubles, ce qui peut entraîner des voies de migration pour le gaz stocké (Tarkowski et al., 2019 : [114]).

⁸ Le retour d'expérience suggère que l'H₂ peut être stocké dans des cavités salines également à long terme (Panfilov, 2016 : [77] ; Stone et al., 2009 : [112] ; Simón et al., 2014 : [104]).

⁹ Les besoins en gaz coussin pour les cavités salines peuvent varier considérablement en raison de facteurs spécifiques au site tels que la profondeur et la capacité de stockage requise (Lord et al., 2014 : [66]). Par exemple, plus de gaz coussin est nécessaire dans une cavité profonde en raison de l'augmentation de la pression, ce qui entraîne un stockage de gaz plus comprimé, tandis que les cavités à plus faible profondeur nécessitent moins de gaz coussin, ce qui contribue à réduire les coûts d'exploitation (Zivar et al., 2021 : [133]). Une capacité de gaz coussin d'environ 22 et 33 % de la capacité volumétrique permettant une capacité de stockage jusqu'à 78 % pour l'H₂ a été signalée (Wallace et al., 2021 : [125]).

2.2 Stockage en aquifère

Les aquifères sont des milieux poreux et perméables où les espaces poreux sont remplis d'eau douce ou salée. De nombreuses opérations de stockage de gaz dans les aquifères ont été rapportées dans la littérature (Tarkowski, 2019 : [114]).

Les conditions nécessaires au stockage de l'hydrogène dans les formations souterraines telles que les aquifères profonds sont : de bonnes caractéristiques de réservoir de la roche hôte ; la présence d'une couche imperméable pour empêcher la migration du gaz stocké (Tarkowski, 2019 : [114]).

La Figure 2 montre les différentes composantes du stockage en aquifère : la formation poreuse et perméable cible dans laquelle l'H₂ va être stocké (avant et après l'injection de H₂), une roche couverture empêchant la migration verticale et un piège anticlinal empêchant la migration latérale de H₂ loin du puits.

Tableau 2 : Sites potentiels de stockage d'hydrogène en cavités salines

Localisation	Propriétés	Critères ayant conduit au choix du site
France, Etrez (cavité EZ53 : site pilote du projet Hypster)	Profondeur du toit = 950 m ; Capacité = 3 tonnes (2024), puis 44 tonnes (2027)	Disponibilité (ancienne cavité de stockage de saumure)
France, Carresse (projet HyGéo)	Profondeur = 700 m Capacité = 10000 m ³	Disponibilité (ancienne cavité de stockage de saumure)
France, Manosque (projet déposé FrHyGe qui est une fusion franco-allemande des projets GeoH2 et SaltHy)	Cavités pilotes GA et GB (détails non connues) Caractéristiques générales des cavités du site de Manosque : Profondeur : 350 à 1000m Hauteur : 300 à 400m	Non connues
Roumanie (Lordache et al., 2014 : [67]) : Ocna Murès ; Targu Ocna ; Ocnele Mari ; Cacique	Non connues	Critères géologiques. Disponibilité et consommation de saumure. Localisation du stockage
Allemagne (Michalski et al., 2017 : [70]) : Rhénanie du Nord / Westphalie ; Nord-Ouest ; Centre	Capacités (respectives) : 2,4 billion m ³ ; 4,6 billion m ³ ; 1,8 billion m ³	Évaluation économique pour passer du stockage d'hydrocarbures au stockage d'hydrogène
Ontario, Canada (Lemieux et al., 2019 : [61]) : Salina B et A2	<u>B</u> : Profondeur = 400 m ; Épaisseur = 90 m ; Capacité = 6,4 million m ³ <u>A2</u> : Profondeur = 525 m ; Épaisseur = jusqu'à 45 m ; Capacité = 9,5 million m ³	Critères géologiques, tels que la profondeur et la minéralogie. Passage du stockage d'hydrocarbures au stockage d'hydrogène
Pologne (Tarkowski et al., 2018 : [113]) : Rogozno ; Damaslawek ; Lanietka ; Lubien ; Goleniow ; Izbica Kujawska ; Debina.	Non connues	Caractéristique du dôme de sel (taille, surface, profondeur, structure interne) Disponibilité de rapports sur la géologie ou sur les réserves de sel existantes
Pologne (Lewandowska-Smierczalska et al., 2018 : [62]) : région de Gora	Non connues	Lithologie du réservoir. Phase d'exploration. Type de gisement de sel. Volume du réservoir. Profondeur. Gradient géothermique
Turquie (Deveci, 2018 : [27])	Non connues	Caractéristiques techniques. Coûts. Caract. socio-économiques. Risques
Turquie (Ozarlan, 2012 : [75]) : Tuz Golu	Capacité = 12 × 630000 m ³ Profondeur = 1100 -1400 m Pression max. = 220 bar	Passage du stockage d'hydrocarbures au stockage d'hydrogène
Danemark (Sørensen, 2007 : [110]) : Lille Thorup,	Profondeur = 1270 - 1690 m Pression = 50 - 100 bar Température = 40 - 50 °C Capacité = 445 10 ⁶ m ³	Passage du stockage d'hydrocarbures au stockage d'hydrogène

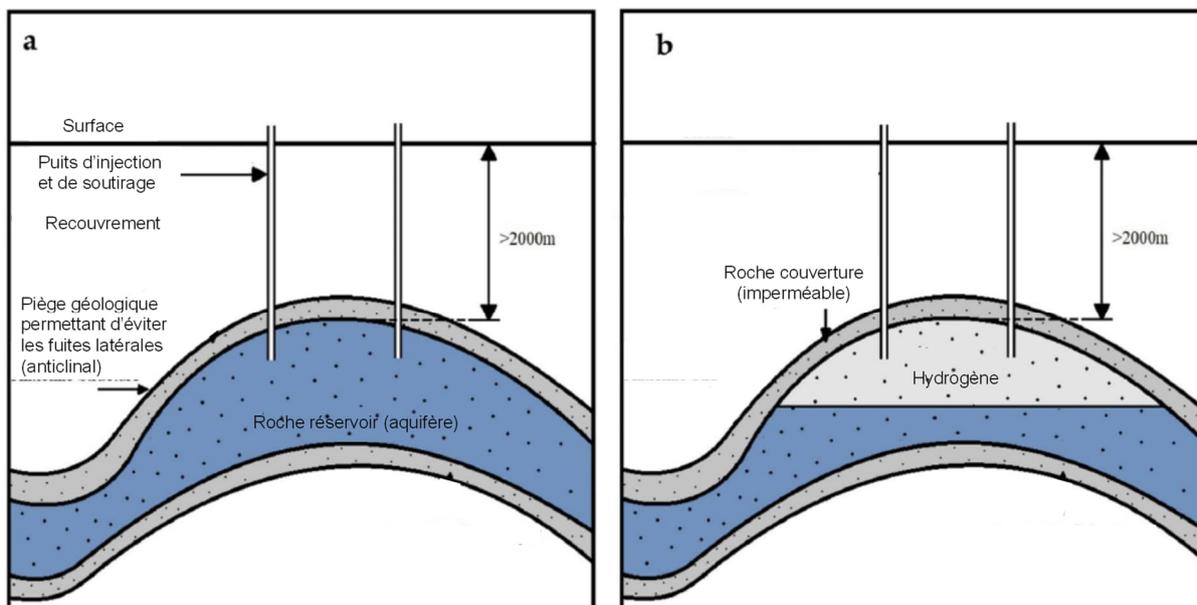


Figure 2 : Schéma de l'aquifère (a) avant l'injection de H_2 et (b) après l'injection de H_2 (Wallace et al., 2021 : [125]).

Lorsque l'hydrogène est injecté dans un aquifère rempli d'eau, en raison de la différence de densité entre le gaz et le liquide, le liquide se déplace vers le bas ou vers les côtés¹⁰. Dans ce cas, la pression de gaz dans les pores de la roche réservoir est augmentée du fait de l'ajout d'hydrogène dans le même volume sans prélèvement de liquide, et par conséquent, l'interface liquide-gaz est également modifiée lors de l'opération d'injection.

Lorsque l'hydrogène est soutiré, du fait du mouvement de l'interface gaz-liquide, le liquide peut également être produit simultanément avec du gaz, ce qui est un inconvénient de l'hydrogène dans les aquifères (Sainz-Garcia et al., 2017 : [98] ; Pfeiffer et al., 2015 : [80] ; Tarkowski, 2019 : [114]). L'idée est de séparer l'hydrogène stocké et l'eau en utilisant d'un autre gaz (gaz coussin¹¹) avec une viscosité et une densité plus élevées comme l'azote par exemple¹². En raison de la gravité, l'hydrogène et le gaz coussin montent jusqu'au sommet du stockage et la différence de densité peut séparer le mélange de gaz. Ainsi, l'hydrogène est en contact avec le gaz au lieu de l'eau et l'efficacité de fonctionnement du stockage est améliorée.

De nombreux phénomènes peuvent affecter le fonctionnement du stockage de l'hydrogène, tels que les fuites le long de failles non détectées, les réactions biochimiques ou les réactions de l'hydrogène avec les minéraux de la roche réservoir.

De plus, les informations cruciales telles que la structure et les propriétés rocheuses des aquifères qui sont nécessaires pour caractériser ces formations souterraines sont rarement disponibles (alors qu'elles le sont dans le cas des réservoirs de gaz et de pétrole déplétés). Par conséquent, des forages de reconnaissance et des études en laboratoire sont nécessaires pour prévenir tout aléa susceptible d'augmenter le coût du stockage.

¹⁰ Un autre phénomène associé au stockage de gaz naturel dans un aquifère salin est que le fluide (gaz) le moins dense s'écoule préférentiellement au sommet du stockage. Ce phénomène de flottabilité est plus sensible pour le stockage de l'hydrogène en raison de la faible densité de l'hydrogène par rapport à l'eau. Ce phénomène est favorisé par de faibles débits d'injection et de grandes perméabilités verticales.

¹¹ Il convient de noter que le gaz coussin est le volume d'un gaz considéré comme ne participant pas à la production. Il subit une compression et une détente alternées lors des cycles d'injection et de soutirage respectivement pour maintenir la pression requise et le taux de délivrabilité (Oldenburg, 2003 : [73]). Le stockage de l'hydrogène dans les formations géologiques poreuses présente un potentiel plus important que le stockage en cavités salines en termes d'emplacements géographiques disponible et de capacité.

¹² Les besoins en gaz coussin pour les aquifères sont généralement plus élevés que ceux pour les réservoirs déplétés, le gaz existant naturellement dans ce type de réservoirs n'étant pas disponible dans le cas des aquifères. En conséquence, la quantité de gaz coussin dans les aquifères pourrait atteindre 80 % de la capacité totale du réservoir, ce qui indique que le gaz stocké ne pourrait occuper que 20 % du volume (Lord et al., 2014 : [66]).

A ce jour, aucun stockage d'hydrogène pur dans les aquifères n'est rapporté dans la littérature. Néanmoins, des projets de stockage de gaz de ville avec une composition d'environ 50 % d'hydrogène et 50 % de méthane sont signalés en Europe comme Engelbostel et Bad Lauchstädt en Allemagne, Lobodice en République tchèque et Beynes en France (Tableau 3, Panfilov et al., 2006 : [76], Kruck et al., 2013 [57]).

Tableau 3 : Stockages d'hydrogène (mélangé avec d'autres gaz) opérationnels en aquifère

Nom de site	H ₂ (%)	Pression /température	Profondeur (m)	Volume (m ³)	Status
Ketzin (Allemagne)	62	Non connues	200 - 250	Non connu	En fonctionnement avec du gaz naturel
Beynes (France)	50	Non connues	430	3,3 10 ⁸	En fonctionnement avec du gaz naturel
Lobodice (République Tchèque)	50	90 bar/34 °C	430	Non connu	En fonctionnement

D'autres sites potentiels sont listés dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Stockages potentiels d'hydrogène en aquifère

Localisation	Propriétés	Critères ayant conduit au choix du site
Ceinture de San Pedro (Espagne) (Sainz-Garcia et al., 2017 : [98])	Porosité = 0.2 Permeabilité = 100 mD	Taux de récupération pour le stockage saisonnier de l'H ₂ produit à partir de l'énergie éolienne
Aquifère Mont-Simon, Ontario, Canada (Lemieux et al., 2019 : [61])	Profondeur = 800 m ; Porosité = 5-15% ; Pression = 76 bar ; Salinité= 100 k-300 k mg/l ; Capacité = 725 million de tonnes de CO ₂	Basé sur une évaluation précédente de CCS (séquestration du CO ₂)
Chabowo T, Pologne (Lewandowska-Smierchalska et al., 2018 : [62])	Non connues	Activité tectonique ; Lithologie des roches de couverture ; Phase d'exploration ; Profondeur ; Volume poreux du réservoir

Parmi les recherches en cours, signalons le projet européen Hystories (<https://hystories.eu/project-hystories/>) qui doit :

- réaliser des développements techniques pour le stockage d'hydrogène pur en milieu poreux (en aquifère ou en gisement déplété) ;
- fournir des informations technico-économiques sur le déploiement du stockage souterrain d'hydrogène dans le système énergétique européen ;
- évaluer la faisabilité technico-économique de la mise en œuvre du stockage de l'hydrogène dans des emplacements particulier, pour permettre une prise de décision éclairée d'un pilote et son déploiement industriel.

2.3 Stockage en gisement déplété

Un réservoir d'hydrocarbures consiste en un piège géologique contenant des hydrocarbures qui est recouvert d'une couche imperméable connue sous le nom de roche couverture (ou caprock). Il peut être considéré comme une partie d'un aquifère où seules des quantités résiduelles d'eau existent dans les pores de la roche qui sont principalement remplis par du pétrole/gaz piégé (Wallace et al., 2021 : [125], Figure 3). Le réservoir est généralement soutenu par un aquifère à partir du fond ou des bords. Les réservoirs d'hydrocarbures déplétés sont les solutions les plus appropriées pour le stockage souterrain de gaz, en raison de leurs structures géologiques bien identifiées (les informations nécessaires sur la formation sont disponibles), de la bonne étanchéité et de l'intégrité de leur roche couverture ainsi que de la préexistence des installations de surface et souterraines nécessaires.

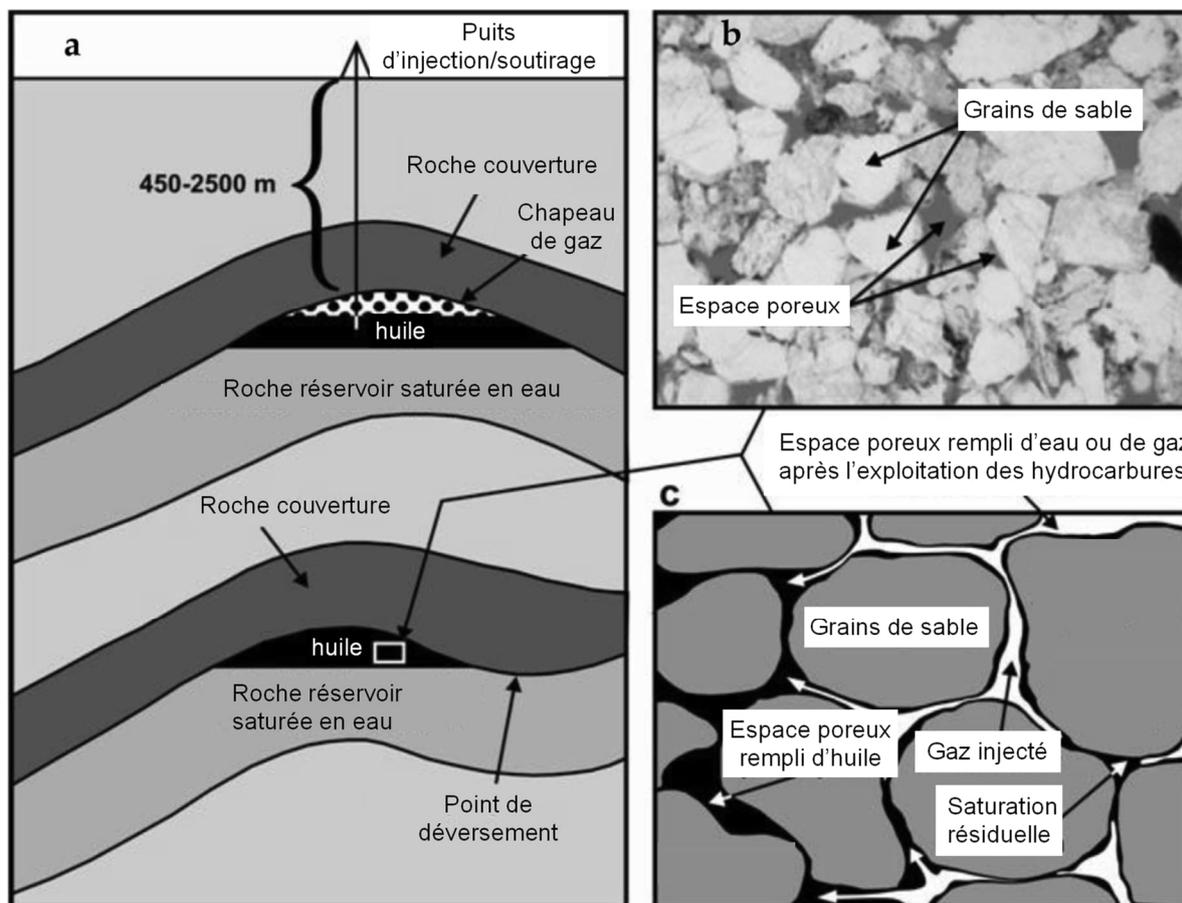


Figure 3 : (a) Etat d'un réservoir d'huile dépleted, (b) Image microscopique des pores du réservoir, (c) l' H_2 prend la place de l'huile contenue initialement dans les pores (Wallace et al., 2021 : [125]).

La présence du gaz restant, dans un réservoir de gaz dépleted, représente un avantage car il peut jouer le rôle de gaz coussin¹³. Toutefois, cela peut être considéré comme un inconvénient si le gaz restant est capable de réduire la pureté de l'hydrogène. Lors de la planification et de la conception des installations nécessaires à l'exploitation du stockage souterrain de gaz (qu'il s'agisse ou non d'hydrogène) dans un gisement de gaz dépleted, il est important d'arrêter l'extraction de gaz à un moment optimal pour permettre de conserver une quantité suffisante de gaz coussin. Cela permet remplir la cavité de gaz en un temps plus court et à moindre coût.

Les eaux de formation (eaux présentes initialement dans les formations géologiques) qui ont envahi le gisement de gaz après l'arrêt de son exploitation sont expulsées progressivement au cours des premières années d'exploitation du stockage. La pression maximale dans le réservoir fini par dépasser la pression du réservoir d'origine, ce qui va de pair avec la quantité de gaz stocké (Tarkowski, 2019 : [114]).

La conversion d'un gisement pétrolier dépleted en un site de stockage d'hydrogène nécessite une étude approfondie. En effet, lorsqu'il y a de l'huile résiduelle dans le réservoir, la possibilité de réactions chimiques et de conversion de l'hydrogène en méthane, par exemple, est augmentée. Des interactions entre l'huile et l'hydrogène sont également possibles à l'interface hydrogène-huile, ce qui entraîne une réduction de la pureté de l'hydrogène. De plus, la dissolution de l'hydrogène dans l'huile restante peut entraîner une perte d'hydrogène.

¹³ Dans un réservoir de gaz dépleted, différents gaz comme le méthane et l'azote ont été suggérés pour le gaz coussin. L'azote est plus efficace car plus dense que le méthane mais il limite à 50-80% la production d'hydrogène les premières années (Pfeiffer et al., 2015 : [80]). Le dioxyde de carbone est également recommandé comme gaz coussin (Oldenburg et al., 2003 : [73]), car dans les conditions du réservoir, le dioxyde de carbone est très dense par rapport à l'hydrogène et la ségrégation de densité serait relativement forte. Toutefois, il faut faire attention à la réactivité de l'hydrogène avec le CO_2 (méthanisation).

Le Tableau 5 montre les stockages opérationnels et le Tableau 6 les sites potentiels.

Tableau 5 : Stockages d'hydrogène (mélangé avec d'autres gaz) opérationnels en gisement de gaz déplété

Field/project name	H ₂ (%)	Pression / température	Profondeur (m)	Volume (m ³)	Status
Diadema (Argentine)	10	10 bar/50 °C	600	Non connu	Non connu
Projet "Underground Sun Storage" (Autriche)	10	78 bar/40 °C	1000	Non connu	En fonctionnement

Tableau 6 : Stockages potentiels d'hydrogène en gisement déplété

Localisation	Type de stockage	Propriétés	Critères ayant conduit au choix du site
Installation de stockage de gaz brut, Angleterre (Amid et al., 2016 : [2])	Réservoir de gaz déplété	Capacité= 48 million m ³ Porosité = 0,2 Perméabilité = 75 mD Profondeur = 2743 m	Stabilité chimique Consommation biologique Fuite Condition de fonctionnement
Midland Valley, Angleterre (Heinemann et al., 2018 : [46])	Réservoir d'huile	Perméabilité = 60 - 80 mD Epaisseur = 100 - 1000 m	Incertitude géologique Capacité de stockage
Przemysl, Pologne (Lewandowska-Smierchalska et al., 2018 : [62])	Champ de gaz naturel	Non connues	Lithologie des roches de couverture Activité tectonique Forme du dépôt Volume poreux du réservoir Profondeur Phase d'exploration
Rhaetian, Schleswing-Holstein, Allemagne (Pfeiffer et al., 2015 : [80])	Réservoir de gaz	Porosité = 13 - 33% Perméabilité = 2 - 572 mD Profondeur= 460 - 490 m Epaisseur = 5 - 30 m	Faisabilité du stockage d'H ₂ dans le réservoir de gaz naturel éprouvé Performances du stockage (délivrabilité)

2.4 Autres types de stockages souterrains

D'autres solutions de stockage pourraient devenir nécessaires si les trois types de stockage décrits précédemment ne sont pas disponibles. Dans certaines régions du monde, la géologie est dominée par le charbon, le schiste et les roches ignées et métamorphiques. En raison de la demande constante de gaz naturel dans ces régions, des options de stockage alternatives dans des anciennes mines, des cavités minées spécifiquement en roche dure ont été mises en œuvre. Ces solutions alternatives ne semblent pas avoir été beaucoup mises en œuvre ou même envisagées pour l'instant dans le cas de l'H₂.

2.4.1 Stockage dans des mines de charbon abandonnées

Les sites dans lesquels des ressources naturelles telles que le charbon étaient auparavant exploitées peuvent, sous certaines conditions, être convertis en stockages de gaz si les travaux souterrains s'effectuent dans un type de roche très homogène, étanche et stable (Crotogino et al., 2018 : [24]). Ce type de stockage a été envisagé pour stocker du CO₂ ou du CH₄ (Jalili et al., 2019 : [51]). La quantité de gaz naturel pouvant être stockée dans une mine de charbon est déterminée par le taux d'adsorption du charbon non extrait ainsi que par le volume extrait. L'histoire minière et la géologie sont déterminantes pour qu'une ancienne mine de charbon puisse être convertie en un stockage de gaz. La veine de charbon exploitée de l'ancienne mine doit notamment être protégée par une couche imperméable pour réussir le piégeage des gaz (qui bloquera la remontée du gaz stocké vers la surface). La pression à laquelle la mine peut fonctionner est déterminée par la géologie et la pression hydrostatique environnante (Lord, 2009 : [65]). Trois cas ont été recensés dans le monde. Deux d'entre

eux se trouvent en Belgique (mines de charbon désaffectées de Péronnes et d'Anderlus¹⁴) et l'autre aux États-Unis (mine de charbon désaffectée de Leyden¹⁵, Ridge, 1998 : [95] ; Piessens et Dusar, 2004 : [84]). Ces trois stockages sont maintenant hors service (Lord, 2009 : [65]). Néanmoins, les mines de charbon abandonnées sont toujours envisagées en tant qu'option alternative pour stocker des volumes importants de gaz (Ridge, 1998 : [95]).

2.4.2 Cavités minées

Il s'agit de chambres artificielles spécifiquement creusées pour le stockage du gaz au sein de dépôts sédimentaires ou dans des roches dures métamorphiques ou ignées. Ces cavités sont généralement recouvertes de revêtements en acier ou en plastique polypropylène (Lord et al., 2014 : [66] ; Lemieux et al., 2019 : [61]). Utilisant les pressions hydrostatiques des eaux souterraines ou des rideaux d'eau, le revêtement conçu fonctionne comme une couche imperméable qui facilite le confinement total du gaz stocké. Les conditions suivantes doivent être remplies pour assurer l'étanchéité du revêtement. Celui-ci : (i) doit être étanche aux gaz et résistant aux produits chimiques, (ii) n'est pas conçu pour supporter la charge, et (iii) résiste aux petites déformations élastiques ou plastiques qui peuvent se produire à la surface de la roche hôte (Sofregaz US Inc, 1999 : [109] ; Glamheden et Curtis, 2006 : [36]). Un système de drainage des eaux souterraines peut être installé autour de la périphérie de la caverne pour atténuer la pression hydrostatique contre le revêtement (Sofregaz US Inc, 1999 : [109]).

Ce nouveau système de stockage a été utilisé pour stocker du gaz naturel dans des roches dures revêtues¹⁶ (projet Skallen, Suède) (Lemieux et al., 2019 : [61]). Ces études ont montré qu'il est possible de stocker du gaz naturel en cavité minée. Il est à présent envisagé d'y stocker également de l'H₂ si les stockages présentés précédemment ne sont pas disponibles (Lemieux et al., 2019 : [61]).

Une autre alternative est de proposer un stockage en cavité minée de gaz injecté sous forme cryogénique (GNL). Avec cette technologie, le gaz est refroidi à une température spécifique avant d'être stocké. Le refroidissement du gaz se traduit par un volume de stockage moindre. Il est rapporté que le gaz refroidi à -40°C nécessitera moins d'espace de stockage car le volume est réduit de 50% (Lord, 2009 : [65]). Les cavités réfrigérées n'étant pas revêtues, la roche ignée et métamorphique est préférée. Toutefois, la roche hôte ne doit pas être fracturée à proximité du stockage (Freeway, 1998 : [35]).

Un minimum de gaz coussin est nécessaire pour maintenir la pression du gaz stocké et éviter l'arrivée d'eau dans le stockage. Cette pression ne doit pas être supérieure à la pression hydrostatique (Freeway, 1998 : [35]).

Un projet en cours en France « H₂ Hub Airport » (<https://www.chooseparisregion.org/calls-for-applications/h2-hub-airport>) inclut la réalisation d'un stockage d'H₂ en cavité minée (opération coordonnée par GEOSTOCK).

¹⁴ L'exploitation d'Anderlus a débuté de 1857 à 1969 et était capable de stocker environ 180 Mm³ de CH₄ en fonction du volume du réservoir, alors que la mine de Péronnes, qui a duré de 1860 à 1969, n'était capable de stocker que 120 Mm³ de CH₄. Cependant, le mécanisme de stockage se fait par adsorption de CH₄ à la surface du charbon dans ses structures microporeuses (Lord, 2009 : [65]).

¹⁵ La formation minière de Leyden dans le Colorado est constituée d'un aquifère sous-jacent protégé par une argile imperméable de 20 mètres d'épaisseur. Des couches alternées de béton et de gravier ont été utilisées pour sceller les puits abandonnés. Le stockage visait à fournir du gaz à la région de Denver pendant les périodes de forte demande (plus de 100 cyclage par an). Il a démarré à la fin des années 1950 et environ 750 Mm³ ont été stockés (Ridge, 1998 : [95]).

¹⁶ Il existerait également d'après Lemieux et al. (2019) un cas de stockage d'H₂ en cavité minée non revêtues (projet Haje, République tchèque). Nous n'avons pu préciser dans ce cas comment les opérateurs ont su éviter les fuites d'H₂ en dehors de la cavité.

2.4.3 Choix du type de stockage selon l'utilisation prévue de l'hydrogène

Selon son utilisation ultérieure, un mélange constitué d'hydrogène et de différents gaz (tels que le dioxyde de carbone, le monoxyde de carbone, le méthane et l'azote) peut être stocké à la place de l'hydrogène pur (Tableau 7).

Tableau 7 : Sites de stockage et applications énergétiques pratiques en fonction de la composition du flux injecté (pourcentage d'hydrogène dans le mélange gazeux)

Gaz	Conversion	Applications	Choix de type de stockage
Hydrogène pur	Réservoirs de carburant	Électricité et véhicules	Cavités salines ¹⁷
Gaz naturel pauvre en H ₂ (6 - 15 %)	« Power to gas » ¹⁸	Turbines à gaz ou pour injection dans un gazoduc	Réservoirs de gaz déplétés
Mélange riche en H ₂ (20-40 %) avec CO, CH ₄ et CO ₂ (gaz de synthèse ou gaz de ville)	« Power to gas » to power	L'électricité, par conversion thermomécanique dans les turbines à gaz et comme combustible (dans le cas du gaz de ville) pour l'éclairage et le chauffage sans aucune conversion	Aquifères, réservoirs de gaz déplétés, ou cavités salines
Un mélange d'H ₂ et de CO ₂	« Power to gas »	Carburant et électricité	Aquifères ou réservoirs de gaz déplétés

¹⁷ La perméabilité très faible du sel ne permet pas la migration de substances susceptibles de dégrader la pureté de l'H₂. Celle-ci pourrait être impactée toutefois par la présence de la saumure dans la cavité (ou de résidus de produit stocké antérieurement). L'H₂ pourrait également interagir avec des couches d'insolubles présentes en paroi de cavité (§ 4.3.2).

¹⁸ Ce procédé convertit en effet l'hydrogène généré par les excédents des énergies renouvelables en gaz injectable dans les réseaux de distribution.

3 Spécificités d'un stockage d'hydrogène

3.1 Physique des écoulements de l'hydrogène en milieux poreux et activités hydrodynamiques (interactions roche-fluide et fluide-fluide)

Les modèles d'écoulement permettant de prédire le comportement d'un stockage d'hydrogène reposent sur des données propres à l'hydrogène mais également sur des interactions de l'hydrogène avec les autres fluides présents ou avec la roche (perméabilité relative, pression capillaire, tension interfaciale et données d'angle de contact). Si ces données existent pour le gaz naturel, elles sont mal connues pour l'hydrogène que ce soit pour les mélanges eau-hydrogène (pour le stockage en aquifère) ou pour les mélanges hydrocarbure-hydrogène (dans le cas du stockage d'hydrogène dans des réservoirs de pétrole déplétés). En l'absence de données, les modélisateurs utilisent généralement les équations de Corey pour estimer les données de perméabilité relative et de pression capillaire (Pfeiffer et al., 2015 : [80] ; Hagemann et al., 2015 : [41] ; Hagemann et al., 2016 : [42]) même si elles ne sont pas toujours bien adaptées.

Récemment, Yekta et al. (2018 : [129]) ont mené une série d'essais à partir de carottes de grès (porosité = 19,5 % et perméabilité = 44 mD). Ils ont notamment mesuré la pression capillaire en utilisant la méthode d'injection de mercure. La tension interfaciale entre l'eau et l'hydrogène a également été calculée à l'aide d'une méthode indirecte (0,051 N/m à 55 bar, 20°C ; 0,046 N/m à 100 bar, 45°C). Ces valeurs sont moins fortes que celles rapportées entre l'eau et le méthane à savoir : 0,065 N/m à 55 bar, 20°C (Yasuda et al., 2016 : [128] ; Schmidt et al., 2007 : [100]). De plus, en termes de données d'angle de contact, il est rapporté que la valeur de « $\cos \theta$ » pour le système hydrogène-eau dans les conditions expérimentales mentionnées (55 bar, 20°C et 100 bar, 45°C) est respectivement de 0,93 et 0,82 (Yekta et al., 2018 : [129]).

Une fois l'injection d'hydrogène commencée dans un aquifère ou dans un réservoir déplété, l'hydrogène remplace l'eau préexistante (dans l'aquifère) ou l'hydrocarbure (dans le réservoir de pétrole ou de gaz déplété) et reste au sommet de la formation du réservoir en contact avec le caprock (par séparation gravitaire). Dans cette condition, la pression capillaire seuil joue un rôle important car c'est un critère d'évaluation de l'intégrité de la couverture. La pression seuil (pression capillaire d'entrée) est définie comme la pression à laquelle l'hydrogène peut pénétrer dans le plus grand pore disponible dans la roche et généralement, elle est décrite par l'équation. (5) :

$$P_{C_{\text{seuil}}} = 2\sigma \cos \theta / r \quad (5)$$

où $P_{C_{\text{seuil}}}$ est la pression capillaire seuil (Pa), σ est la tension interfaciale (N/m), θ est l'angle de contact et r est le rayon (m) du plus grand pore (Chatzis et al., 1984 : [18]).

Pour un rayon de pore r spécifique, la tension interfaciale σ et l'angle de contact θ ¹⁹ sont deux paramètres critiques qui contrôlent la pression de seuil. Du fait de la réduction de la tension interfaciale du système hydrogène-eau par rapport au système méthane-eau, la pression de seuil et le risque de fuite à travers la roche de couverture augmente. Par conséquent, dans une opération de stockage d'hydrogène, l'intégrité de la roche de couverture doit être étudiée et la possibilité de fuite à la surface doit être évaluée.

En plus de la pression de seuil capillaire, deux effets physiques, qui sont la digitation (liée à la faible viscosité de l'hydrogène) et la ségrégation par gravité (liée à la faible densité de l'hydrogène), ont également retenu l'attention :

- La digitation d'hydrogène (« fingering ») a été étudiée expérimentalement par Paterson (1983 : [78]). Les résultats ont montré que la digitation pouvait être une source de pertes, qui est principalement contrôlée par le débit d'injection de gaz. La digitation est liée aux contrastes de viscosité, de densité et de tension superficielle. On observe que les digitations (instabilité d'interface) ont tendance à s'étendre perpendiculairement à la direction principale de l'écoulement. Il a été observé que le nombre de doigts se propageant à travers le fluide très visqueux (l'eau dans notre cas) est réduit à mesure que la digitation se propage plus loin dans le milieu visqueux. Cela est dû à un phénomène appelé blindage (« shielding ») (Ho et al.,

¹⁹ Les données disponibles pour θ sont limitées dans la littérature pour les systèmes hydrogène/eau/roche, cependant, les valeurs de θ sont proches pour les systèmes gaz-eau, quel que soit le type de gaz, c'est-à-dire CO₂, H₂, etc.

2006 : [48]). Au cours du processus de digitation du gaz, la zone de contact entre l'hydrogène injecté et la roche et le fluide du réservoir devient plus grande. En conséquence, le risque de dissolution de l'hydrogène dans l'eau par l'effet de la diffusion des gaz augmente, et l'interaction de l'hydrogène avec une roche peut également être plus élevée ;

- **La ségrégation gravitationnelle** : la présence de deux fluides avec des différences de densité élevée peut affecter la distribution des fluides dans les milieux poreux. La densité de l'hydrogène par rapport à l'eau ou aux hydrocarbures est relativement faible (Tableau A1 de l'annexe A) et il peut se former un panache d'H₂ au sommet du réservoir. D'autre part, le débit d'injection élevé provoque un front instable et modifie la frontière entre le fluide préexistant et l'hydrogène. Comme expliqué précédemment, le taux d'injection joue un rôle important et doit être discuté. Un nombre sans dimension est utilisé pour analyser l'écoulement qui se définit comme le rapport de la force visqueuse à la force de tension superficielle ou interfaciale dans les milieux poreux (Zivar et al., 2019 : [132] ; Rezk et al., 2019 : [94]) :

$$Nc = q \mu / \sigma \quad (6)$$

où Nc est le nombre capillaire (sans dimension), q est la vitesse de Darcy (m/s), μ est la viscosité du fluide de déplacement (Pa.s) et σ est la tension interfaciale (N/m).

Une comparaison des forces visqueuses et capillaires pour des stockages d'hydrogène et de méthane a été réalisée. Pour un même débit d'injection de gaz (même vitesse de Darcy), la viscosité de l'hydrogène étant inférieure à celle du méthane, cela conduit à une moindre efficacité de balayage (« less sweep efficiency »). Cela signifie qu'un moindre volume d'eau peut être balayé par l'hydrogène, ce qui réduit l'espace disponible pour le stockage est. D'autre part, le fait que la tension interfaciale eau/hydrogène soit plus faible, induit une diminution du piégeage capillaire, ce qui facilite le soutirage de l'hydrogène.

Les courbes de perméabilité relative et de pression capillaire pour un système hydrogène-eau sont rapportées par Yekta et al. (2018 : [129]) et présentées Figure 4. Les valeurs de perméabilité relative à l'hydrogène sont relativement faibles. La courbe de pression capillaire montre que la pression minimale pour faire entrer l'hydrogène dans le plus grand pore est relativement faible.

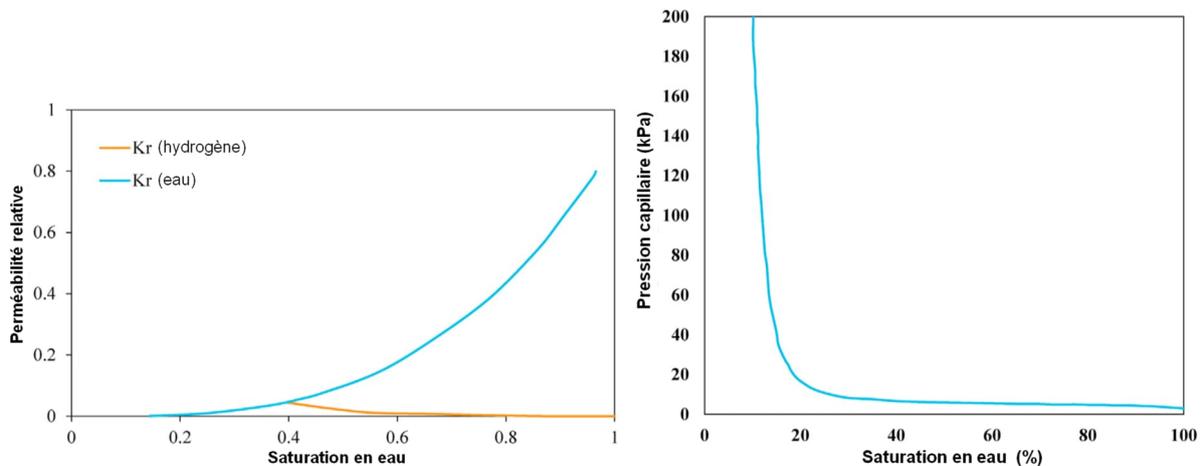


Figure 4 : Perméabilité relative et pression capillaire du système hydrogène-eau (Yekta et al., 2018 : [129])

La perméabilité relative peut expliquer la réduction de l'efficacité du stockage souterrain d'hydrogène et d'augmentation des pertes d'hydrogène. Lorsque l'hydrogène (phase non mouillante) est injecté dans la formation, la saturation en gaz augmente dans le réservoir, ce qui est connu sous le nom de processus de drainage, suivi plus tard d'un processus d'imbibition pendant l'étape de soutirage qui conduit à une réduction de la saturation en gaz. La mobilité de l'hydrogène (lié à la variation spatiale de la perméabilité relative au gaz qui est fonction de la saturation en gaz) lors des étapes de drainage et d'imbibition n'est pas la même en raison de la présence de l'hydrogène dans le réservoir. La quantité de gaz dans les pores du réservoir pourra être augmenté en augmentant le nombre de cycles d'injection/soutirage, conduisant à des valeurs de perméabilité relative au gaz plus fortes au cours des cycles suivants.

La Figure 5 montre que la valeur de la pression capillaire dépend du chemin suivi (Raeesi et al., 2014 : [92]) les valeurs étant différentes dans les processus de drainage (injection d'hydrogène) et d'imbibition

(soutirage d'hydrogène). Étant donné que l'opération de stockage d'hydrogène est cyclique, l'hystérésis capillaire doit être prise en compte dans les modélisations réalisées lors du dimensionnement du stockage.

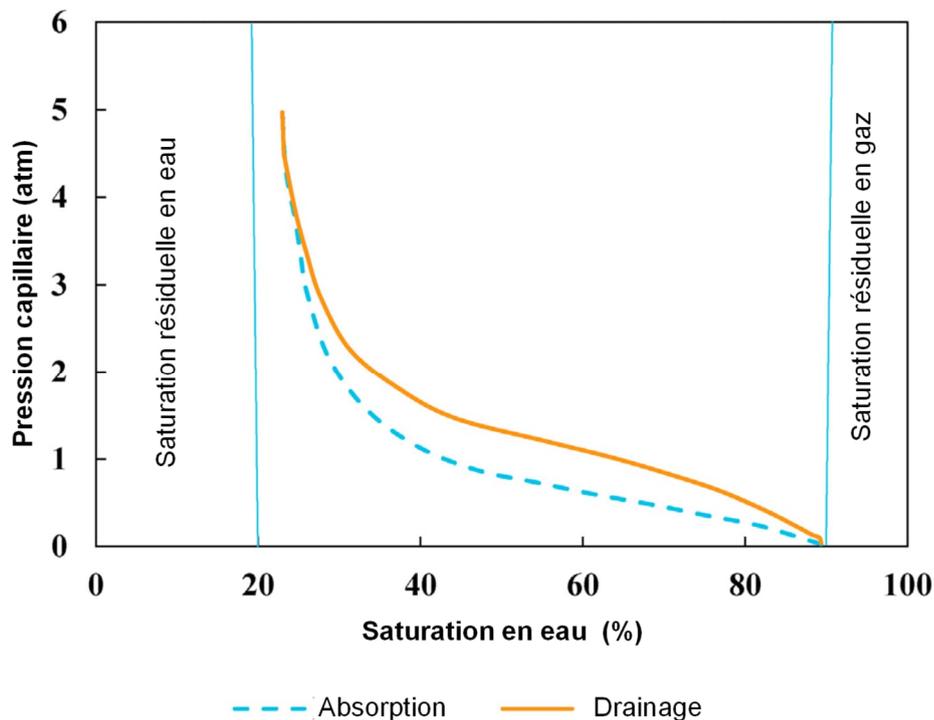


Figure 5 : Schéma de l'hystérésis capillaire (Carden et al., 1979 : [15])

3.2 Optimisation des stratégies d'injection-soutirage

En fonction du marché, un stockage souterrain d'hydrogène a un fonctionnement cyclique avec une alternance de période d'injection, de soutirage et de maintien à pression constante du réservoir. Plusieurs intervalles de temps pour l'injection et le soutirage sont possibles selon les besoins énergétiques en période hivernale et estivale (Foh et al., 1979 : [34]).

L'emploi des puits utilisés précédemment dans le cas de stockages souterrains de gaz naturel n'est pas recommandé pour un stockage d'hydrogène. En effet, les matériaux du tubage du puits de forage doivent être compatibles avec l'hydrogène et résister en toute sécurité à une plage de pression de 70 à 140 bar.

En comparaison du gaz naturel, le débit d'injection d'hydrogène doit être plus élevé pour réduire la diffusion dans les milieux poreux en raison de sa moindre viscosité et de sa grande mobilité. En effet, un faible débit d'injection donne plus de temps à l'hydrogène pour se diffuser, se dissoudre et pour être piégé quelque part dans le réservoir²⁰. Toutefois, l'injection à trop fort débit provoque des remontées de gaz et des étalements latéraux.

Il apparaît donc nécessaire d'optimiser le débit d'injection et de soutirage en fonction de la pression lithostatique, de la pression d'entrée capillaire et de la pression de fracturation (Katarzyna et al., 2020 : [54] ; Pfeiffer et al., 2015 : [80]). Ainsi, pour ralentir la montée du gaz (phénomène lié à la flottabilité) et également pour réduire l'étendue de la propagation latérale de l'hydrogène, une méthodologie a été proposée (Panfilov, 2016 : [77]). Elle nécessite l'utilisation de deux puits distincts pour l'injection et le soutirage, le gaz étant injecté dans le fond du réservoir et soutiré depuis le haut du réservoir.

Pour diminuer le niveau de pression dans le réservoir et donc améliorer l'injectivité pendant le processus de stockage, Panfilov (2016 : [77]) a également suggéré d'inclure une période d'arrêt pendant le remplissage initial qui conduit à l'amélioration des performances de stockage.

²⁰ Un puits de forage de plus grand diamètre pourrait atténuer ces problème d'après Foh et al. (1979 : [34]).

Le soutirage à des débits élevés peut donner lieu à un mélange du gaz avec les autres gaz présents ou avec l'eau, ce qui nécessite ensuite un traitement supplémentaire. Cependant, on observe que la quantité de production d'eau indésirable diminue à chaque cycle. Il est souhaitable d'optimiser le taux de soutirage pour chaque cycle afin de maximiser la production d'hydrogène et de minimiser la production d'eau²¹.

Une configuration appropriée du puits d'extraction peut améliorer l'efficacité du prélèvement et prévenir d'autres problèmes tels que l'apparition d'un cône d'eau (« water-coning »)²² en particulier dans les aquifères. Le phénomène de cône d'eau se produit lorsque l'eau remplace le gaz et traverse le puits de production en raison de la prédominance de la force visqueuse sur la force de gravité dans le réservoir qui se produit au-dessus d'un taux d'extraction critique.

Sainz-Garcia et al. (2017 : [98]) ont exploré l'effet de différentes configurations de puits d'extraction ou de soutirage en mettant en œuvre trois puits de soutirage à différents endroits : W1 : puits vertical d'injection et d'extraction ; W2 : puits de soutirage horizontal de 40 m de longueur situé 10 m sous le caprock à 60 m du puits d'injection W1 ; W3 : 2 puits de soutirage verticaux de 20 m situés sous le caprock à 150 m de part et d'autre du puits W2. Les résultats ont été évalués en fonction de la quantité d'hydrogène soutiré à chaque cycle annuellement (Figure 6) :

- on constate tout d'abord que la production d'hydrogène augmente chaque année quelle que soit la stratégie de soutirage ;
- dans les cas des puits W2 et W3, le pourcentage de récupération d'hydrogène est important même après un seul cycle d'injection/production. Dans le cas du puits W1, la formation d'un cône d'eau a gêné le soutirage d'hydrogène ;
- le puits W3 affiche systématiquement les meilleures performances. Ainsi, la mise en place de plusieurs puits d'extraction situés sous la roche couverture (en partie haute de l'ouvrage réservoir) peut permettre de récupérer une quantité importante d'hydrogène et également de diminuer l'effet lié à la formation d'un cône d'eau.

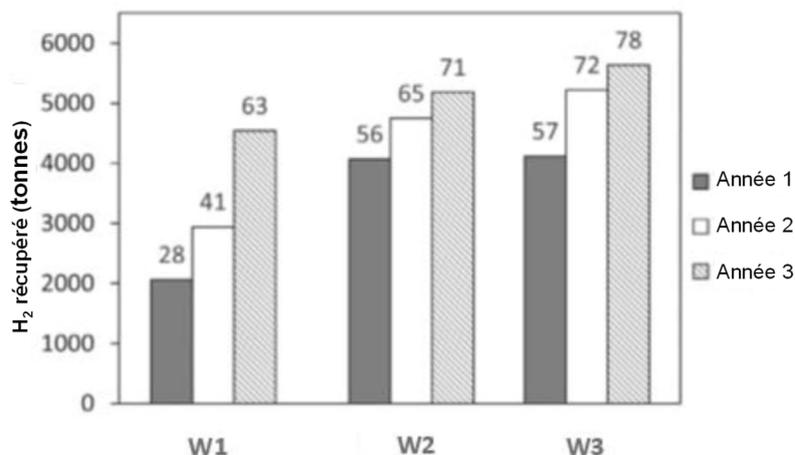


Figure 6 : Quantité d'hydrogène produit chaque année à partir des différents puits d'extraction. et pourcentage de récupération (H_2 produit / H_2 injecté) (Sainz-Garcia et al., 2017 : [98])

Katarzyna et Radosław (2019 : [54]) ont réalisé une étude similaire en optimisant le débit de soutirage pour maximiser la quantité d'hydrogène récupéré et minimiser la quantité d'eau produite. Ils ont également constaté l'impact d'autres paramètres comme la durée de l'injection ou de la période d'inactivité après injection.

²¹ La saturation des fluides change au cours de chaque cycle de stockage et de retrait, de sorte qu'une modélisation de l'écoulement est recommandée pour chaque cycle. Le comportement de l'écoulement dépend de la viscosité et de la densité des fluides, ainsi que de la direction de l'écoulement, ce qui affecte l'efficacité du stockage de l'hydrogène (Feldmann et al., 2016 : [33] ; Hagemann et al., 2015 : [41] ; Sainz-Garcia et al., 2016 : [97] ; Pfeiffer et al., 2016 : [81]). Le déséquilibre entre les forces actives dans le réservoir ainsi qu'un taux d'injection élevé peuvent entraîner une digitation et impacter les diverses pertes d'hydrogène (à savoir, les pertes dues à la saturation résiduelle en gaz et à la dissolution dans l'eau résiduelle présentes dans les pores (https://en.wikipedia.org/wiki/Connate_fluids), les pertes par diffusion et dissolution, les pertes par pompage) qui peuvent être contrôlées par un taux d'injection approprié et le choix d'un réservoir à faible hétérogénéité. Il a également été rapporté que des structures à fort pendage et des formations épaisses aideraient à inhiber la digitation (Coats et al., 1967 : [20]).

²² Ce phénomène induit une déformation locale de l'interface eau-huile pour prendre une forme grossièrement conique.

3.3 Activités microbiennes et géochimiques induites

L'hydrogène est considéré comme un donneur d'électrons ce qui en fait une source d'énergie pour les microorganismes (Liebscher et al., 2016 : [63] ; Reitenbach et al., 2015 : [93] ; Gregory et al., 2019 : [37]). Généralement, deux processus contribuent à la consommation et/ou à la génération d'hydrogène dans le sous-sol, qui sont soit abiotique, soit biotique (Gregory et al., 2019 : [37] ; Panfilov, 2016 : [77]). Les composants abiotiques sont des composants non vivants tels que l'eau, les minéraux rocheux et les gaz. Les composants biotiques sont des composants vivants tel que des bactéries (Chapin et al., 2011 : [19]). La température de fonctionnement nécessaire à un processus abiotique est élevée (jusqu'à 600°C). Elle est plus faible pour un processus biotique et reste proche des températures typiques régnant dans les sites de stockage.

La génération d'hydrogène pendant son stockage n'a pas été rapportée dans la littérature. Elle pourrait survenir en présence d'azote (lorsque ce gaz est utilisé comme gaz coussin), suite à la formation de nitrogénases²³ (Shafaat et al., 2013 : [107]). Au cours de ce processus, 1 mole d'hydrogène et 2 moles d'ammoniac sont générées suite à la consommation de 1 mole d'azote (Gregory et al., 2019 : [37]).

Comme mentionné précédemment, le processus abiotique se produit à haute température, ce qui n'est pas applicable dans les sites de stockage, mais une méthanisation (conversion de l'hydrogène en méthane) à faible température (50°C) a été rapportée à Chimaera en Turquie (Etiope et al., 2011 : [31]).

Le piégeage de l'hydrogène par les minéraux argileux a également été rapporté dans la littérature (dans le cas de projets de stockage d'hydrogène en milieu poreux). La présence de composants argileux, tels que l'illite, la chlorite et la kaolinite, dans la roche peut provoquer un piégeage et compliquer le processus de stockage (Truche et al., 2018 : [123]).

Plusieurs processus biotiques sont également connus pour consommer de l'hydrogène, qui sont nommés : la méthanogenèse, l'acétogenèse, la réduction des sulfates et la réduction du fer (III) :

- La méthanogenèse se produit en présence de micro-organismes archées²⁴ et de CO₂ en présence de conditions optimales de pression de 90 bars et de température de 30-40°C en sous-sol (Panfilov, 2016 : [77]). Cependant, l'activité des archées a été observée à des températures plus élevées. La réaction de méthanogenèse est présentée ci-dessous (Hemme et al., 2018 : [47] ; Hagemann, 2017 : [43] ; Panfilov, 2016 : [77] ; Thauer et al., 1979 : [118] ; Pichler, 2013 : [83]) :

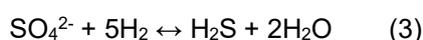


Un exemple bien connu de conversion d'hydrogène en méthane due à la méthanogenèse est le projet de stockage de gaz de ville de Lobodice (République Tchèque), où une quantité importante d'hydrogène a été convertie en méthane (Amigan et al., 1990 : [3]).

- Dans le processus d'acétogenèse, l'acétate peut être converti en acide acétique sur la base de la réaction suivante (Gregory et al., 2019 : [37] ; Hagemann, 2017 : [43] ; Panfilov, 2016 : [77] ; Pichler, 2013 : [83] ; Ryan et al., 2005 : [96]) :



- Les bactéries sulfato-réductrices (SRB) sont des micro-organismes qui consomment de l'hydrogène et produisent du sulfure d'hydrogène dans les réservoirs d'hydrocarbures souterrains. La température optimale pour cette réaction est d'environ 38°C (Bernardez et al., 2013 : [10]) mais elle est possible à des températures plus élevées, jusqu'à 110°C (Jorgensen et al., 1992 : [52] ; Machel, 2001 : [68]). L'activité de ces bactéries peut survenir dans les réservoirs d'hydrocarbures, où de l'eau incompatible est injectée dans la formation (Cavallaro et al., 2005 : [16] ; Ligthelm et al. 1991 : [64]). Ce processus de consommation d'hydrogène en présence d'ion sulfate conduisant à la génération de H₂S est donné par la réaction suivante (Liebscher et al., 2016 : [63] ; Hemme et al., 2018 : [47] ; Reitenbach et al., 2015 : [93] ; Gregory et al., 2019 : [37] ; Hagemann, 2017 : [43] ; Panfilov, 2016 : [77] ; Pichler, 2013 : [83] ; Baumgartner et al., 2006 : [6]) :



²³ <https://www.aquaportail.com/definition-1035-nitrogenase.html>

²⁴ Encore appelées archéobactéries (<https://fr.wikipedia.org/wiki/Archaea>).

Les bactéries sulfato-réductrices sont des bactéries anaérobies et adaptables, qui pourraient causer une corrosion des installations d'injection et/ou de production en raison de la génération de sulfure d'hydrogène (H₂S). En plus des inconvénients de la production de H₂S, la génération d'eau pourrait être un autre inconvénient car elle peut augmenter la saturation en eau, ce qui entraîne une diminution de l'espace disponible pour le stockage de l'hydrogène.

- Les bactéries réductrices de fer (IRB) entraînent également une consommation d'hydrogène dans les réservoirs souterrains. Le Fe₂O₃ est le composant qui réagit avec l'hydrogène dans ce processus. Il est présenté dans la réaction suivante (Gregory et al., 2019 : [37] ; Hagemann, 2017 : [43] ; Panfilov, 2016 : [77] ; Pichler, 2013 : [83] ; Porsch et al., 2009 : [88]) :



Comme on peut le déduire de la réaction, l'IRB réagit avec les minéraux de la roche et peut générer de l'eau massivement. En plus des réactions mentionnées ci-dessus, il est également susceptible d'avoir des réactions dans les sites de stockage souterrains entre les fluides occupants et les minéraux rocheux conduisant à la précipitation et/ou à la dissolution des minéraux. Le taux de précipitation et/ou de dissolution des minéraux dépend de la pression, de la température et des minéraux, ions et bactéries pré-existants.

Si une précipitation minérale et/ou une dissolution se produisent, la porosité et la perméabilité de la roche peuvent changer (Shabani et al., 2020 : [106]). La précipitation et/ou la dissolution des minéraux sont possibles à la fois dans la roche couverture et dans les roches réservoirs. Lorsque le taux de précipitation est supérieur au taux de dissolution, l'intégrité de la roche couverture peut rester intacte, bien que la porosité et la perméabilité (en particulier dans la zone proche du puits de forage) puissent être réduites, ce qui entraîne à son tour une réduction de l'efficacité ultime des opérations d'injection et de soutirage. Dans le cas d'un taux de précipitation inférieur au taux de dissolution, l'intégrité de la roche de couverture peut être compromise et, par conséquent, le risque de perte et de fuite d'hydrogène est accru. L'efficacité des opérations d'injection et de soutirage pourrait par contre être augmenté.

3.4 Points de comparaison avec les stockages d'autres types de gaz (CO₂, gaz naturel)

3.4.1 Séquestration du CO₂ (stockage en milieu poreux)

Le stockage du CO₂ est destiné à être un stockage à long terme et permanent connu sous le nom de « séquestration du CO₂ ». L'objectif majeur du stockage du CO₂ étant son évitement dans l'atmosphère, l'opération de stockage n'est pas cyclique (pas de soutirage).

Dans le cas du stockage du CO₂, le risque de corrosion des installations de fond de puits est plus élevé que dans le cas de l'H₂, ce qui peut augmenter la possibilité de fuite. Par ailleurs, le CO₂ réagit souvent avec la roche et les fluides in situ, favorisant ainsi la dissolution des minéraux de couverture, ce qui augmente à nouveau le risque de fuite (Ajayi et al., 2019 : [1] ; Belhaj et al., 2017 : [7]).

3.4.2 Stockage de gaz naturel (stockage en milieu poreux ou en cavité saline)

Bien que l'hydrogène ait des propriétés physicochimiques différentes de celles des gaz naturels, la plupart des connaissances sur le stockage de l'hydrogène, en particulier dans les systèmes souterrains, sont issues du retour d'expérience du stockage du gaz naturel, la seule différence étant la fréquence du soutirage, qui est plus importante dans le cas du stockage d'hydrogène.

En raison de la faible densité, de la faible viscosité et de la petite taille des molécules d'hydrogène, le risque de fuites se trouve accentué.

Dans le cas du stockage d'hydrogène dans les aquifères, la pression d'injection doit généralement être plus élevée pour surmonter la pression naturelle du réservoir afin que l'eau puisse être éloignée du puits, cependant, en raison de sa moindre viscosité et densité, le risque de digitation et de remontée de l'hydrogène injecté est plus important.

Comme pour le gaz naturel, les écoulements peuvent être décrits à l'aide de la loi de Darcy et des équations de transport multiphasique (Sainz-Garcia et al., 2017 : [98] ; Hagemann et al., 2015 : [40]).

L'emplacement de la zone de transition entre la zone saturée en hydrogène et saturée en eau peut être estimé à partir des courbes de pression capillaire et de perméabilité relative des phases fluides (Carden et al., 1979 : [15]).

3.5 Evaluation de l'efficacité du stockage

Un soutirage trop fréquent de l'hydrogène stocké, nécessaire pour répondre à la demande, peut conduire à une perte de pression du réservoir. Pour limiter cette perte de pression, une certaine quantité de gaz stocké doit rester à l'intérieur du réservoir après chaque cycle de soutirage. Comme cette quantité de gaz non récupérée est importante (environ un tiers de la capacité totale), d'autres gaz bon marché et facilement disponibles tels que le gaz de ville de faible valeur, le CO₂, le CH₄ et le N₂ sont utilisés comme gaz coussin pour pressuriser ou maintenir la pression du réservoir, de sorte à ce que l'efficacité du cycle de soutirage soit augmentée.

Il faut toutefois souligner que le mélange d'hydrogène avec des gaz coussins est l'un des problèmes à l'origine de la perte d'hydrogène. La quantité d'hydrogène mélangée au gaz coussin est normalement de 1 à 3 % (Srinivasan, 2006 : [111]). Un problème similaire peut survenir dans le cas d'un réservoir d'hydrocarbures déplété où une partie de l'hydrogène se dissout dans l'huile. Cependant, cette solubilité est moindre (1,5 mol. % à 100°C à 150 bar dans de l'huile lourde, Torres et al., 2013 : [119]). Cette perte pouvant affecter la rentabilité du stockage, une évaluation précise est recommandée (Coats et al., 1967 : [20] ; Foh et al., 1979 : [34]).

En fonction de l'importance de la digitation, de la dissolution et de la diffusion des gaz, du mélange, de la tension superficielle, de la solubilité, de la saturation en eau, de l'effet capillaire et du taux desoutirage, il est possible qu'une certaine quantité de vapeur d'eau et de gaz soient produits pendant ces opérations, qu'il faut prendre en compte dans le cadre de l'exploitation. En plus de ces effets, des réactions géochimiques, biochimiques et microbiennes peuvent également avoir lieu pendant le processus de stockage de l'hydrogène (voir section §3.3). Ces réactions sont très fréquentes dans tous les types de systèmes de stockage souterrains (Hassannayebi et al., 2019 : [45] ; Walters, 1976 : [126] ; Torres et al., 2013 : [119] ; Hagemann et al., 2016 : [42] ; Gut, 2017 : [38]). Ces réactions sont favorisées par la présence d'une variété d'ions, de microbes, de minéraux (qui joue le rôle de catalyseurs) et de conditions de pression et de température particulières. Elles entraînent une perte d'hydrogène, et ont un impact sur l'efficacité du stockage.

De manière générale, l'efficacité du stockage est liée :

- pour les stockages en cavité saline : à la présence ou non d'hétérogénéités dans le banc de sel dans laquelle est située la cavité ;
- pour les stockages en milieu poreux (en aquifère et en gisement déplété)
 - à l'étanchéité de la roche couverture (caprock) qui dépend fortement de la perméabilité de la roche de couverture et également de la pression capillaire dans la roche de couverture ;
 - à la dissipation d'énergie dans l'hystérésis capillaire (Coats et al., 1967 : [20] ; Foh et al., 1979 : [34] ; Panfilov, 2016 : [77]) ;
 - au choix des débits d'injection et de soutirage en cohérence avec les caractéristiques des puits et du réservoir ;
- pour les tous les types de stockages :
 - à la présence d'installations souterraines supplémentaires pour le traitement du gaz ;
 - à la fragilisation par l'hydrogène qui entrave les propriétés physiques et mécaniques de l'équipement souterrain (Foh et al., 1979 : [34] ; Lord, 2009 : [65]).

3.6 Mise en place d'un monitoring adapté

La sûreté et l'efficacité du stockage doivent être contrôlées par un monitoring adapté. Cependant, les techniques de surveillance globale, en particulier pour l'injection et le stockage d'hydrogène dans les formations souterraines, sont encore rares. La plupart des techniques de surveillance est basée sur le retour d'expérience issu d'autres types de stockages géologiques tels que celui du dioxyde de carbone et du gaz naturel. On peut citer notamment les préconisations suivantes :

- Pour tous les types de stockage :
 - Historique d'exploitation (débits, températures, pressions, composition du gaz) : (Pfeiffer et al., 2016 : [81] ; Katz et al., 1959 : [55]) ;

- Techniques de surveillance traditionnelles (pression annulaire, traceur radioactif, inspection du tubage, test de pression sur le tubage, mesure « neutrons », détection sonique, qualité cimentation, inspection par caméra) mentionnées dans la littérature (Foh et al., 1979 : [34]).
- Pour les stockages en cavité saline :
Le retour d'expérience des projets STOPIIL et HYPSTER propose le monitoring suivant pour suivre les essais prévus dans le pilote d'Étrez :
 - Sonde diagraphique : mesure directe de la profondeur de l'interface gaz-saumure (caractérisation de l'étanchéité du puits) ;
 - Pressions en tête de tubings : mesure indirecte de la profondeur de l'interface gaz-saumure (caractérisation de l'étanchéité du puits). Repérage de changements de section du puits (courbe d'épauement). Caractérisation des phénomènes physiques au sein de la cavité
 - Procédé Sounds Well : mesure directe de la profondeur de l'interface gaz-saumure (caractérisation de l'étanchéité du puits) ;
 - Pression et température atmosphériques : correction des mesures de pression en tête de puits ;
 - Pression en tête de l'annulaire de contrôle et des annulaires secondaires : détection de fuites de gaz au travers de la complétion gaz ou de fuites au sabot
 - Profil de température dans le puits : interprétation des essais (phénomènes thermodynamiques) ;
 - Pression et température en cavité : interprétation des essais (phénomènes thermodynamiques). Calage des pressions au fond à partir des pressions en tête"
 - Température en tête de puits : interprétation des essais ;
 - Comptage-débitmétrie massique gaz : contrôler la quantité de gaz injectée-soutirée lors des essais. Faire un bilan de masse (caractériser d'éventuelles fuites, dissolution ou disparition d'hydrogène). Repérage de changements de section du puits (courbe d'épauement) ;
 - Comptage-débitmétrie volumique saumure : contrôler la quantité de saumure-soutirée lors des essais. Faire un bilan de masse (quantifier la variation de volume de la cavité occasionée par les essais) ;
 - Composition du gaz en entrée/sortie : vérifier la pureté de l'hydrogène en entrée. Vérifier la présence de gaz annexes après séjour dans la cavité ;
 - Composition de la saumure en entrée/sortie : vérifier la saturation de la saumure stockée avant injection. Quantifier la portion de gaz dissous. Vérifier la présence éventuelle de bactéries " ;
 - Echométrie sonar de cheminée et de cavité : suivi de la forme et du volume de la cavité (détection d'écaillages). Réalisation d'un caliper de la cheminée (aide à la réalisation et à l'interprétation de l'essai « MIT ») ;
 - Détection de gaz dans l'atmosphère : détection de fuites de gaz en surface ;
 - Détection UV de flamme d'hydrogène : détection de départ de feu d'hydrogène ;
- Pour les stockages en aquifère ou en gisement déplété, un monitoring complémentaire peut être proposé (Panfilov, 2016 : [77] ; Lord, 2009 : [65]) :
 - Surveillance de l'isotopie du carbone : elle fournit l'étendue et la cinétique de la production de méthane due aux réactions bactériennes de l'hydrogène (Lord, 2009 : [65]) ;
 - Outils et techniques chimiques et électrochimiques : utiles pour évaluer l'effet microbien sur l'hydrogène à l'aide d'un réacteur discontinu abiotique dans un environnement triphasique eau/roche/gaz sous haute pression d'H₂ (Panfilov, 2016 : [77] ; Truche et al., 2010 : [121]) ;
 - Approches géophysiques intégratives, telles que les méthodes de gravité, la tomographie de résistivité électrique (ERT) et l'inversion sismique de forme d'onde complète (FWI) : Pfeiffer et al., 2016 : [81].

3.7 Synthèse du chapitre

- Physique des écoulements de l'hydrogène en milieux poreux :

Les modèles utilisés pour prédire le comportement des réservoirs de stockage d'hydrogène sont basés sur des données telles que la perméabilité relative, la pression capillaire, la tension interfaciale et l'angle de contact de l'hydrogène avec les autres fluides et la roche. Cependant, les données sur l'hydrogène étant encore mal connues, les équations de Corey sont parfois utilisées pour estimer ces données. Dans le cas d'une injection dans un aquifère ou dans un réservoir déplété, la pression capillaire seuil (valeur de la suppression minimale d'H₂ autorisant la fuite à travers le caprock) joue un rôle important car elle garantit l'intégrité de la couverture. Par ailleurs, deux effets physiques ont également été étudiés : la digitation (liée à la faible viscosité de l'hydrogène) et la ségrégation par gravité (liée à la

faible densité de l'hydrogène). Les résultats ont montré notamment que la digitation pouvait être une source de perte d'H₂, principalement contrôlée par le débit d'injection de gaz.

- Optimisation des stratégies d'injection-soutirage

Un stockage souterrain d'hydrogène inclut des cycles de périodes d'injection, de soutirage et de maintien à pression constante. Compte tenu des spécificités de l'hydrogène (faible viscosité et grande mobilité) le débit d'injection doit être élevé pour réduire la diffusion dans les milieux poreux, mais pas trop pour éviter les étalements latéraux. Une optimisation est nécessaire en fonction de la pression lithostatique, de la pression d'entrée capillaire et de la pression de fracturation. L'utilisation de deux puits distincts pour l'injection et le soutirage est recommandée pour augmenter la récupération d'H₂ et de diminuer l'effet du cône d'eau.

- Activités microbiennes et géochimiques induites

En ce qui concerne la consommation et la génération d'hydrogène dans le sous-sol, en particulier dans les sites de stockage, deux types de processus sont distingués : les processus abiotiques (mobilisant l'eau, les minéraux rocheux et les gaz présents) et les processus biotiques (mobilisant les bactéries). Les processus abiotiques ont besoin d'une température élevée pour se produire, alors que les processus biotiques ont lieu à des températures typiques des sites de stockage. La consommation d'H₂ peut être induit par les processus biotiques suivants : la méthanogenèse ou l'acétogenèse (production de CH₄ ou d'acétate à partir d'H₂ et de CO₂), la réduction des sulfates (production de H₂S à partir de CO₂) et la réduction du fer (III). La génération d'hydrogène lors du stockage d'hydrogène n'a pas été bien étudiée, mais elle pourrait survenir en présence d'azote, entraînant la formation d'ammoniac et d'hydrogène. En outre, la présence de minéraux argileux peut piéger l'hydrogène et compliquer le processus de stockage.

- Evaluation de l'efficacité du stockage

Pour limiter la perte de pression suite au soutirage de l'H₂, une certaine quantité de gaz bon marché et facilement disponible (CO₂, CH₄, N₂) sont utilisés comme gaz coussin pour maintenir la pression du réservoir. Cependant, le mélange d'hydrogène avec des gaz coussins peut être l'un des problèmes à l'origine de la perte d'hydrogène (par réactions géochimiques, biochimiques et microbiennes). De manière générale, l'efficacité du stockage est liée :

- ✓ à la présence ou non d'hétérogénéités dans le banc de sel à proximité de la cavité susceptible de favoriser les réactions de l'H₂ avec l'environnement pour les *stockages en cavité saline* ;
- ✓ à l'étanchéité de la roche couverture (caprock) et au choix des débits d'injection et de soutirage en cohérence avec les caractéristiques des puits et du réservoir pour les *stockages en en aquifère et en gisement déplété* ;
- ✓ à la présence d'installations souterraines supplémentaires pour le traitement du gaz et à l'utilisation d'acier résistant à la fragilisation par l'hydrogène pour les *tous les types de stockages*.

- Mise en place d'un monitoring adapté

Le stockage de l'hydrogène dans les formations souterraines nécessite un monitoring pour en garantir sa sûreté et son efficacité. La plupart des techniques de surveillance est basée sur le retour d'expérience issu d'autres types de stockages géologiques tels que celui du dioxyde de carbone et du gaz naturel, notamment l'historique d'exploitation et différentes méthodes de mesure de la pression et de la température. Pour *les stockages en cavité saline*, des techniques de monitoring spécifiques sont proposées, telles que la mesure de la profondeur de l'interface gaz-saumure, la mesure des pressions en tête de tubings, la détection des fuites de gaz et la mesure de la composition du gaz en entrée et sortie. Pour *les stockages en aquifère ou en gisement déplété*, d'autres techniques de surveillance peuvent être utilisées, telles que la surveillance de l'isotopie du carbone (compléter par des analyses chimiques et électrochimiques) pour quantifier la production bactérienne de méthane ou d'autres substances. Différentes approches géophysiques intégratives (gravimétrie, tomographie, résistivité électrique) peuvent également permettre de spatialiser la répartition de l'H₂ dans le réservoir.

4 Analyse des risques liés au stockage souterrain d'H₂ – Cas d'un stockage en cavité saline

Ce chapitre propose une analyse préliminaire des risques spécifiques au stockage souterrain d'hydrogène en cavité saline. Elle a initialement été réalisée par l'Ineris dans le cadre du programme ROSTOCK-H (Gombert, 2021 : [38]). Une analyse similaire pourrait ultérieurement être réalisée dans le cas des stockages souterrains d'hydrogène en aquifère ou en gisement déplété.

4.1 Schématisation des stockages souterrains d'hydrogène pour l'analyse des risques

Le « système » dont nous allons effectuer l'analyse est représenté schématiquement sur la Figure 7. Il est constitué des éléments suivants :

- une cavité, créée par dissolution au sein d'un massif de sel et utilisée pour le stockage de l'hydrogène. Il peut s'agir, indifféremment, d'une cavité initialement utilisée pour le stockage d'un autre gaz (gaz naturel par exemple) et reconvertie en stockage d'hydrogène, ou bien d'une cavité nouvellement créée pour le stockage de l'hydrogène. Pour prendre en compte les éventuelles interactions avec d'autres cavités, la cavité étudiée sera considérée comme faisant partie d'un champ de cavités, utilisées pour divers usages (stockage de gaz, stockage de saumure, etc.). Sans fixer de forme particulière pour la cavité étudiée, nous supposons que celle-ci a été conçue dans une perspective de stockage (c'est-à-dire qu'il ne s'agit pas d'une ancienne cavité d'exploitation de sel). Concernant la profondeur et le volume de la cavité, on supposera deux jeux de paramètres, correspondant à deux contextes de dépôt du sel : en couche ou en dôme. Etant en phase d'exploitation, la cavité est considérée comme remplie essentiellement d'hydrogène, en dehors de la partie basse de la cavité, où l'on trouvera des insolubles foisonnés et un volume limité de saumure résiduelle. Des substances annexes peuvent également être présentes dans la cavité du fait de l'interaction de l'H₂ avec l'environnement souterrain ;
- des terrains de recouvrement, supposés être constitués d'une alternance de formations peu perméables (de type argile ou marne) et de formations plus perméables (de type calcaire ou sable), ces dernières pouvant héberger des aquifères. Pour cette étude, on supposera la présence de deux aquifères principaux, l'un, salé, situé immédiatement au toit du sel et l'autre, en subsurface, contenant de l'eau douce. Pour couvrir la variété des séquences accidentelles susceptibles d'être rencontrées, on supposera également la présence, entre la formation hôte et la surface, d'une formation sensible à l'eau, qui peut être soit à risque de dissolution (par exemple un niveau de gypse ou de sel intermédiaire non exploité), soit à risque d'augmentation volumique (par exemple une anhydrite) ;
- un puits, reliant la surface à la cavité et à partir duquel la cavité a été lessivée. Le puits est revêtu, sur l'essentiel de sa hauteur, de cuvelages en acier, cimentés aux terrains et reliés en surface à une tête de puit de forage (TPF). Pour cette étude, on supposera, au-delà du tube guide, la présence dans le puits de trois cuvelages : un cuvelage de surface (CS), 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. On présumera la présence, sous le sabot du dernier cuvelage cimenté, d'une section laissée en découvert débouchant dans la cavité. Le puits est équipé d'une complétion, similaire à celles utilisées pour le stockage de gaz naturel. On considérera une complétion simplifiée constituée :
 - d'une colonne de travail (CT), ancrée à la base du CP, par laquelle circule l'hydrogène lors des opérations d'injection et de soutirage ;
 - d'un obturateur annulaire, permettant d'isoler un espace entre le CP et la CT, utilisé notamment pour la détection de fuites. On supposera que cet espace annulaire est rempli d'eau inertée avec un ciel d'azote ;
 - d'une vanne de sécurité de subsurface, contrôlée depuis la surface via une ligne hydraulique (SSVCS), située à environ 30 m sous la surface du sol, et destinée à mettre en sécurité le puits en cas d'incident ou d'intervention en tête de puits ;
 - d'une tête de puits d'exploitation (TPE) ou « arbre de Noël », fixée sur la TPF. La TPE comporte le dispositif de suspension de la colonne de travail, l'ensemble des sorties, vannes et capteurs nécessaires au contrôle des flux de produits entrants et sortants du

4.2 Les installations de surface associées aux stockages

S'agissant d'une étude générique, on ne décrira pas précisément les installations situées en surface. De plus, comme déjà indiqué, cette étude ne vise pas à caractériser les séquences accidentelles associées à ces installations, qui ne sont pas spécifiques à un stockage souterrain d'hydrogène. Il est toutefois nécessaire, pour notre étude, d'identifier les types d'installations susceptibles d'interagir avec le système étudié, soit comme source d'agression, soit en tant qu'enjeu générique à protéger.

De plus nous avons également considéré que les vannes mentionnées sur le schéma, alimentées par énergie hydraulique, sont en sécurité positive, soit en position fermée pour éviter la perte de confinement de la cavité.

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 :
 - compresseur ;
 - unités de traitement (séchage, purification, etc.) ;
 - stockages d'hydrocarbures ;
 - bassins de saumure ;
 - stockages d'azote liquide ;
 - canalisations (aériennes ou souterraines) transportant de l'eau ou de la saumure ;
 - lignes et équipements électriques, aériens ou souterrains ;
- Installations plus spécifiques à un stockage souterrain d'hydrogène :
 - électrolyseur ;
 - stockages tampons d'hydrogène ;
 - unité de production d'électricité renouvelable (panneaux solaires, éoliennes) ;
 - canalisations (aériennes ou souterraines) transportant de l'hydrogène.

Selon les configurations, une partie de ces installations peut être déportée dans une station centrale (comme représentée sur la Figure 8), limitant ainsi les installations présentes au droit de la cavité d'hydrogène.

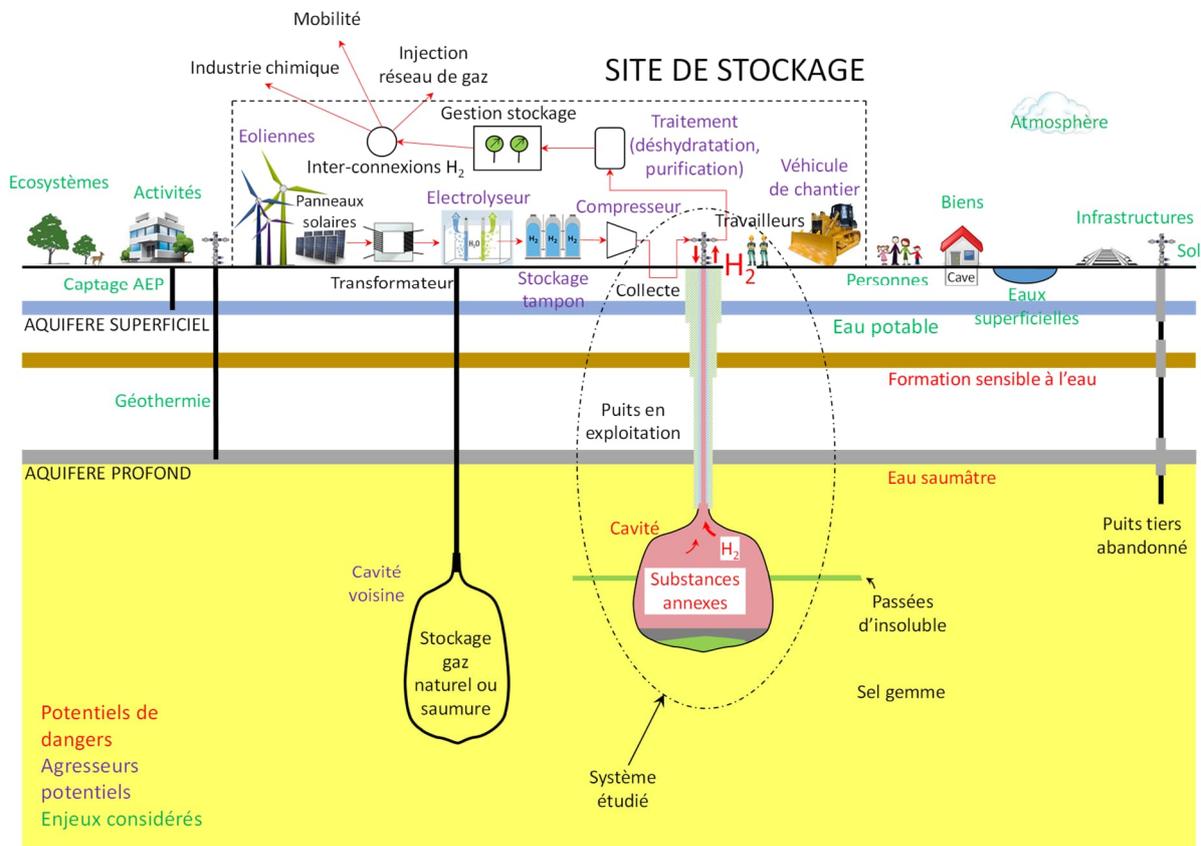


Figure 8 : Schéma global du système étudié et de son environnement

A contrario, d'autres types d'installations, non directement liées à l'exploitation de la cavité d'hydrogène, peuvent se trouver dans l'environnement du puits et constituer une source d'agression potentielle (par effet domino) ou un enjeu vulnérable aux effets d'un phénomène dangereux lié à l'exploitation de la cavité. Ces situations sont à traiter au cas par cas.

Le dispositif d'injection varie en fonction du mode d'approvisionnement. Il est retenu que ce système comprend *a minima* des tuyauteries permettant d'acheminer l'hydrogène du système d'approvisionnement au puits.

On note également : la présence d'événements utilisés pour des opérations liées au procédé tel que la purge ou associés à des organes de sécurité tels que des soupapes ; des systèmes instrumentés convergeant vers une armoire de contrôle.

Par ailleurs, les utilités nécessaires au fonctionnement d'un puits sont :

- de l'électricité afin de permettre l'alimentation des système de contrôle commande ;
- un gaz inerte tel que l'azote pour permettre l'inertage lors de la mise en service, ou lors d'opérations de maintenance voire de mise en sécurité de tout ou partie de l'installation ;
- de systèmes hydrauliques ou pneumatiques d'alimentation des vannes présentes sur le puits ou les installations de surfaces.

L'hydrogène peut être fourni par différentes méthodes. Nous avons dressé dans le *Tableau 8* un panorama des principaux procédés de production et transport de l'hydrogène

Tableau 8 : Principaux procédés de production, stockage et transport

Production	Electrolyse	L'électrolyse de l'eau est une méthode qui vise à séparer la molécule d'eau en hydrogène et en oxygène par application d'un courant électrique.
	Vaporeformage	Le vaporeformage du méthane (SMR) se compose de 3 étapes : <ul style="list-style-type: none"> • Reformage catalytique : $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$ • Conversion Water Gas Shift (WGS) : $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ • Epuration (PSA) : le mélange $\text{CO}_2 + \text{H}_2$ est ensuite épuré pour produire un H_2 à pureté élevée
	Oxydation partielle	L'oxydation partielle consiste à transformer les hydrocarbures en gaz de synthèse par oxydation ménagée en présence d'oxygène. Cette réaction a lieu à haute température (1200 à 1500°C) et pression élevée (20 à 90 bar) et ne nécessite pas la présence d'un catalyseur.
	Co produit	Plusieurs industries en France sont fortement productrices d'hydrogène sans que ce dernier soit le produit recherché par leur procédé de production. À titre d'exemple, l'industrie du chlore réalise l'électrolyse de la saumure permettant l'obtention du produit recherché (le chlore), mais génère en parallèle de grandes quantités d'hydrogène du fait de la nature de la réaction. De la même manière, on pourra citer les procédés de production de coke et de raffinage des produits pétroliers.
	Pyrolyse du méthane	La pyrolyse du méthane est un procédé de décomposition thermique du méthane. La réaction principale de la pyrolyse du méthane est endothermique et produit du carbone solide et de l'hydrogène gazeux : $\text{CH}_4 \rightarrow \text{C(s)} + 2\text{H}_2$
	Gazéification	Dans le procédé de gazéification, du charbon de bois est brûlé dans un réacteur. À très haute température (entre 1.200 et 1.500 °C), les gaz libérés se reforment pour donner du H_2 et du monoxyde de carbone (CO).
	Hydrogène natif	Il existe actuellement plusieurs gisements d'hydrogène naturels dont un a été découvert en 2021 en France à partir d'olivine.
Transport	Transport sous pression par camion	L'hydrogène est comprimé entre 200 bar et 500 bar dans des bouteilles de volumes et technologies variables (acier ou composites). Les bouteilles sont transportées par camion et chargées/déchargées sur le lieu de consommation.
	Transport liquide par camion	L'hydrogène est refroidi afin qu'il condense en phase liquide. Un camion-citerne adapté transporte des quantités importantes d'hydrogène (plus que par bouteilles).
	Transport par hydrogénéoducs	L'hydrogène est transformé sous forme gazeuse à travers des conduites dédiées.

4.3 Identification, caractérisation et réduction des potentiels de dangers

4.3.1 Potentiels de dangers liés aux produits

Il s'agit des produits stockés (H_2 pur, ou H_2 avec CH_4 et CO_2) et des gaz utilisés pour les processus d'inertage (Azote, Helium). Les caractéristiques de ces produits sont données dans l'annexe A.

4.3.1.1 Hydrogène

L'hydrogène est beaucoup plus léger que l'air et peut donc diffuser rapidement, ce qui est un élément très favorable à la sécurité lors de son utilisation en espace non confiné. L'hydrogène est un gaz sans toxicité propre. Certaines de ces caractéristiques sont susceptibles d'augmenter les risques :

- **Inflammabilité** : l'hydrogène est un gaz extrêmement inflammable qui brûle dans l'air. Il a une très faible énergie d'inflammation, plus de 10 fois inférieure à celle du propane ou du gaz naturel. Son domaine inflammable est très étendu (de 4% à 75% en volume). La probabilité d'inflammation de l'hydrogène dans l'air est donc très grande, même si des précautions sont prises pour éviter toute flamme ou étincelle à proximité de la zone à risque. Selon une étude portant sur l'analyse de 409 accidents ou incidents, seules 10% des fuites n'ont pas donné lieu à une inflammation (Zalosh et al., 1978 : [131]). La limite inférieure d'explosibilité à TPN se situe à 4 % en volume d'hydrogène dans l'air. La flamme d'hydrogène est très peu éclairante car le rayonnement de l'hydrogène chauffé se situe essentiellement dans le domaine ultra-violet. Le rayonnement le plus visible (de couleur orangée) se situe généralement au niveau de la vapeur d'eau résultant de la combustion. Le cœur de la flamme très chaud (supérieur à $2000^{\circ}C$) est pratiquement invisible en plein jour, mais bien visible dans l'obscurité. Cette caractéristique constitue un danger supplémentaire en particulier pour les équipes d'intervention en cas d'incendie. Cependant, la flamme d'hydrogène rayonne peu, ce qui limite le risque de propagation et de brûlure par effet de rayonnement thermique ;
- **Interaction avec son environnement** : l'hydrogène est susceptible d'interagir avec son environnement, et d'être à l'origine de la production de gaz annexes (H_2S , O_2 , CO_2 ...). Les impacts attendus de l'hydrogène dans le milieu souterrain sont liés au fait qu'il s'agit d'un gaz fortement réducteur qui se comporte comme un donneur d'électron potentiel pour de nombreuses espèces chimiques : les sulfures métalliques, les sulfates, les carbonates, les oxydes (notamment de fer et de manganèse), les nitrates, les ions ferreux, les gaz (CO , CO_2), (Foh et al., 1979 : [34] ; Lord, 2009 : [65]). Les réactions d'oxydo-réduction résultantes peuvent ainsi modifier la composition chimique des eaux ou la composition minérale des roches aquifères. Cependant, la plupart des réactions qui se produisent en présence d'hydrogène nécessitent des températures ou des pressions élevées ($T > 250^{\circ}C$; $P > 8$ bar), ou encore la présence de catalyseurs (fer, nickel...). Ces réactions ont été également constatées en conditions environnementales même à température et pression ambiantes (réduction des sulfates, diminution du potentiel d'oxydoréduction, augmentation du pH, (Lassin et al., 2011 : [60]). Il s'agit néanmoins le plus souvent de réactions biogéochimiques qui ont une cinétique lente (Bullister et al., 1982 : [14] ; Truche et al., 2013 : [122] ; Berta et al., 2018 : [11]). Toutefois, Truche et al. (2013 : [122]) ont montré que la réduction de la pyrite par l'hydrogène pouvait avoir une cinétique significative en présence de catalyseurs. Ces catalyseurs peuvent être des bactéries, des surfaces minérales (argiles) ou certains métaux (fer, acier au carbone, acier inoxydable, cuivre, nickel, platine, palladium...). Des précisions sont données dans le §3.3 ;
- **Facilité à fuir** : La petite taille de la molécule d'hydrogène et la faible viscosité de ce gaz lui permettent de circuler à travers des ouvertures de taille extrêmement faible. Le risque de fuite est donc plus élevé avec l'hydrogène qu'avec la plupart des autres gaz. De ce point de vue l'hydrogène n'est comparable qu'à l'hélium, gaz non inflammable, qui est d'ailleurs souvent utilisé pour tester sans risque l'étanchéité des installations destinées à contenir de l'hydrogène. Il faut s'attendre à ce que le débit volumique de fuite soit plus important que celui de combustibles traditionnels, toutes choses égales par ailleurs (débit de fuite environ trois fois supérieur à celui du propane par exemple). La petite taille de la molécule d'hydrogène lui permet dans certains cas également de traverser certains matériaux par perméation. C'est le cas en particulier d'un certain nombre de matériaux polymères. Le moteur de cette diffusion est la différence de concentration de l'hydrogène entre les parois du matériau ;

- Fragilisation de certains matériaux métalliques : Pour l'hydrogène, des problèmes de compatibilité se posent avec les matériaux : on parle de fragilisation (en anglais : « embrittlement »). Il s'agit de la propension des atomes d'hydrogène à pénétrer dans certains alliages métalliques, endommageant la structure cristalline, rendant le matériau fragile et accélérant la propagation des microfissures notamment sous contrainte. Ce phénomène peut aller jusqu'à provoquer des ruptures brutales du matériau bien en dessous de sa limite de rupture en l'absence d'hydrogène. Les alliages d'aluminium sont en général assez peu sensibles à la fragilisation de même que les aciers inoxydables du type 316L. Au contraire, les aciers ferritiques sont souvent sensibles à cette fragilisation.

4.3.1.2 Gaz inertes

L'inertage peut être réalisé en utilisant un gaz ininflammable qui ne réagira ni avec l'hydrogène ni avec l'oxygène. Les gaz inertes les plus généralement utilisés avec l'hydrogène sont l'azote et l'hélium. Ce dernier a comme avantage d'avoir des molécules de dimensions similaires à celles de l'hydrogène, ce qui permet de détecter facilement les fuites. Il y a deux catégories de dangers pour la santé associés à l'azote et l'hélium : l'asphyxie et le froid extrême pour les liquides cryogéniques.

- Asphyxie : Même non toxiques, ces gaz déplacent l'air, ce qui crée une carence en air ou en oxygène et, par conséquent, un danger d'asphyxie pouvant être mortel. Dans les espaces clos ou confinés, les carences en oxygène sont très dangereuses.
- Froid extrême : Les liquides cryogéniques, ainsi que les vapeurs et les gaz froids qui leur sont associés, peuvent produire sur la peau des effets semblables à une brûlure thermique. De brèves expositions à ceux-ci sans effet sur la peau du visage ou des mains peuvent altérer des tissus fragiles comme ceux des yeux. Une exposition prolongée de la peau ou le contact avec des surfaces froides peut causer des gelures. La peau a alors une couleur jaunâtre et cirreuse. L'absence de douleur initiale est suivie par des douleurs intenses lors du dégel des tissus.

La peau non protégée peut adhérer à une surface métallique refroidie par un liquide cryogénique et se déchirer si on tente de l'en retirer. Même le contact des surfaces non métalliques est dangereux aux basses températures. De plus, l'inhalation d'air extrêmement froid peut causer des lésions pulmonaires.

4.3.1.3 Autres substances

- Eaux saumâtres potentiellement présentes dans le recouvrement, dans des aquifères salés, susceptibles d'être mises en communication, suite à un défaut d'étanchéité du puits, avec de l'eau douce présente dans des aquifères superficiels.
- Formations sensibles à l'eau (évaporites) potentiellement présentes dans le recouvrement et susceptibles d'être dissoutes (occasionnant la création d'un vide) ou hydratées (occasionnant un gonflement des formations) en cas de communication accidentelle entretenue avec une eau hors d'équilibre chimique avec celles-ci. Ces désordres géomécaniques peuvent potentiellement conduire à des mouvements de la surface du sol (affaissement, surrection voire effondrement dans le cas extrême).
- Présence de bancs d'insolubles en paroi de la cavité susceptibles de former des gaz toxiques par interaction avec l'H₂. L'hydrogène stocké dans une cavité saline pourrait, sur le long-terme et dans certaines conditions de pression et de température, réagir avec des couches d'insolubles (notamment des sulfates tels que gypse ou anhydrite qui renferment du soufre) pour former des gaz annexes et notamment de l'H₂S qui est très toxique.
- Présence de formations géologiques dans le recouvrement susceptibles de former des gaz toxiques par interaction avec l'H₂. L'hydrogène susceptible de fuir depuis la cavité vers le recouvrement pourrait, sur le long-terme et dans certaines conditions de pression et de température, réagir avec ces formations (voir précédemment) pour former des gaz toxiques (<https://substances.ineris.fr/fr/substance/1096>).

4.3.2 Potentiels de dangers liés à l'exploitation

- Pressions mises en œuvre : comme pour un stockage de gaz naturel, la pression au sein d'une cavité de stockage d'hydrogène peut, en pression haute, avoisiner voire dépasser les 200 bar. Ces pressions peuvent occasionner des ruptures du sel en paroi de cavité, ou encore un risque d'éclatement ou de projection en cas de rupture d'un élément de la tête de puits.
- Présence d'un vide souterrain : la cavité de stockage constitue un vide créé au sein d'un milieu souterrain soumis à de fortes pressions lithostatiques. Si les pressions au sein de cette cavité sont mal contrôlées, la cavité peut se refermer sur elle-même (fluage du sel en paroi), entraînant ainsi un risque de mouvement de terrain en surface (affaissement voire effondrement).

4.3.3 Réduction des potentiels de dangers

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

- réduire le volume d'hydrogène stocké par le choix d'une cavité plus petite ;
- réduire la pression maximale de service ou le temps de résidence à celle-ci ;
- augmenter la pression minimale de service ou réduire le temps de résidence à celle-ci ;
- limiter les possibilités d'interactions de l'hydrogène stocké par :
 - le choix d'un horizon de sel comportant peu d'insolubles ;
 - le choix de conditions d'exploitation inhibant ou réduisant la présence de bactéries ;
 - le choix de matériaux du puits les plus inertes possibles par rapport à l'hydrogène ;
- 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.

4.4 Retour d'expérience

4.4.1 REX lié au stockage souterrain d'H₂ en cavité saline

Le retour d'expérience des accidents ou incidents liés au stockage d'hydrogène en cavité saline est très limité, voire inexistant. Il est à noter que ces cavités stockent de l'hydrogène destiné à un usage industriel (industrie chimique), avec des fréquences de cyclage beaucoup plus longues (saisonniers voire annuelles) que celles anticipées dans le cas d'un stockage d'hydrogène d'origine renouvelable (hebdomadaire voire journalière).

A notre connaissance, il n'y a pas de document, dans le domaine public, faisant mention d'incidents ou d'accidents relatif à ces stockages. 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 temps, au moins pour des cavités soumises à des cycles de longue période.

4.4.2 REX lié au stockage souterrains de gaz et d'hydrocarbure en cavité saline

Le faible retour d'expérience propre au stockage souterrain d'hydrogène limite notre analyse du REX externe au domaine des stockages souterrains de gaz et hydrocarbures.

Nous avons constitué, à partir de la littérature publiée sur le sujet (Brouard, 2002 : [12] ; Bérest et Brouard, 2003 : [8] ; Evans & West, 2008 : [32] ; Charmoille & Thoraval, 2010 : [17] ; Prats, 2013 : [89] ; Ouraga 2019 : [74] ; Bérest et al., 2019 : [9]), une base de données de 85 accidents ou incidents notables survenus dans le domaine des stockages de gaz et hydrocarbures jusqu'à aujourd'hui. Nous avons retenu les 11 nous paraissant les plus pertinents (Tableau 9). Pour établir cette sélection, nous nous sommes limités aux accidents survenus sur des stockages en cavités salines. D'autre part, nous n'avons sélectionné que ceux ayant pour origine le puits ou la cavité.

Ces accidents peuvent être classés en 5 catégories, à savoir : les risques liés à la colonne gaz (4 cas), les risques liés à la colonne saumure (3 cas), les risques liés à la tête de puits (2 cas), les risques liés à la cimentation (1 cas), les risques liés à la cavité (1 cas).

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

Les causes principales des accidents sont : une corrosion des cuvelages ; une mauvaise cimentation ; un sur-remplissage ou une fuite de la colonne centrale ; une pression excessive en cavité occasionnant des désordres géomécaniques.

Les principales mesures mises en place après ces accidents ont consisté :

- à contrôler l'état des cuvelages et cimentations avant mise en exploitation des cavités ;
- à standardiser les essais d'étanchéité (MIT) ;
- à limiter la pression de façon qu'elle soit inférieure à la pression maximale de service ;
- à mettre en place une sécurité sur la complétion saumure en cas d'intrusion de gaz.

Tableau 9 : 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 précisée	ARIA n°41801
Risque lié à la colonne saumure	2004 - Moss Bluff, Louisiane, USA - GPL	Fuite sur le circuit de saumure	Explosion Incendie Rejet de 170 000 000 m 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 : [32] ; Hopper, 2004 : [49] ; Seni & al, 2005 : [101]
Risque lié à la colonne saumure	1992 - Brenham, Texas, USA - GPL	Eruption de puits	Explosion - Incendie 3 morts - 23 blessés Entre 500 et 1600 m ³ de gaz rejeté 50 personnes évacuées	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 : [32] ; (NTSB) [1993] ; Bérest & Brouard, 2003 : [8]
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 précisée	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 précisée	Evans et al., 2008 : [32] ; Hazardous Cargo Bulletin (June 2004) ; N Riley (pers com, 2007)
Risque lié à la colonne gaz	2003 - Magnolia, Texas, USA - Gaz nat.	Fuite par le cuvelage	Emission à l'atmosphère Rejet de 9 900 000 m ³ de gaz en quelques heures 30 personnes évacuées	Non précisée	Evans et al., 2008 : [32] ; Hopper, 2004 : [49]
Risque lié à la colonne gaz	1988 - Clute, Texas, USA - Ethylène	Fuite à travers le cuvelage	Dispersion dans le sous-sol Durée de la fuite : 125 jours	Non précisée	Evans et al., 2008 : [32]
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 : [12] ; Evans et al., 2008 : [32] ; Bérest et Brouard, 2003 : [8]
Risque lié à la colonne gaz	1980 - Mont Belvieu, Texas, USA - GPL	Fuite à travers le cuvelage	Explosion Incendie Evacuation de 50 familles (300 pers)	Corrosion du cuvelage	ARIA 20712 Brouard, 2002 : [12] ; Evans et al., 2008 : [32] ; Bérest et Brouard, 2003 : [8]
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 : [32] ; Pirkle, 1986 : [85] ; Pirkle & Jones, 2006 : [86]
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 : [32] ; Hopper, 2004 : [49]

4.5 Identification des séquences accidentelles

4.5.1 Objectifs et présentation de la méthode

Sur la base des enseignements tirés de l'accidentologie (§ 5), de l'examen de la bibliographie, une analyse générique des séquences accidentelles liées au système étudié a été réalisée.

Cette analyse a mené à l'élaboration de nœuds-papillon génériques détaillés ci-après. Ces nœuds-papillon indiquent :

- les phénomènes dangereux redoutés ;
- les séquences accidentelles susceptibles de mener à ces phénomènes dangereux, faisant apparaître notamment l'Événement Redouté Central (ERC), c'est-à-dire celui qui est au cœur de la séquence accidentelle et les Événements Initiateurs (EI), c'est-à-dire les causes techniques à l'origine de l'ERC, et les Événements redoutés secondaires (ERS) qui peuvent découler de l'ERC ;
- les principales barrières (ou mesures de maîtrise des risques) pouvant être mises en œuvre, en prévention (c'est-à-dire en amont de l'ERC) ou en protection (c'est-à-dire en aval de l'ERC) pour s'opposer au développement de ces séquences accidentelles, pour réduire les effets des phénomènes potentiellement engendrés, ou pour mettre à l'abri les enjeux avant leur atteinte par les effets des phénomènes dangereux générés

4.5.2 Impacts des phénomènes naturels sur les ERC

Les inondations, tempêtes, séismes, mouvements de terrain, la foudre sont autant de phénomènes naturels dont les conséquences peuvent être importantes pour les installations. Dans ce contexte, la réglementation exige de prendre en compte les phénomènes naturels qui sont susceptibles d'engendrer des accidents majeurs. Au niveau européen, la Directive SEVESO 3 prévoit qu'une identification et une analyse des risques d'accidents et moyens de prévention soient réalisées pour les établissements Seveso Seuil Haut en prenant en compte les causes opérationnelles, externes ou naturelles.

Les phénomènes naturels sont des causes de perte de confinement à relier à chaque ERC dans la mesure où ils induisent une perte de confinement sur tout ou partie des installations. Cette perte de confinement peut être induite de différentes façons :

- Séismes : endommagement des supports et équipements du puits ; détachement des tuyauteries du reste des équipements ;
- Inondations : impacts, voire perçage, des équipements par les objets flottants transportés par l'eau ;
- Foudre : source d'inflammation, percement en cas d'impact direct de la foudre sur une tuyauterie ;
- Vent : rupture d'équipement en cas de projectile transporté par le vent ;
- Neige : impact voire effondrement sous le poids de la neige ;
- Températures extrêmes : surchauffe des gaz dans les installations voire gel de fluide caloporteur si un échangeur est utilisé ;
- Mouvement de terrain : endommagement des supports du puits ; détachement des tuyauteries du reste des équipements ;
- Feu de forêt : effets dominos liés à un incendie à proximité des installations.

On liste ci-après les mesures préventives qui peuvent être appliquées pour réduire la vraisemblance de la perte de confinement lié aux phénomènes naturels :

- Séismes : identification de la zone de sismicité par consultation du décret de zonage du 22 octobre 2010 et respect de la réglementation séisme en vigueur ;
- Inondations : identifier le type d'aléa présent sur la zone d'implantation et mise en place de mesures de sécurité appropriées si risques avérés, telles que le déplacement d'équipements, la purge d'une partie ou totalité de l'installation, l'amarrage d'équipements ou l'obturation d'ouverture de bâtiment. On pourra s'appuyer sur les PAPI (Programmes d'Actions de Prévention des Inondations) et les PPRI (Plans de prévention des risques inondation) ;
- Foudre : analyse de risque et étude technique réalisée par un organisme agréé ; réalisation d'équipotentialités entre chaque structure métallique par le biais d'un réseau de terre maillé ; interdiction de dépoter de l'hydrogène voire de faire des transferts en cas d'alerte orageuse ;

mise en place de cages de Faraday autour de certains équipements ; isolation des installations en cas d'orage ; soupape sur chaque tronçon isolable ;

- Vent : s'assurer que les exigences réglementaires relatives à cette zone et énoncées dans l'Eurocode 1 partie 4 soient respectées ;
- Neige : s'assurer que les exigences réglementaires relatives à cette zone et énoncées dans l'Eurocode 1 partie 3 soient respectées ;
- Episodes caniculaires : isoler thermiquement les structures ; mettre en place une ventilation ; anticipation des risques de surchauffes (des moteurs et des batteries de condensateur des transformateurs) ; prévoir des réserves d'eau suffisantes qui seront utilisées en cas d'incendie
- Episodes de grand froid : identification des substances susceptibles de geler ; vérification du bon état de l'isolant thermique et des calorifuges ; vérification que le réseau incendie est protégé contre le gel ;
- Mouvement de terrain : ce risque doit être pris en compte au moment de la construction du site. Par exemple s'assurer des calculs des structures et des ancrages au sol des équipements en tenant compte de en respectant les éléments réglementaires. On pourra s'appuyer sur les PPRN (Plan de Prévention des Risques Naturels) ou les PPRM (Les Plans de Prévention des Risques Miniers) existants à proximité du site ;
- Feu de forêt : mettre en place des moyens pour débroussailler autour des installations et des moyens de prévention de l'incendie. On pourra s'appuyer sur les PPRIF (Plan de Prévention du Risque Incendie de Forêt) existants à proximité du site.

4.5.3 Scénarios dans le cas d'un stockage en cavité saline

On a identifié une première série d'ERC liée à une perte de confinement de l'hydrogène au niveau de la complétion ou de la cavité de stockage :

- ERC1 « Perte de confinement de l'H₂ au niveau de la tête de puits d'exploitation » ;
- ERC2 « Perte de confinement de l'H₂ au niveau du col de cygne » ;
- ERC3 « Perte de confinement de l'H₂ au niveau de la tête de puits de forage » ;
- ERC4 « Fuite limitée d'H₂ dans les terrains de recouvrement ».

Une deuxième série d'ERC est liée à la formation de produit toxique à partir de l'H₂ :

- ERC5 « Formation d'un gaz toxique dans la cavité ou dans la complétion gaz à partir de l'H₂ (interaction avec les formation géologiques présentes dans la cavité ; avec la complétion gaz ; avec la saumure) » ;
- ERC6 « Formation d'un gaz toxique au niveau des cuvelages et des cimentations ou dans le recouvrement (suite à une fuite d'H₂). L'ERC4 est un EI de cet ERC.

Une troisième série d'ERC est liée 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 donc 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 uniquement à la qualité de réalisation et au vieillissement des cimentations du puits. Il s'agit des ERC suivants :

- ERC « Communication hydraulique non souhaitée entre deux aquifères de qualités différentes » : les puits d'accès aux cavités salines peuvent traverser des formations aquifères hébergeant des eaux de qualités très différentes, voire des eaux extrêmement salées qui, si elles étaient mises en communication avec des aquifères d'eau potable ou des cours d'eau superficiels (par un défaut d'étanchéité du puits), seraient susceptibles d'occasionner une pollution ;
- ERC « Hydratation incontrôlée d'une formation gonflante (anhydrite, argile) » : l'hydratation accidentelle d'une formation sensible (anhydrite ou certaines argiles par exemple) peut conduire au gonflement de cette formation, puis dans certaines conditions, à une surrection de la surface du sol ;

- ERC « Dissolution incontrôlée d'une formation soluble présente dans le recouvrement » : la mise en communication accidentelle d'une formation sensible avec une eau qui n'est pas en équilibre chimique avec celle-ci (par exemple de l'eau douce ou peu salée) peut occasionner une dissolution de cette formation (pour le sel ou le gypse par exemple) et par suite la création d'un vide souterrain. Ces désordres géomécaniques peuvent conduire à des mouvements de la surface du sol (affaissement, voire effondrement dans le cas extrême).

Ces ERC concernent donc n'importe quel type de puits et ne sont pas spécifiques au stockage d'H₂. Pour cette raison, nous ne les détaillerons pas dans ce rapport.

La description détaillée des séquences accidentelles associées à ces ERC est donnée en annexe D.

4.5.4 Autres ERC liés au système étudié

Les ERC liés aux utilités et à la sécurité sont les suivants :

- ERC9 « Perte de confinement de l'hydrogène sur une tuyauterie ou une bride située en amont ou aval du puits » ;
- ERC10 « Eclatement dynamique lié à la formation d'une ATEX à l'intérieur d'un équipement dans tout ou partie de l'installation » ;
- ERC11 « Eclatement pneumatique de tout ou partie de l'installation » ;
- ERC12 « Rejet d'hydrogène par une soupape » ;
- ERC13 « Rejet d'hydrogène par l'évent ».

La description détaillée des séquences accidentelles associées à ces ERC est donnée en annexe F.

4.5.5 Simplification des nœuds papillon par application de la circulaire du 10 mai 2010

Certains phénomènes dangereux liés au sous-sol sont très difficiles à quantifier en termes de cinétique et/ou de distances d'effets, ou bien 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 ;
- du risque d'inflammation ou d'explosion en surface lié à des remontées de gaz par les terrains, suite à une fuite au niveau du puits ou de la cavité.

La circulaire du 10 mai 2010 propose, pour les stockages de gaz, d'hydrocarbures et de produits chimiques à destination industrielle (y compris l'hydrogène à destination industrielle) 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 d'un certain nombre de barrières énumérés aux pages 119 à 122 de la circulaire.

4.5.5.1 Effondrement du sol

Effondrement localisé

Ce risque peut être écarté si le toit de la cavité est situé à une profondeur supérieure à la profondeur critique de 700 m mentionnée dans la circulaire du 10 mai 2010 (voir PRO9) et pour les cavités pour lesquelles l'épaisseur de la planche de sel ou garde de sel au toit de la cavité (distance entre le toit de la cavité et le toit du sel) est supérieure à chacune des trois grandeurs suivantes (voir PRE15) :

- E1 = $0,5D(\exp^{(0,000625 P-0.333)} - 1)$, où D (m) est le diamètre équivalent d'une sphère de même volume que la cavité et P (m) la profondeur du toit de la cavité ;
- E2 = B/3, la largeur maximale de la cavité (m) en tout point de son profil ;
- E3 = 25 m.

Effondrement généralisé

Le risque d'effondrement généralisé d'un groupe de cavités peut être exclu si le nombre de cavités est inférieur à trois ou si le taux de défruitement calculé selon la définition précédente est inférieur à un taux critique égal à :

$$T = \frac{1}{(2 \exp^{(0,00125 P-0.5)} - 1)}$$

où P (m) est la profondeur du toit de la cavité (voir PRE16).

4.5.5.2 Risque de remontée de gaz par les terrains

Conformément à la circulaire du 10 mai 2010, le risque peut être exclu si les conditions suivantes sont réalisées :

- Réflexion, lors du dimensionnement du stockage, et maintien dans le temps d'une hauteur de cheminée (distance entre le toit de la cavité et le sabot du dernier cuvelage cimenté) suffisante pour éviter ou limiter le risque de réduction de la hauteur de l'annulaire cimenté du puits en cas de rupture du toit de la cavité (voir PRE13) ;
- Conception et maintien dans le temps d'une cimentation adéquate et de bonne qualité (voir PRE17) ;
- Conception et maintien dans le temps d'installations de surface ne permettant jamais d'atteindre la pression de fracturation de la cavité ;
- Réflexion, lors du dimensionnement du stockage, et maintien dans le temps d'une garde de sel au sabot (distance entre le toit du sel et le sabot du dernier cuvelage cimenté) suffisante pour éviter ou limiter le risque de perte d'étanchéité du fait du vieillissement de la cimentation du puits ;
- Vérifier que l'épaisseur de la planche de sel ou garde de sel au toit de la cavité (distance entre le toit de la cavité et le toit du sel) est supérieure à chacune des trois grandeurs suivantes définies précédemment (voir PRE15) ;
- Surveillance de la forme de la cavité par échométrie pour détecter d'éventuels éboulements internes consécutifs à une fracturation du sel (voir BP18) ;
- Réalisation, préalablement à la mise en exploitation, d'un contrôle de l'étanchéité de la cavité (voir PRE7 et PRE9) ;
- Etablissement d'un périmètre de protection et mise en place d'une procédure de permis de forage à proximité du stockage, en surface (voir BP1) ;
- Surveillance visuelle (rondes) en surface pour vérifier l'absence de travaux de tiers à proximité (voir BP5) ;
- Contrôle et régulation de la pression de stockage à une valeur inférieure à la pression de fracturation de la cavité (voir PRE25) ;
- Définition et contrôle d'une pression minimale (P_{min}) destinée à éviter le risque de rupture de la cavité et à limiter la convergence par fluage (voir PRE23) ;
- Contrôle et régulation du volume stocké ;
- Mesure régulière (à minima tous les trois ans) de la profondeur du fond de la cavité (« top fond ») pour détecter des éboulements internes (voir BP17) ;
- Surveillance de la présence de gaz dans l'annulaire de contrôle (annulaire compris entre le tubing externe et le cuvelage de production) pour repérer d'éventuelles fuites de gaz à travers la complétion gaz ;
- Vérification de la concentration en sel avant réinjection pour les stockages en balancement de saumure (voir BP16).

4.5.6 Synthèse des principaux phénomènes dangereux et leurs effets

Le Tableau 10 synthétise les différents ERC (événements redoutés centraux) dans le cas d'un stockage d'hydrogène en cavité saline, ainsi que le PhD (phénomènes dangereux) associés et leurs effets. On distingue :

- des effets thermiques tels que le feu torche ou le flash-fire, qui sont liés à une combustion ou une explosion d'hydrogène ;
- des effets mécaniques liés à la propagation d'une onde de choc provoquée par une explosion ou non confinée (UVCE ou VCE) ou liés à un affaissement / effondrement de terrains en cas de rupture d'une paroi de cavité ou d'un espace inter-cavité ;
- des effets chimiques liés à la dispersion de substances toxiques rejetées dans l'atmosphère ou dans une aquifère.

*Tableau 10 : Synthèse des ERC et des PhD associés
dans le cas d'un stockage d'hydrogène en cavité saline*

	ERC				
	Perte de confinement d'hydrogène	Rejet d'hydrogène par événement ou soupape	Formation d'ATEX dans un équipement	Formation et rejet de gaz toxiques	Rupture du sel
ERC : Localisation \ Numéro	1 à 4, 9	11 à 13	10	5 et 6	7 et 8
Tête de puits de production	X		X		
Col de cygne	X		X		
Tête de puits de forage	X		X		
Terrains de recouvrement	X			X	
Cavité	X		X	X	X (paroi)
Zone intermédiaire inter-cavité	X				X
Complétion H ₂				X	
Cuvelages				X	
Cimentations				X	
Tuyauterie en amont ou aval du puits	X		X		
Soupape ou événement		X	X		
PhD associés					
Feu torche	X	X			X
UVCE	X	X			X
Flash-fire	X	X			X
VCE	(X)				
Eclatement dynamique de tout ou partie de l'installation			X		
Mouvements de terrain					X
Rejet de gaz toxique				X	
Contamination des aquifères				X	

4.6 Mesures de maîtrise des risques

Des barrières techniques (bonnes pratiques ; barrières de prévention ; mesures protectrices) peuvent être mises en place pour minimiser les risques induits par le stockage d'hydrogène en cavité saline. Ces mesures ont été rassemblées dans les *Tableau 11*, *Tableau 12*, *Tableau 13*. On peut les classer dans les catégories suivantes :

- Dispositifs de sécurité actifs tels que des soupapes reliées à des événements (BP12 ; PRE4 ; PRE24, PRO15) ou des dispositifs anti-bélier (PRE2) pour limiter les effets d'une surpression. S'assurer que ces dispositifs sont correctement positionnés (PRO15 ; PRO17) et paramétrés (PRO16) ;
- Dispositifs de sécurité passifs tels que : des écrans de protection thermique pour limiter ou orienter la propagation d'effets thermiques (PRE5 ; PRO14), des protections physiques pour éviter des chocs (BP19 ; PRE1), des traitements appropriés pour retarder la dégradation de certains constituants du puits (PRE10) ;
- Barrières instrumentées de détection qui activent des alarmes et isolent les installations. Cette détection se base sur une mesure de pression (PRE3 ; PRE6 ; PRE8 ; PRE12 ; PRE14 ; PRE23 ; PRE25 ; PRO1 ; PRO2 ; PRO5 ; PRO7 ; PRO12), une détection gaz/flammes (PRO3 ; PRO13) ou une détection d'un mouvement de terrain (PRO10) ;
- Contrôles périodiques conduisant à une mise en sécurité en cas de dépassement d'un seuil lors d'un bilan matière (BP14) ; d'une détection d'éboulement (BP17), ou suite à une mesure de pureté de l'H₂ (PRO6) ;
- Système de secours afin de pallier une panne électrique (PRE37).

Des barrières doivent être mises en place aux différentes phases de vie du stockage en distinguant la conception, la phase de mise en service, la phase d'exploitation :

- Phase de conception :
 - ✓ Dimensionnement optimal du stockage : en profondeur (PRO9), vis-à-vis du toit du sel (PRE13, PRE15) ; vis-à-vis des autres cavités (PRE16), relativement à la composition du sous-sol (BP15), ou à l'activité bactérienne (PRE19, PRE21) ;
 - ✓ Positionnement vis-à-vis des risques naturels ou miniers connus dans le secteur afin de limiter les effets dominos (BP3 ; BP13) ;
 - ✓ Choix de matériel spécifique résistant à l'hydrogène (BP10 ; PRE17) et, en particulier, pour limiter la formation de gaz toxique par interaction avec H₂ (PRE20 ; PRE22) ;
- Avant la mise en service :
 - ✓ Vérification de l'étanchéité dans la cavité avant l'exploitation (PRE7 ; PRE9) ;
 - ✓ Vérification du matériel de sécurité (BP22 ; PRE33 ; PRE35 ; PRE40) et le bon fonctionnement des procédures de sécurité (PRE36 ; PRE37) ;
 - ✓ Formation du personnel à exploiter la cavité, aux particularités de l'hydrogène et à intervenir en cas de défaillances (BP9 ; BP23) ;
- Phase d'exploitation :
 - ✓ Suivi régulier : surveillance des éboulements (BP17 ; BP18) et des mouvements de terrain (PRO10), vérification de la concentration en sel de la saumure (BP16), de l'ajout d'additifs (PRE18), contrôle de la qualité des aquifères (PRO8), contrôle des tuyauteries (BP11) et de la colonne de production (PRE11) ; contrôle qualité de l'H₂ (BP14) ;
 - ✓ Entretien et maintenance de l'installation : mesure de gestion des travaux (BP5) et permis feu, maintenance préventive des installations (BP11) et des dispositifs de sécurité (BP20 ; BP24 ; BP25), entretien des plateformes pour limiter la présence de combustible (BP4) ;
 - ✓ Surveillance des installations et restriction des accès à la cavité (BP1 ; BP2) ;
 - ✓ Mise en place de règles de circulation afin de limiter les chocs (BP17) et de gestion du risque ATEX afin de limiter les sources d'inflammation (BP8) ;
 - ✓ Lancement de plan d'urgence afin de minimiser les impacts par suite d'un aléa (PRO4).

Tableau 11 : Liste des bonnes pratiques (BP)

BP1	Accès réglementé sur le site (zones clôturées, accès par un poste de garde)
BP2	Conditions d'accès restreintes au puits (accès par badge par exemple)
BP3	Eloignement des combustibles des installations hydrogène (cavité, tête de puits...) afin de limiter les effets dominos (propagation d'un incendie)
BP4	Plateforme entretenue (absence de végétation importante à proximité des installations) afin de limiter les effets dominos (propagation d'un incendie)
BP5	Gestion des travaux (par exemple plan de prévention à proximité du puits, contrôles après travaux)
BP6	Privilégier l'implantation dans un terrain plat permettant de limiter les départs anticipés de véhicule en cas de défaut de frein à main par exemple
BP7	Règle de circulation (limitation de la vitesse sur site, circulation selon un plan prédéfini)
BP8	Gestion des sources d'inflammation sur et à proximité des installations hydrogène (permis de feu, matériel certifié ATEX, mise à la terre des installations par exemple)
BP9	Règles d'intervention sur les installations hydrogène (habilitation des intervenants, présence de mode opération pour les opérations critiques...)
BP10	Respect des bonnes pratiques de conception, installation, réception et maintenance des équipements
BP11	Inspection/ contrôle sur les tuyauteries
BP12	Evacuer les gaz en cas de purge ou surpression vers des zones ne pouvant générer d'effets dominos (à l'aide d'évent par exemple)
BP13	Eloignement du puits des installations pouvant générer des effets dominos
BP14	Retrait du produit en cas de détection d'une fuite à partir du bilan matière
BP15	Choix de la localisation de la cavité de sorte à minimiser la présence de sulfate et de pyrite (présents dans les insolubles)
BP16	Vérification de la concentration de sel avant réinjection pour les stockages en balancement de saumure
BP17	Mesure périodique de la profondeur du fond de la cavité ("top fond") pour détecter des éboulements internes et actions correctives en cas de géométrie non favorable à la stabilité
BP18	Surveillance périodique des éboulements internes et de la forme de la cavité par échométrie et actions correctives en cas de géométrie non favorable à la stabilité
BP19	Installation de fourreaux ou de renforts au niveau des routes si tuyauterie enterrée
BP20	S'assurer d'une maintenance préventive de la soupape
BP21	Vérification du tarage de la soupape avant installation
BP22	Formation des intervenants/ Procédures d'intervention / Contrôle après intervention
BP23	Inspection et contrôle sur la ligne d'évent
BP24	Vérification périodique du bon fonctionnement des systèmes instrumentés de sécurité
BP25	Mise en place de systèmes de remontées de défauts

Tableau 12 : Liste des mesures de prévention (PRE)

PRE1	Présence de barrières physiques de protection autour des installations hydrogène (par exemple plots béton) permettant de limiter les chocs provenant de véhicules
PRE2	Présence d'un dispositif anti-bélier ou équivalent permettant d'amortir les ondes de choc
PRE3	Mesure de la pression d'alimentation en hydrogène qui à l'atteinte d'un niveau haut (niveau de pression à fixer inférieur à la pression de fissuration de la tête de puits) déclenche une alarme et un isolement des installations (arrêt de l'alimentation en hydrogène voire fermeture d'une des vannes maitresses)
PRE4	Présence d'un organe de sécurité type soupape permettant d'évacuer une éventuelle surpression arrivant sur la tête de puits
PRE5	Présence de protection thermique et/ou anti incendie afin de limiter la propagation d'effets dominos thermiques
PRE6	Mesure de la pression de l'hydrogène (à proximité de la vanne d'antenne) qui à l'atteinte d'un niveau haut déclenche une alarme et un isolement des installations (fermeture de la vanne d'antenne manuelle)
PRE7	Essais d'étanchéité à l'H ₂ de la colonne de travail et de l'obturateur de production vérifiée par essai MIT
PRE8	Détection d'un différentiel de pression en tête de l'annulaire CT-CP qui en cas d'un seuil préfini, déclenche une alarme et décompression de la cavité (mise à l'évent par l'annulaire et/ou la ligne gaz)
PRE9	Réalisation, préalablement à la mise en exploitation, d'un contrôle de l'étanchéité de la cavité à l'hydrogène et abandon de l'exploitation du site en cas de débit de fuite supérieur au débit de fuite maximal acceptable
PRE10	Protection cathodique, revêtement (traitement anti-corrosion)
PRE11	Vérification périodique de l'absence de corrosion et de la bonne étanchéité de la colonne et actions de remédiation adaptées
PRE12	Mesure de la pression de stockage qui à l'atteinte d'une valeur seuil fixée, déclenche une alarme et un isolement des installations. Cette valeur est déterminée à partir de la pression de fracturation de la cavité ; de la résistance des gaines de cimentation et de la résistance des équipements du puits (cuvelage, obturateurs, têtes d'annulaires)
PRE13	Hauteur de cheminée suffisante pour éviter ou limiter le risque de réduction de la hauteur de l'annulaire cimenté du puits
PRE14	Mesure la pression qui l'atteinte d'un niveau bas déclenche alarme et isolement de la cavité et des installations de surface
PRE15	Epaisseur de planche de sel supérieure à chacune des grandeurs définies à la page 120, 4ième alinéa, de la circulaire du 10 mai 2010
PRE16	Nombre de cavités inférieur à 3 ou taux de défruitement inférieur au taux critique définis à la page 120, 2ième alinéa, de la circulaire du 10 mai 2010
PRE17	Conception et maintien dans le temps d'une cimentation adéquate et de bonne qualité
PRE18	Ajout d'additifs à la saumure injectée dans la cavité (fer ferreux, NaOH ...) dans le but de minimiser la production de gaz toxique (notamment d'H ₂ S)
PRE19	Tests pour détecter la présence d'une activité bactérienne notamment sulfato-réductrices (dans la saumure, l'hydrogène ou les terrains environnant la cavité), susceptible de favoriser la production de gaz toxique (notamment d'H ₂ S)
PRE20	Choix des matériaux (utilisé pour la complétion) dans le but de minimiser la production de gaz toxique (notamment d'H ₂ S)

PRE21	Tests pour détecter la présence d'une activité bactérienne notamment sulfato-réductrices (dans le recouvrement) susceptible de favoriser la production de gaz toxique (notamment d'H ₂ S) dans le but de retenir ou non la cavité comme site de stockage d'H ₂
PRE22	Choix des matériaux (ciments, aciers des cuvelages ...) compatible avec l'H ₂ dans le but de minimiser la production de gaz toxique (notamment d'H ₂ S)
PRE23	Mesure de la pression afin de s'assurer d'une pression minimale en cavité destinée à éviter le risque de rupture de la cavité et à limiter la convergence par fluage. En cas d'atteinte du niveau bas, alarme et mise en place d'actions prédéfinies afin de maintenir la pression dans la cavité
PRE24	Présence d'un organe de sécurité type soupape permettant d'évacuer une éventuelle surpression provenant de l'alimentation H ₂
PRE25	Mesure de la pression d'alimentation en hydrogène qui à l'atteinte d'un niveau haut (niveau de pression à fixer inférieur à la pression de fissuration de la tête de puits) déclenche une alarme et un isolement des installations (arrêt de l'alimentation en hydrogène voire fermeture d'une des vannes maitresses)
PRE26	Procédure d'inertage des installations lors des phases transitoires
PRE27	S'assurer du maintien d'une pression dans le circuit gaz supérieure à la pression atmosphérique par la mise en place d'une mesure de pression qui à l'atteinte de la pression atmosphérique enclenche alarme et l'ajout de gaz
PRE28	Prévoir une vanne d'isolement qui se ferme à l'atteinte de la pression atmosphérique sur la ligne d'évent
PRE29	Mesure de la pression sur l'alimentation qui à l'atteinte d'une pression élevée déclenche une alarme et un isolement des installations
PRE30	Mesure la pression sur la tête de puits qui à l'atteinte d'une pression élevée déclenche une alarme et un isolement des installations
PRE31	Protéger le conduit d'évacuation d'entrée d'eau et d'impuretés
PRE32	Contrôle régulier de l'état de la conduite
PRE33	Vérification de la position des vannes lors des phases d'intervention ou de démarrage
PRE34	Mettre en place des systèmes de consignation / déconsignation
PRE35	Réception à la mise en service avec un contrôle de la programmation des automates
PRE36	S'assurer que l'installation est en sécurité positive (par exemple, ouverture des vannes vers les événements/d'inertage et fermeture des vannes d'isolement en l'absence d'électricité ou en l'absence d'alimentation du circuit hydraulique)
PRE37	Prévoir un système de secours pour maintenir les systèmes instrumentés de sécurité telle que la détection gaz, le système d'extraction des zones confinées

Tableau 13 : Liste des mesures de protection (PRO)

PRO1	Fermeture de la vanne maitresse hydraulique et de la vanne de subsurface hydraulique sur détection de différentiel de pression
PRO2	Activation de l'arrêt d'urgence qui déclenche une alarme et un isolement des installations (arrêt de l'alimentation en hydrogène et fermeture de la vanne maîtresse hydraulique et de la vanne de subsurface hydraulique)
PRO3	Présence d'une détection gaz (H ₂) voire de flamme (UV pour l'H ₂) qui a l'attente d'un seuil prédéterminé déclenche une alarme et un isolement des installations (arrêt de l'alimentation en hydrogène et fermeture de la vanne maîtresse hydraulique et de la vanne de subsurface hydraulique)
PRO4	Plan d'urgence (évacuation du personnel et intervention de personnel formé avec des dispositifs d'extinction incendie)
PRO5	Fermeture de la vanne d'antenne hydraulique sur détection de différentiel de pression, détection d'H ₂ ou arrêt d'urgence
PRO6	Installation de traitement du gaz (hydrogène) pour éliminer une éventuelle contamination par des gaz annexes (notamment le H ₂ S)
PRO7	Mesure des émanations de gaz en surface et alarme et évacuation en cas de dépassement de seuils prédéfinis
PRO8	Mesure de la qualité des aquifères par prélèvement périodique (concentrations de certaines substances ou présence de bactéries) et abandon ou traitement de l'aquifère en cas de dépassement de seuils prédéfinis
PRO9	S'assurer que la profondeur de la cavité soit suffisante
PRO10	Surveillance géodésique et actions correctives et de protection en cas de détection de mouvements de terrain
PRO11	S'assurer de la présence d'un système de ventilation (naturelle ou mécanique) autour des installations hydrogène
PRO12	Mesure de la pression qui à l'atteinte d'un seuil bas déclenche une alarme et l'isolement des installations
PRO13	Mettre en place des systèmes de détection hydrogène dans les espaces confinés associée à un arrêt d'urgence sur les installations et l'activation d'une ventilation mécanique
PRO14	Mettre en place si possible des surfaces faibles dans les zones confinées qui s'ouvriront en cas d'explosion et orienteront l'explosion vers une zone limitant les impacts vers des enjeux
PRO15	S'assurer du rejet de la soupape dans une zone non confinée, n'exposant pas d'enjeux et exempt de source d'inflammation
PRO16	Limiter les débits avant rejet
PRO17	S'assurer du rejet de l'évent dans une zone non confinée, n'exposant pas d'enjeux et exempt de source d'inflammation, et du retour d'information en cas de rejet à l'évent

5 Synthèse et recommandations

Si le stockage souterrain de gaz est une opération bien connue (680 sites en exploitation dans le monde en 2015, Tarkowski, 2019 : [114]), les stockages souterrain d'H₂ sont encore peu nombreux.

Les choix d'un stockage souterrain incluent des critères géologiques, techniques, économiques, juridiques et sociaux. Les critères géologiques sont prioritaires lors de la sélection du site. Un stockage en cavité saline sera privilégié s'il est disponible. Le stockage en gisement déplété semble également être un bon choix sachant que l'on a déjà une bonne connaissance du secteur, que le caprock a déjà prouvé son efficacité, et que des installations sont déjà présentes en surface. Il y a toutefois un risque possible de réaction de l'hydrogène avec l'huile résiduelle. Les aquifères salins pourraient être plus appropriés pour le stockage de grandes quantités d'H₂, cependant leurs structures géologiques sont moins connues et le volume de gaz coussin requis est également important.

On peut par ailleurs faire les remarques suivantes concernant certains paramètres :

- profondeur de stockage : ce n'est pas un paramètre très critique en raison des propriétés physiques de l'hydrogène (il n'a pas de changement considérable dans sa viscosité et sa densité en fonction de la profondeur). La profondeur de stockage typique signalée pour les cavités de sel est de 400 à 1000 m. Pour les aquifères ou les réservoirs de gaz et de pétrole déplétés, elle est supérieure à 800 m ;
- volume de stockage (capacité de stockage) : c'est un paramètre de sélection clé, par conséquent, les réservoirs à haute porosité sont préférables. Généralement, les cavités de sel ont une faible capacité de stockage (inférieure à un million de mètres cubes) par rapport aux aquifères ou aux réservoirs déplétés ;
- perméabilité du réservoir (concerne les projets de stockage en aquifère ou en gisement déplété) : la perméabilité traduit la capacité d'un milieu poreux à délivrer le fluide. Une perméabilité de l'ordre de 2 à 600 mD (1 mD = 10⁻¹⁵ m²) est rapportée pour des sites de stockage potentiels, mais une perméabilité plus élevée est toujours préférable, car cela permet une injection et un retrait efficace de l'hydrogène ;
- nécessité de gaz coussin (concerne les projets de stockage en aquifère ou en gisement déplété) : le volume de gaz coussin requis peut être important (de 30 % à 60 % d'après Bai et al., 2014 : [5]). La dispersion du gaz stocké peut être minimisée en optimisant la configuration du puits, le nombre de puits, les taux d'injection et de soutirage, la durée cyclique et en sélectionnant un gaz coussin approprié pour avoir des valeurs de densité et de viscosité appropriées ;
- interactions (microbiennes, géochimiques) de l'H₂ avec l'environnement :
 - d'un point de vue microbien et géochimique, les cavités salines sont à privilégier en comparaison des autres types de stockage. Les aquifères peuvent être la deuxième option envisagée. Les réservoirs de gaz déplétés sont classés au troisième rang et les réservoirs de pétrole déplétés sont le dernier ;
 - dans le cas de stockage dans des réservoirs de gaz et de pétrole déplétés, on doit souligner une l'interaction possible de l'hydrogène avec les fluides résidentiels (plus spécifiquement les hydrocarbures préexistants). Un réservoir peu acide (donc notamment sans CO₂) est recommandé pour minimiser les pertes d'hydrogène ;
 - dans le cas des stockages en aquifère, la présence de SO₄²⁻ dissous (dans les nappes phréatiques) favorise la production de sulfure d'hydrogène à partir de l'hydrogène stocké ;
 - la présence d'une roche sans minéraux argileux est recommandée pour un stockage d'hydrogène car la présence d'argile favorise la consommation ou le piégeage de l'hydrogène.

Le stockage souterrain d'hydrogène a un fonctionnement cyclique (cycles alternés d'injection et de soutirage) qui s'adapte à la demande d'énergie en aval. L'efficacité du soutirage dépend de nombreux paramètres tels que les modèles de puits, le processus de soutirage, le taux de soutirage, la productibilité du puits et du réservoir et la capacité des installations de surface. L'optimisation de ces paramètres (par modélisation) peut aider à améliorer l'efficacité du prélèvement d'hydrogène avec une production d'eau minimale.

La gestion d'énormes quantités d'eau de production, favorisée par le phénomène de « water coning » (voir §3.2) et susceptibles d'être contaminées par des produits chimiques toxiques, est l'un des

problèmes environnementaux susceptible d'entraver également la viabilité économique du processus (plus spécifiquement dans le cas des stockages en aquifère).

La faisabilité de différentes options de stockage souterrain a été résumée dans le Tableau 14 en considérant les phénomènes principaux suivants : (étanchéité du réservoir, de flexibilité, d'effets hydrodynamiques, de réactions in situ, d'exigences de gaz coussin, de CAPEX et de pratiques standard (Katarzyna et al., 2020 : [54] ; Pfeiffer et al., 2015 : [80] ; Foh et al., 1979 : [34] ; Crotogino et al., 2017 : [23])). Les signes + / 0 / - indique que le phénomène est respectivement bien / moyennement / mal contrôlé.

Tableau 14 : Sites de stockage et application

	Réservoirs déplétés	Aquifères	Cavités salines	Cavités minées	Mines abandonnées
Étanchéité du stockage	+	+	+	+	-
Flexibilité du stockage	0	0	+	0	-
Limitation des mélange de gaz	-	-	+	+	+
Limitation des phénomènes de diffusion et digitalisation	-	-	+	+	+
Limitation des réactions in situ	-	0	+	+	0
Limitation de la fragilisation des métaux par l'hydrogène	-	-	-	-	-

Le Tableau 15 précise divers problèmes ou enjeux associés aux stockages souterrains d'hydrogène en proposant des recommandations pour minimiser les impacts.

Tableau 15 : Divers problèmes liés au stockage souterrain d'hydrogène et recommandations.

Objectif	Processus	Défis, stratégies réalisables et recommandation	Références
Sélection du site	Propriétés du réservoir	<u>Défi</u> : permettre le stockage ; minimiser les fuites <u>Faits et recommandations</u> : nécessite une strate de roche poreuse, généralement du sable ou du grès avec une porosité (espace vide maximal donc capacité) et une perméabilité (débit d'injection et de soutirage adéquats) suffisamment élevées et la roche de couverture doit être raisonnablement imperméable (pour éviter toute fuite à travers elle). Une roche de couverture saturée en eau est plus avantageuse pour éviter de telles fuites car elle nécessite une pression de seuil élevée (pression capillaire) pour pénétrer.	Davison et al., 2010 : [26] ; Sainz-Garcia et al., 2016 : [97]
	Type de réservoir	<u>Défi</u> : minimiser les pertes d'hydrogène ; garantir la pureté du produit stocké <u>Faits et recommandations</u> : les pertes latérale de gaz et la digitation (fingering) peuvent être proscrits en stockant l'hydrogène dans un aquifère stratifié en utilisant une technologie sélective ; les interactions chimiques de l'hydrogène avec l'environnement sont minimisées dans le cas d'un stockage en cavité saline	Truche et al., 2010 : [121]
	Lieu	<u>Défi</u> : contribuer à la viabilité économique et à la faisabilité du stockage <u>Faits et recommandations</u> : l'emplacement du site peut influencer l'économie et la faisabilité des opérations de stockage où la disponibilité du site, la distance au pipeline et à la source d'hydrogène, l'approvisionnement des installations, etc. Les sites proches de la source d'hydrogène et du pipeline sont recommandés.	Berta et al, 2018 : [11]
	Intégrité de la roche couverture (caprock)	<u>Défi</u> : minimiser les pertes d'hydrogène <u>Faits et recommandations</u> : il empêche les gaz de migrer vers les couches adjacentes et les formations sus-jacentes. Les sels et les couches d'argile sont connus comme le type de couverture le plus courant. Les expériences avec les couches de sels et d'argile prouvent l'étanchéité et l'intégrité hydraulique en présence d'hydrogène.	Katz et al., 1959 : [55] ; Berta et al., 2018 : [11]
Stratégies d'injection	Modèle de puits	<u>Défi</u> : contrôler l'efficacité du stockage d'H ₂ , évite la propagation latérale et le contact avec les fluides préexistants à l'hydrogène <u>Faits et recommandations</u> : une quantité importante d'H ₂ peut être préservé de l'étalement latéral, de la dissolution et de la digitation si plusieurs puits d'injection sont situés sous la roche couverture.	Davison et al., 2010 : [26] ; Simbeck, 2003 : [103] ; Truche et al., 2010 : [121] ; Chapin et al., 2011 : [19]
	Taux d'injection	<u>Défi</u> : minimiser la digitation et la propagation latérale et, par conséquent, les pertes d'hydrogène <u>Faits et recommandations</u> : un taux d'injection faible et régulier permet d'avoir un front stable, ce qui entraîne moins de pertes d'hydrogène. Le débit d'injection doit faire l'objet d'une attention particulière dans une structure géologique très redressée. Le taux d'injection, donc la pression d'injection, doit être dans la limite afin que la pression de fracturation et la pression d'entrée capillaire ne soient pas dépassées (il est recommandé de tenir compte d'une marge de sécurité appropriée)	Davison et al., 2010 : [26] ; Crotagino et al., 2010 : [22] ; Shi et al., 2020 : [108]
	Gaz coussin	<u>Défi</u> : mettre en pression plus rapidement l'hydrogène et réduire la saturation en hydrogène résiduelle <u>Faits et recommandations</u> : malgré les coûts d'investissement inférieurs pour l'azote comme gaz coussin, il a une viscosité et une densité plus élevées que l'hydrogène et même que le méthane. Par conséquent, le déplacement de l'eau est plus efficace. L'inconvénient est le mélange intensif d'hydrogène et d'azote au démarrage du fonctionnement cyclique. Le dioxyde de carbone peut également être utilisé comme gaz coussin car il est très dense par rapport à l'hydrogène dans des conditions de réservoir typiques.	Shi et al., 2020 : [108]

Etude des effets hydrodynamiques		<p><u>Défi</u> : minimiser de l'étalement latéral, la digitation et la remontée de l'H₂ sous le caprock</p> <p><u>Faits et recommandations</u> : les forces de gravité avec des effets dynamiques réduits peuvent stabiliser le déplacement et réduire l'étendue de la propagation et de la digitation. La sélection d'un taux d'injection optimal et d'une structure de réservoir appropriée (éventuellement stratifiée) est recommandée. Les structures fortement inclinées et les sables épais aideront à inhiber le doigté.</p>	Pfeiffer et al., 2019 : [82]
Etude des effets biologiques, géochimiques et bactériens	Présence de CO ₂	<p><u>Défi</u> : éviter les pertes d'hydrogènes du fait d'interactions biologiques ou géochimiques induit par la présence de CO₂</p> <p><u>Faits et recommandations</u> : la présence d'une faible quantité (0,004 %) d'oxygène gazeux peut supprimer la croissance des archées méthanogènes. La température et la pression optimales pour leur croissance sont de 30-40°C et 90 bars mais elles sont capables de supporter et de croître jusqu'à 90°C. À un pH de 6,5 à 7,5 de l'eau, seulement 10 % du CO₂ est responsable de la production de biomasse, et le reste est utilisé pour la respiration. Cependant, à la même température et pression que les archées méthanogènes, les bactéries acétogènes ont une activité maximale.</p>	Deveci, 2018 : [27] ; Brouard, 2002 : [12]
	Présence de SO ₄ ²⁻	<p><u>Défi</u> : éviter la conversion de l'hydrogène en H₂S induite par la présence de SO₄²⁻</p> <p><u>Faits et recommandations</u> : cette réaction se produit préférentiellement pour une température comprise entre 30 et 90 °. L'apparition d'un excès d'eau est révélatrice car cette réaction produit deux fois plus d'eau que les réactions méthanogènes et acétogènes.</p>	Gregory et al., 2019 : [37] ; Chapin et al., 2011 : [19]
	Présence de Fe ³⁺	<p><u>Défi</u> : éviter la conversion de l'hydrogène en Fe²⁺ induit par la présence de Fe³⁺</p> <p><u>Faits et recommandations</u> : l'apparition d'un excès d'eau indique que cette réaction se produit à l'intérieur car elle produit deux fois plus d'eau que les réactions méthanogènes et acétogènes.</p>	Gregory et al., 2019 : [37] ; Stone et al., 2009 : [112] ; Michalski et al., 2017 : [70]
	Présence de minéraux argileux (Kaolinite, Illite et Feldspath)	<p><u>Défi</u> : éviter : les réactions de précipitation/dissolution et, par conséquent, à des changements de porosité et de perméabilité ; le piégeage de l'hydrogène par les minéraux argileux.</p> <p><u>Faits et recommandations</u> : la kaolinite, l'illite et le feldspath sont des minéraux communs que l'on trouve dans la formation des grès. En outre, ils sont présentés dans les couvertures d'argile. Le suivi des réactions permet d'éviter la réduction de la porosité et de la perméabilité dans la roche réservoir et l'augmentation de la porosité et de la perméabilité dans la roche de couverture.</p>	Gregory et al., 2019 : [37]
Mécanisme et monitoring	Mélange de gaz	<p><u>Défi</u> : éviter le mélange de gaz qui réduirait la qualité du gaz récupéré par coproduction du gaz coussin ou de gaz préexistants</p> <p><u>Faits et recommandations</u> : le mélange de gaz peut être contrôlé par l'utilisation d'un gaz coussin approprié avec une différence de densité plus élevée avec l'hydrogène. En outre, les taux d'injection/de retrait doivent être maintenus bas.</p>	Krader et al., 1987 : [56] ; Chapin et al., 2011 : [19]
	Hystérésis	<p><u>Défi</u> : éviter le piégeage des gaz et par conséquent, la réduction de l'efficacité du stockage</p> <p><u>Constats et recommandations</u> : la perméabilité relative et l'hystérésis capillaire conduisent à une augmentation de la saturation du gaz piégé en augmentant les cycles d'injection/prélèvement. La connaissance des valeurs mentionnées aide à réduire l'effet d'hystérésis.</p>	Pfeiffer et al., 2019 : [82]
	Pertes	<p><u>Défi</u> : réduire le volume d'hydrogène récupérable</p> <p><u>Faits et recommandations</u> : les pertes d'hydrogène se produisent en raison du doigté visqueux, du piégeage de l'hydrogène, de la conversion de l'hydrogène en d'autres gaz et de l'interaction de l'hydrogène avec les minéraux. La connaissance du</p>	Amid et al., 2016 : [2] ; Gregory et al., 2019 : [37] ; Carden et al., 1979 : [15] ; Pfeiffer et al., 2015 : [80] ; Hagemann et al., 2016 :

		taux d'injection approprié, des fluides préexistants et de la minéralogie des roches réduit la quantité de pertes. Moins de pertes (moins de 5%) est acceptable.	[42] ; Lord, 2009 : [65] ; Chapin et al., 2011 : [19]
	Fuite	<u>Défi</u> : réduire le risque de fuite de l'hydrogène du fait de la petite taille de l'hydrogène <u>Faits et recommandations</u> : les roches de couverture saturées d'eau représentent une barrière pratiquement imperméable à l'hydrogène. Seule une petite quantité d'hydrogène peut être perdue en raison de la dissolution (2 %) et de la diffusion (2 %). La roche de recouvrement mouillée par l'eau peut empêcher les fuites à travers elle en raison d'une pression de seuil élevée ou d'une pression capillaire.	Carden et al., 1979 : [15] ; Pfeiffer et al., 2019 : [82]
	Effet de la quantité d'hydrogène injectée dans le mélange gazeux	<u>Défi</u> : optimiser le pourcentage d'hydrogène dans le mélange gazeux stocké <u>Faits et recommandations</u> : le pourcentage d'hydrogène dans le mélange affecte la pression partielle de l'hydrogène dans le mélange qui affecte le comportement d'écoulement ou les mécanismes de transport. Elle peut également affecter l'intégrité hydraulique, les mécanismes géochimiques, les réactions microbiennes et la fiabilité des installations et des matériaux.	Katz et al., 1959 : [55]
Stratégies de soutirage	Modèle de puits	<u>Défi</u> : optimiser la localisation des puits de soutirage de l'hydrogène. <u>Faits et recommandations</u> : une quantité plus importante d'hydrogène peut être récupérée si plusieurs puits d'extraction peu profonds sont situés sous la roche couverture. De plus, une zone hautement perméable est recommandée car elle peut favoriser l'injectivité et l'efficacité de soutirage.	Davison et al., 2010 : [26]
	Débit de soutirage	<u>Défi</u> : optimiser le débit de soutirage <u>Faits et recommandations</u> : un débit de soutirage trop élevé conduit à production excessive d'eau. Par ailleurs, cela entraîne une forte chute de pression qui peut modifier les propriétés du gaz. Il est recommandé de contrôler l'extraction en maintenant une pression constante dans le puits.	Crotogino et al., 2010 : [22]
	Durée et nombre de cycles, pureté	<u>Défi</u> : minimiser la perte de pureté de l'hydrogène extrait. <u>Faits et recommandations</u> : Avec l'augmentation du nombre de cycles, les performances du stockage seront augmentées. La durée entre chaque cycle aide les fluides (hydrogène et fluide préexistant) à être séparés en raison de la force gravitationnelle, ce qui se traduit par une efficacité ultime plus élevée. La présence d'impuretés peut entraver la faisabilité et l'économie des étapes de soutirage et doit être éliminée du flux de gaz soutiré.	Crotogino et al., 2010 : [22] ; Taylor et al., 1986 : [115]

6 Références

- [1] Ajayi T., Gomes J.S., Bera A., 2019 : « A review of CO₂ storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches », *Petrol Sci* 2019/10/01 2019;16(5):1028-63.
- [2] Amid A., Mignard D., Wilkinson M., 2016 : « Seasonal storage of hydrogen in a depleted natural gas reservoir », *Int J Hydrogen Energy* Apr 6 2016;41(12):5549-58.
- [3] Amigan 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 (Fed Eur Microbiol Soc) Microbiol Lett* 1990;73(3):221-4.
- [4] Andersen P.D., Nørgaard P.H., Olesen M.H., Tanner A.N., 2009 : « Final report of the roads2hycom project: fuel cells and hydrogen in a sustainable energy economy ».
- [5] Bai M.X., Song K.P., Sun Y.X., He M.Q., Li Y., Sun J.P., 2014 : « An overview of hydrogen underground storage technology and prospects in China », *J Petrol Sci Eng* Dec 2014;124:132-6.
- [6] Baumgartner L.K., et al., 2006 : « Sulfate reducing bacteria in microbial mats: changing paradigms, new discoveries », *Sediment Geol* Mar 15 2006;185(3-4):131-45.
- [7] Belhaj H., Bera A., 2017 : « A brief review of mechanisms for carbon dioxide sequestration into aquifer reservoirs », *International Journal of Petroleum Engineering* 2017;3(1):49-66.
- [8] Bérest P., Brouard B., 2003 : « Safety of Salt Caverns Used for Underground Storage Blow Out; Mechanical Instability; Seepage; Cavern Abandonment », *Oil & Gas Science and Technology Rev IFP*, 58, 3 361-384 (<https://doi.org/10.2516/ogst:2003023>).
- [9] Bérest P., Réveillère A., Evans D., Stöwer, M., 2019 : « Maximum admissible pressure in salt caverns used for brine production and hydrocarbon storage », *Oil & Gas Science and Technology*, 74, 27 (<https://doi.org/10.2516/ogst/2020068>).
- [10] Bernardez L.A., de Andrade Lima L.R., de Jesus E.B., Ramos C.L., Almeida P.F., 2013 : « A kinetic study on bacterial sulfate reduction », *Bioproc Biosyst Eng* Dec 2013;36(12):1861-9.
- [11] Berta M., Dethlefsen F., Ebert M., Schäfer D., Dahmke A., 2018 : « Geochemical effects of millimolar hydrogen concentrations in groundwater: an experimental study in the context of subsurface hydrogen storage », *Environ Sci Technol*, 52 (8) (2018), pp. 4937-4949 (<https://doi.org/10.1021/acs.est.7b05467>)
- [12] Brouard B., 2002 : « Etude bibliographique sur les accidents dans les bassins salifères résultants d'une dissolution volontaire ou non », rapport GEODERIS, 18 mars 2002.
- [13] Bruno M.S., Dusseault M.B., 2002 : « Geomechanical analysis of pressure limits for thin bedded salt caverns », Spring 2002 Tech Meet Banff. Alberta, Canada, April 29-30, Solut Min Res Institute, pp. 1–25.
- [14] Bullister J.L., Guinasso N.L., Schink D.R., 1982 : « Dissolved hydrogen, carbon monoxide, and methane at the CEPEX site », *Journal of Geophysical Research* 87: doi: 10.1029/JC087iC03p02022. issn: 0148-0227
- [15] Carden P., Paterson L., 1979 : « Physical, chemical and energy aspects of underground hydrogen storage », *Int J Hydrogen Energy* 1979;4(6):559-69.
- [16] Cavallaro A.N., Martinez M.E.G, Ostera H., Panarello H., Cordero R.R., 2005 : « Oilfield reservoir souring during waterflooding: a case study with low sulphate concentration in formation and injection waters », *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Texas: The Woodlands; 2005. <https://doi.org/10.2118/92959-MS>.
- [17] Charmoille A., Thoraval A., 2010 : « Synthèse de l'état des connaissances et des pratiques en matière d'abandon des stockages souterrains », rapport Ineris référencé DRS-08-86168-00481D, janvier.
- [18] Chatzis I., Morrow N.R., 1984 : « Correlation of capillary number relationships for sandstone. 1984/10/1/ Soc Petrol Eng J 1984;24(5):555-62.
- [19] Chapin III F.S., Matson P.A., Vitousek P., 2011 : « Principles of terrestrial ecosystem ecology », Springer Science & Business Media.
- [20] Coats K.H., Richardson J.G., 1967 : « Calculation of water displacement by gas in development of aquifer storage », *Petrol Eng J* 1967;7(2):105-12.
- [21] Crotogino F., Hamelmann R., 2007 : « Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Gfättung des Windstromangebots », KBB Underground Technologies GmbH, Kompetenzzentrum für Wasserstoff-und Brennstoffzellentechnologie. Fachhochschule Lubeck.
- [22] Crotogino F., Donadei S., Bungler U., Landinger H., 2010 : « Large-scale hydrogen underground storage for securing future energy supplies », 18th World hydrogen energy conference, 78; 2010. p. 37-45.

- [23] Crotagino F., Schneider G.S., Evans D.J., 2017 : « Renewable energy storage in geological formations », Proc IME J Power Energy 2017;232(1):100-14.
- [24] Crotagino, F., Schneider, G.S., Evans, D.J., 2018. Renewable energy storage in geological formations. Proc. Inst. Mech. Eng. A J. Power Energy 232, 100–114. <http://dx.doi.org/10.1177/0957650917731181>.
- [25] Cussler E.L., Cussler E.L., 2009 : « Diffusion: mass transfer in fluid systems », Cambridge university press.
- [26] Davison J., Arienti S., Cotone P., Mancuso L., 2010 : « Co-production of hydrogen and electricity with CO₂ capture », International Journal of Greenhouse Gas Control Mar 2010;4(2):125-30.
- [27] Deveci M., 2018 : « Site selection for hydrogen underground storage using interval type-2 hesitant fuzzy sets », Int J Hydrogen Energy May 10 2018;43(19):9353-68.
- [28] Donadei S., et al., 2015 : « Project InSpEE-rock mechanical design for CAES and H₂ storage caverns & evaluation of storage capacity in NW-Germany », The third sustainable earth sciences conference and exhibition.
- [29] Dopffel N., Jansen S., Gerritse J., 2021 : « Microbial side effects of underground hydrogen storage – Knowledge gaps, risks and opportunities for successful implementation », Int. J. Hydrogen Energy 46, 8594–8606. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.058>.
- [30] Ebigo A., Golfier F., Quintard M., 2013 : « A coupled, pore-scale model for methanogenic microbial activity in underground hydrogen storage », Adv Water Resour Nov 2013;61:74-85.
- [31] Etiope G., Schoell M., Hosgormez H., 2011 : « Abiotic methane flux from the Chimaera seep and Tekirova ophiolites (Turkey): understanding gas exhalation from low temperature serpentinization and implications for Mars », Earth Planet Sci Lett Oct 1 2011;310(1e2):96-104.
- [32] Evans D. J., West J. M., 2008 : « An appraisal of underground gas storage technologies and incidents, for the development of risk assessment methodology », Research rapport RR605, prepared by the British Geological Survey for the Health and Safety Executive (<https://www.hse.gov.uk/research/rrpdf/rr605.pdf>).
- [33] Feldmann F., Hagemann B., Ganzer L., Panfilov M., 2016 : « Numerical simulation of hydrodynamic and gas mixing processes in underground hydrogen storages », Environmental Earth Sciences, journal article Aug 2016;75(16):1165.
- [34] Foh S., Novil M., Rockar E., Randolph P., 1979 : « Underground hydrogen storage final report », Inst. of gas tech. Upton, NY: DOE, Brookhaven Natl Lab; 1979.
- [35] Freeway, K., 1998. Advanced underground gas storage concepts refrigerated mined cavern storage. Pittsburgh, PA, and Morgantown, WV. <http://dx.doi.org/10.2172/7510>.
- [36] Glamheden, R., Curtis, P., 2006. Excavation of a cavern for high-pressure storage of natural gas. Tunn. Undergr. Sp. Technol. 21, 56–67. <http://dx.doi.org/10.1016/j.tust.2005.06.002>.
- [37] Gregory S.P., Barnett M.J., Field L.P., Milodowski A.E., 2019 : « Subsurface microbial hydrogen cycling: natural occurrence and implications for industry », Microorganisms Feb 15 2019;7(2):53.
- [38] Gombert P. et al. , 2021 : " Etat des connaissances sur le stockage de l'hydrogène en cavité saline et apport du projet ROSTOCK-H ", Livrable L6.3 du projet ROSTOCK-H subventionné par le GIS GEODENERGIES, Rapport référencé Ineris - 159826 - 270280 (https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/Ineris-159826-270280-Rostock-H-Livrable%206.3-Etat%20des%20connaissances-v3_0.pdf).
- [39] Gut D., 2017 : « The Effects of hydrogen injection in natural gas networks for the Dutch underground storages. », RVO. Den Haag.
- [40] H₂tools, 2021 : <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/basic-hydrogenproperties>. <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/basic-hydrogenproperties>.
- [41] Hagemann B., Rasoulzadeh M., Panfilov M., Ganzer L., Reitenbach V., 2015 : « Mathematical modeling of unstable transport in underground hydrogen storage », Environmental Earth Sciences, journal article Jun 2015;73(11):6891-8.
- [42] Hagemann B., Rasoulzadeh M., Panfilov M., Ganzer L., Reitenbach V., 2016 : « Hydrogenization of underground storage of natural gas », Computat Geosci Jun 2016;20(3):595-606.
- [43] Hagemann B., 2017 : « Numerical and analytical modeling of gas mixing and bio-reactive transport during underground hydrogen storage », Doctoral. U. de Lorraine.
- [44] Han G., Bruno M., Lao K., Young J., Dorfmann L., 2006 : « Gas storage and operations in single bedded salt caverns: Stability analyses », Proc 41st US Rock Mech Symp - ARMA's Golden Rocks 2006-50 Years Rock Mech. pp. 1–10. <http://dx.doi.org/10.2118/99520-ms>.

- [45] Hassannayebi N., Azizmohammadi S., De Lucia M., Ott H., 2019 : « Underground hydrogen storage: application of geochemical modelling in a case study in the Molasse Basin, Upper Austria », *Environ Earth Sci*, Mar 2019;78(5):177.
- [46] Heinemann N., Booth M.G., Haszeldine R.S., Wilkinson M., Scafidi J., Edlmann K., 2018 : « Hydrogen storage in porous geological formations e onshore play opportunities in the midland valley (Scotland, UK) », *Int J Hydrogen Energy* 2018;43(45):20861-74.
- [47] Hemme C., van Berk W., 2018 : « Hydrogeochemical modeling to identify potential risks of underground hydrogen storage in depleted gas fields », *English Applied Sciences-Basel Nov* 2018;8(11):2282.
- [48] Ho C.K., Webb S.W., 2006 : « Gas transport in porous media », Springer.
- [49] Hopper J.M., 2004 : « Gas Storage and single-point failure risk », *Energy Market*, October. (http://www.falcongastorage.com/_filelib/FileCabinet/Articles/article_singlepointfailurerisk.pdf?FileName=article_singlepointfailurerisk.pdf).
- [50] Jaakkola S.T., Ravantti J.J., Oksanen H.M., Bamford D.H., 2016 : « Buried alive: Microbes from ancient halite », *Trends Microbiol.* 24, 148–160. <http://dx.doi.org/10.1016/j.tim.2015.12.002>.
- [51] Jalili, P., Saydam, S., Cinar, Y., 2019. CO2 storage in abandoned coal mines. In: Proc 2011 Coal Oper Conf Min Eng Univ Wollongong, 18-20. pp. 355–60. Jamshidnezhad, M., Shen, C., Kool, P., Zadeh, A.M., Rossen, W.R., 2010. Improving injectivity to fight gravity segregation in gas enhanced oil recovery. *SPE J.* 15, 91–104. <http://dx.doi.org/10.2118/112375-PA>.
- [52] Jorgensen B.B., Isaksen M.F., Jannasch H.W., 1992 : « Bacterial sulfate reduction above 100{degrees}C in deep-sea hydrothermal vent sediments », *Science* Dec 11 1992;258(5089):1756-7.
- [53] Kabuth A., et al., 2016 : « Energy storage in the geological subsurface: dimensioning, risk analysis and spatial planning: the ANGUSp project », *Environmental Earth Sciences* 2016;76(1):23.
- [54] Katarzyna L., Radosław T., 2020 : « Numerical simulation of hydrogen injection and withdrawal to and from a deep aquifer in NW Poland », *Int J Hydrogen Energy* 2020;45:2068-83.
- [55] Katz D.L., Cornell D., Kobayashi R., 1959 : « Handbook of natural gas engineering », New York: McGraw-Hill Book Co., Inc.
- [56] Krader T., Franck E.U., 1987 : « The ternary systems H₂O-CH₄-NaCl and H₂O-CH₄-CaCl₂ to 800 K and 250 MPa », 91(6):627-34.
- [57] Kruck O., Crotogino F., Prelicz R., Rudolph T., 2013 : « Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe », KBB Underground Technologies GmbH.
- [58] Laban M. P., 2020 : « Hydrogen storage in salt caverns - Chemical modelling and analysis of large-scale hydrogen storage in underground salt caverns », master thesis, Delft University of Technology, 16 juillet (<http://resolver.tudelft.nl/uuid:d647e9a5-cb5c-47a4-b02f-10bc48398af4>).
- [59] Lankof L., Tarkowski R., 2020 : « Assessment of the potential for underground hydrogen storage in bedded salt formation », *Int J Hydrogen Energy* 2020;45(38):19479-92.
- [60] Lassin A., Dymitrowska M.L., Azaroual M., 2011 : « Hydrogen solubility in pore water of partially saturated argillites: Application to Callovo-Oxfordian clayrock in the context of a nuclear waste geological disposal », *Physics and Chemistry of the Earth Parts A/B/C* 36(17-18), DOI: 10.1016/j.pce.2011.07.092
- [61] Lemieux A., Sharp K., Shkarupin A., 2019 : « Preliminary assessment of underground hydrogen storage sites in Ontario », Canada. *Int J Hydrogen Energy* Jun 7 2019;44(29):15193-204.
- [62] Lewandowska-Smierzchalska J., Tarkowski R., Uliasz-Misiak B., 2018 : « Screening and ranking framework for underground hydrogen storage site selection in Poland », *Int J Hydrogen Energy* Mar 1 2018;43(9):4401-14.
- [63] Liebscher A., Wackerl J., Streibel M., 2016 : « Geologic storage of hydrogen - fundamentals, processing, and projects », *Hydrogen science and engineering : materials, processes. Systems and Technology*; 2016. p. 629-58.
- [64] Ligthelm D.J., de Boer R.B., Brint J.F., Schulte W.M., 1991 : « Reservoir souring: an analytical model for H₂S generation and transportation in an oil reservoir owing to bacterial activity », Presented at the offshore Europe. United Kingdom: Aberdeen; 1991. <https://doi.org/10.2118/23141-MS>.
- [65] Lord A.S., 2009 : « Overview of geologic storage of natural gas with an emphasis on assessing the feasibility of storing hydrogen », Albuquerque, NM: SAND-, Sandia National Laboratory.
- [66] Lord A.S., Kobos P.H., Borns D.J., 2014 : « Geologic storage of hydrogen: scaling up to meet city transportation demands », *Int J Hydrogen Energy* Sep 23 2014;39(28):15570-82.

- [67] Lordache I., Schitea D., Gheorghe A.V., Lordache M., 2014 : « Hydrogen underground storage in Romania, potential directions of development, stakeholders and general aspects », *Int J Hydrogen Energy* Jul 15 2014;39(21):11071-81.
- [68] Machel H.G., 2001 : « Bacterial and thermochemical sulfate reduction in diagenetic settings: old and new insights », *Sediment Geol* 2001;140(1e2):143-75.
- [69] Megee Iii R.D., Drake J.F., Fredrickson A.G., 1972 : « Tsuchiya H.M., Studies in intermicrobial symbiosis. *Saccharomyces cerevisiae* and *Lactobacillus casei* », *Can J Microbiol* 1972;18(11):1733-42.
- [70] Michalski J., et al., 2017 : « Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition », *Int J Hydrogen Energy* May 11 2017;42(19):13427-43.
- [71] Monod J., 1949 : « The growth of bacterial cultures », *Annu Rev Microbiol* 1949.
- [72] Narayanamoorthy S., Ramya L., Baleanu D., Kureethara J.V., Annapoorani V., 2019 : « Application of normal wiggly dual hesitant fuzzy sets to site selection for hydrogen underground storage », *Int J Hydrogen Energy* 2019;44(54):28874-92.
- [73] Oldenburg C.M., 2003 : « Carbon dioxide as cushion gas for natural gas storage », *Energy Fuels* 2003;17(1):240-6.
- [74] Ouraga Z., 2019 : « Retour d'expérience sur les risques liés au stockage en réservoir déplété : cas de l'accident d'Aliso Canyon (États-Unis) », rapport Ineris référencé Ineris - 180582 - 1785835 - v1.0, Novembre (<https://www.ineris.fr/fr/retour-experience-risques-lies-stockage-reservoir-deplete-cas-accident-aliso-canyon-etats-unis>)
- [75] Ozarslan A., 2012 : « Large-scale hydrogen energy storage in salt caverns », *Int J Hydrogen Energy* Oct 2012;37(19):14265-77.
- [76] Panfilov M., Gravier G., Fillacier S., 2006 : « Underground storage of H₂ and H₂-CO₂-CH₄ mixtures », *ECMOR X-10th European conference on the mathematics of oil recovery*.
- [77] Panfilov M., 2016 : « Underground and pipeline hydrogen storage », *Compend. Hydrog. Energy. Elsevier*, pp. 91–115 (<http://dx.doi.org/10.1016/B978-1-78242-362-1.00004-3>).
- [78] Paterson L., 1983 : « The implications of fingering in underground hydrogen storage », *Int J Hydrogen Energy* 1983;8(1):53-9.
- [79] Perez A., Perez E., Dupraz S., Bolcich J., 2016 : « Patagonia windhydrogen project: underground storage and methanation », 21st world hydrogen energy conference.
- [80] Pfeiffer W.T., Bauer S., 2015 : « Subsurface porous media hydrogen storage e scenario development and simulation », *Energy Procedia* 2015;76:565-72.
- [81] Pfeiffer W.T., al Hagrey S.A., Kohn D., Rabbel W., Bauer S., 2016 : « Porous media hydrogen storage at a synthetic, heterogeneous field site: numerical simulation of storage operation and geophysical monitoring », *Environmental Earth Sciences* Aug 2016 ; 75(16):1177.
- [82] Pfeiffer W.T., Bauer S., 2019 : « Comparing simulations of hydrogen storage in a sandstone formation using heterogeneous and homogenous flow property models », *English Petrol Geosci* Aug 2019;25(3):325-36.
- [83] Pichler M., 2013 : « Assesment of hydrogen rock interaction during geological storage of CH₄-H₂ mixtures », Second EAGE sustainable earth sciences (SES) conference and exhibition.
- [84] Piessens, K., Dusaer, M., 2004. Feasibility of CO₂ sequestration in abandoned coal mines in Belgium. *Geol. Belgica* 165–180.
- [85] Pirkle R.J., 1986 : « Proceedings of the American Gas Association Meeting”, Chicago, IL, April 1986.
- [86] Pirkle R.J., Jones, V.T., 2006 : « Applications of Petroleum Exploration and Environmental Geochemistry to Carbon Sequestration », American Geophysical Union, Fall Meeting 2006 (<https://ui.adsabs.harvard.edu/abs/2006AGUFM.H14A..02P/abstract>)
- [87] Poling B.E., Prausnitz J.M., O'connell J.P., 2001 : « The properties of gases and liquids », New York: Mcgraw-hill; 2001.
- [88] Porsch K., Meier J., Kleinsteuber S., Wendt-Potthoff K., 2009 : « Importance of different physiological groups of iron reducing microorganisms in an acidic mining lake remediation experiment », *Microb Ecol, journal article* May 2009;57(4):701-17.
- [89] Prats F., 2013 : « Règles méthodologiques applicables aux études de danger des stockages », Rapport Ineris référencé DRA-13-133158-12929A décembre (<https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/rapport-signé-dra-13-133158-12929a--2016vf-1454582824.pdf>)
- [90] Pudlo D., et al., 2013 : « The H2STORE project: hydrogen underground storage e a feasible way in storing electrical power in geological media? », *Clean energy systems in the subsurface:*

- production, storage and conversion. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg; 2013. p. 395-412.
- [91] Pudlo D., Henkel S., 2016 : « H2STORE and HyINTEGGER - studies on the effect of hydrogen storage in (PORE) underground gas reservoirs - an overview », Brussels, Belgium, Presented at the 3rd HIPS-NET workshop. 13.
- [92] Raeesi B., Morrow N.R., Mason G., 2014 : « Capillary pressure hysteresis behavior of three sandstones measured with a multistep outflow/inflow apparatus », *Vadose Zone J* 2014;13(3).
- [93] Reitenbach V., Ganzer L., Albrecht D., Hagemann B., 2015 : « Influence of added hydrogen on underground gas storage: a review of key issues », *Environ Earth Sci Jun* 2015;73(11):6927-37.
- [94] Rezk M.G., Foroozesh J., Zivar D., Mumtaz M., 2019 : « CO₂ storage potential during CO₂ enhanced oil recovery in sandstone reservoirs », *J Nat Gas Sci Eng Jun* 2019;66:233-43.
- [95] Ridge, R., 1998. Gas storage at the abandoned leyden coal mine near denver, colorado. p. 12.
- [96] Ryan P, Collieran E. The role of homoacetogenic bacteria in anaerobic digester sludges. In: National symposium of the Irish research council for science. Engineering and Technology; 2005. p. 318. Citeseer.
- [97] Sainz-Garcia A., Abarca E., Grandia F., 2016 : « Efficiency and impacts of hythane (CH₄-H₂) underground storage », Presented at the EGU general assembly conference abstracts; 2016. Available: <https://ui.adsabs.harvard.edu/abs/2016EGUGA.1816603S>.
- [98] Sainz-Garcia A., Abarca E., Rubi V., Grandia F., 2017 : « Assessment of feasible strategies for seasonal underground hydrogen storage in a saline aquifer », *Int J Hydrogen Energy Jun* 29 2017;42(26):16657-66.
- [99] Schaber C., Mazza P., Hammerschlag R., 2004 : « Utility-scale storage of renewable energy », *Electr J* 2004;17(6):21-9.
- [100] Schmidt K.A.G., Folas G.K., Kvamme B., 2007 : « Calculation of the interfacial tension of the methane/water system with the linear gradient theory », *Fluid Phase Equil* 2007;261(1e2):230-7.
- [101] Seni S. J., Johnson D.O., 2005 : « Regulatory Response to Recent Events Effecting Three Gas Storage Facilities in Texas », AGA Annual Meeting 2005.
- [102] Shen L., Chen Z.X., 2007 : « Critical review of the impact of tortuosity on diffusion », *Chem Eng Sci Jul* 2007;62(14):3748-55.
- [103] Simbeck D.R., 2003 : « CO₂ capture and storage: the essential bridge to the hydrogen economy », *Greenhouse gas control technologies-6th international conference*. Elsevier; 2003. p. 25-30.
- [104] Simón J., Daniel A., Ball M., Becker A., Bünger U., Capito S., et al., 2014 : « Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe - Joint results from individual Case Studies ».
- [105] Simon J., Ferriz A.M., Correas L.C., 2015 : « HyUnder e hydrogen underground storage at large scale: case study Spain », *Energy Procedia* 2015;73:136-44.
- [106] Shabani A., Zivar D., 2020 : « Detailed analysis of the brine-rock interactions during low salinity water injection by a coupled geochemical-transport model », *Chem Geol* 2020;537:119484.
- [107] Shafaat H.S., Rudiger O., Ogata H., Lubitz W., 2013 : « [NiFe] hydrogenases: a common active site for hydrogen metabolism under diverse conditions », *Aug Sep Biochim Biophys Acta* 2013;1827(8e9):986-1002.
- [108] Shi Z., Jessen K., Tsotsis T.T., 2020 : « Impacts of the subsurface storage of natural gas and hydrogen mixtures », *Int J Hydrogen Energy* 2020/03/18/2020;45(15):8757-73.
- [109] Sofregaz US Inc, 1999. Commercial Potential of Natural Gas Storage in Lined Rock Caverns. Sofregaz US Inc 200 LRC, p. 141.
- [110] Sørensen B., 2007 : « Underground hydrogen storage in geological formations, and comparison with other storage solutions », *Hydrogen power theoretical and engineering int. Symp. Merida Technical University*.
- [111] Srinivasan B.S., 2006 : « The impact of reservoir properties on mixing of inert cushion and natural gas in storage reservoirs. In: Master, petroleum and natural gas engineering », West Virginia University.
- [112] Stone H.B.J., Veldhuis I., Richardson R.N., 2009 : « Underground hydrogen storage in the UK », *Geological Society, London, Special Publications* 2009;313(1):217-26.
- [113] Tarkowski R., Czapowski G., 2018 : « Salt domes in Poland e potential sites for hydrogen storage in caverns », *Int J Hydrogen Energy* 2018;43(46):21414-27.

- [114] Tarkowski R., 2019 : « Underground hydrogen storage: characteristics and prospects », *Renew Sustain Energy Rev* May 2019;105:86-94.
- [115] Taylor J., Alderson J., Kalyanam K., Lyle A., Phillips L., 1986 : « Technical and economic assessment of methods for the storage of large quantities of hydrogen », *Int J Hydrogen Energy* 1986/01/01/1986;11(1):5-22.
- [116] Tek M.R., 2012 : « Underground storage of natural gas: theory and practice », Springer Science & Business Media.
- [117] Thakur K.A., Flores J., 1974 : « Influence of production rate and oil viscosity on water coning. Calgary, Alberta », Presented at the annual technical meeting; 1974 (<https://doi.org/10.2118/374032>).
- [118] Thauer R.K, Fuchs G., 1979 : « Methanogene bakterien », *Naturwissenschaften* February 01 1979;66(2):89-94.
- [119] Torres R., de Hemptinne J.C., Machin I., 2013 : « Improving the modeling of hydrogen solubility in heavy oil cuts using an augmented grayson streed (AGS) approach », *Oil & gas science and technology-revue D ifp energies nouvelles*, 68; 2013. p. 217-33. <https://doi.org/10.2516/ogst/2012061>. Mar Apr.
- [120] Truche L., et al., 2009 : « Experimental reduction of aqueous sulphate by hydrogen under hydrothermal conditions: implication for the nuclear waste storage », *Geochem Cosmochim Acta* Aug 15 2009;73(16):4824-35.
- [121] Truche L., Berger G., Destrigneville C., Guillaume D., Giffaut E., 2010 : « Kinetics of pyrite to pyrrhotite reduction by hydrogen in calcite buffered solutions between 90 and 180°C: implications for nuclear waste disposal », *Geochem Cosmochim Acta* 2010;74(10):2894-914.
- [122] Truche L., Jodin-Caumon M.C., Lerouge C., Berger G., Mosser-Ruck R., Giffaut E., Michau N., 2013 : « Sulphide mineral reactions in clay-rich rock induced by high hydrogen pressure. Application to disturbed or natural settings up to 250 °C and 30 bar », *Chem Geol* 351:217–228. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2013.05.025>
- [123] Truche L., Joubert G., Dargent M., Martz P., Cathelineau M., Rigaudier T., 2018 : « Clay minerals trap hydrogen in the Earth's crust: evidence from the Cigar Lake uranium deposit, Athabasca », *Earth and planetary science letters*, 493; Jul 1 2018. p. 186-97.
- [124] Ugarte, E.R., Salehi, S., 2021 : « A review on well integrity issues for underground hydrogen storage (UHS). *J. Energy Resour. Technol.* 144, 1–27. <http://dx.doi.org/10.1115/1.4052626>.
- [125] Wallace R.L., Cai Z., Zhang H., Zhang K., Guo C., 2021 : « Utility-scale subsurface hydrogen storage: UK perspectives and technology », *Int. J. Hydrogen Energy* 46, 25137–25159. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.05.034>.
- [126] Walters A.B., 1976 : « Technical and environmental aspects of underground hydrogen storage. 2 », 1st world hydrogen energy conference. 2; 1976. 2B_65-79.
- [127] Weidner E., Honselaar M., Jrc ROC, Gindroz B., 2016 : « CEN-CENELEC ».
- [128] Yasuda K., Mori Y.H., Ohmura R., 2016 : « Interfacial tension measurements in water_methane system at temperatures from 278.15 K to 298.15 K and pressures up to 10 MPa », *Fluid Phase Equil* 2016;413:170-5.
- [129] Yekta A.E., Manceau J.C., Gaboreau S., Pichavant M., Audigane P., 2018 : « Determination of hydrogenewater relative permeability and capillary pressure in sandstone: application to underground hydrogen injection in sedimentary formations », *Transport in Porous Media*, journal article March 01 2018;122(2):333-56.
- [130] Zittel W., Wurster R., 1996 : « Hydrogen in the energy sector. Ottobrunn », Presented at the laudwig-bolkow systemtechnik GmbH.
- [131] Zalosh R.G., Short T.P., 1978 : « Comparative analysis of hydrogen fires and explosions incidents », *Factory Mutual Research Corp.*, Norwood, MA.
- [132] Zivar D., Pourafshary P., 2019 : « A new approach for predicting oil recovery factor during immiscible CO₂ flooding in sandstones using dimensionless numbers », *J Petroleum Explorat Product Technol* Sep 2019;9(3):2325-32.
- [133] Zivar D., Kumar S., Foroozesh J., 2021 : « Underground hydrogen storage: A comprehensive review », *Int. J. Hydrogen Energy* 46, 23436–23462. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.138>.

7 Annexes

Liste des annexes :

- Annexe A : Lexique
- Annexe B : Propriétés physiques des produits stockés et des produits d'inertage
- Annexe C : Modélisations d'un stockage souterrain d'hydrogène
- Annexe D : Séquences accidentelles propres aux stockages en cavité saline
- Annexe E : Séquences accidentelles propres aux installations de surface et aux utilités
- Annexe F : Eléments pour une analyse des risques spécifique aux stockages en milieu poreux

Annexe A : Lexique

Ce lexique provient de la norme référencée NF EN 1918 datée du 4 juin 2016 concernant les stockages souterrain de gaz. La présence d'une ou plusieurs étoiles précise que le terme est spécifique : * au stockage en cavité saline ; ** au stockage en aquifère ; *** au stockage en gisement déplété.

Annulaire : espace entre 2 colonnes de tubes ou entre le cuvelage et le trou de forage

Aquifère : réservoir, groupe de réservoirs ou partie de ceux-ci qui sont saturés d'eau et présente des perméabilités/porosités différentes

Aquifère lié** : aquifères qui sont reliés au stockage et qui peuvent, par là même, être sujets à des variations de pression causées par l'exploitation du stockage (communication hydraulique)

Bilan matière*** : méthode de calcul fondé sur les fluides soutirés d'un réservoir ou injectés dans un réservoir ainsi que les fluides restants dans le réservoir, et n'intégrant pas de processus de déplacement du réservoir.

Carotte : échantillon de roche prélevé par carottage afin de déterminer différents paramètres par des essais de laboratoire et /ou pour une description géologique.

Cavité* : volume développé dans une formation saline par forage et lessivage, incluant el puisard de la cavité.

Cheminée* : partie du puits situées sous le sabot de la dernière colonne de cuvelage cimentée et au-dessus du toit de la cavité.

Cimentation : opération par laquelle un laitier de ciment est généralement pompé à l'intérieur du cuvelage pour remonter ensuite dans l'annulaire entre le cuvelage et le découvert ou le trou cuvelé.

Colonne : ensemble du cuvelage ou de tubage et de matériels annexes vissés où soudés bout à bout en tant que partie de la complétion d'un puits.

Complétion : équipement technique à l'intérieur du dernier cuvelage cimenté d'un puits.

Confinement : capacité de la cavité ou du réservoir de stockage et des puits de stockage à résister à la fuite ou à la migration des fluides qui y sont contenus.

Contact gaz-eau/**** : interface entre le gaz et l'eau dans un réservoir.

Contact gaz-pétrole*** : interface entre les phases gaz et pétrole dans un réservoir.

Convergence * : diminution du volume géométrique de la cavité sous l'effet du fluage du sel.

Couverture/**** : barrière d'étanchéité pour les fluides recouvrant le réservoir de stockage en milieu poreux.

Crépine/**** : filtre placé au droit de la formation de stockage afin d'empêcher l'entraînement de particules de sable et de fil pendant le soutirage.

Cuvelage : tube ou ensemble de tubes qui sont vissés ou soudés ensemble pour former une colonne qui est mise en place dans le puits afin de la supporter et d'agir comme barrière pour empêcher les migrations de fluides dans le sous-sol une fois que l'annulaire entre lui et le puits a été cimenté et de connecter le réservoir de stockage (respectivement la cavité) et la surface.

Cuvelage suspendu : cuvelage installé dans le dernier cuvelage cimenté dans la partie inférieure du puits sans remonter jusqu'à la surface.

Diagraphie : mesure des paramètres dans un appuie en fonction de la profondeur.

Dispositif de suspension : dispositif pour supporter le poids des tubes et assurer l'étanchéité de l'annulaire en pression.

Essais de puits/**** : mesure de pression et de débit enregistrées pendant les phases de débit et de fermeture des puits d'exploitation afin de fournir des informations relatives aux caractéristiques du réservoir de stockage et au potentiel des puits.

Exploration : ensemble des activités techniques en relation avec l'investigation de site de stockage potentiels pour l'évaluation de la faisabilité d'un stockage et l'établissement des paramètres de conception.

Faille de fermeture*** : faille qui forme la frontière physique de certain réservoir de stockage.

Fermeture/***** : distance verticale entre le sommet de la structure et le point de fuite

Fluide inerte* : substances liquides gazeuses présentes dans l'espace annulaire entre la dernière colonne de cuvelage cimentée et la colonne externe de lessivage pendant toute la période du lessivage afin d'assurer l'obtention de la forme prévue de la cavité et de la protection du toit de la qualité et du sabot de cuvelage.

Forage : ensemble des activités techniques pour réaliser un puits.

Formation : masse de roche caractérisée par une certaine homogénéité de la lithologie qui constitue une unité géologique identifiable.

Formation de contrôle : formation recouvrant la couverture dans la zone de stockage et utilisée pour la surveillance.

Gestion de l'intégrité du puits : système complet nécessaire pour assurer l'intégrité du puits tout au long de la vie du puits qui comprend du personnel dédié, des dispositifs incluant des installations souterraines et de surface, et des processus établis par l'exploitant pour surveiller et évaluer l'intégrité du puits.

Hauteur de la cavité* : distance entre l'extrémité inférieure de la cheminée et le point le plus bas de la cavité, y compris le puisard de la cavité.

Injection de gaz : transferts de gaz depuis le réseau de transport de gaz dans le réservoir ou la cavité par l'intermédiaire des installations de surface et des puits.

Intégrité du puits : état dans lequel toute libération intempestive de fluides est empêchée tout au long du cycle de vie du puits.

Inventaire de gaz : total des volumes de gaz coussin et utile dans le stockage souterrain de gaz.

Lessivage (creusement par dissolution) * : lessivage contrôlé de la cavité de façon à donner à celle-ci la forme et les dimensions souhaitées.

Lithologie : caractéristiques des roches sur la base de la description de la couleur, des faciès des roches, de la composition minérale, des caractéristiques des grains et de la cristallisation.

Mesure au sonar* : méthode diagraphique permettant de déterminer la forme et le volume d'une cavité.

Modèle géologique : représentation d'une structure obtenue à partir des informations disponibles

Passe de lessivage* : intervalle de temps compris entre deux réarrangements de la complétion de lessivage.

Perméabilité : aptitude d'une roche à laisser les fluides s'écouler au travers de ses pores.

Pilier de sel* : masse de sel entourant la cavité, requise à des fins de stabilité et d'étanchéité au gaz.

Point de fuite/***** : position structurale dans un réservoir où les hydrocarbures pourraient fuir et migrer hors de la structure de stockage.

Porosité : volume des pores (vides) contenus dans une formation géologique exprimée en pourcentage de son volume total.

Pression capillaire/***** : différence de pression entre la phase mouillante et la phase non mouillante dans une roche poreuse.

Pression de déplacement/***** : pression nécessaire pour surmonter la capacité d'une roche poreuse saturée par une phase mouillante (eau) à bloquer l'écoulement d'une phase non mouillante (gaz).

Pression initiale du réservoir/***** : conditions initiales de pression rencontrées dans un réservoir avant tout changement dû à l'exploitation du gisement ou de l'exploitation d'une zone environnante.

Pression maximale de service (PMS) : pression maximale du réservoir de stockage ou de la cavité, normalement au stock maximal du gaz dans le stockage, qu'il ne faut pas dépasser pour assurer l'intégrité du stockage souterrain de gaz. Elle est fondée sur le résultat de l'ingénierie géologique/technique et approuvée par les autorités.

Pression minimale de service : pression minimale du réservoir de stockage ou de la cavité, normalement atteinte à la fin du profil de soutirage. Pour les cavités, elle est fondée sur des recherches

géomécaniques pour garantir la stabilité et limiter l'effet de la subsidence. Il faut normalement qu'elle soit approuvée par les autorités et qu'elles ne puissent être atteintes en exploitation.

Principe de la sismique : techniques visant à caractériser l'image du sous-sol dans son étendue, sa géométrie, le réseau de failles et la teneur en fluides, en appliquant des ondes acoustiques, émises par des sources à proximité de la surface vers les couches souterraines, qui traversent ces couches avec différentes réponses sismiques et reviennent vers la surface en filtrant leurs effets, où elles sont enregistrées et analysées.

Puisard de la cavité* : partie inférieure de la cavité remplie de matériaux sédimentés, peu solubles et de saumure résiduelle.

Puits : trou de forage et son équipement technique, y compris la tête de puits.

Puits abandonné : puits définitivement mis hors service et bouché de manière permanente, y compris les installations de surface démantelées

Puits auxiliaire : puits équipé pour des utilisations autres que l'injection / le soutirage de gaz, par exemple l'injection d'eau

Puits de surveillance, puits d'observation : puits destiné à surveiller la formation de stockage et/ou les formations sus ou sous-jacentes pour les phénomènes souterrains tels que la variation de pression, le débit et la qualité des fluides, la température, etc.

Puits d'exploitation : puits utilisé pour le soutirage et/ou l'injection de gaz.

Reconditionnement : intervention dans le puits pour restaurer ou accroître la production, ou pour réparer ou modifier la compression d'un puits ou le matériel de lessivage d'une cavité.

Réservoir : formation poreuse et perméable (naturellement fracturée dans certains cas) dont les limites en étendue et en profondeur sont définies par des facteurs physiques et géologiques.

Sabot de cuvelage : extrémité inférieure d'un cuvelage.

Saturation : pourcentage du volume des pores occupé par des fluides

Siège : dispositif dans une colonne de tubage doté d'un profil interne assurant l'ancrage et l'étanchéité de différents types de bouchons ou de vannes.

Simulation de réservoir/**** : modélisation numérique d'un réservoir pour prédire où pour suivre le comportement et le mouvement des fluides dans la formation de stockage et en général le comportement du réservoir par rapport au débits, pressions et à la répartition de la saturation.

Soutirage de gaz : production de gaz depuis le réservoir ou la qualité par l'intermédiaire des puits et des installations de surface jusqu'à un réseau de transport de gaz.

Terrain de recouvrement : ensemble des sédiments ou des roches qui sont au-dessus d'une formation géologique.

Tête de puits : équipement supporté par le sommet des cuvelages et qui comprend le système de suspension du tubing, les vannes de fermeture et d'exploitation, les brides et des équipements annexes, qui assurent le contrôle et la fermeture du puits à l'extrémité supérieure du puits en surface.

Toit d'une cavité* : partie supérieure de la cavité située entre l'extrémité inférieure de la cheminée et la paroi verticale de la cavité.

Tubage : tube ou ensemble de tubes vissés, soudés ou bridés ensemble pour constituer une colonne à travers laquelle les fluides sont injectés ou soutirés ou pouvant être utilisés à des fins de surveillance.

Vanne de sécurité de subsurface : vanne installée dans un tubage et/ou un cuvelage sous la tête de puits ou l'extrémité inférieure du tubage dans le but d'arrêter le débit de gaz en cas d'urgence.

Vanne maîtresse : vannes de la tête depuis conçue pour fermer le puits pour des raisons opérationnelles et en cas d'urgence ou de maintenance.

Volume de gaz coussin : volume de gaz nécessaire dans un stockage pour la gestion du réservoir et pour maintenir une pression minimale de stockage adéquate pour la fourniture de volume utile avec le profil de soutirage requis. En cavité, le volume de gaz coussin est aussi nécessaire pour des raisons de sécurité.

Volume libre d'une cavité* : volume de la cavité qui est disponible pour le stockage du gaz.

Volume utile de gaz : volume de gaz dans le stockage au-dessus du niveau théorique de volume de gaz coussin, qui peut être soutiré/injecté avec les installations de surface et de fonds existantes (puits, conduite, etc.) sous réserve de limitation légales et techniques (pression, vitesse de gaz, débit etc.).

**Annexe B : Propriétés physiques des produits stockés (H₂, CH₄, CO₂)
et des produits d'inertage (N₂)**

B1) Propriétés de l'hydrogène

L'hydrogène est l'atome le plus simple et le plus léger. Il est très abondant sur terre, sous forme atomique (eau, hydrocarbures...) et très rare à l'état naturel sous forme moléculaire (H_2 ou dihydrogène). Dans les conditions de stockage en cavités salines, l'hydrogène est un gaz incolore, inodore et sans saveur.

L'hydrogène est également un gaz qui est beaucoup plus léger que l'air et donc peut diffuser rapidement, ce qui est un élément très favorable à la sécurité lors de son utilisation en espace non confiné. En revanche, sa faible densité (8 fois moins dense que CH_4 et 22 fois moins dense que CO_2) devient un inconvénient pour son transport dans la mesure où elle impose soit une mise en pression forte (plusieurs centaines de bar), soit une liquéfaction, soit une adsorption sur des hydrures, ces trois techniques pénalisant la dépense énergétique qui accompagne son utilisation.

Les principales caractéristiques de l'hydrogène sont les suivantes :

- **Solubilité** : De plus, sa faible solubilité sur CH_4 dans un système hydrogène-méthane-saumure favorise moins de perte de H_2 due à la dissolution même si la diffusivité élevée favorise ses pertes par diffusion et dispersion (Amid et al., 2016 : [2] ; Zivar et al., 2021 : [133] ; Heinemann et al., 2018 : [46]).
- **Toxicité** : L'hydrogène est un gaz sans toxicité propre. Toutefois, il peut causer l'asphyxie à concentration élevée du fait de la substitution de l'oxygène de l'air.
- **Inflammabilité** : L'hydrogène est un gaz extrêmement inflammable qui brûle dans l'air
- **Très faible énergie d'inflammation** : l'énergie minimale d'inflammation de l'hydrogène dans l'air est de $17 \mu J$ (dans les proportions stœchiométriques), soit plus de 10 fois inférieure à celle du propane ($260 \mu J$) ou du gaz naturel ($290 \mu J$), et son domaine inflammable est très étendu (de 4% à 75% en volume). La probabilité d'inflammation de l'hydrogène dans l'air est donc très grande, même si des précautions sont prises pour éviter toute flamme ou étincelle à proximité de la zone à risque. Selon une étude portant sur l'analyse de 409 accidents ou incidents, seules 10% des fuites n'ont pas donné lieu à une inflammation (Zalosh et al., 1978 : [131]).
- **Plage d'explosivité** : La limite inférieure d'explosivité à TPN se situe à 4 % en volume d'hydrogène dans l'air. Il faut noter que l'étendue de la plage d'explosivité est fonction de la température et de la pression. A pression constante, elle croît avec la température.
- **Caractéristiques spécifiques de la flamme d'hydrogène** : la flamme d'hydrogène est très peu éclairante car le rayonnement de l'hydrogène chauffé se situe essentiellement dans le domaine ultra-violet. Le rayonnement le plus visible (de couleur orangée) se situe généralement au niveau de la vapeur d'eau résultant de la combustion. Le cœur de la flamme très chaud (supérieur à $2000^\circ C$) est pratiquement invisible en plein jour, alors qu'elle est bien visible dans l'obscurité. Cette caractéristique constitue un danger supplémentaire en particulier pour les équipes d'intervention en cas d'incendie. Cependant, la flamme d'hydrogène rayonne peu, ce qui limite le risque de propagation et de brûlure par effet de rayonnement thermique.
- **Incompatibilités** : l'hydrogène est un réducteur très puissant qui a une grande affinité pour l'oxygène et tous les oxydants. Il est non corrosif.

La Figure B1 ci-dessous montre le diagramme de phase de l' H_2 (Tarkowski, 2019 : [114]).

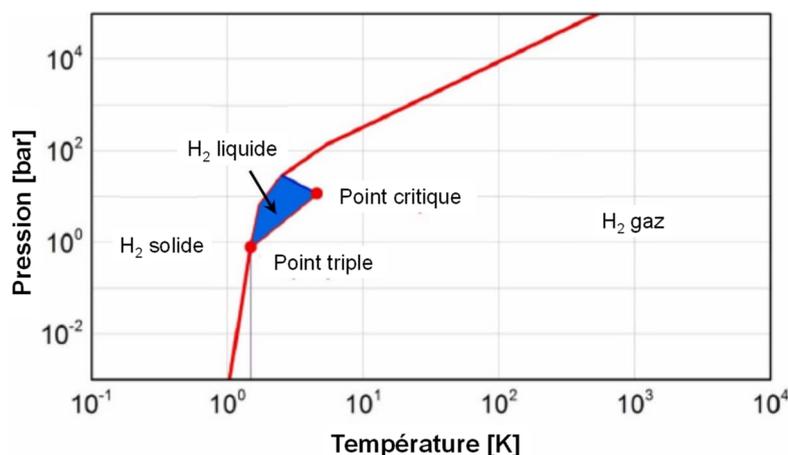


Figure B1 : Diagramme de phase de l'H₂

Le Tableau B1 rassemble les propriétés physicochimiques de l'H₂ en les comparant à celles du CH₄ et du CO₂ (Liebscher et al., 2016 : [63] ; Hemme et al., 2018 : [47] ; Reitenbach et al., 2015 : [93] ; Crotogino et al., 2007 : [21] ; Ugarte et Salehi, 2021 : [124] ; H₂tools, 2021 : [40]).

Tableau B1 : Propriétés physicochimiques de l'H₂ en comparaison de celle du CH₄ and CO₂

Propriétés	H ₂	CH ₄	CO ₂
Poids moléculaire	2,016	16,043	44,09
Masse volumique du gaz @ 25 °C and 1 atm	0,082 kg/m ³	0,657 kg/m ³	1,98 kg/m ³
Viscosité @ 25 °C and 1 atm	0,89 10 ⁻⁵ Pa s	1,1 10 ⁻⁵ Pa s	1,49 10 ⁻⁵ Pa s
Solubilité dans l'eau pure @ 25 °C and 1 atm	1,6 10 ⁻³ g/L (7,9 10 ⁻⁴ mol/L)	22,7 10 ⁻³ g/L	1,45 10 ⁻³ g/L
Point d'ébullition @ 1 atm	-253 °C	-162 °C	-78,5 °C
Point critique	-239,95 °C 12,8 atm	-82,3 °C 45,79 atm	-31 °C 72,79 atm
Point triple	-259,34 °C 0,071 atm	-182,5 °C 0,11 atm	-56,6 °C 5,12 atm
Energie de combustion	120 - 142 MJ/kg	50 - 55.5 MJ/kg	-
Diffusion dans l'eau pure @ 25 °C	5,13 10 ⁻⁹ m ² /s	1,85 10 ⁻⁹ m ² /s	1,60 10 ⁻³ m ² /s
Plage d'inflammabilité (LIE - LSE)	4 - 75 % (dans l'air) 4,1 - 94 % (dans l'O ₂)	5 - 15 %	-
Energie minimale d'inflammation (EMI)	17 µJ (dans l'air) 1,2 µJ (dans l'oxygène)	300 µJ	-
Température d'auto- inflammation	545 °C	535 °C	-
Vitesse fondamentale de combustion dans l'air @ 25 °C and 1 atm	3.3 m/s	0,4 m/s	-
Température de flamme	2045°C (dans l'air)	-	-
Energie théorique d'explosion	2,02 kg TNT/m ³ gaz	-	-

Les caractéristiques de l'H₂ conduisent aux spécificités suivantes :

- **Facilité à fuir** : La petite taille de la molécule d'hydrogène et la faible viscosité de ce gaz lui permettent de circuler à travers des ouvertures de taille extrêmement faible. Le risque de fuite est donc plus élevé avec l'hydrogène qu'avec la plupart des autres gaz. De ce point de vue l'hydrogène n'est comparable qu'à l'hélium, gaz non inflammable, qui est d'ailleurs souvent utilisé pour tester sans risque l'étanchéité des installations destinées à contenir de l'hydrogène. Il faut s'attendre à ce que le débit volumique de fuite soit plus important que celui de combustibles traditionnels, toutes choses égales par ailleurs (débit de fuite environ trois fois supérieur à celui du propane par exemple).
- **Perméation à travers les matériaux** : La petite taille de la molécule d'hydrogène lui permet dans certains cas également de traverser certains matériaux par perméation. C'est le cas en particulier d'un certain nombre de matériaux polymères. Le moteur de cette diffusion est la différence de concentration ou de pression partielle de l'hydrogène entre les parois du matériau.
- **Fragilisation de certains matériaux métalliques** : Pour l'hydrogène, des problèmes de compatibilité se posent avec les matériaux : on parle de fragilisation (en anglais : « embrittlement »). Il s'agit de la propension des atomes d'hydrogène à pénétrer dans certains alliages métalliques, endommageant la structure cristalline, rendant le matériau fragile et accélérant la propagation des microfissures notamment sous contrainte. Ce phénomène peut aller jusqu'à provoquer des ruptures brutales du matériau bien en dessous de sa limite de rupture en l'absence d'hydrogène. Les alliages d'aluminium sont en général assez peu sensibles à la fragilisation de même que les aciers inoxydables du type 316L. Au contraire, les aciers ferritiques sont souvent sensibles à cette fragilisation.
- **Interaction avec l'environnement souterrain** : l'hydrogène est susceptible d'interagir avec son environnement, et d'être à l'origine de la production de gaz annexes (H₂S, O₂, CO₂...). Les impacts attendus de l'hydrogène dans le milieu souterrain sont liés au fait qu'il s'agit d'un gaz fortement réducteur qui se comporte comme un donneur d'électron potentiel pour de

nombreuses espèces chimiques : les sulfures métalliques, les sulfates, les carbonates, les oxydes (notamment de fer et de manganèse), les nitrates, les ions ferreux, les gaz (CO, CO₂), (Foh et al., 1979 : [34]; Lord, 2009 : [65]). Les réactions d'oxydo-réduction résultantes peuvent ainsi modifier la composition chimique des eaux ou la composition minérale des roches aquifères. Cependant, la plupart des réactions qui se produisent en présence d'hydrogène nécessitent des températures ou des pressions élevées (T>250 °C ; P >8 bar), ou encore la présence de catalyseurs (fer, nickel...). Ces réactions ont été également constatées en conditions environnementales même à température et pression ambiantes (réduction des sulfates, diminution du potentiel d'oxydoréduction, augmentation du pH, (Lassin et al., 2011 : [60]). Il s'agit néanmoins le plus souvent de réactions biogéochimiques qui ont une cinétique lente (Bullister et al., 1982 : [14]; Truche et al., 2013 : [122]; Berta et al., 2018 : [11]). Toutefois, Truche et al. (2013 : [122]) ont montré que la réduction de la pyrite par l'hydrogène pouvait avoir une cinétique significative en présence de catalyseurs. Ces catalyseurs peuvent être des bactéries, des surfaces minérales (argiles) ou certains métaux (fer, acier au carbone, acier inoxydable, cuivre, nickel, platine, palladium...).

Autres remarques :

- La plus grande mobilité de l'hydrogène peut conduire à une réduction de l'hydrogène résiduel dans un milieu poreux contenant de l'hydrogène et du méthane (considéré comme gaz coussin et/ou résidu d'une exploitation d'hydrocarbure antérieure). On s'attend donc à une récupération plus complète de l'hydrogène lors des opérations de soutirage. Par ailleurs, le cône de fluide lors du retrait d'hydrogène montre une relation directe avec une viscosité (Thakur et al., 1974 : [117]), une viscosité moindre réduisant les risques associés.
- La solubilité de l'hydrogène est importante lorsqu'il est stocké dans des aquifères salins ou des réservoirs de pétrole et de gaz déplétés. Comparé au méthane, l'hydrogène a une solubilité plus faible qui est considérée comme un avantage car, dans un système hydrogène-méthane-saumure, on suppose qu'il se produit moins de perte d'hydrogène due à la dissolution. De plus, dans le cas des systèmes eau-hydrogène-sels (en tant que système de stockage typique) (Krader et al., 1987 : [56]), la présence de sel diminue davantage la solubilité de l'hydrogène dans la saumure. La dissolution de l'hydrogène dans l'eau est une sorte de perte d'hydrogène. En fonction de la pression, de la température et de la surface de contact, la vitesse de dissolution de l'hydrogène peut être variable. De plus, la circulation de la saumure due au remplacement de la saumure saturée en hydrogène au contact saumure-gaz par de la saumure fraîche insaturée augmenterait la perte d'hydrogène.
- Une fuite d'hydrogène vers la surface est susceptible de se produire car il a un faible poids moléculaire, ce qui le rend hautement diffusif à travers les couches de mort-terrain par rapport à l'air, au dioxyde de carbone ou au méthane (Simbeck, 2003 : [103]). A température et pression normales, l'hydrogène a un coefficient de diffusion trois fois supérieur à celui du méthane dans l'eau pure. Néanmoins, dans les milieux poreux, l'influence de la porosité sur la diffusion doit être considérée en mettant à l'échelle le coefficient de diffusion avec la tortuosité (Shen et al., 2007 : [102]), résultant en un coefficient de diffusion effectif. Bien que le coefficient de diffusion effectif soit inférieur au coefficient de diffusion dans l'eau pure, la valeur du coefficient de diffusion effectif rend le scénario plus adapté au potentiel de fuite.

B2) Propriété de l'azote

L'azote liquide très pur est un liquide transparent, jaune pâle, sensiblement plus léger que l'eau (poids moléculaire : 28 g/mol ; densité : 0,97). L'azote gazeux est incolore, sans odeur et sans goût. Il bout à -195°C et gèle à -210°C. L'azote, sous forme liquide ou gazeuse, est absolument inerte. Il n'est ni corrosif, ni inflammable.

Annexe C : Modélisations d'un stockage d'hydrogène

C1) Modélisation des stockages en cavité saline

Comportement géomécanique du sel

La caractérisation du sel en laboratoire comprend :

- la réalisation d'essais brésiliens 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,
- des essais de fluage triaxial avec des paliers de déviateur de contraintes et de températures.

La Figure C1 illustre les résultats d'un essai de compression triaxiale.

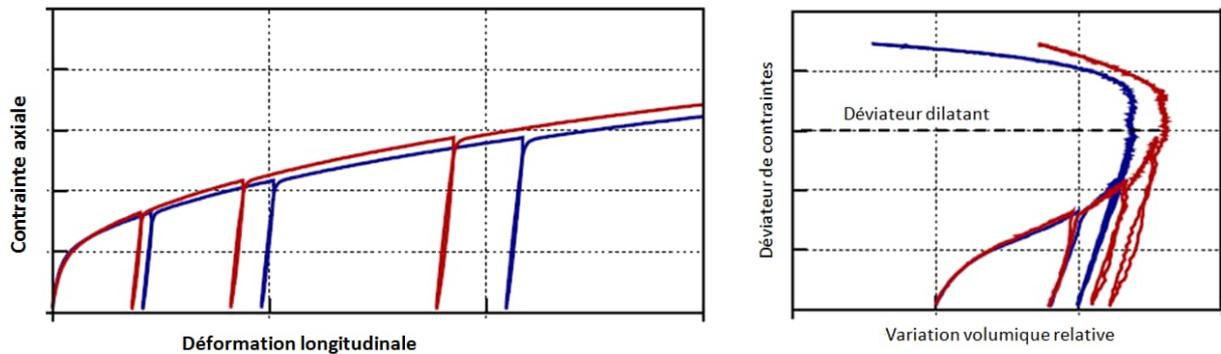


Figure C1 : Résultats d'un essai de compression triaxiale avec mesure du déviateur dilatat

L'essai de fluage triaxial (Figure C2) 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 Lemaitre 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 Lemaitre) 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 Lemaitre 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.

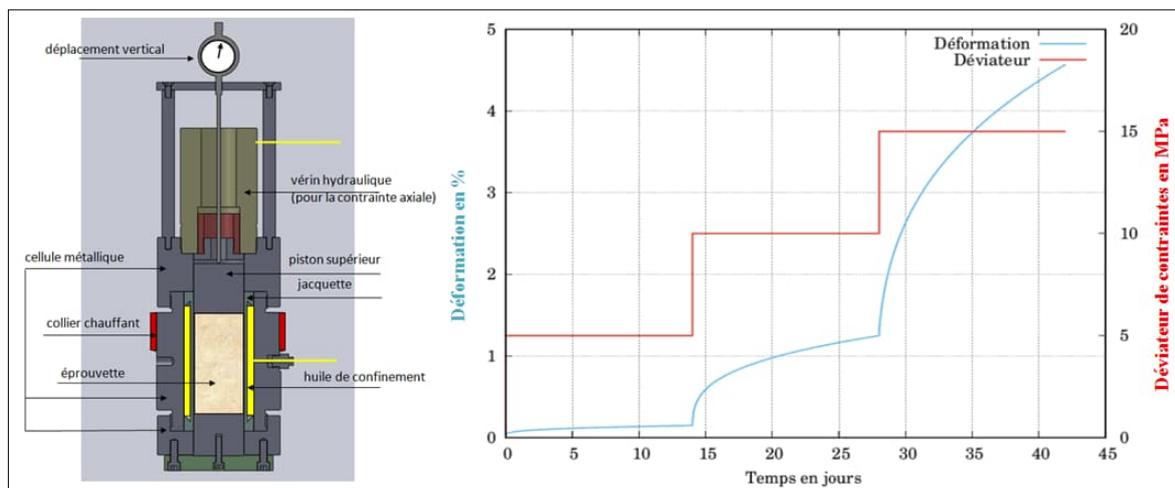


Figure C2 : Essai de fluage sur le sel avec trois paliers de déviateurs et à température constante (5, 10, 15 MPa, $T = 30\text{ °C}$)

Modélisation thermo-mécanique couplée d'un stockage de gaz en cavité saline

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 C3, 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).

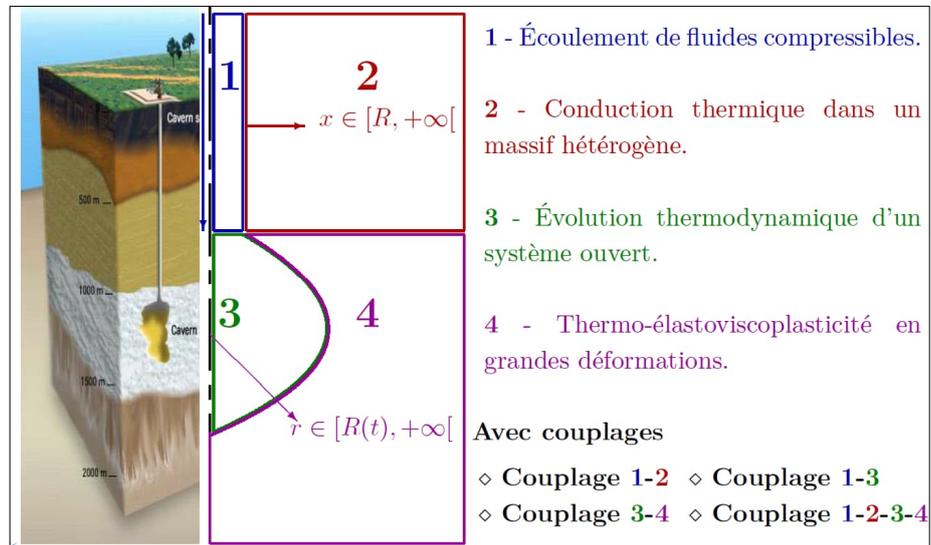


Figure C3 : Système du stockage en cavité saline et couplages des phénomènes associés

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 profondeur²⁵. 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 C4) :

- 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 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

²⁵ Ces modélisations ont été réalisées avec le logiciel DEMETHER développé par Armines/Géosciences pour la résolution des problèmes thermodynamiques liés aux stockages des vecteurs énergétiques fluides dans des cavités souterraines.

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.

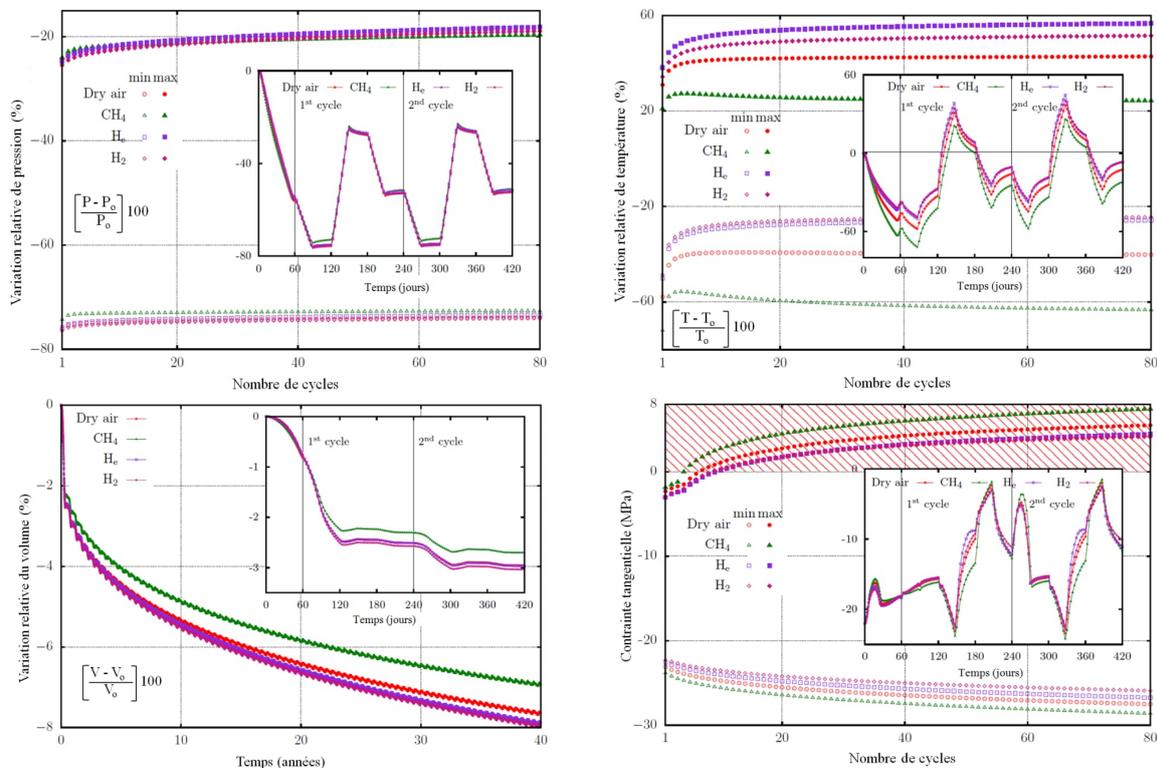


Figure C4 : Comportement du stockage d'hydrogène en cavité saline en comparaison avec le stockage d'autres gaz.

La modélisation du stockage 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 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 servent alors comme donnée d'entrée.

C2) Modélisation des stockages en aquifères et en gisements déplétés

La modélisation vise à évaluer l'impact des processus physiques, géohydrauliques, géochimiques, biochimiques et minéralogiques sur le comportement des stockages. Ces processus peuvent être différents selon qu'il s'agit d'un stockage en aquifères ou dans un gisement d'hydrocarbures déplété. En effet, leurs fluides résidentiels ne sont pas les mêmes, ce qui entraîne des interactions différentes avec l'hydrogène injecté. Les aquifères ne sont initialement saturés que d'eau ou de saumure, tandis que les réservoirs déplétés contiennent également du pétrole et / ou du gaz résiduel ainsi que de la saumure.

Les études mathématiques du déplacement gravitaire, du transport biphase bioréactif, de la stabilité du système dynamique et des cycles de stockage ont été menées dans la littérature pour évaluer la faisabilité du stockage d'hydrogène en milieu poreux (Hagemann, 2017 : [43]). Les logiciels de CMG, Eclipse, COMSOL, DuMu^x, OpenGeoSys, OPM, PHREEQC, GWB et TOUGHREACT sont les principaux outils qui ont été utilisés. Ils prennent en compte des mécanismes hydrogéochimiques, géophysiques et biologiques (Hemme et al., 2018 : [47] ; Hagemann, 2017 : [43]). Le Tableau C1 résume les équations nécessaires à la modélisation des processus considérés. Le Tableau C2 résume certaines études de modélisation du stockage de l'hydrogène rapportées dans la littérature.

Les avancées principales sont les suivantes :

- La faible viscosité et densité de l'hydrogène provoquent un phénomène de digitation indésirable qui limite négativement l'efficacité du procédé. Ceci est dû à la perte d'hydrogène, cependant, elle peut être contrôlée en diminuant le débit d'injection (Paterson, 1983 : [78]).
- La modélisation analytique et les outils numériques ont été utilisés dans la littérature pour étudier l'effet de la gravité, de la digitation, ainsi que la perte d'hydrogène (Feldmann et al., 2016 : [33] ; Hagemann et al., 2015 : [41] ; Hagemann et al., 2016 : [42]).
- Sainz-Garcia et al. (2017 : [98]) ont modélisé la propagation de l'hydrogène dans un aquifère pendant les périodes d'injection et de soutirage en utilisant COMSOL (Sainz-Garcia et al., 2017 : [98]). En raison de la faible solubilité de l'hydrogène dans l'eau, ils ont utilisé un modèle non miscible. Ils ont pris en compte les différentes caractéristiques de l'aquifère (porosité, perméabilité, gradient de température), la courbe de rétention (définie par la pression d'entrée, la pression interstitielle, la saturation résiduelle en liquide et en gaz) et les conditions limites d'extraction. Ils ont conclu que la quantité d'hydrogène récupéré augmente à chaque cycle. Il a également été constaté qu'une augmentation du nombre de puits d'extraction peu profonds sous la roche de couverture peut augmenter considérablement la quantité d'hydrogène récupéré.
- L'hydrodynamique de l'injection et du stockage de l'hydrogène dans les réservoirs a été modélisée en termes d'étalement latéral du gaz et de remontée du gaz par Hagemann et al. (2015 : [40]). Pour étudier l'injection de gaz et la saturation dans la structure anticlinale ainsi que la montée de gaz dans un réservoir stratifié, un modèle numérique a été mis en œuvre et formulé par l'équation du bilan massique (Eq. (1) dans le Tableau B1) pour chaque composant (c'est-à-dire H₂, CO₂, CH₄ et H₂O) et la loi de Darcy (Eq. (2) dans le Tableau B1) sans tenir compte de la diffusion. Les résultats ont démontré qu'à des taux d'injection inférieurs, la force gravitationnelle dominait la force visqueuse, ce qui entraînait un déplacement uniforme de la phase aqueuse. D'autre part, le déplacement est devenu instable en raison de la dominance de la force visqueuse à des taux d'injection plus élevés. Il a également été constaté que l'hydrogène pouvait se propager plus rapidement que le méthane dans le sens latéral. La perte de gaz dans la direction latérale due à la digitation pourrait être stoppée en stockant l'hydrogène dans un aquifère stratifié en utilisant une technologie sélective. Comme il a été montré, dans le réservoir stratifié, l'étendue spatiale des barrières a conduit à un effet significatif sur la vitesse de remontée du gaz. Dans leur travail, ils ont développé et inclus le modèle biochimique (une version biochimique de DuMu^X) ainsi que le modèle hydrodynamique pour étudier l'effet d'éventuels réactifs tels que les sulfates, les carbonates et les oxydes qui pourraient exister dans les roches réservoirs (Hagemann et al., 2016 : [42]).
- L'étude des interactions fluide-roche ou des réactions géochimiques avec le minéral rocheux et le(s) fluide(s) du réservoir est l'un des aspects les plus importants pour prédire la faisabilité du stockage de l'hydrogène (aperçu des mécanismes de contrôle) et les pertes d'hydrogène associées (risque associé). Il peut également modifier les propriétés de la roche réservoir telles que la porosité et la perméabilité en modifiant la structure des pores de la roche. Ces réactions géochimiques sont sensibles à la température et sont beaucoup plus rapides en présence de micro-organismes.
- Une certaine quantité d'hydrogène injecté peut se dissoudre dans le ou les fluides du réservoir. Il doit donc être pris en compte lors de l'injection d'hydrogène notamment dans les réservoirs d'hydrocarbures déplétés. La quantité d'hydrogène diffusé dans la phase liquide et gazeuse peut être modélisée et estimée numériquement par la loi de Fick (Eq. (3) dans le Tableau B1) et l'équation de Stefan-Maxwell simplifiée par la loi de Blanc (Eq. (4) dans le Tableau B1), respectivement. L'hydrogène dissous affecte en outre le pH de la saumure ainsi que le potentiel de réaction avec d'autres ions dissous (Gut, 2017 : [38]).
- Hassannayebi et al. (2019 : [45]) ont présenté une approche de modélisation géochimique pour un système hydrogène-saumure-minéral afin de quantifier les processus géochimiques potentiels qui pourraient conduire à une perte d'hydrogène. Les résultats ont démontré que l'hypothèse d'équilibre entre les paires redox et aussi la réduction de la pyrite en pyrrhotite sont les principales raisons d'une augmentation du pH et par conséquent de la perte d'hydrogène. De plus, une condition de pH alcalin (pH > 7) peut encore favoriser la précipitation de la pyrrhotite. La quantité de perte d'hydrogène due à la diffusion et à la dissolution a été calculée (Eq. 8 dans le Tableau B1) et on a pu conclure que les pertes par dissolution et diffusion seraient inférieures à 0,1 % dans le cas de stockage d'hydrogène dans des réservoirs de gaz naturel déplétés (Amid et al., 2016 : [2]).

- L'étude des ions dissous dans les saumures du réservoir est très importante car certains d'entre eux peuvent réagir de manière significative avec l'hydrogène. Par exemple, le soufre peut réagir avec l'hydrogène qui produit du sulfure d'hydrogène qui provoque la corrosion ou le fer peut réagir avec l'hydrogène qui produit de l'hydroxyde de fer qui peut obstruer les pores par sa précipitation. Cependant, ces réactions sont sensibles à la température et une part élevée de carbonate peut tamponner ces réactions (Pichler, 2013 : [83] ; Truche et al., 2009 : [120]). Amid et al. (2016 : [2]) ont mené une étude de modélisation à l'aide du logiciel PHREEQC dans un réservoir de grès argileux avec une proportion variable de carbonates présents sous forme de ciment (de moins de 1 % à jusqu'à 24 %). Les résultats ont démontré qu'un maximum de 3,7 % de l'hydrogène pouvait être perdu pendant la durée de vie du système de stockage par conversion en méthane et en biomasse et que la quantité d'ions Ca^{2+} atteignait une valeur d'équilibre en raison de toutes les quantités de CO_2 échappées pendant cette période à partir de liquide ou phases gazeuses. Il a également été constaté que la quantité de perte d'hydrogène due à la dissolution de la roche carbonatée était inférieure à 1 % des pertes totales (Amid et al., 2016 : [2]).
- La présence de microbes dans les formations souterraines doit également être prise en compte, car ces microbes sont capables de métaboliser l'hydrogène injecté, ce qui réduit la teneur en hydrogène et provoque donc des pertes d'énergie. Ces microbes (espèces hydrographiques) sont soit des archées méthanogènes, des archées acétogènes, des bactéries réductrices de soufre ou des bactéries réductrices de fer. Parmi ces catégories microbiennes, les micro-organismes thermophiles (qui aiment la température), anaérobies, barophiles et halophiles (qui aiment le sel) présentent un intérêt particulier car ils peuvent survivre dans des conditions de réservoir difficiles, c'est-à-dire à des températures et des pressions élevées et à des salinités élevées. L'ampleur des processus métaboliques (pour consommer l'hydrogène) augmente avec une augmentation du pourcentage d'hydrogène dans le mélange gazeux qui peut augmenter après quelques cycles (Gut, 2017 : [38]). Le taux de croissance microbienne peut être prédit à l'aide du modèle de Monod (Eq. (5) dans le Tableau B1) et la densité de la population microbienne peut être estimée numériquement à l'aide de l'Eq. (6) donné dans le Tableau B1.
- Monod (1949 : [71]) a discuté des différentes phases de la vie des micro-organismes et décrit le cycle de vie d'une culture microbienne discontinue en termes de taux de croissance et de densité bactérienne avec le temps écoulé. De nombreuses réactions microbiennes et processus associés ont été discutés afin de modéliser le pire scénario en utilisant le modèle Monod dans le cas du stockage d'hydrogène dans des réservoirs souterrains (Hemme et al., 2018 : [47]). La quantité d'accepteurs d'électrons réactifs disponibles, le CO_2 et le sulfate sont les facteurs clés de la conversion de l'hydrogène en CH_4 et H_2S par des bioréactions. Les calculs montrent qu'à des températures et des pressions élevées, la quantité de CH_4 et de H_2S générés augmente tandis que la porosité de la roche réservoir peut également être réduite. Généralement, les réactions de méthanogenèse ne sont pas significatives dans les réservoirs à haute salinité car les bactéries méthanogènes fonctionnent dans des conditions de faible salinité. Cependant, les processus d'acétogenèse et de réduction du soufre peuvent être importants dans ces réservoirs à faible salinité (Gut, 2017 : [38]).
- La sélection d'un modèle approprié (ou d'une fonction de croissance microbienne) pour prédire la croissance microbienne réelle ou le cycle de vie de la culture microbienne est recommandée car différents modèles ont montré des différences significatives (Hagemann et al., 2016 : [42]).
- Un faible pourcentage d'hydrogène de 0,5 - 10% dans le gaz de ville a montré un effet négligeable ou très faible sur le mécanisme de transport (Gut, 2017 [38]). Cependant, dans le cas du réservoir de gaz déplété, le mélange des gaz natifs et de l'hydrogène injecté ou des gaz coussins a un impact significatif sur l'efficacité du stockage de l'hydrogène. La diffusion moléculaire et la dispersion mécanique, les différences de densité et les rapports de mobilité sont les facteurs clés qui influencent significativement le processus de mélange des gaz en termes de digitation et de dépassement des gaz, ce qui affecte davantage les processus de déplacement (Tek, 2012 : [116]).
- L'emplacement des puits d'extraction et le schéma de production des puits contrôlent l'efficacité du stockage de l'hydrogène. Pour évaluer l'efficacité du stockage de l'hydrogène, une étude de modélisation a été réalisée pour étudier l'efficacité du soutirage en appliquant une modélisation numérique multiphase 3D à l'aide du logiciel COMSOL (Sainz-Garcia et al., 2017 : [98]). Les résultats ont montré qu'un stockage plus efficace pouvait être obtenu en positionnant les puits d'injection et d'extraction de sorte à maximiser la récupération d'hydrogène et à minimiser la production d'eau.

Tableau C1 : Liste des équations mathématiques impliquées dans la modélisation du stockage de l'hydrogène

Loi	Equation	Nomenclature	Référence
Conservation de la masse	$\phi \frac{\partial(\rho_g c_g^k S_g + \rho_w c_w^k S_w)}{\partial t} - \nabla \cdot (\rho_g c_g^k \mathbf{v}_w + \mathbf{J}_w^k + \rho_w c_w^k \mathbf{v}_g + \mathbf{J}_g^k) = q^k$	ϕ (porosité), ρ (densité molaire, mol/m ³), c (fraction molaire), q (terme source, mol/m ³ /s), S (saturation), \mathbf{v} (vitesse du fluide), \mathbf{J} (flux dispersif/diffusif, mol/m ² /s), indices g (gaz), w (eau) et k (composants chimiques)	Sainz-Garcia et al., 2017 : [98] ; Hagemann et al., 2015 : [41]
Loi de Darcy	$\mathbf{v}_i = \lambda_i \cdot (\nabla P_i - \hat{\rho}_i \mathbf{g})$	\mathbf{v} (vitesse du fluide), λ (mobilité), P (pression, Pa), ρ (densité, kg/m ³), \mathbf{g} (gravité, m/s ²), indices g (gaz), w (eau)	Hagemann et al., 2015 : [41]
Loi de Fick (écoulement en phase eau)	$\mathbf{J}_w^k = - \rho_w (D_{diff, w}^k - D_{disp, w}^k) \nabla c_w^k$	$D_{diff, w}^k$ (coefficient de diffusion moléculaire effective du composant k dans l'eau, m ² /s), $D_{disp, w}^k$ (coefficient de dispersion mécanique du composant k dans l'eau, m ² /s),	Hagemann et al., 2016 : [42]
Equation de Stefan Maxwell simplifiée par la loi de Blanc (écoulement en phase gazeuse)	$\mathbf{J}_g^k = - \left(\sum_{j=1 \neq i}^n \frac{c_j^k}{\rho_g D_{diff, g}^{ij}} \right)^{-1} \nabla c_g^k - \rho_g D_{disp, g}^k \nabla c_g^k$	$D_{diff, g}^{ij}$ (coefficient diffusion binaire effectif entre les composants i et j , m ² /s)	Hagemann et al., 2016 : [42] ; Poling et al., 2001 : [87]
(a) Modèle de Monod et (b) modèle de Monod couplé (croissance et décomposition microbienne)	$\psi_{max}^{growth} \left(\frac{c^s}{\alpha + c^s} \right) \dots$ $\dots (a) \psi_m^{growth} = \psi_{m, max}^{growth} \left(\frac{c_w^{H_2}}{\alpha_{m, 1} + c_w^{H_2}} \right) \left(\frac{c_w^k}{\alpha_{m, 2} + c_w^k} \right) \dots$	ψ_{max}^{growth} (taux de croissance spécifique maximal, 1/s), α (constante de demi-vitesse), c^s (concentration en substrat limitant), indice m ou k pour : archées méthanogènes (M), CO ₂ ; archées acétogènes (A), CO ₂ ; bactéries sulfato-réductrices (S), SO ₄ ²⁻ ; bactéries ferro-réductrices (I), Fe ₂ III O ₃ .	Ebigbo et al., 2013 : [30], Hagemann et al., 2016 : [42] ; Monod, 1949 : [71] ; Megee et al., 1972 : [69]
Dynamique des populations microbiennes (système couplé)	$\frac{\partial n_m}{\partial t} = S_w \psi_m^{growth} \cdot n_m - \psi_m^{decay} \cdot n_m + \nabla \cdot (D_m \nabla n_m)$	n (nombre de micro-organismes, 1/m ³), ψ^{growth} (fonction de croissance microbienne, 1/s), D_m (coefficient de diffusion microbienne, m ² /s), ψ_m^{decay} (fonction de décroissance, 1/s) et indice $m = M, A, S, I$	Hagemann et al., 2016 : [42]
Quantité d'hydrogène pouvant être stockée dans le réservoir	$\frac{V_G^H}{V_R} = \left(\frac{Y_H \phi (1 - S_{wi})}{Z} \right) \left(\frac{P}{P_O} \right) \left(\frac{T_O}{T} \right)$	V_G^H (volume total disponible pour l'H ₂), Y_H (fraction volumique de l'H ₂ dans le gaz), S_{wi} (saturation résiduelle en eau), P (pression), T (température), ϕ (porosité), indice o (pour conditions standards).	Amid et al., 2016 : [2]
La fraction d'hydrogène « L_d » perdue par dissolution et diffusion à travers la roche de couverture ou l'aquifère après un temps	$L_d = \frac{2S_H \sqrt{(D_e \phi_d \delta) / \pi}}{\left(\frac{Y_H \phi (1 - S_{wi})}{Z} \right) \left(\frac{P}{P_O} \right) \left(\frac{T_O}{T} \right) H}$ Where, $D_e = (D_H \phi_d \delta) / \tau$	S_H (concentration en hydrogène dissous dans le réservoir à saturation à T et P , i.e. la solubilité in Nm ³ /m ³), D_e (effective diffusivité effective), ϕ_d (porosité de l'interface (caprock ou aquifère), D_H (diffusivité de l'hydrogène dans l'eau), δ (facteur de constriction des pores), and τ (tortuosité)	Amid et al., 2016 : [2] ; Cussler, 2009 : [25]

Tableau C2 : Etudes de modélisation du stockage de l'hydrogène rapportées dans la littérature

Objectif	Type de stockage	Méthodes et outils	Résultats	Réf.
Mécanismes hydrogéochimiques	Champs de gaz déplétés	Modèle 1-D de transport de masse réactif (1DRMT), PHREEQC version 3	Il y a la perte d'hydrogène donc stocker l'énergie due à l'eau gazeuse- interactions avec les roches et conversion bactérienne en H ₂ S et CH ₄	Hemme et al., 2018 : [47]
Effet des micro-organismes (méthanogènes, acétogènes, et acétotrophes)	Milieu poreux modélisé constitué de grains sphériques recouverts d'un film d'eau résiduelle	Modèle à l'échelle des pores, modèle de biofilm et modèle de fluide visqueux	Les taux de croissance méthanogènes dépendent de la quantité et de l'activité de la biomasse présente ainsi que de la quantité d'eau résiduelle saturée de biomasse	Ebigbo et al., 2013 : [30]
Faisabilité d'un aquifère profond pour stocker l'Hythane (CH ₄ -H ₂) dans le Trias inférieur du Bassin parisien 2D	Modèle constitué par 2 couches de grès séparées par une couche de conglomérats	Modèle d'écoulement multiphasique non miscible utilisant le code COMSOL Multiphysics (basé sur la méthode des éléments finis)	Les propriétés du gaz et de l'aquifère telles que la viscosité du fluide, la période d'injectivité et l'écoulement régional des eaux souterraines affectent l'efficacité du stockage en termes de mobilité, d'expansion du gaz, de saturation du gaz et de devenir du gaz	Sainz-Garcia et al., 2016 : [97]
Étude de la variation induite par les bactéries de la composition des gaz stockés avec génération de méthane, destruction du gaz coussin et séparation des gaz	Réservoir déplété de gaz naturel dans un aquifère	Modèle mathématique et analyse numérique basés sur le modèle de Monod et le modèle d'injection de gaz multicomposants	Le phénomène de transport est très sensible à l'activité Méthanogène et Bactérienne se traduit par la transformation d'une partie de H ₂ et CO ₂ (gaz coussin) en CH ₄ et H ₂ O	Panfilov et al., 2006 : [76]
Simulation numérique d'une opération de stockage et géophysique surveillance	Répartition hétérogène et réaliste des paramètres d'une structure géologique réelle trouvée dans le nord de l'Allemagne à l'aide de la modélisation des faces	Approche de modélisation des faciès, équation d'état de Peng-Robinson, Eclipse E300, modélisation de la gravité, modèle de vitesse des ondes P, modèle de roche pétrophysique, modèle de substitution de fluide de Gassmann, cartographie sismique, modèle de simulation d'écoulement, modèle de résistivité géoélectrique.	Cette étude peut fournir des informations multidimensionnelles détaillées sur l'opération de stockage en cours.	Pfeiffer et al., 2016 : [81]
Montée de gaz, propagation latérale de gaz et autres effets hydrodynamiques lors de l'injection d'hydrogène pour le stockage souterrain	Réservoir bidimensionnel (2D) (tranche verticale à travers une structure anticlinale)	Loi de Darcy, corrélation de Brook-Corey, méthode Box, DuMux, technologie sélective	Les forces gravitationnelles et de viscosité qui contrôlent le déplacement dépendent du débit d'injection. Le stockage de l'hydrogène dans un aquifère stratifié grâce à une technologie sélective pourrait interdire le risque de fuite et également retarder la remontée du gaz. L'étendue spatiale des barrières a un effet significatif sur l'étendue de la remontée du gaz.	Hagemann et al., 2015 : [41]

Simulation des processus hydrodynamiques, de mélange de gaz, du fonctionnement cyclique saisonnier pour prédire les taux d'injection et de production, la composition et la réponse en pression du flux produit	Simulations 3D de réservoirs de gaz déplétés et de structures anticlinales saturées en eau	Technologie sélective, diffusion moléculaire, dispersion mécanique, DuMux, modèle de puits de Peaceman, méthode classique des volumes finis centrés sur la cellule	Indique l'énorme potentiel de stockage d'énergie des installations de stockage souterraines. La digitation (visqueuse) et la neutralisation de la gravité compliquent un déplacement efficace du fluide natif.	Feldmann et al., 2016 : [33]
Une étude par simulation du comportement hydrodynamique couplée à des processus biochimiques	Réservoir bidimensionnel (2D) (tranche verticale à travers une structure anticlinale) représentant le gisement de gaz appauvri	DuMuX, modèle mathématique, modèle double Monod, Boxmethod, modèle biochimique, modèle hydro-dynamique	La transformation partielle de l'H ₂ injecté en CH ₄ et H ₂ O augmente avec le nombre de microorganismes. De plus, la sélection de la fonction de croissance microbienne a une influence importante.	Hagemann et al., 2016 : [42]
Modélisation géochimique pour étudier les interactions fluide-roche	Données du bassin de la Molasse en Haute-Autriche	Simulations d'équilibre et de cinétique par lots, Geochemist's workbench (GWB), base de données thermodynamique LLNL (Lawrence Livermore National Laboratory)	Le taux de réaction, l'hypothèse d'équilibre entre les paires redox et la réduction de la pyrite en pyrrhotite sont des facteurs déterminants.	Hassannayebi et al., 2019 : [45]

Annexe D : Séquences accidentelles propres aux stockages d'hydrogènes en cavité saline

D1) Chemins de fuite possibles de l'H₂

Les Figure D1 et Figure D2 représentent les chemins de fuite possibles de l'H₂ depuis son lieu de stockage (la cavité) respectivement jusqu'au formations géologiques localisées au-dessus de la couche de sel ou jusqu'à la surface.

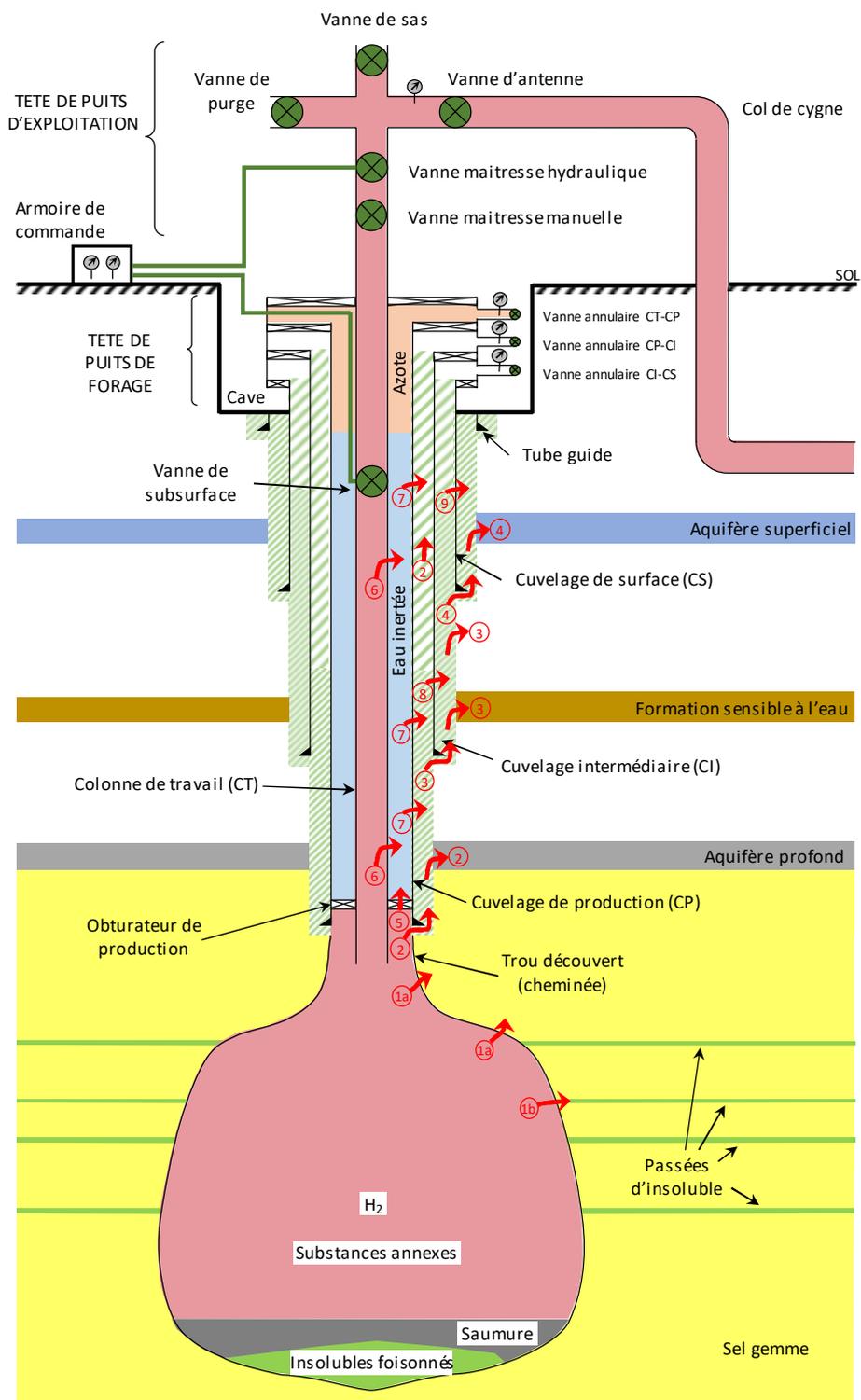


Figure D1 : Chemins de fuite possibles de l'H₂ vers les formations géologiques localisées au-dessus de la couche de sel

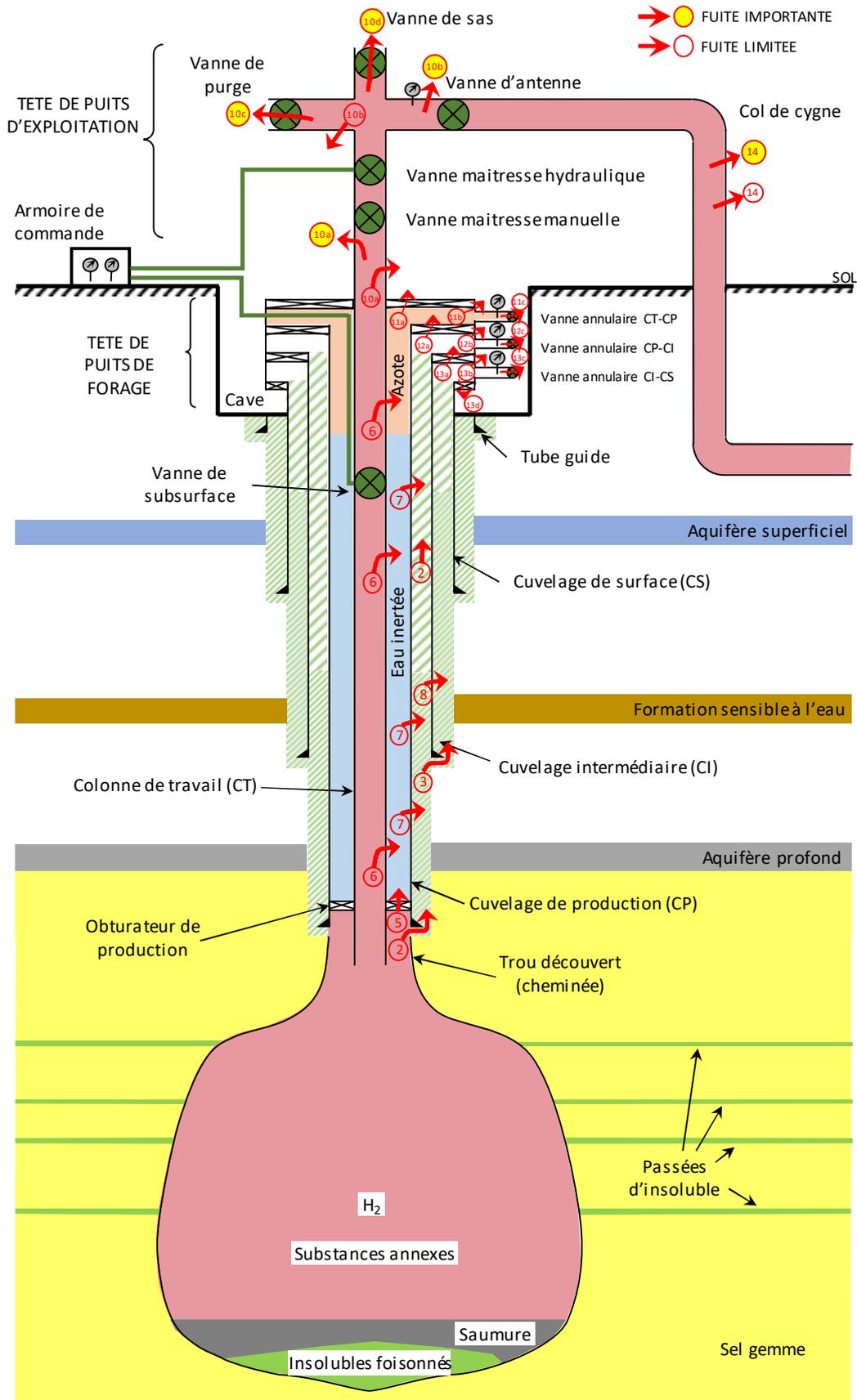


Figure D2 : Chemins de fuite possibles de l'hydrogène vers la surface

Les chemins de fuites ont été numérotés de 1 à 14 et sont présentés dans le Tableau D1. Les pertes de confinement (conduisant à ces fuites) sont qualifiées de limitées (perforation du col de cygne par exemple) ou importantes (rupture franche d'une tuyauterie ou perte de confinement d'au moins 10% du diamètre de la tuyauterie). La raison de cette distinction est que la fréquence des pertes de confinement limitées est généralement plus grande que celles des pertes de confinement importantes alors que leur gravité est moindre. A noter qu'une même cause peut provoquer selon son intensité une perte de confinement limitée ou importante ; c'est pourquoi les séquences accidentelles restent identiques.

Tableau D1 : Liste des chemins de fuite possibles

1	Fuite à travers la microfissuration présente dans le sel et ses insolubles
2	Fuite à travers la cimentation du cuvelage de production
3	Fuite à travers la cimentation du cuvelage intermédiaire
4	Fuite à travers la cimentation du cuvelage de surface
5	Fuite à travers l'obturateur de production
6	Fuite à travers la colonne de travail
7	Fuite à travers le cuvelage de production
8	Fuite à travers le cuvelage intermédiaire
9	Fuite à travers le cuvelage de surface
10	Fuite au niveau de la tête de puits (via les vannes ou les tuyauteries)
11	Fuite au niveau de l'espace annulaire CT-CP (via l'obturateur, le cuvelage ou la vanne)
12	Fuite au niveau de l'espace annulaire CP-CI (via l'obturateur, le cuvelage ou la vanne)
13	Fuite au niveau de l'espace annulaire CI-CS (via les obturateurs, le cuvelage ou la vanne)
14	Fuite au niveau du col de cygne

D2) ERC1 : « Perte de confinement de l'H₂ au niveau de la tête de puits d'exploitation »

Définition de l'ERC :

La tête de puits d'exploitation (Figure D3) inclut la partie de la colonne de travail située au-dessus de la tête de puits de forage (bien au-dessus donc de la vanne de subsurface) et les vannes associées.

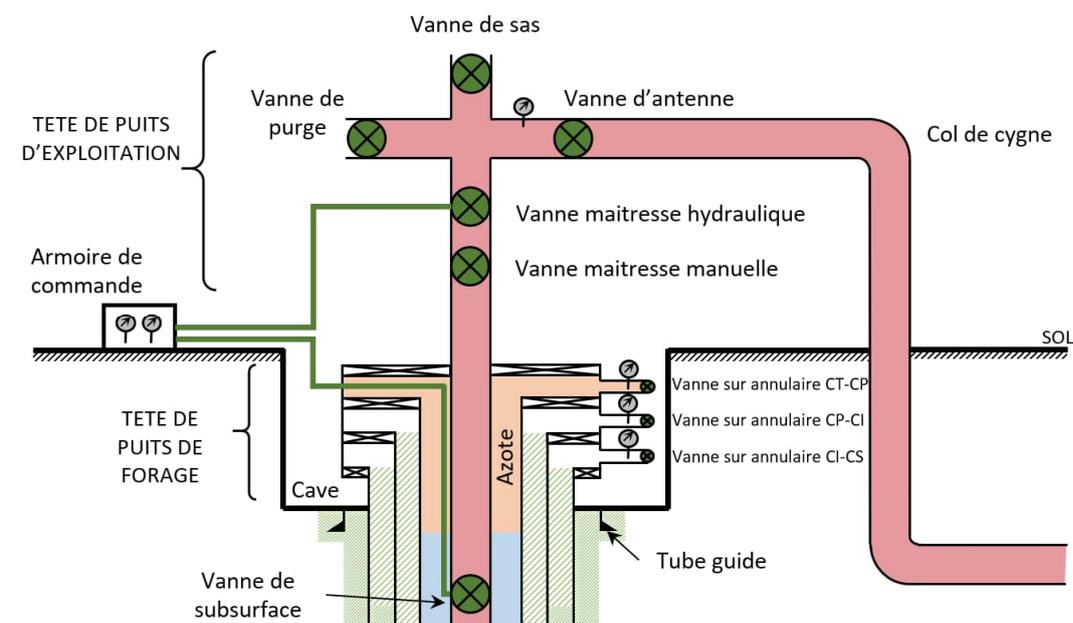


Figure D3 : Zoom sur la tête de puits (à partir de la Figure D1)

La Figure D4 décrit les séquences accidentelles relatives à ERC1 sous forme d'un nœud papillon en distinguant les causes possibles (en amont) et les conséquences et les effets possibles (en aval). On a également indiqué sur cette figure les mesures préventives (permettant de réduire la vraisemblance de l'ERC) et protectrices (permettant de réduire la gravité des conséquences).

Dans les APR, on distingue classiquement 2 ERC correspondant à des pertes de confinement limitées et importantes. Etant donné le caractère générique de notre analyse, le choix a été fait de les regrouper.

Causes possibles :

- Agressions externes
 - Choc avec un véhicule (camion, voiture...);
 - Effets dominos externes thermiques ou de suppression (provenant d'une installation industrielle, d'une canalisation, accident de la route...);
 - Malveillance;
 - Travaux;
- Agressions internes
 - Choc avec un véhicule sur le site d'implantation (engin de levage, camion, voiture...);
 - Effets dominos internes thermiques ou de suppression (liés à la remontée de gaz, autres installations situées sur le site...);
 - Travaux;
- Causes sur le procédé
 - Erreur humaine (ex : vanne restée ouverte);
 - Défaillance matérielle;
 - Surpression (coup de bélier, défaillance d'un détendeur sur l'alimentation H₂).

Mesures préventives :

Le Tableau D2 liste les mesures préventives qui peuvent être appliquées pour réduire la vraisemblance de l'ERC1. On a distingué les barrières de prévention (PRE en bleues) et les bonnes pratiques (BP en vert).

*Tableau D2 : Liste des mesures préventives possibles pour l'ERC1
« Perte de confinement de l'H₂ au niveau de la tête de puits d'exploitation »*

BP1	Accès réglementé sur le site (zones clôturées, accès par un poste de garde)
BP2	Conditions d'accès restreintes au puits (accès par badge par exemple)
BP3	Eloignement des combustibles des installations hydrogène (cavité, tête de puits...) afin de limiter les effets dominos (propagation d'un incendie)
BP4	Plateforme entretenue (absence de végétation importante à proximité des installations) afin de limiter les effets dominos (propagation d'un incendie)
BP5	Gestion des travaux (par exemple plan de prévention à proximité du puits, contrôles après travaux)
BP6	Privilégier l'implantation dans un terrain plat permettant de limiter les départs anticipés de véhicule en cas de défaut de frein à main par exemple
BP7	Règle de circulation (limitation de la vitesse sur site, circulation selon un plan prédéfini)
BP8	Gestion des sources d'inflammation sur et à proximité des installations hydrogène (permis de feu, matériel certifié ATEX, mise à la terre des installations par exemple)
BP9	Règles d'intervention sur les installations hydrogène (habilitation des intervenants, présence de mode opération pour les opérations critiques...)
BP10	Respect des bonnes pratiques de conception, installation, réception et maintenance des équipements
BP11	Inspection/ contrôle sur les tuyauteries
BP12	Evacuer les gaz en cas de purge ou surpression vers des zones ne pouvant générer d'effets dominos (à l'aide d'évent par exemple)
BP13	Eloignement du puits des installations pouvant générer des effets dominos

PRE1	Présence de barrières physiques de protection autour des installations hydrogène (par exemple plots béton) permettant de limiter les chocs provenant de véhicules
PRE2	Présence d'un dispositif anti-bélier ou équivalent permettant d'amortir les ondes de choc
PRE3	Mesure de la pression d'alimentation en hydrogène qui à l'atteinte d'un niveau haut (niveau de pression à fixer inférieur à la pression de fissuration de la tête de puits) déclenche une alarme et un isolement des installations (arrêt de l'alimentation en hydrogène voire fermeture d'une des vannes maitresses)
PRE4	Présence d'un organe de sécurité type soupape permettant d'évacuer une éventuelle surpression arrivant sur la tête de puits
PRE5	Présence de protection thermique et/ou anti incendie afin de limiter la propagation d'effets dominos thermiques

Par ailleurs, il faut mettre les ouvrages et leurs équipements en conformité vis à vis de la réglementation ATEX. Pour rappel, l'Union Européenne a adopté deux directives relatives aux atmosphères explosives (dites ATEX) : la Directive 1999/92/CE du 16 décembre 1999²⁶ et la Directive 2014/34/UE du 26 février 2014²⁷.

Conséquences / effets :

Trois phénomènes dangereux peuvent survenir suite à l'ERC1 :

- un feu torche (ou jet enflammé) peuvent survenir suite à l'inflammation immédiate d'une perte de confinement limitée ou importante. Ce PhD induit des effets thermiques ;
- une explosion d'un nuage d'H₂ non confiné (UVCE : Unconfined Vapour Cloud Explosion). Quand un nuage non confiné gaz/vapeurs-air se forme, la taille, la composition et le niveau interne d'agitation (la « turbulence ») dépendent du type de fuite qui en est l'origine. Si une source d'inflammation efficace est introduite à l'intérieur de la zone inflammable du nuage, celui-ci s'enflamme, et une flamme se propage de proche en proche à partir du point d'inflammation. Sur son passage, la flamme transforme quasi instantanément les réactifs froids en produits de combustion très chauds (typiquement de 1 000 à 2 000°C) ce qui se traduit par une forte expansion volumique des gaz brûlés. Cette expansion volumique qui met l'atmosphère en mouvement à la manière d'un piston (ou d'un haut-parleur) est responsable des effets de pression. A l'air libre et à une distance donnée de l'explosion, les effets ressentis seront d'autant plus importants que le nuage qui explose est grand et que la vitesse d'expansion des gaz brûlés (visuellement c'est la « boule de feu ») est importante ;

²⁶ La directive 1999/92/ CE concerne les prescriptions minimales visant à améliorer la protection en matière de sécurité et de santé des travailleurs susceptibles d'être exposés au risque d'atmosphères explosives. Cette directive a été transposée en droit français par les articles R 4216-31 et R4227-42 à R 4227-54

Les dispositions du Code du travail imposent plusieurs obligations aux employeurs vis-à-vis du risque d'atmosphères explosives : l'application des principes généraux de la prévention des risques, l'évaluation des risques dont le risque d'explosion, le classement des lieux de travail (en zone ATEX) et la rédaction du document relatif à la protection contre les explosions (DRPCE).

Elles précisent, notamment : la définition des zones ATEX, les conditions d'installation des appareils électriques et non électriques dans les emplacements où des atmosphères explosives peuvent se présenter, la mise en place de mesures organisationnelles (formation suffisante et appropriée des salariés, exécution des travaux sur instructions écrites, formalisation d'un système d'autorisation en vue de l'exécution de travaux dangereux, en cas d'interférence), la signalisation des emplacements où est susceptible de se former une atmosphère explosive, la rédaction et la mise à jour du DRPCE, annexé au document unique.

²⁷ La directive 2014/34/UE du 26 février 2014, relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant les appareils et les systèmes de protection destinés à être utilisés en atmosphères explosibles, a procédé à la refonte de la directive 94/9/CE. L'ensemble de ses dispositions sont applicables depuis le 20 avril 2016. La directive est transposée en droit français aux articles R. 557-1-1 à R. 557-5-5 et R. 557-7-1 à R. 557-7-9 du code de l'environnement.

La réglementation s'applique à tous les appareils, systèmes de protection, et dispositifs électriques mais aussi thermiques, pneumatiques et hydrauliques. Elle définit des groupes et des catégories d'appareils ainsi que les exigences essentielles associées auxquelles ces appareils doivent répondre. De plus, elle précise les procédures d'évaluation de leur conformité.

- une combustion « lente » d'un nuage de vapeurs inflammables (flash-fire). Il s'agit d'un phénomène qui suppose l'inflammation accidentelle d'un nuage ou panache de gaz/vapeurs combustibles mélangés avec l'oxygène de l'air. Suite à l'inflammation, une flamme se propage dans le nuage ou panache moins rapidement que précédemment et engendre une combustion des vapeurs. Du fait de sa cinétique, le principal effet de ce phénomène dangereux est thermique, les effets de pression associés étant dans ce cas négligeables.

Mesures protectrices :

Le Tableau D3 liste les mesures protectrices qui peuvent être appliquées pour réduire la gravité de PhD induit par l'ERC1.

Tableau D3 : Liste des mesures protectrices possibles pour l'ERC1 « Perte de confinement de l'H₂ au niveau de la tête de puits d'exploitation »

PRO1	Fermeture de la vanne maitresse hydraulique et de la vanne de subsurface hydraulique sur détection de différentiel de pression
PRO2	Activation de l'arrêt d'urgence qui déclenche une alarme et un isolement des installations (arrêt de l'alimentation en hydrogène et fermeture de la vanne maitresse hydraulique et de la vanne de subsurface hydraulique)
PRO3	Présence d'une détection gaz (H ₂) voire de flamme (UV pour l'H ₂) qui a l'attente d'un seuil prédéterminé déclenche une alarme et un isolement des installations (arrêt de l'alimentation en hydrogène et fermeture de la vanne maitresse hydraulique et de la vanne de subsurface hydraulique)
PRO4	Plan d'urgence (évacuation du personnel et intervention de personnel formé avec des dispositifs d'extinction incendie)

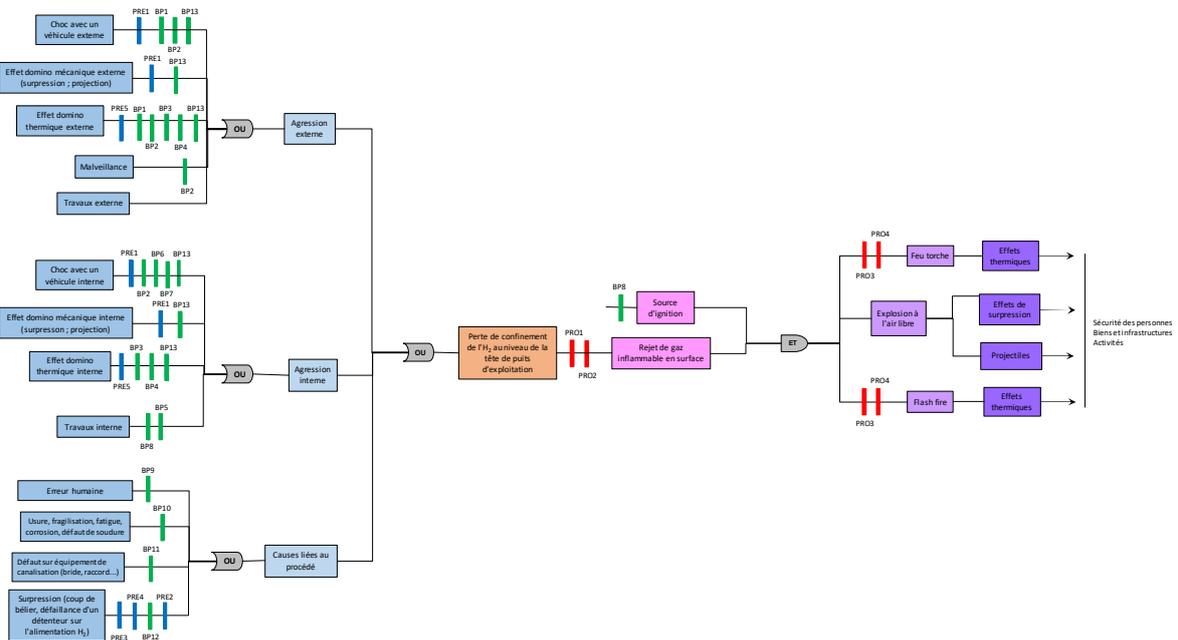


Figure D4 : Séquences accidentelles relatives à ERC1 « Perte de confinement de l'H₂ au niveau de la tête de puits d'exploitation »

D3) ERC2 : « Perte de confinement de l'hydrogène au niveau du col de cygne »

Définition de l'ERC :

Le col de cygne (voir Figure D3) est compris entre la vanne d'antenne manuelle et une vanne d'isolement située de l'autre côté du S, au démarrage des collectes.

La Figure D5 décrit les séquences accidentelles relatives à ERC2 en distinguant les causes possibles (en amont) et les conséquences et les effets possibles (en aval). On a également indiqué sur cette figure les mesures préventives (permettant de réduire la vraisemblance de ERC) et protectrice (permettant de réduire la gravité des conséquences).

Causes possibles :

Les causes sont similaires à celles de l'ERC1 mise à part l'erreur humaine lors d'opérations sur le puits.

Mesures préventives :

Le Tableau D4 liste les mesures préventives qui peuvent être appliquées pour réduire la vraisemblance de l'ERC2.

*Tableau D4 : Liste des mesures préventives possibles pour l'ERC2
« Perte de confinement de l'hydrogène au niveau du col de cygne »*

BP1 à BP8 ; BP10 à BP13	Déjà définies dans le Tableau D1
PRE1 à PRE5	Déjà définies dans le Tableau D1
PRE6	Mesure de la pression de l'hydrogène (à proximité de la vanne d'antenne) qui à l'atteinte d'un niveau haut déclenche une alarme et un isolement des installations (fermeture de la vanne d'antenne manuelle)

Conséquences / effets :

Les phénomènes dangereux et les effets induits sont identiques à ceux déjà décrit pour l'ERC1.

Mesures protectrices :

Le Tableau D5 liste les mesures protectrices qui peuvent être appliquées pour réduire la gravité de PhD induit par l'ERC2.

*Tableau D5 : Liste des mesures protectrices possibles pour l'ERC2
« Perte de confinement de l'hydrogène au niveau du col de cygne »*

PRO1 à PRO4	Déjà définies dans le Tableau D2
PRO5	Fermeture de la vanne d'antenne hydraulique sur détection de différentiel de pression, détection d'H ₂ ou arrêt d'urgence

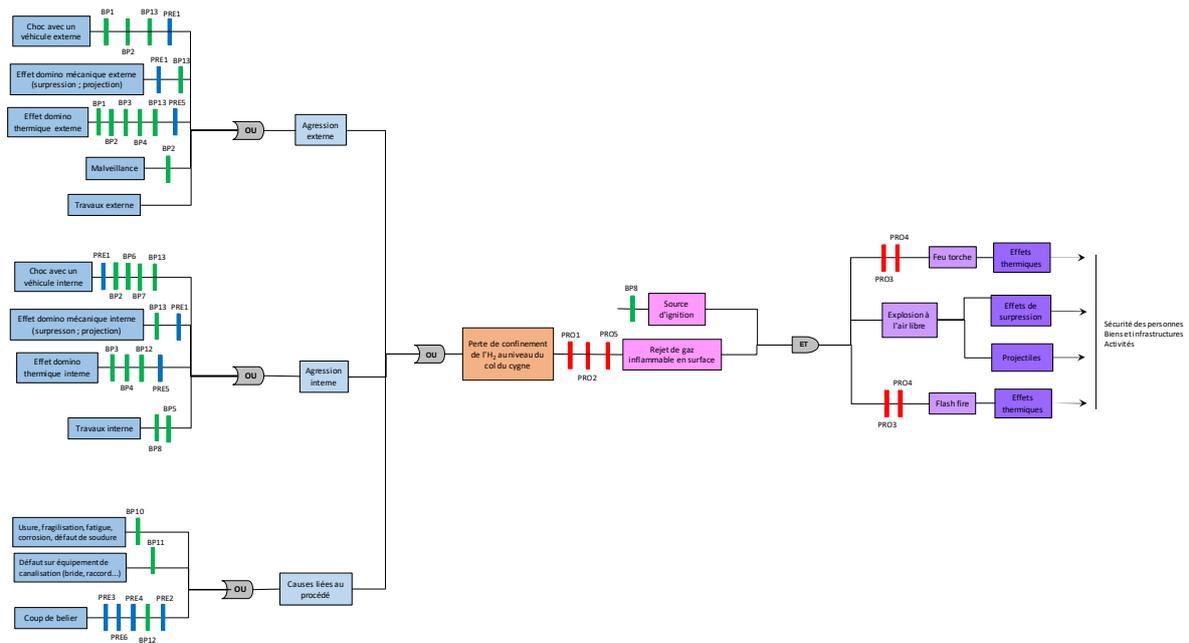


Figure D5 : Séquences accidentelles relatives à ERC2
 « Perte de confinement de l'H₂ au niveau du col de cygne »

D4) ERC3 : « Perte de confinement de l'hydrogène au niveau de la tête de puits de forage »

Définition de l'ERC :

La tête de puits de forage contient l'emboîtement des espaces annulaires. Elle est protégée des agressions extérieures par une cave de quelques mètres de profondeur.

Causes possibles :

L'ERC3 peut être lié à l'un des 3 événements initiateurs (EI) suivant :

- EI1 : « Perte de confinement de l'hydrogène en tête de l'espace annulaire CT-CP ».
- EI2 : « Perte de confinement de l'hydrogène en tête de l'espace annulaire CP-CI ».
- EI3 : « Perte de confinement de l'hydrogène en tête de l'espace annulaire CI-CS ».

Ces EI impliquent respectivement une fuite de type 11, 12 ou 13 (voir Figure D2). Ils nécessitent une perte de confinement préalable d'hydrogène dans les différents espaces annulaires. Cette présence peut s'expliquer par les différents chemins de fuite de l'hydrogène indiqué dans Figure D2. Nous avons précisé Figure D6 les différentes combinaisons possibles conduisant à la présence d'hydrogène dans les espaces annulaires. Les combinaisons nécessitant plus de 2 fuites ont été figurées en pointillés.

Les causes des fuites possibles (en se limitant aux fuites 2, 5, 6, 11 et 12) sont les suivantes :

- **Cause de la perte de confinement de la cimentation du cuvelage de production (fuite n°2)**
 - Ciment non adapté ;
 - Erreur opératoire lors de la réalisation ;
- **Causes de la perte de confinement de la colonne de travail (fuite n°6)**
 - Erreur opératoire ;
 - Défaillance matérielle ;
 - Tubing externe perméable à l'H₂ ;
 - Coup de bélier ;
- **Causes de la perte de confinement au niveau de l'obturateur de production (fuite n°5)**
 - Défaillance matérielle ;
 - Obturateur perméable à l'H₂ ;
 - Mauvais ancrage du packer de production ;
- **Causes de la perte de confinement en tête de l'espace annulaire CT-CP ou CP-CI (fuite n°11 et n°12)**
 - Défaillance matérielle ;
 - Obturateurs ou vanne annulaire perméables à l'H₂.

Mesures préventives :

Le Tableau D6 liste les mesures préventives qui peuvent être appliquées pour réduire la vraisemblance de l'ERC3.

*Tableau D6 : Liste des mesures préventives possibles pour l'ERC3
« Perte de confinement de l'hydrogène au niveau de la tête de puits de forage »*

BP9 à BP12	Déjà définies dans le Tableau D1
PRE2 à PRE4	Déjà définies dans le Tableau D1
PRE7	Etanchéités à l'H ₂ de la colonne de travail et de l'obturateur de production vérifiées par des essais MIT (Mechanical Integrity Test)
PRE8	Détection d'un différentiel de pression en tête de l'annulaire CT-CP qui en cas d'un seuil préfini, déclenche une alarme et décompression de la cavité (mise à l'évent par l'annulaire et/ou la ligne gaz)

Conséquence / effet :

Les phénomènes dangereux et les effets induits sont identiques à ceux déjà décrit pour l'ERC1.

Mesure protectrice :

Le Tableau D7 liste les mesures protectrices qui peuvent être appliquées pour réduire la gravité de PhD induit par l'ERC3.

*Tableau D7 : Liste des mesures protectrices possibles pour l'ERC3
« Perte de confinement de l'hydrogène au niveau de la tête de puits de forage »*

PRO1 à PRO4	Déjà définies dans le Tableau D2
PRO5	Déjà définie dans le Tableau D4

D5) ERC4 : « Fuite d'H₂ dans les terrains de recouvrement »

Définition de l'ERC :

Ecoulement de l'hydrogène stocké vers les terrains de recouvrement suite à un perte de confinement du massif de sel ou des cimentations ou/et des cuvelages du puits.

Causes possibles :

Les causes possibles (de niveau 1) d'une fuite d'H₂ dans les terrains de recouvrement sont :

- Perte de confinement du massif de sel ;
- Perte de confinement de la cimentation du cuvelage de production (CP) ;
- Perte de confinement de la cimentation du cuvelage intermédiaire (CI) ;
- Perte de confinement de la cimentation du cuvelage de surface (CS) ;
- Perte de confinement de l'obturateur de production ;
- Perte de confinement de la colonne de travail (CT) ;
- Perte de confinement du cuvelage de production (CP) ;
- Perte de confinement du cuvelage intermédiaire (CI) ;
- Perte de confinement du cuvelage de surface (CS).

Pour avoir l'ERC4, il faut avoir réalisé l'un des scénarios suivants (voir **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) :

- chemin de fuite n°1 ;
- chemin de fuite n°2 ;
- chemins de fuite n°5 et n°7 ;
- chemins de fuite n°6 et n°7 ;
- chemins de fuite n°2 et n°3 ;
- chemins de fuite n°5, n°7 et n°8 ;
- chemins de fuite n°6, n°7 et n°8 ;
- chemins de fuite n°2, n°3 et n°4 ;
- chemins de fuite n°5, n°7, n°8 et n°9 ;
- chemins de fuite n°6, n°7, n°8 et n°9.

On a considéré à nouveau que s'il est nécessaire de cumuler 3 fuites entre la cavité de stockage et l'extérieur, le scénario de fuite considéré peut être négligé. En suivant cette logique, seuls les scénarios en trait plein de la Figure D8 doivent être conservés.

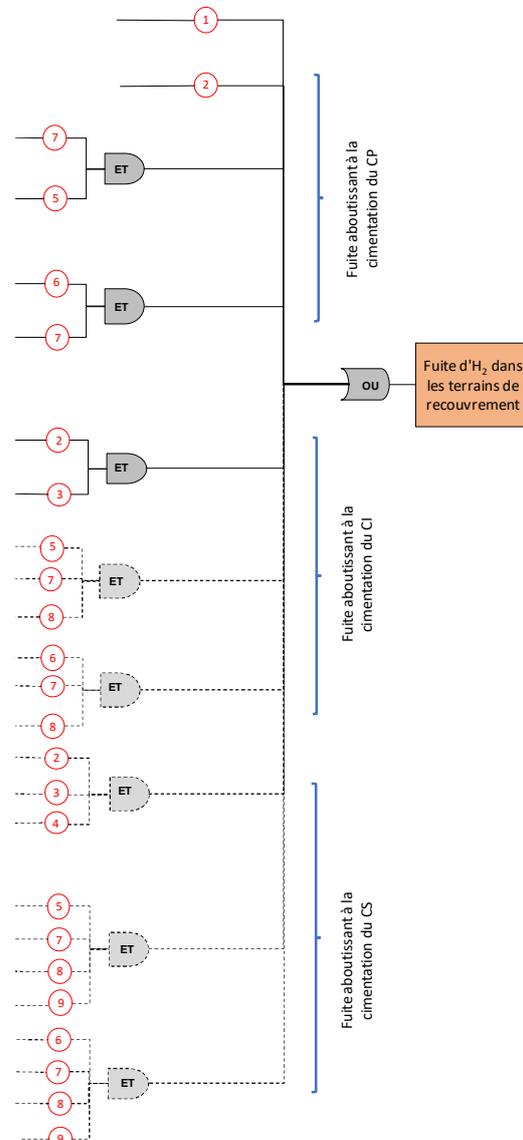


Figure D8 : Scénarios de fuites possibles conduisant à l'ER

La Figure D9 décrit les séquences accidentelles relatives à l'ERC4 (compte tenu des simplifications proposées). On a à nouveau indiqué sur cette figure les mesures préventives et protectrices.

Les différentes pertes de confinement sont liées à d'autres causes possibles (de niveau 2) :

- **Causes de la perte de confinement du massif de sel :**
 - Remontée du toit de la cavité au-delà des limites de la couche ou du dôme de sel (risque accentué par la présence de cavités voisines) ;

- Fuite par des bancs d'insolubles présents dans le massif de sel ;
- **Causes de la perte de confinement de la cimentation du cuvelage de production :**
 - Mauvaise réalisation de la cimentation (perméabilité excessive du ciment ; épaisseur insuffisante de la gaine de ciment ; hauteur de remontée de ciment insuffisante ; mauvaise qualité du contact ciment/cuvelage ou ciment/terrain) ;
 - Augmentation de la perméabilité du ciment au sabot dû à une altération chimique avec les fluides présents dans les terrains ;
- **Causes de la perte de confinement du cuvelage de production ou de la colonne de travail :**
 - Corrosion interne ou externe ;
 - Erosion ;
 - Rupture ;
 - Défaillance matériel ;
- **Causes de la perte de confinement de l'obturateur de production :**
 - Défaillance matérielle ;
 - Obturateur perméable à l'H₂ ;
 - Mauvais ancrage du packer de production.

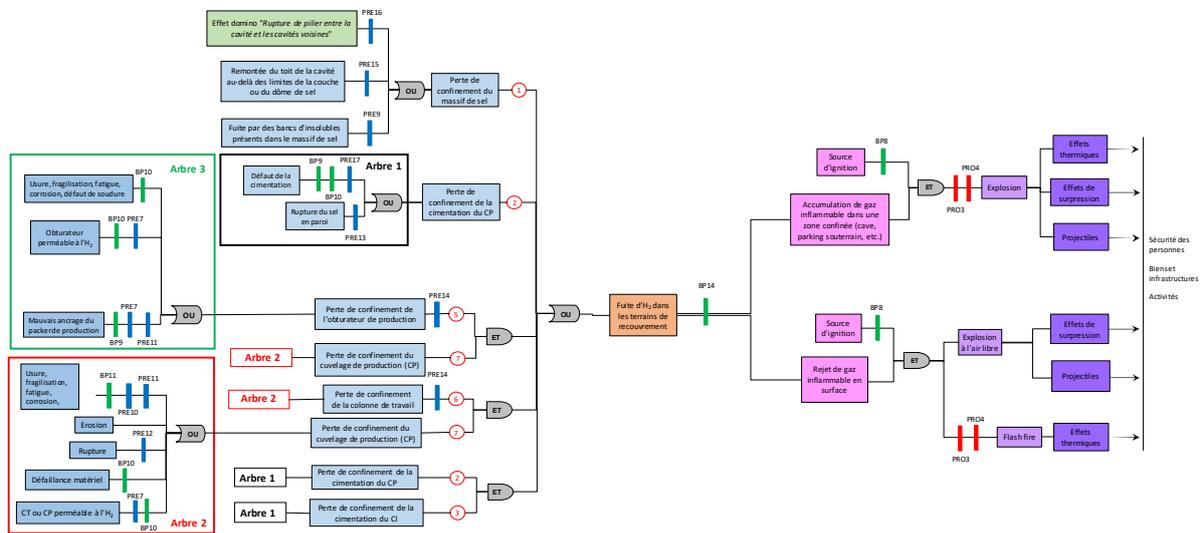


Figure D9 : Séquences accidentelles relatives à l'ERC4 « Fuite d'H₂ dans les terrains de recouvrement

Mesures préventives :

Le Tableau D8 liste les mesures préventives qui peuvent être appliquées pour réduire la vraisemblance de l'ERC4.

Tableau D8 : Liste des mesures préventives possibles pour l'ERC4 « Fuite d'H₂ dans les terrains de recouvrement »

BP8 à BP11	Déjà définies dans le Tableau D1
PRE7	Déjà définie dans le Tableau D5
PRE9	Réalisation, préalablement à la mise en exploitation, d'un contrôle de l'étanchéité de la cavité à l'hydrogène et abandon de l'exploitation du site en cas de débit de fuite supérieur au débit de fuite maximal acceptable
PRE10	Protection cathodique, revêtement (traitement anti-corrosion)
PRE11	Vérification périodique de l'absence de corrosion et de la bonne étanchéité de la colonne et actions de remédiation adaptées
PRE12	Mesure de la pression de stockage qui à l'atteinte d'une valeur seuil fixée, déclenche une alarme et un isolement des installations. Cette valeur est déterminée à partir de la pression de fracturation de la cavité ; de la résistance des gaines de

	cimentation et de la résistance des équipements du puits (cuvelage, obturateurs, têtes d'annulaires)
PRE13	Hauteur de cheminée suffisante pour éviter ou limiter le risque de réduction de la hauteur de l'annulaire cimenté du puits
PRE14	Mesure la pression qui l'atteinte d'un niveau bas déclenche alarme et isolement de la cavité et des installations de surface
PRE15	Epaisseur de planche de sel supérieure à chacune des grandeurs définies à la page 120, 4ième alinéa, de la circulaire du 10 mai 2010
PRE16	Nombre de cavités inférieur à 3 ou taux de défrètement inférieur au taux critique définis à la page 120, 2ième alinéa, de la circulaire du 10 mai 2010
PRE17	Conception et maintien dans le temps d'une cimentation adéquate et de bonne qualité
BP14	Retrait du produit en cas de détection d'une fuite à partir du bilan matière

Conséquence / effet :

Les phénomènes dangereux et les effets induits sont identiques à ceux déjà décrits pour l'ERC1.

Mesure protectrice :

Le Tableau D9 liste les mesures protectrices qui peuvent être appliquées pour réduire la gravité de PhD induit par l'ERC4.

*Tableau D9 : Liste des mesures protectrices possibles pour l'ERC4
« Fuite d'H₂ dans les terrains de recouvrement »*

PRO3 à PRO4	Déjà définies dans le Tableau D2
-------------	----------------------------------

D6) ERC5 : « Formation de gaz toxique dans la cavité ou dans la complétion gaz à partir de l'H₂ »

Définition de l'ERC :

L'hydrogène stocké dans une cavité saline pourrait, sur le long-terme et dans certaines conditions de pression et de température, réagir avec son environnement pour former des gaz toxique (<https://substances.ineris.fr/fr/substance/1096>) et notamment de l'H₂S.

Causes possibles :

La production de gaz annexe nécessite a priori des températures ou des pressions élevées. Toutefois, elle peut se produire à température et pression ambiantes (et avec une cinétique significative) en présence de certains catalyseurs (bactéries, surfaces minérales argileuses, certains métaux) :

- l'H₂ est susceptible de transformer des ions oxydés (nitrates et sulfates dissous dans l'eau) en ions réduits (nitrites, sulfites et sulfures) ces derniers étant généralement plus toxiques ;
- la dissolution de l'H₂ dans l'eau ou la saumure engendre une acidification pouvant induire une dissolution de matériaux carbonatés et d'éléments traces métalliques potentiellement toxiques initialement présents à l'état solide dans le recouvrement ;
- la cinétique de réaction chimique précédente peut être augmentée du fait de la présence de catalyseurs (métaux, micro-organismes).

Mesures préventives :

D'après Hemme et al. (2017), la génération de H₂S pourrait être inhibée par l'ajout de fer ferreux dissous à la saumure. Le fer ferreux dissous réagit avec le sulfure-soufre pour former de la mackinawite (FeS) de sorte que le sulfure aqueux n'est plus disponible pour la génération de H₂S. Maarten Pieter Laban (2020) recommande l'augmentation du pH de la saumure dans la caverne pour éviter la production de H₂S (par ajout de NaOH par exemple). Niklas Heinemann et al. (2021) indique que la génération de H₂S peut également être inhibée par la présence de minéraux carbonatés dans le réservoir. Maarten Pieter Laban (2020) recommande par ailleurs des tests approfondis pour détecter toute activité microbienne.

Il souligne que s'il n'y a pas de bactéries sulfato-réductrices, il n'y aura pas de risque de production d'H₂S.

Le Tableau D10 liste les mesures préventives qui peuvent être appliquées pour réduire la vraisemblance de l'ERC5.

*Tableau D10 : Liste des mesures préventives possibles pour l'ERC5
« Formation de gaz toxique dans la cavité ou dans la complétion gaz à partir de l'H₂ »*

BP13	Déjà définie dans le Tableau D7
BP15	Choix de la localisation de la cavité de sorte à minimiser la présence de sulfate et de pyrite (présents dans les insolubles)
PRE18	Ajout d'additifs à la saumure injectée dans la cavité (fer ferreux, NaOH ...) dans le but de minimiser la production de gaz toxique (notamment d'H ₂ S)
PRE19	Tests dans la saumure pour détecter la présence d'une activité bactérienne notamment sulfato-réductrices susceptible de favoriser la production de gaz toxique (notamment d'H ₂ S)
PRE20	Choix des matériaux (utilisé pour la complétion) dans le but de minimiser la production de gaz toxique (notamment d'H ₂ S)

Conséquences / effets :

La combinaison de l'ERC5 avec l'un des ERS (Evénement Redouté Secondaire)²⁸ suivant :

- ERS1 « Perte de confinement de gaz toxique au niveau de la tête de puits de production » ;
- ERS2 « Perte de confinement de gaz toxique au niveau du col de cygne » ;
- ERS3 « Perte de confinement de gaz toxique au niveau de la tête de puits de forage » ;
- ERS4 « Fuite limitée de gaz toxique dans les terrains de recouvrement »

peut conduire aux phénomènes dangereux suivants :

- le rejet de gaz toxiques en surface (à l'air libre ou en zone confinée) ;
- la contamination des aquifères par les gaz toxiques.

Mesures protectrices :

Le Tableau D11 liste les mesures protectrices qui peuvent être appliquées pour réduire la gravité des phénomènes dangereux induits par l'ERC5.

*Tableau D11 : Liste des mesures protectrices possibles pour l'ERC5
« Formation de gaz toxique dans la cavité ou dans la complétion gaz à partir de l'H₂ »*

PRO6	Installation de traitement du gaz (hydrogène) pour éliminer une éventuelle contamination par des gaz annexes (notamment le H ₂ S)
PRO7	Mesure des émanations de gaz en surface et alarme et évacuation en cas de dépassement de seuils prédéfinis
PRO8	Mesure de la qualité des aquifères par prélèvement périodique (concentrations de certaines substances ou présence de bactéries) et abandon ou traitement de l'aquifère en cas de dépassement de seuils prédéfinis

D7) ERC6 : « Formation de gaz toxique au niveau des cuvelages et des cimentations ou dans le recouvrement »

Définition de l'ERC :

Il s'agit de la formation de gaz toxiques au niveau des cuvelages et des cimentations et/ou dans le recouvrement par interaction de l'hydrogène fuyard avec certaines substances (sulfates ou pyrite par

²⁸ Les causes de ces ERS1 à 4 sont similaires à celles déjà décrites pour les ERC1 à 4.

exemple) présentes, soit dans les cimentations ou les cuvelages, soit dans les formations du recouvrement.

Événement Initiateur (EI) à cet ERC :

- ERC4 « Fuite limitée d'H₂ dans les terrains de recouvrement ».

Causes possibles :

- Utilisation d'un ciment non adapté favorisant les interactions avec l'H₂ fuyard ;
- Présence dans le recouvrement de niveaux à gypse et à anhydrite (CaSO₄) ou à pyrite (FeS₂) susceptible d'interagir avec l'H₂ fuyard.

Mesures préventives :

Le Tableau D12 liste les mesures préventives qui peuvent être appliquées pour réduire la vraisemblance de l'ERC6.

*Tableau D12 : Liste des mesures préventives possibles pour l'ERC6
« Formation de gaz toxique au niveau des cuvelages et des cimentations ou dans le recouvrement »*

BP10	Déjà définie dans le Tableau D1
PRE21	Tests dans les terrains du recouvrement (localisés au-dessus de la couche de sel) pour détecter la présence d'une activité bactérienne notamment sulfato-réductrices susceptible de favoriser la production de gaz toxique (notamment d'H ₂ S) dans le but de retenir ou non la cavité comme site de stockage d'H ₂
PRE22	Choix des matériaux (ciments, aciers des cuvelages ...) compatible avec l'H ₂ dans le but de minimiser la production de gaz toxique (notamment d'H ₂ S)

Conséquences / effets :

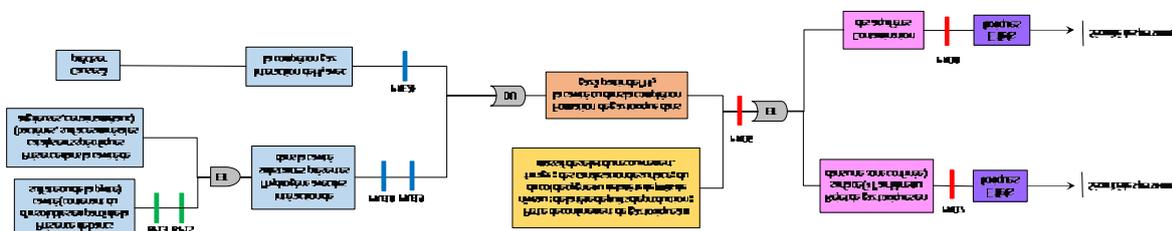
Le phénomènes dangereux sont les mêmes que ceux de l'ERC5.

Mesures protectrices :

Le Tableau D13 liste les mesures protectrices qui peuvent être appliquées pour réduire la gravité des phénomènes dangereux induits par l'ERC6.

*Tableau D13 : Liste des mesures protectrices possibles pour l'ERC6
« Formation de gaz toxique au niveau des cuvelages et des cimentations ou dans le recouvrement »*

PRO7 et PRO8	Déjà décrite dans le Tableau D10
--------------	----------------------------------



*Figure D10 : Séquences accidentelles relatives à ERC5
« Formation de gaz toxique dans la cavité ou dans la complétion gaz à partir de l'H₂ »*

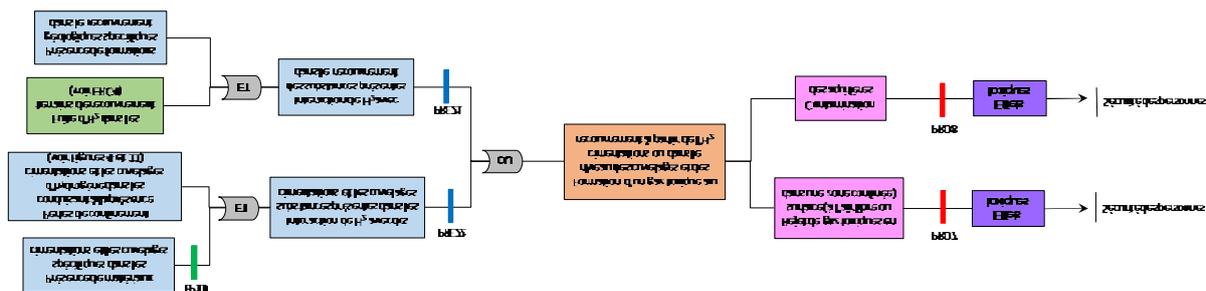


Figure D11 : Séquences accidentelles relatives à ERC6 « Formation d'un gaz toxique au niveau des cuvelages et des cimentations ou dans le recouvrement »

D8) ERC7 : « Rupture du sel en paroi de la cavité dépassant les limites de la couche ou du dôme de sel »

Définition de l'ERC :

Apparition de ruptures dans le sel qui peuvent induire des instabilités (plus ou moins étendues) et une perte d'étanchéité

Causes possibles :

- Pression insuffisante dans la cavité : risque de rupture en cisaillement à la base de la cavité (contrainte déviatorique trop forte relativement à la résistance du sel). Les ruptures induites par une pression insuffisante sont susceptibles de se développer jusqu'à une distance importante des parois de la cavité et induire une instabilité globale. La baisse de pression peut être volontaire (pression d'exploitation inadaptée) ou non (effet domino de l'ERC « Fuite importante en tête de puits ») ;
- Pression excessive dans la cavité : risque de rupture en traction au toit de la cavité (la pression du produit stocké devient supérieure à la pression lithostatique dans le sel au toit de la cavité du fait du contraste de densité entre ce produit et le sel). Les ruptures induites par une pression excessive (et qui apparaissent dans la partie haute de la cavité) peuvent induire une perte d'étanchéité mais pas une instabilité globale de la cavité ;
- Géométrie de la cavité non favorable à la stabilité : cela peut être lié à un mauvais dimensionnement initial ou à une reprise de dissolution liée à l'injection de saumure insuffisamment concentrée.

Mesures préventives :

Le Tableau D14 liste les mesures préventives qui peuvent être appliquées pour réduire la vraisemblance de l'ERC7.

Tableau D14 : Liste des mesures préventives possibles pour l'ERC7
« Rupture du sel en paroi de la cavité dépassant les limites de la couche ou du dôme de sel »

BP10	Déjà définie dans le Tableau D1
PRE12 ; PRE14 ; PRE15	Déjà définies dans le Tableau D7
BP16	Vérification de la concentration de sel avant réinjection pour les stockages en balancement de saumure
BP17	Mesure périodique de la profondeur du fond de la cavité ("top fond") pour détecter des éboulements internes et actions correctives en cas de géométrie non favorable à la stabilité
BP18	Surveillance périodique des éboulements internes et de la forme de la cavité par échométrie et actions correctives en cas de géométrie non favorable à la stabilité
PRE23	Mesure de la pression afin de s'assurer d'une pression minimale en cavité destinée à éviter le risque de rupture de la cavité et à limiter la convergence par fluage. En cas d'atteinte du niveau bas, alarme et mise en place d'actions prédéfinies afin de maintenir la pression dans la cavité

Conséquences / effets :

Deux phénomènes dangereux peuvent survenir suite à l'ERC7 :

- Effondrement localisé (déformation cassante) avec rejet d'H₂ en surface, si la géométrie du recouvrement est favorable à ce type de déformation ;
- Affaissement de la surface (déformation souple) si la géométrie du recouvrement est favorable à ce type de déformation. A noter que l'augmentation de la contrainte déviatorique (induite par la diminution de pression en cavité) induit également une augmentation du fluage du sel et une perte de volume de la cavité (qui conduit à une augmentation de l'affaissement).

Par ailleurs, l'ERC7, ainsi que les mouvements de terrain induits, peuvent conduire à un rejet d'H₂ dans le recouvrement et en surface suite à une perte de confinement des terrains et des éléments constitutifs du puits (voir ERC1 à ERC4), ce qui peut induire les phénomènes dangereux et les effets déjà décrits pour l'ERC1.

Mesure protectrice :

Le Tableau D15 liste les mesures protectrices qui peuvent être appliquées pour réduire la gravité des phénomènes dangereux induits par l'ERC7.

*Tableau D15 : Liste des mesures protectrices possibles pour l'ERC7
« Rupture du sel en paroi de la cavité dépassant les limites de la couche ou du dôme de sel »*

PRO9	S'assurer que la profondeur de la cavité est suffisante
PRO10	Surveillance géodésique et actions correctives et de protection en cas de détection de mouvements de terrain

D9) ERC8 : « Rupture de pilier entre cavités »

Définition de l'ERC :

Rupture du pilier de sel laissée en place entre les cavités dans le cas d'un stockage multi-cavités.

Causes possibles :

- Causes identiques à celles indiquées pour l'ERC7 ;
- Mauvais dimensionnement des piliers de sel inter-cavités.

Mesures préventives :

Le Tableau D16 liste les mesures préventives qui peuvent être appliquées pour réduire la vraisemblance de l'ERC8.

*Tableau D16 : Liste des mesures préventives possibles pour l'ERC8
« Rupture de pilier entre cavités »*

BP12	Déjà définie dans le Tableau D1
PRE12 ; PRE14 à PRE16	Déjà définies dans le Tableau
BP16 ; BP17 ; BP18	Déjà définies dans le Tableau D13

Conséquences / effets :

En complément des phénomènes dangereux qui peuvent déjà survenir suite à l'ERC7, on trouve :

- Effondrement généralisé (déformation cassante) si les conditions géométriques sont favorables, avec rejet d'H₂ en surface => Effet mécanique, Effet thermique.

Mesure protectrice :

Le Tableau D17 liste les mesures protectrices qui peuvent être appliquées pour réduire la gravité des phénomènes dangereux induits par l'ERC8.

Tableau D17 : Liste des mesures protectrices possibles pour l'ERC8
« Rupture de pilier entre cavités »

PRO9 et PRO10	Déjà définies dans le Tableau D14
---------------	-----------------------------------

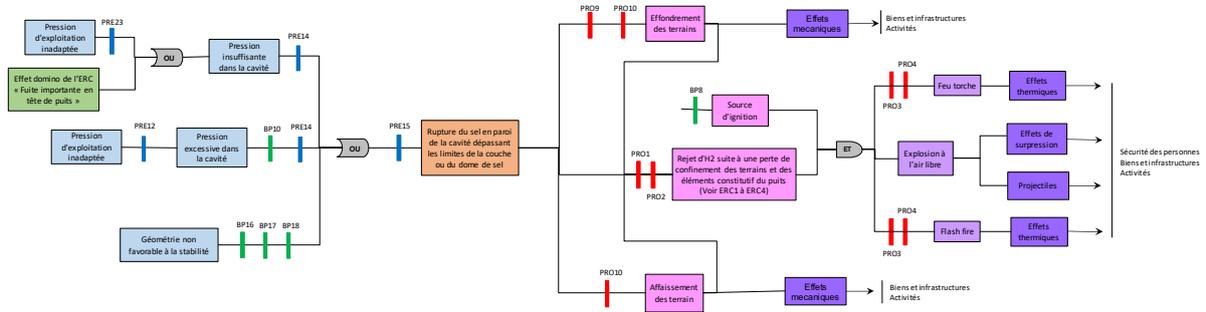


Figure D12 : Séquences accidentelles relatives à ERC7 « Rupture du sel en paroi de la cavité dépassant les limites de la couche ou du dôme de sel »

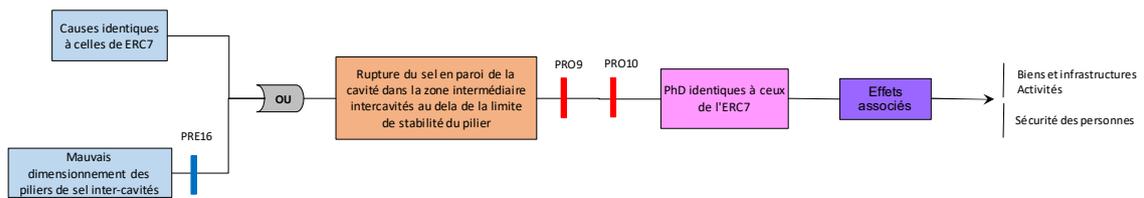


Figure D13 : Séquences accidentelles relatives à ERC8 « Rupture de pilier entre cavités »

Annexe E : Séquences accidentelles propres aux installations de surface et aux utilités

E1) ERC9 : « Perte de confinement de l'hydrogène sur une tuyauterie ou une bride située en amont ou aval du puits »

Principe de l'ERC :

Risque de perte de confinement d'hydrogène sur une tuyauterie ou une bride.

Causes possibles :

- **Agressions externes**
 - Choc avec un véhicule (camion, voiture...);
 - Effets dominos externes thermique ou de suppression (provenant d'une industrie, d'une canalisation, accident de la route...);
 - Malveillance ;
 - Travaux ;
- **Agressions internes**
 - Choc avec un véhicule sur le site d'implantation (engin de levage, camion, voiture...);
 - Effets dominos internes thermiques ou de suppression (liés à la remontée de gaz, autres installations situées sur le site...);
 - Travaux ;
- **Causes sur le procédé**
 - Erreur humaine (ex : vanne restée ouverte) ;
 - Défaillance matérielle ;
 - Surpression (coup de bélier, défaillance d'un détendeur sur l'alimentation H₂).

Mesures préventives :

Le Tableau E1 liste les mesures préventives qui peuvent être appliquées pour réduire la vraisemblance de l'ERC9.

Tableau E1 : Liste des mesures préventives possibles pour l'ERC9 « Perte de confinement de l'hydrogène sur une tuyauterie ou une bride située en amont ou aval du puits »

BP1 à BP13	Déjà définies dans le Tableau D1
PRE1 et PRE5	Déjà définies dans le Tableau D1
BP19	Installation de fourreaux ou de renforts au niveau des routes si tuyauterie enterrée
PRE24	Présence d'un organe de sécurité type soupape permettant d'évacuer une éventuelle surpression provenant de l'alimentation H ₂
PRE25	Mesure de la pression d'alimentation en hydrogène qui, à l'atteinte d'un niveau haut (niveau de pression à fixer inférieur à la pression de fissuration de la tête de puits), déclenche une alarme et un isolement des installations (arrêt de l'alimentation en hydrogène voire fermeture d'une des vannes maitresses)

Conséquence / effet :

Les phénomènes dangereux et les effets induits sont identiques à ceux déjà décrits pour l'ERC1 : UVCE, VCE (possible si tuyauterie confinée : enterrée ou dans un container), flash-fire ou feu torche.

Mesure protectrice :

Le Tableau E2 liste les mesures protectrices qui peuvent être appliquées pour réduire la gravité des phénomènes dangereux induits par l'ERC9.

Tableau E2 : Liste des mesures protectrices possibles pour l'ERC9 « Perte de confinement de l'hydrogène sur une tuyauterie ou une bride située en amont ou aval du puits »

PRO1 à PRO4	Déjà définies dans le Tableau D2
PRO11	S'assurer de la présence d'un système de ventilation (naturelle ou mécanique) autour des installations hydrogène
PRO12	Mesure de la pression qui à l'atteinte d'un seuil bas déclenche une alarme et l'isolement des installations
PRO13	Mettre en place des systèmes de détection hydrogène dans les espaces confinés associée à un arrêt d'urgence sur les installations et l'activation d'une ventilation mécanique
PRO14	Mettre en place de surfaces faibles dans les zones confinées, qui s'ouvriront en orientant l'explosion vers une zone limitant les impacts vers des enjeux

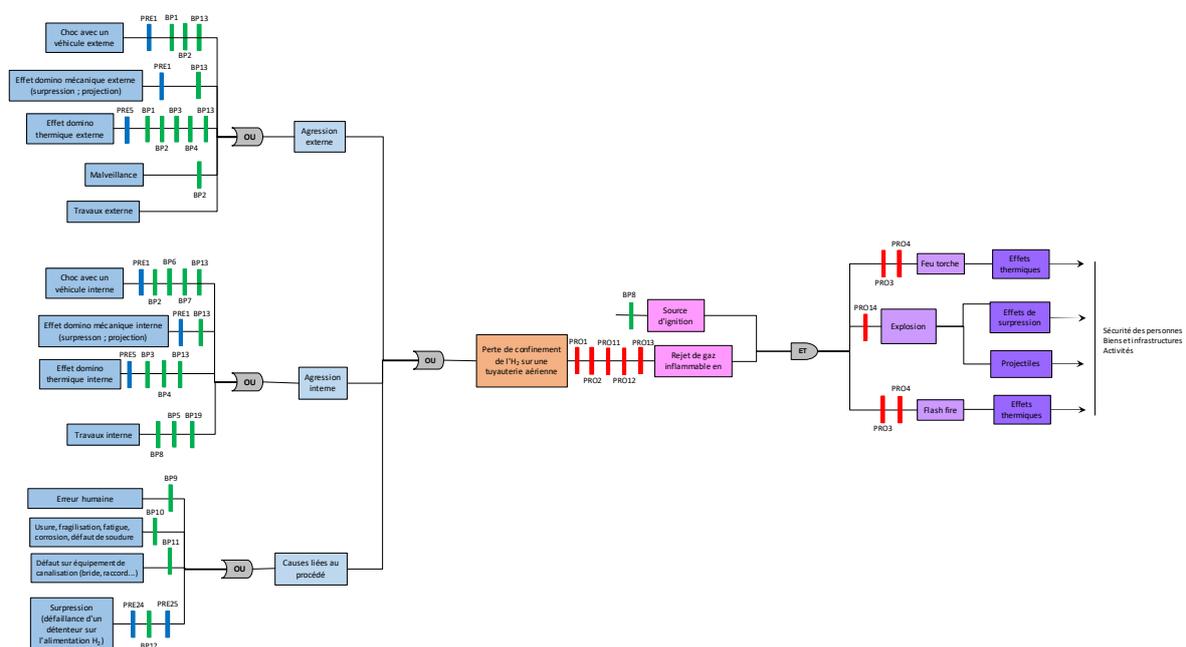


Figure E1 : Séquences accidentelles relatives à ERC9 « Perte de confinement de l'hydrogène sur une tuyauterie ou une bride située en amont ou aval du puits »

E2) ERC10 : « Eclatement dynamique lié à la formation d'une ATEX à l'intérieur d'un équipement dans tout ou partie de l'installation »

Principe de l'ERC :

Formation d'une ATEX dans toute ou une partie de l'installation.

Causes possibles :

- Présence d'air dans les phases transitoires (mise en service, démarrage ou arrêt) ;
- Rejet d'un événement ;
- Défaillance d'une soupape.

Mesures préventives :

Le Tableau E3 liste les mesures préventives qui peuvent être appliquées pour réduire la vraisemblance de l'ERC10.

Tableau E3 : Liste des mesures préventives possibles pour l'ERC10 « Eclatement dynamique lié à la formation d'une ATEX à l'intérieur d'un équipement dans tout ou partie de l'installation »

BP8	Déjà définie dans le Tableau D1
BP20	S'assurer d'une maintenance préventive de la soupape
PRE26	Procédure d'inertage des installations lors des phases transitoires
PRE27	S'assurer du maintien d'une pression dans le circuit gaz supérieure à la pression atmosphérique, par la mise en place d'une mesure de pression qui, à l'atteinte de la pression atmosphérique, enclenche alarme et l'ajout de gaz
PRE28	Prévoir une vanne d'isolement qui se ferme à l'atteinte de la pression atmosphérique sur la ligne d'évent

Conséquences / effets :

Eclatement dynamique de tout ou partie de l'installation (si hydrogène) => Effet de surpression.

Mesures protectrices :

Le Tableau E4 liste les mesures protectrices qui peuvent être appliquées pour réduire la gravité des phénomènes dangereux induits par l'ERC10.

Tableau E4 : Liste des mesures protectrices possibles pour l'ERC10 « Eclatement dynamique lié à la formation d'une ATEX à l'intérieur d'un équipement dans tout ou partie de l'installation »

PRO1 à PRO4	Déjà définies dans le Tableau D2
PRO5	Déjà définies dans le Tableau D4

E3) ERC 11 : « Eclatement pneumatique de tout ou partie de l'installation »

Principe de l'ERC :

Eclatement pneumatique dans toute ou une partie de l'installation.

Causes possibles :

- **Agressions thermiques externes**
 - Effets dominos externes thermique (provenant d'une industrie, d'une canalisation, accident de la route...);
 - Malveillance ;
 - Travaux ;
- **Agressions thermiques internes**
 - Effets dominos internes thermiques (liés à la remontée de gaz, autres installations situées sur le site...);
 - Travaux ;
- **Causes sur le procédé**
 - Suppression (par exemple coup de bélier, défaillance d'un détenteur sur l'alimentation H₂).

Mesures préventives :

Le Tableau E5 liste les mesures préventives qui peuvent être appliquées pour réduire la vraisemblance de l'ERC11.

*Tableau E5 : Liste des mesures préventives possibles pour l'ERC11
« Eclatement pneumatique de tout ou partie de l'installation »*

BP1 à BP5, BP12, BP13	Déjà définies dans le Tableau D1
PRE5	Déjà définies dans le Tableau D1
BP19	Déjà définies dans le Tableau D17
PRE24 et PRE25	Déjà définies dans le Tableau D17

Conséquence / effet :

Les phénomènes dangereux et les effets induits sont l'éclatement pneumatique de toute ou une partie de l'installation et identiques à ceux déjà décrits pour l'ERC1 pour la vidange de l'installation après éclatement : UVCE, VCE (possible si tuyauterie confinée : enterrée ou dans un container), flash-fire ou feu torche.

Mesure protectrice :

Le Tableau E6 liste les mesures protectrices qui peuvent être appliquées pour réduire la gravité des phénomènes dangereux induits par l'ERC11.

*Tableau E6 : Liste des mesures protectrices possibles pour l'ERC11
« Eclatement pneumatique de tout ou partie de l'installation »*

PRO1 à PRO4	Déjà définies dans le Tableau D2
PRO11 à PRO14	Déjà définies dans le Tableau D18

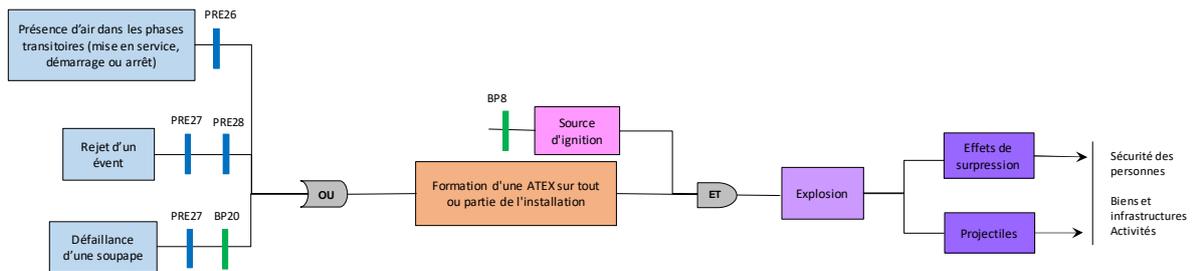


Figure E2 : Séquences accidentelles relatives à ERC10 « Eclatement dynamique lié à la formation d'une ATEX à l'intérieur d'un équipement dans tout ou partie de l'installation »

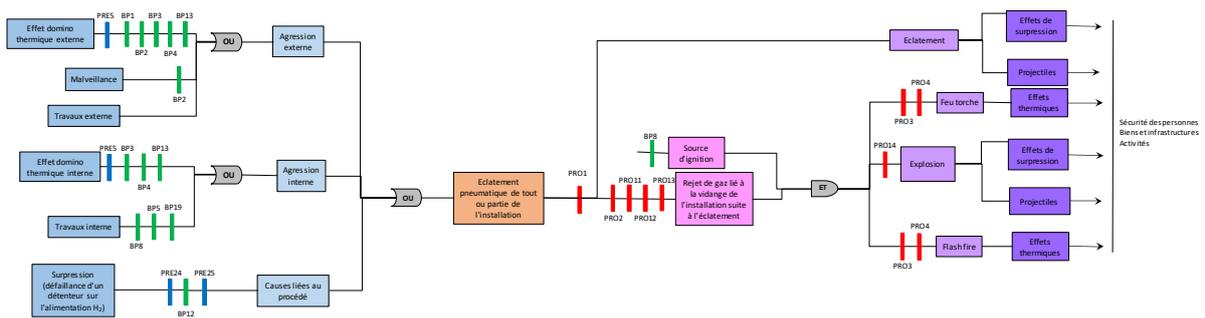


Figure E3 : Séquences accidentelles relatives à ERC11 « Eclatement pneumatique de tout ou partie de l'installation »

E4) ERC12 : « Rejet d'hydrogène par une soupape »

Principe de l'ERC :

Rejet d'hydrogène lorsque la pression du produit devient supérieure à la pression de tarage de la soupape, ou en cas de dysfonctionnement de la soupape. Ce gaz peut potentiellement s'enflammer directement (feu torche) en sortie d'événement, ou s'accumuler et exploser en cas d'inflammation tardée (UCVE/flash-fire).

Causes possibles :

- Ouverture normale du dispositif ;
- Ouverture intempestive d'une soupape :
 - Mauvais tarage
 - Dispositif bloqué ouvert (formation de givre)
 - Défaillance du ressort.

Mesures préventives :

Le Tableau E7 liste les mesures préventives qui peuvent être appliquées pour réduire la vraisemblance de l'ERC12.

Tableau E7 : Liste des mesures préventives possibles pour l'ERC12 « Rejet d'hydrogène par une soupape »

BP8	Déjà définie dans le Tableau D1
BP20	Déjà définie dans le Tableau D19[
BP21	Vérification du tarage de la soupape avant installation

PRE29	Mesure de la pression sur l'alimentation qui, à l'atteinte d'une pression élevée, déclenche une alarme et un isolement des installations
PRE30	Mesure la pression sur la tête de puits qui, à l'atteinte d'une pression élevée, déclenche une alarme et un isolement des installations
PRE31	Protéger le conduit d'évacuation d'entrée d'eau et d'impuretés
PRE32	Contrôle régulier de l'état de la conduite

Conséquence / effet :

Les phénomènes dangereux et les effets induits sont identiques à ceux déjà décrits pour l'ERC1 (UVCE, flash-fire ou feu torche).

Mesure protectrice :

Le Tableau E8 liste les mesures protectrices qui peuvent être appliquées pour réduire la gravité des phénomènes dangereux induits par l'ERC12.

*Tableau E8 : Liste des mesures protectrices possibles pour l'ERC12
« Rejet d'hydrogène par une soupape »*

PRO3 et PRO4	Déjà définies dans le Tableau D2
PRO15	S'assurer du rejet de la soupape dans une zone non confinée, n'exposant pas d'enjeux et exempt de source d'inflammation
PRO16	Limiter les débits avant rejet

E5) ERC13 : « Rejet d'hydrogène par l'évent »

Principe de l'ERC :

Rejet d'hydrogène par l'évent. Ce gaz peut potentiellement s'enflammer directement (feu torche) en sortie d'évent ou s'accumuler et former une atmosphère explosive (UCVE/flash-fire).

Causes possibles :

- Ouverture normale de l'évent à la suite d'une purge ;
- Ouverture accidentelle lors d'une opération de maintenance ;
- Ouverture accidentelle lié à l'ouverture d'une vanne ou défaut d'un système instrumenté.
- Coupure générale de l'électricité (défaut d'approvisionnement du fournisseur d'électricité, ou rupture de ligne, ou court-circuit, ou perte d'alimentation à la suite d'une intervention).

Mesures préventives :

Le Tableau E9 liste les mesures préventives qui peuvent être appliquées pour réduire la vraisemblance de l'ERC13.

*Tableau E9 : Liste des mesures préventives possibles pour l'ERC13
« Rejet d'hydrogène par l'évent »*

BP8	Déjà définie dans le Tableau D1
BP22	Formation des intervenants/ Procédures d'intervention / Contrôle après intervention
BP23	Inspection et contrôle sur la ligne d'évent
BP24	Vérification périodique du bon fonctionnement des systèmes instrumentés de sécurité
BP25	Mise en place de systèmes de remontées de défauts
PRE33	Vérification de la position des vannes lors des phases d'intervention ou de démarrage
PRE34	Mettre en place des systèmes de consignation / déconsignation
PRE35	Réception à la mise en service avec un contrôle de la programmation des automates
PRE36	S'assurer que l'installation est en sécurité positive (par exemple, ouverture des vannes vers les événements/d'inertage et fermeture des vannes d'isolement en l'absence d'électricité ou en l'absence d'alimentation du circuit hydraulique)
PRE37	Prévoir un système de secours pour maintenir les systèmes instrumentés de sécurité telle que la détection gaz, le système d'extraction des gaz dans les zones confinées

Conséquence / effet :

Les phénomènes dangereux et les effets induits sont identiques à ceux déjà décrits pour l'ERC1 (UVCE, flash-fire ou feu torche).

Mesure protectrice :

Le Tableau E10 liste les mesures protectrices qui peuvent être appliquées pour réduire la gravité des phénomènes dangereux induits par l'ERC13.

*Tableau E10 : Liste des mesures protectrices possibles pour l'ERC13
« Rejet d'hydrogène par l'évent »*

PRO3 et PRO4	Déjà définies dans le Tableau D2
PRO17	S'assurer du rejet de l'évent dans une zone non confinée, n'exposant pas d'enjeux et exempt de source d'inflammation, et du retour d'information en cas de rejet à l'évent

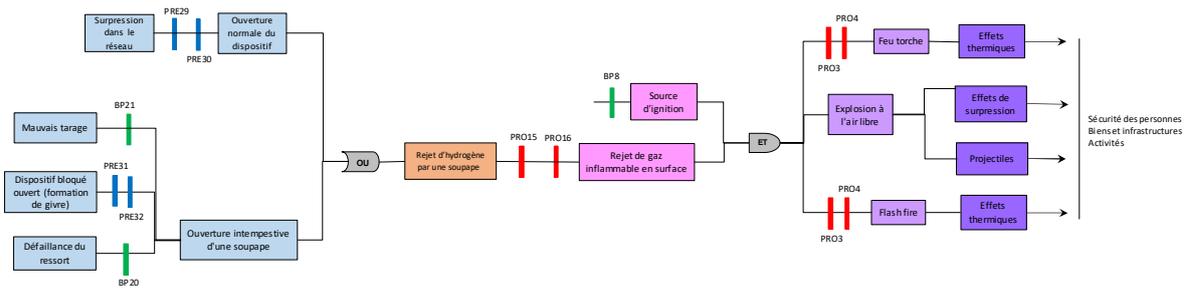


Figure E4 : Séquences accidentelles relatives à ERC12 « Rejet d'hydrogène par une soupape »

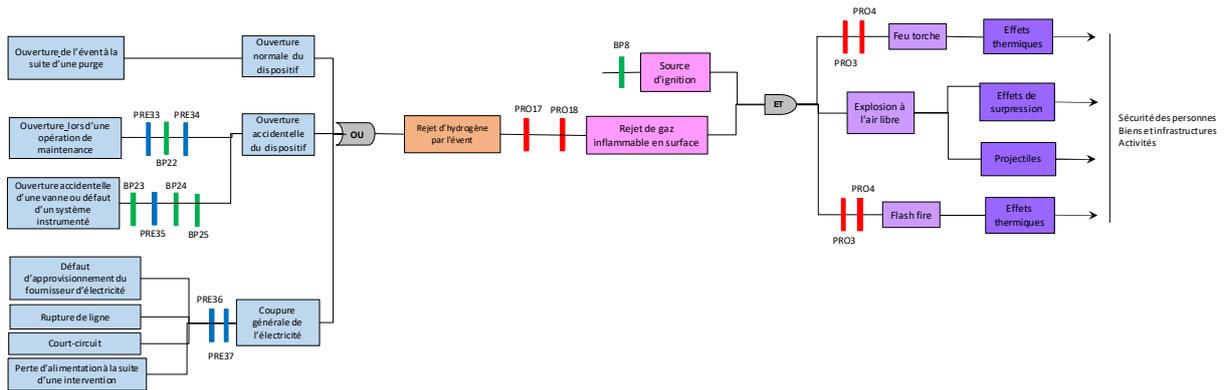


Figure E5 : Séquences accidentelles relatives à ERC13 « Rejet d'hydrogène par l'événement »

Annexe E : Eléments pour une analyse des risques spécifique aux stockages en milieu poreux

Nous avons rassemblé dans cette annexe quelques éléments qui pourrait servir de base à une analyse de risque spécifique au stockage d'hydrogène en milieu poreux (aquifère ou gisement déplété). Ces éléments viennent de travaux antérieurs (réalisé par en GT en 1988) sur les stockages de gaz naturel en aquifère. Ce travail n'est pas exhaustif ; il devrait être compléter, notamment à partir du chapitre 3 de ce rapport, pour inclure les risques lié aux spécificités de l'hydrogène.

Les risque identifié pour l'instant sont les suivants :

- Risque de défaut d'étanchéité de la couverture ;
- Risque de dérangement mécaniques des terrains de couverture sous l'effet de la pression ;
- Risque de défaut d'étanchéité provoqués par d'éventuelles défauts des cimentations des cuvelages des puits à la traversée de la couverture ;
- Risque de sortie latérale ;
- Risque de contamination des eaux souterraines ;
- Risque d'effet piézométriques induits par l'exploitation du réservoir sur les nappes aquifère ;
- Risque de dérangement mécaniques des terrains provoqués par des secousses sismiques.

Dans chaque cas des mesures de maitrise du risque sont proposés.

E1) Risque de défaut d'étanchéité de la couverture

L'étanchéité au gaz des terrains de couverture est liée à la présence d'eau entre les grains ou feuillets de sédiments solides qui les constituent, eau qui ne peut être déplacée par le gaz que s'il développe une surpression suffisante par rapport à l'eau pour vaincre les forces capillaires liant celle-ci à la roche. La surpression ainsi nécessaire, appelée « pression capillaire de déplacement » dépend des dimensions des pores ; elle est de quelque millibar pour les pores de la roche réservoir, mais elle atteint facilement des valeurs supérieures à 100 bar pour les pores microscopiques des terrains de couverture et leur confère ainsi une étanchéité absolue du gaz.

Pour illustrer cette propriété rappelons que dans le cas d'un réservoir situé à 500 m de profondeur et dans lequel l'eau interstitielle se trouve initialement sous une pression de 50 bar, une couverture dont la pression capillaire de déplacement serait de 100 bar permettrait le stockage du gaz jusqu'à une pression de 150 bar si on ne considérait que l'étanchéité de cette dernière ; on verra plus loin qu'une telle pression serait prohibitive en ce qui concerne les risques de dérangement des terrains sous l'effet de la pression.

La condition de l'étanchéité au gaz d'une couverture est donc l'existence, sur une épaisseur suffisante, d'un dépôt sédimentaire de nature convenable recouvrant la totalité de la zone concernée par le stockage.

La continuité, l'épaisseur et la forme de la couverture sont établis :

- par des études générales de géologie lesquelles se réfèrent aux conditions de formation des dépôts qui constituent la couverture ;
- par une étude sismique permettant d'en suivre l'épaisseur et la forme ;
- par des forages en nombre suffisant pour « caler » en profondeur les cartes de forme et d'épaisseur fournies par la sismique.

Dans l'hypothèse où existent des failles affectant la couverture, elles sont mises en évidence par cette étude qui permet également de savoir si elles sont de nature à mettre en question la continuité du dépôt. Dans ce dernier cas, des tests hydrauliques visant à apprécier la transmission, à travers la faille étudiée, d'un signal de pression, permettent de statuer sur son étanchéité.

La nature du dépôt de couverture, dont la continuité a été montrée par les opérations évoquées ci-dessus, est finalement précisée :

- par l'étude d'échantillons (carottes) prélevés dans certains puits et sur lesquels sont mesurés, en laboratoires, la pression capillaire de déplacement et la perméabilité à l'eau ;
- par l'étude d'enregistrements continus enregistrés dans tous les puits (diagraphies) et qui permettent donc, après « calage » sur les résultats fournis par les carottes, d'apprécier dans l'ensemble des puits les caractéristiques mesurées sur échantillons pour les puits carottés.

E2) Risque de dérangement mécaniques des terrains de couverture sous l'effet de la pression

Les dérangements à considérer peuvent opérer de deux façons :

- par un soulèvement général des terrains lorsque la poussée appliquée sous la couverture par les fluides contenus dans le réservoir dépasse le poids des terrains de recouvrement ;
- par une fracturation de la couverture lorsque les efforts appliqués par les fluides du réservoir à cette dernière dépassent ses contraintes internes

Le premier risque est écarté par la limitation de la pression du gaz à une valeur inférieure à celle correspondant au poids des terrains de recouvrement au point où ceux-ci ont la plus faible épaisseur. Ce poids permettrait des pressions de l'ordre de 2 bar par 10 m d'épaisseur des terrains de recouvrement.

Le second risque est en principe également écarté par une telle limitation si la totalité des poids des terrains de recouvrement se répercute sur la couverture, ce qui est très généralement le cas ; la pratique montre que tout risque de fracturation est écarté lorsqu'on limite la pression à une valeur de l'ordre de 1,7 bar par 10 m de profondeur.

Une mesure fondamentale en matière de sécurité consiste à déterminer une pression limite que le gaz ne dépassera en aucun cas dans le réservoir ; pour tenir compte des remarques qui précèdent cette pression est déterminée avec une marge de sécurité qui conduit à la fixer, en valeur relative, comme correspondant à environ 1,5 bar par 10 m de profondeur du toit du réservoir en son point de recouvrement minimal. Il faut cependant noter que cette limitation ne sera retenue que si elle conduit à une valeur inférieure à la somme de la pression d'équilibre de l'eau au point sommital du réservoir et de la pression capillaire de déplacement caractérisant la couverture ; dans le cas contraire, qui ne se rencontre que des réservoirs relativement profonds, c'est cette somme qui sera retenue comme pression limite.

Si on considère par exemple une couverture dont la pression capillaire de déplacement est de 50 bar, la pression relative à retenir dans le réservoir qu'elle recouvre sera de 120 bar (1,5 bar par 10 m, cette pression étant inférieure à la somme de la pression d'équilibre et de la pression capillaire à savoir : 80 bar + 50 bar = 133 bar) si le réservoir est à 800 m de profondeur et de 170 bar si le réservoir est à 1 200 m de profondeur (soit la somme de la pression d'équilibre et de pression capillaire dans ce cas).

E3) Risque de défaut d'étanchéité provoqués par un défauts des cimentations des cuvelages des puits à la traversée de la couverture

Dans l'hypothèse où de telles fuites sont mises en évidence, les dispositions prises visent essentiellement à interdire tout développement au maintien d'accumulation de gaz susceptible d'exposer les formations intermédiaires à un risque de fracturation ; l'évacuation contrôlée du gaz accumulé à l'atmosphère, après perforation du cuvelage, si nécessaire, permet à la fois de réduire très sensiblement un tel risque, d'apprécier l'importance de la fuite et d'arrêter les mesures à prendre pour sa réduction.

A noter également que :

- la qualité des cimentations étant contrôlée après leur exécution par l'enregistrement de diagraphies soniques spéciales, les défauts importants sont détectés à cette occasion et immédiatement réparés en recourant à un nombre varié de moyens techniques dont le plus fréquemment utilisé consiste en une injection complémentaire de ciment ;
- les fuites qui peuvent intervenir après les contrôles évoqués plus haut ne sont que des fuites de faible importance et elles sont détectées, soit par de très faibles dégagements de gaz en surface au sommet de l'espace annulaire, soit par les petites accumulations de gaz auxquelles elles peuvent donner lieu, après un certain temps, dans les terrains poreux et perméables situés au-dessus de la couverture ; ces accumulations sont détectées par enregistrement de diagraphies neutroniques de détection de gaz le long de l'ensemble des terrains intermédiaires ;
- la pression limite déterminée plus haut est telle qu'elle permet d'éviter à la base de la gaine de ciment toute application de contraintes susceptibles de la détériorer ;
- les fuites par les cimentations, si elles atteignaient quelque importance, donneraient lieu dans les couches poreuses perméables existant dans les terrains intermédiaires, à des augmentations de pression qui seraient détectées dans les puits forés spécialement dans ces couches.

Une mention doit être faite ici au cas où il existe dans les terrains intermédiaires une couche poreuse et perméable continue recouvrant toute la zone de stockage (aquifère intermédiaire). Dans ce cas des puits arrêtés à ce niveau seront effectivement forés pour surveiller l'évolution de la pression et y détecter de cette façon les entrées éventuelles de gaz.

Lorsqu'il n'existe pas de telle couche aquifère intermédiaire continue mais seulement des lentilles poreuses et perméables isolées on notera que les lentilles non traversées par un forage d'exploitation ne pourront pas, leur isolement étant préservé, être atteintes par une fuite de gaz ; celles qui ont été traversées par un puits seront, selon l'importance de leur extension : soit surveillées périodiquement par des diagraphies de détection de gaz, si un doute existe quant à la qualité de la cimentation du cuvelage entre la lentille et le réservoir, soit surveillées par un ou plusieurs puits spécialement forés à cette fin lorsque leur extension est relativement grande.

E4) Risque de sortie latérale

La sortie de gaz de la partie fermée de la structure se ferait d'abord par la zone où se situe le cheminement de sortie le plus haut (zone de fermeture critique).

Le volume stockable est calculé de façon à ce que le gaz ne déborde pas par cette fermeture critique.

Sous l'effet de la dynamique créée par les injections de gaz et compte tenu de l'hétérogénéité plus ou moins accentuée des perméabilités dans le réservoir, il est cependant fréquent que le gaz avance plus vite dans des directions préférentielles qui doivent être contrôlées pour éviter des débordements qui pourraient s'y produire. Ces directions préférentielles sont mises en évidence, lors d'essais hydrauliques appropriés effectués avant l'injection de gaz, essais dits « d'interférences » au cours desquels sont suivies les répercussions en pression, dans un ensemble de puits concernant la totalité de la structure, d'un soutirage d'eau effectué dans un puits central.

Un ensemble de puits de contrôle périphériques est implanté dans l'aquifère de stockage, dans la zone de fermeture critique et dans les directions préférentielles de déplacement ; des contrôles systématiques sont effectués dans ces puits pour y détecter toute apparition de gaz et les consignes d'exploitation prévoient l'arrêt immédiat des injections lorsque sont atteints ceux de ces puits dont le dépassement pourrait conduire à une sortie du gaz hors de la zone fermée.

Il faut noter que les sorties latérales ne pourraient s'effectuer que dans les directions où la structuration du dôme est très peu accusée et donc sa délimitation relativement imprécise ; elles conduiraient le gaz sorti vers de petites structures périphériques dans lesquelles ils resterait piégé sous les extensions de la couverture et ne seraient donc préjudiciables que pour l'exploitation, la seule mesure à prendre étant l'extension du périmètre de stockage au-delà des domaines où restent possibles de telles accumulations latérales.

E5) Risque de contamination des eaux souterraines

Toute contamination éventuelle des eaux ne pourrait intervenir que par dissolution de corps contenus initialement dans le gaz, ou du gaz lui-même : il faut noter que le contact direct de l'eau avec le gaz, nécessaire pour une telle dissolution, n'existe que dans l'aquifère de stockage et qu'à partir de la surface de contact eau-gaz, la dissolution ne s'étend dans l'eau que par des mécanismes de dispersion (diffusion moléculaire et surtout dispersion cinématique) n'agissant que très lentement, à raison de quelques dizaines de mètres par an. A cette dispersion qui opère dans toutes les directions autour du stockage vient se superposer la translation due à l'écoulement général naturel de la nappe d'eau qui n'est pas de nature à modifier sensiblement l'ordre de grandeur des vitesses de propagation des corps dissous.

Des échantillons d'eau sont prélevés périodiquement dans les puits de contrôle périphériques et analysés dans des laboratoires agréés.

Des mesures expérimentales d'extraction sous vide des gaz dissous montrent la présence de quelques centimètres cubes de gaz naturel par litre d'eau dans les premières centaines de mètres au-delà de la limite extrême atteinte par le front de gaz ; de telles quantités, outre le fait que le gaz naturel n'est pas toxique, ne compromettent pas les qualités organoleptiques de l'eau.

Des analyses identiques sont effectuées également dans les aquifères lorsqu'il en existe, situés au-dessus de l'aquifère de stockage ; elles sont destinées à s'assurer de l'absence d'accumulation accidentelle de gaz.

La réglementation précise d'autre part qu'aucun corps nocif ou susceptible de donner naissance à des composés nocifs ne doit se trouver dans le gaz injecté ; les gaz stockés répondent à ces exigences. Les faibles quantités d'hydrogène sulfuré qui peuvent éventuellement s'engendrer dans le sous-sol à partir des composants soufrés de la nappe aquifère restent inférieures à celles que l'on rencontre dans certaines eaux naturelles et l'expérience montre qu'il ne s'en rencontre pratiquement pas de trace à l'extérieur du stockage.

A signaler aussi que la protection des eaux est assurée vis-à-vis des fluides utilisés lors du forage des puits par le contrôle de la qualité de ces fluides et par la mise en œuvre d'un programme de cuvelage du trou conduisant à protéger, immédiatement après son forage, par un tube d'acier cimenté, chacun des aquifères sensibles traversés.

Ce programme de cuvelage est conçu et contrôlé en ce qui concerne la qualité des cimentations de façon telle que l'étanchéité des formations imperméables isolant entre eux les différents aquifères traversés est parfaitement restaurée à l'extérieur des tubes de cuvelage, ce qui évite tout passage d'eau d'un aquifère vers un autre.

Pendant l'exploitation du stockage enfin, le gaz injecté et soutiré circule dans le tube central (tube de production) qui est donc soumis seul au contact du gaz sous pression, l'espace annulaire entre ce tube et le cuvelage étant rempli d'un fluide neutre (boue légère constituée généralement d'eau additionnée d'argiles).

E6) Risque d'effet piézométriques induits par l'exploitation du réservoir sur les nappes aquifères

On notera d'abord que, bien que faible, la compressibilité de l'eau n'est pas nulle ; elle est telle que, compte tenu aussi de l'effet des micro-déformations des grains de la couche, tout se passe comme si on « gagnait » 1 cm³ en élevant de 10 bar la pression d'un litre d'eau. Les importants volumes mis en cause dans les nappes aquifères font que cette compressibilité suffit pour faire la place au gaz injecté sans provoquer le déplacement de l'eau jusqu'aux affleurements lointains de la nappe.

Ainsi qu'il a été brièvement dit en 1.3.2 l'élévation de la pression de l'eau que déplace le gaz se répercute de proche en proche autour de la bulle de gaz et décroît avec la distance pour devenir nulle à une distance de quelques kilomètres. Cette distance qui est la limite des perturbations piézométriques de la nappe est telle que la contraction du volume de l'eau contenue à l'intérieur sous l'effet des surpressions qui y sont établies correspond exactement au volume occupé au fond par le gaz injecté.

Il faut insister ici sur le fait que l'extension des perturbations de pression provoquées par le stockage sera d'autant plus faible que la nappe aquifère est peu perméable. Les aquifères peu perméables connaîtront des variations importantes de pression concentrées à une distance de quelques km autour du stockage ; par contre, les aquifères très perméables connaîtront des variations de pression moins intenses mais susceptibles de se répercuter à plusieurs dizaines de km du lieu de stockage. Dans ce dernier cas il est procédé à une étude prévisionnelle du comportement des aquifères à leur limite extérieure car la nappe ne donnera lieu à des élévations de pression sensibles à grande distance que si elle est emprisonnée dans des encaissements plus ou moins imperméables limitant l'extension de la zone perturbée.

Pendant l'exploitation du stockage le volume occupé au fond par le gaz et la pression subissent des fluctuations saisonnières qui se traduisent par une alternance de flux et de reflux d'eau. Ces mouvements alternés font qu'il existe dans l'aquifère, à l'intérieur de la limite de perturbation, des variations de pressions également saisonnières mais déphasées dans le temps et amorties par rapport à celles appliquées dans la bulle de gaz à mesure qu'on s'éloigne du stockage.

Dans le cas où ces variations de pression interviennent dans une zone où l'aquifère est utilisé leur effet sur les puits d'extraction d'eau est analysé et en fonction des conditions de débits du puits, des moyens visant à compenser les effets induits sont mis en œuvre par l'opérateur du stockage (installation de moyens complémentaires de pompage par exemple, voire forage de puits complémentaires).

A ces variations saisonnières de pression se superpose, pendant toute la période de développement du stockage, une élévation progressive de la pression qui peut contrebalancer de façon sensible le déclin de pression lié aux puisages d'eau effectués dans la nappe ; tout se passe à cet égard comme si, durant cette période, on avait injecté de façon continue une quantité totale d'eau d'un volume égal à celui occupé au fond par le gaz en fin de développement du stockage.

Il va de soi que les surpressions sont soigneusement analysées quant à leurs effets sur l'éruptivité éventuelle des puits d'eau et que des mesures sont prises pour permettre aux ouvrages hydrauliques et à la couche elle-même de les supporter sans aucun dommage.

E7) Risque de dérangement mécaniques des terrains provoqués par des secousses sismiques

Les effets des séismes sont, dès que l'on s'éloigne de l'épicentre de ces derniers, insensibles pour les formations souterraines profondes dans lesquelles la propagation des ondes se traduit par des variations de contraintes et des dilatations élastiques de période trop courte pour permettre aucun déplacement appréciable de la roche, du gaz ou de l'eau. C'est la réflexion de ces ondes à la surface qui, en y engendrant un ventre d'amplitude, peut seule causer les dégâts que l'on constate dans les séismes.

Ceci est illustré, entre autres nombreux exemples, par l'absence de tout dommage dans les mines de charbon lors du séisme du 22 mai 1960 au Chili (magnitude 8,5) un des plus forts enregistré au monde, où les mineurs ont noté des bruits inhabituels sans ressentir directement les secousses.

Les failles étanches que peut présenter la couverture des réservoirs sont également à l'abri de tout déplacement préjudiciable à leur étanchéité dont il faut rappeler ici qu'elle est assurée, comme dans tout le reste de la couverture, par des phénomènes de tension capillaire de l'eau contenue dans les interstices et non par l'existence d'un continuum imperméable solide.

A signaler qu'une exception doit être faite pour les failles dites « actives » c'est-à-dire que l'on peut définir comme étant à l'origine de séisme mais de telles failles ne sont signalées que très exceptionnellement en France et son hors des bassins sédimentaires.

Les mouvements éventuels en surface amènent à se poser la question du comportement des puits qui relie cette surface au fond ; les études faites dans ce domaine et l'expérience montrent que, sauf pour des configurations particulières des terrains intermédiaires (roches de caractéristiques très différentes en contact direct, présence de roches dures compactes de toit très incliné, topographie accidentée en surface), configurations aisément détectables lors des reconnaissances préliminaires, les contraintes dans les tubages verticaux induites par la propagation des ondes sismiques restent dans le domaine élastique. Il est à signaler que l'on ne rencontre dans aucune des structures actuellement utilisées de telles configurations.

On peut donc conclure que, à l'instar des gisements naturels, les réserves souterraines de gaz en nappe aquifère sont des ouvrages totalement à l'abri des séismes, lorsqu'ils ne s'en situent pas à l'épicentre, ce que les études de sismicité permettent de ramener, compte tenu de la localisation des stockages, à une probabilité infime.

