

Transition énergétique - Stockage souterrain de l'hydrogène

1- Contexte

Le stockage souterrain de l'hydrogène figure parmi les différentes options envisagées pour le stockage d'énergies renouvelables intermittentes¹. Aucun stockage souterrain de l'hydrogène n'a encore été réalisé pour le besoin spécifique du stockage de l'énergie² mais des stockages souterrains d'hydrogène existent bien dans le monde et sont opérationnels d'une manière industrielle depuis 30 ans pour stocker l'hydrogène utilisé dans les industries chimiques et pétrochimiques. Quatre stockages de ce type existent actuellement dans le monde, trois aux Etats Unis et un en Angleterre. Le premier stockage a été réalisé dans le dôme de sel de Clemens (Texas) par Conoco Phillips, dans les années 1980³. Les autres sont situés au Texas : Moss Bluff (Paxair) et Spindletop (Air Liquide) et à Teeside (Yorkshire, Angleterre, société ICI). Ces stockages ont été réalisés à une profondeur de 1400 m au maximum, dans des cavités de 600 000 m³ de volume maximal où l'hydrogène est stocké à une pression élevée pouvant atteindre 15 MPa (150 bar).

Précisons en outre qu'on procède aujourd'hui, en France et à l'étranger, au stockage de l'hydrogène ajouté en faibles quantités au gaz naturel. Ce procédé permet un gain de la capacité énergétique offerte par l'hydrogène⁴.

2- Positionnement dans le contexte de la transition énergétique

De nombreux projets de recherche et développement sont en cours sur le stockage souterrain de l'hydrogène dans le contexte des énergies renouvelables. Ils sont motivés par la possibilité de stocker un grand volume d'hydrogène sous forte pression, substance offrant une puissance énergétique considérable, comparée à d'autres options de stockage

¹ Essentiellement, stockage de l'air comprimé (Compressed Air Energy Storage : CAES) et ses variantes ACAES (Adiabatic CAES) et AA-CAES (Advanced Adiabatic CAES), stockage de l'hydrogène (produit essentiellement par électrolyse), énergie hydroélectrique STEP (Station de Transfert d'Energie par Pompage) y compris en condition souterraine, méthanation (power to gas : production du méthane à partir de l'hydrogène et CO₂, à ne pas confondre avec méthanisation (methanation en anglais) qui est la production du méthane à partir de l'hydrogène et CO d'origine biologique (biomasse)).

² L'utilisation de l'hydrogène en tant que source d'énergie a été jusqu'à présent limitée pour des raisons économiques puisque le rendement « power to power » est encore faible, environ 40%. L'hydrogène est utilisé pour l'industrie chimique, essentiellement pour produire l'ammoniac en tant qu'engrais et également pour l'industrie pétrochimique.

³ Il s'agit d'un stockage en cavités saline réalisée par dissolution de sel pour stocker 30 millions de m³ d'hydrogène (2500 tonnes). La cavité est cylindrique (diamètre 50 m, hauteur 300 m, volume 600 000 m³)

⁴ D'après une étude de la société allemande KBB, l'ajout de 5% d'hydrogène aux gaz naturels permet un gain de 100 MW soit 876 GWh par an. Ce procédé est utilisé dans le pipeline de gaz naturel s de DEUNA qui relie le Danemark à l'Allemagne avec un débit nominal de 430 000 m³/h qui correspond à une puissance de 4000 MW.

souterrain telles que le stockage adiabatique de l'air comprimé (Adiabatic Compressed Air Energy Storage : ACAES) ou STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage), comme cela apparaît sur la figure 1.

Hydrogen: High energy storage density

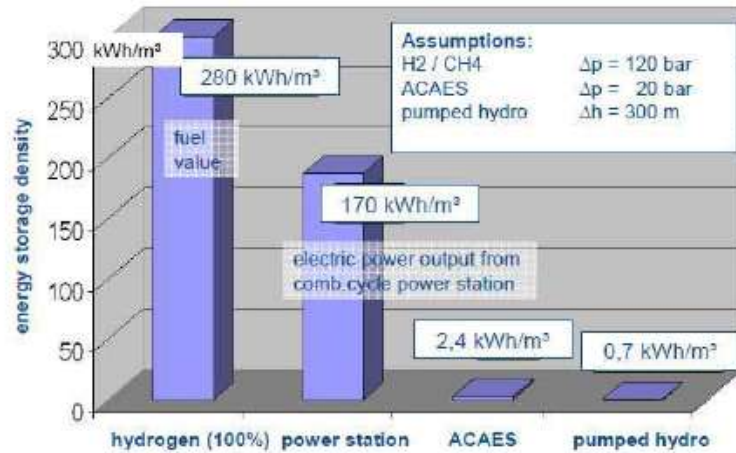


Figure 1-

Source: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

En se basant sur l'objectif fixé par la Loi sur la Transition Énergétique, soit 23% d'énergies renouvelables à l'horizon 2020 et en prenant la prévision de la consommation énergétique française à cette date (131,4 Mtep pour une consommation primaire de 236,3 Mtep), la part annuelle d'énergies renouvelables peut être estimée à 30,2 Mtep soit 351,5 TWh⁵ en 2020. En prenant par ailleurs la capacité unitaire de 280 kWh/m³ donnée sur la figure 1 pour l'hydrogène avec une variation de pression de 120 bar au sein de la cavité de stockage, le volume d'hydrogène correspondant à cette pression pour stocker la part totale d'énergies renouvelables est estimé à 1,26 milliard de m³. Si l'on considère en outre un rendement moyen de 50% et des cycles d'injection-soutirage mensuel pour des cavités salines dont le volume individuel est typiquement de 500 000 m³, on note qu'une centaine de cavités de ce type permettrait de satisfaire à cette exigence. Ce nombre est à comparer aux 78 cavités salines utilisées en France pour le stockage de gaz naturel et d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés.

Précisons enfin qu'on réalise aujourd'hui des cavités de plus grands volumes dépassant le million de m³ avec des pressions de stockage élevées voisines de 200 bar (à plus de 1000 m de profondeur). Dans ces conditions, le nombre de cavités de stockage peut être encore plus faible.

3- Procédé de stockage

La technique utilisée pour le stockage souterrain d'hydrogène est pratiquement la même que celle du stockage du gaz naturel. Elle est opérationnelle dans plus de 600 sites de stockages souterrains (volume utile de plus de 300 millions de m³) réalisés à travers le monde depuis 1916 (premier stockage en gisement déplété de Zoar aux États Unis).

Il existe 4 types de stockages souterrains : en gisements déplétés, en aquifères (en principe d'eau salée), en cavités minées (réalisées spécialement par des techniques minières ou plus

⁵ 1tep (tonne équivalent pétrole) = 41,869 GJ (arrondi à 42.10⁹ joules) et 1TWh = 3,6 10¹⁵ joules

rarement dans les anciennes mines) ou en cavités salines (réalisées par dissolution de sel). Ces différents types ont été tous utilisés pour le stockage de gaz mais l'utilisation des cavités minées est néanmoins rare⁶

23 sites de stockage de gaz naturels ou d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés existent en France : 12 en aquifères (13 stockages), 6 en cavités salines (78 cavités), 4 en cavités minées (9 stockages) et aucun actuellement en service en gisements déplétés⁷. Le premier stockage (Beysnes supérieur, Yvelines) a été réalisé en aquifère en 1956. Le premier stockage en cavité saline date de 1966 (Caresse Cassaber (68), cavités abandonnées récemment).

La figure 2 permet de comparer (hypothèses théoriques) le coût des différents types de stockage d'hydrogène (extrait du rapport de Sandia National Laboratories, établi pour DoE (Department of Energy, USA), 2011) :

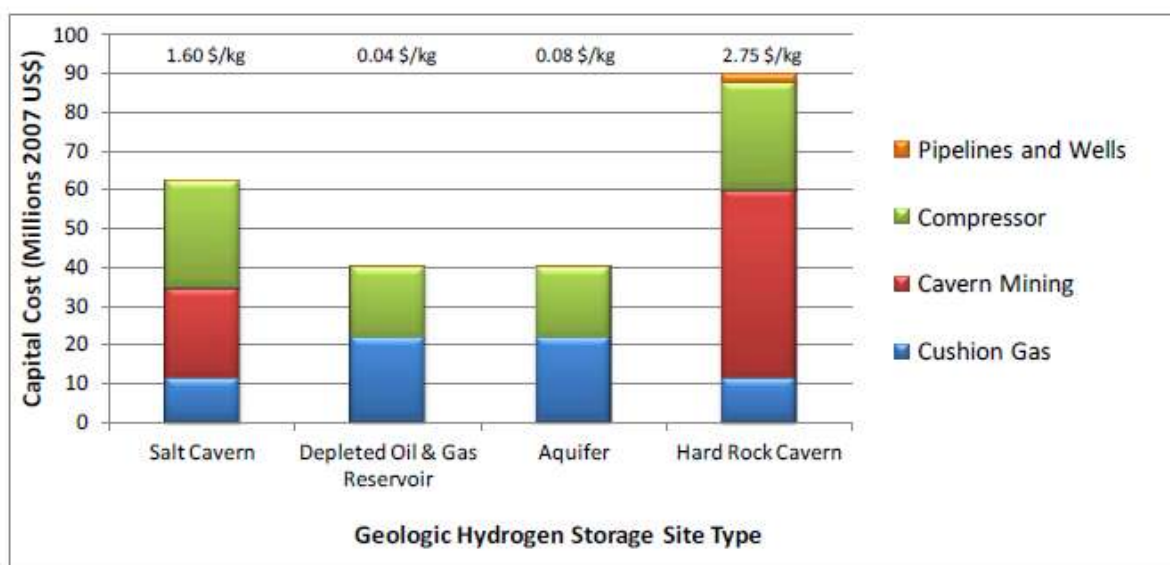


Figure 2. Cost Module (2007 US\$). (Note: Levelized cost of H₂ (\$/kg) listed within chart; Hard Rock Cavern cost estimates do not yet include steel liners.)

Indépendamment du coût, seule l'option de cavité saline a été retenue pour les stockages d'hydrogènes disponibles. C'est aussi le cas des projets de stockage d'énergie d'air comprimé, en Allemagne et aux Etats Unis et les projets étudiés pour le stockage d'hydrogène. Ce choix est motivé par trois faits importants:

- la perméabilité pratiquement nulle du sel qui permet d'assurer un confinement étanche du stockage ;
- la possibilité de réaliser par dissolution du sel des grandes cavités pouvant atteindre plus d'un million de m³ de volume ;

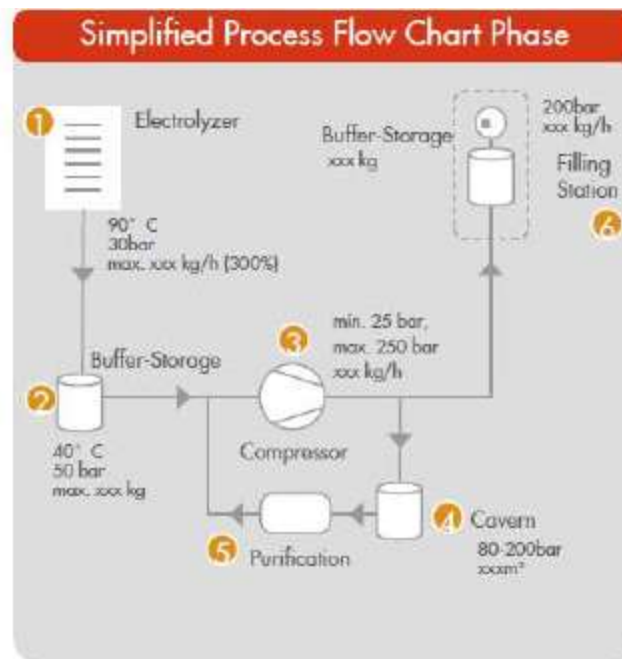
⁶ Citons par exemple, le stockage de GPL de Géovexin à Gargenville (78) abandonné il y a quelques années. Ce stockage était réalisé dans la craie à une centaine de mètres de profondeur. Le stockage en cavités minées peut poser le problème d'étanchéité du fait de la fracturation du toit (naturelle ou induite par les cavités). L'étanchéité est alors assurée artificiellement en réalisant un rideau d'eau dans le recouvrement de la cavité tout en veillant à ce que sa pression dépasse impérativement celle du stockage (gradient convergent vers la cavité).

⁷ Le seul cas de stockage en gisement déplété en France est celui de Rousse (gisement de gaz de Lacq) utilisé il y a quelques années par TOTAL en tant que démonstrateur du stockage de CO₂. Ce projet a été arrêté récemment et son dossier d'arrêt a fait l'objet d'une tierce-expertise par l'INERIS.

- l'intérêt du stockage en cavité par rapport au milieu poreux (aquifère, gisement déplété) qui peut être affecté par l'interaction entre l'hydrogène et les minéraux et/ou les micro-organismes présents dans le réservoir. Ce phénomène peut conduire à une perte du produit stocké et au colmatage progressif des pores fins du réservoir⁸.

Une unité de stockage souterrain d'hydrogène comporte deux grandes parties :

- la partie souterraine : cavités, puits d'injection/soutirage, forages de contrôle, équipements de puits (casing, cimentation, vannes de sécurité...);
- la partie en surface : compresseurs, échangeurs thermiques, équipements de séchage et de purification, stockage tampon, unité d'électrolyse...



Source: Shell Global Solutions

Figure 3

4- Cadre réglementaire

Les stockages souterrains de gaz naturels, d'hydrocarbures liquides, liquéfiés ou gazeux ou de produits chimiques sont soumis⁹ :

- au code minier (loi n°2003-8 du 31/01/2003, décrets n°2006-648 et 2006-649 du 02/06/2006) ;
- à la directive européenne « Seveso » (décret du 02/06/2002) ;
- à la loi n°2003-699 du 30 juillet 2003 relative à la prévention des risques technologiques et naturels et à la réparation des dommages ;

⁸ Ce phénomène peut avoir lieu également dans un stockage de l'air comprimé du fait de la présence de l'oxygène.

⁹ Pour plus d'information, voir les documents INERIS « guide PPRT stockage souterrain », « abandon des stockages » et « abandon des stockages en cavités salines », dont les références figurent à la fin et qui sont consultables sur le site internet de l'INERIS.

- aux dispositions réglementaires du code de l'environnement pour les sites de stockages souterrains comportant des Installations Classées (IC).

5- Risques et impacts

Les principaux risques d'une unité de stockage souterrain d'hydrogène sont ceux liés aux installations de surface qui peuvent être soumises, en toute logique, aux dispositions de sécurité applicables aux sites de stockage de gaz. La problématique et les risques technologiques de l'hydrogène ayant fait l'objet d'une note spécifique de la Direction des Risques Accidentels de l'INERIS, cet aspect ne fait pas l'objet de la présente note qui se limite aux seuls risques¹⁰ liés à la partie souterraine du stockage jusqu'à la surface du sol.

Défaut d'étanchéité du stockage

Le principal aléa de tout stockage souterrain est le défaut d'étanchéité qui peut avoir deux types de répercussions :

- 1- la fuite à travers le puits jusqu'à la surface du sol, phénomène qui peut générer des risques accidentels, en particulier en cas d'une fuite massive d'hydrogène (éruption très forte (qui peut être supersonique dans le cas de l'hydrogène, blowout) résultant d'une défaillance des vannes de sécurité ou pendant les opérations de maintenance.
- 2- la fuite mettant en communication le produit stocké dans le réservoir avec les niveaux aquifères, voire la couche de sol superficiel. Ce phénomène peut avoir un impact environnemental selon l'importance de la fuite.

Le retour d'expérience des stockages souterrains en cavités salines indique qu'en mode de fonctionnement normal (sans accident), pour un stockage bien conçu et dimensionné d'un point de vue du confinement des produits stockés, la fuite diffuse est très faible, inférieure à 0,1% du volume du stockage par an. Toutefois, des fuites plus importantes peuvent se produire localement et exiger des travaux spécifiques pour les maîtriser. Ce type d'incidents est très fréquent pendant la durée de l'exploitation d'un stockage souterrain (plusieurs dizaines d'années).

Soulignons qu'étant donné les caractéristiques physiques et structurales de l'hydrogène (molécule très petite et légère, viscosité dynamique très faible), le risque de fuite est a priori plus élevé pour un stockage d'hydrogène que pour d'autres stockages. De ce fait, la maîtrise parfaite de l'étanchéité sur le long terme constitue un défi important pour le stockage souterrain de l'hydrogène, compte tenu du caractère très inflammable et explosible de ce gaz.

Cela ne remet pas en cause la faisabilité du stockage souterrain d'hydrogène ; des exemples de stockage opérationnels depuis une trentaine d'années, à notre connaissance sans accident majeur, attestent bien de la faisabilité de ce type de stockage.

¹⁰ De même, l'impact environnemental et l'impact sanitaire (notamment le risque d'asphyxie) de l'hydrogène ne fait pas l'objet de cette note. Rappelons toutefois que la combustion de l'hydrogène dans l'air à une température élevée produit une faible quantité de NOx.

Dans la suite, l'étanchéité du stockage souterrain est abordée en faisant une distinction entre les ouvrages d'accès et le réservoir souterrain.

a- Fuite à travers les forages

Il est bien connu dans le domaine du stockage souterrain que les ouvrages d'accès au réservoir souterrain constituent le maillon faible de l'étanchéité du stockage. Des fuites plus ou moins importantes du produit stocké peuvent bien avoir lieu à travers les forages d'accès et/ou de contrôle. Elles se révèlent presque systématiquement liées au défaut d'étanchéité des puits, au niveau des différentes interfaces roche-cimentation-cuvelage (tubing/casing). La fuite peut également provenir du défaut de cimentation (complétion) : mauvais remplissage de l'annulaire, dégradation de la cimentation dans le temps (vieillessement du béton).

Un autre phénomène pouvant conduire au défaut d'étanchéité du puits est la dégradation progressive du cuvelage (casing). En effet, les aciers habituellement utilisés pour le « casing » et « tubing » peuvent être fragilisés (embrittlement) au contact de l'hydrogène. Ainsi, un procédé spécifique d'étanchéité de puits utilisant un scellement synthétique et un acier résistant à l'hydrogène serait développé par la société allemande KBB, spécialisée en stockage souterrain (d'après les résultats publiés sur le projet européen HyUnder).

b- Défaut d'étanchéité de la roche

Le piégeage des gisements de gaz, assuré au cours des temps géologiques par des formations salifères atteste de l'imperméabilité de cette roche à l'état intact (non perturbé par des ouvrages souterrains). Les mesures de laboratoire ou in situ confirment que la perméabilité du sel très faible, à la limite de la précision des dispositifs actuels de mesure les plus performants¹¹. Cela explique pourquoi les formations salifères (couches ou dômes de sel) sont retenues dans de nombreux pays pour le stockage de gaz, de liquides et de déchets solides (industriels toxiques ou radioactifs).

En même temps, l'expérience acquise dans tous ces ouvrages montre que si le sel est pratiquement imperméable à l'état sain, sa perméabilité augmente d'une manière substantielle (plusieurs ordres de grandeur) lorsque la roche est endommagée par des sollicitations excessives induites par des ouvrages souterrains¹² ou des produits stockés (variations de pression et de température). Ainsi, le risque d'un court-circuit hydraulique de substances devant être confinées au sein du stockage devient plausible, les fluides pouvant

¹¹ La perméabilité intrinsèque du sel intact est voisine de 10^{-21} soit 10^{-14} m/s à l'eau (en fait à la saumure saturée étant donné la solubilité du sel) en conditions standard ou encore 10^{-7} Darcy.

¹² Par exemple, les mesures perméabilité réalisées par Sandia National Laboratories dans le site de stockage de déchets radioactifs de WIPP (Waste Isolation Pilot Plant) à New Mexico (USA) dans le sel ont montré une augmentation de 5 ordres de grandeurs de la perméabilité du sel en paroi d'un forage réalisé à 500 m de profondeur sans endommagement visible de la roche. La perméabilité très faible du sel vierge ne s'est retrouvée qu'au-delà d'une distance de plusieurs rayons du forage.

s'échapper du stockage via les zones perturbées autour des ouvrages souterrains. Ce scénario constitue une préoccupation importante dans le domaine du stockage souterrain¹³.

Ce risque est d'autant plus important que :

- l'ouvrage est profond (fortes contraintes naturelles) ;
- la pression exercée à la paroi rocheuse (ici la pression de l'hydrogène stocké) est faible ;
- l'écart de température entre le produit stocké et la roche est important ;
- les cycles d'injection-soutirage du fluide sont rapides et leur amplitude est forte.

Ces faits tiennent au comportement et aux propriétés du sel gemme, marqués par les spécificités suivantes :

- le fluage : fermeture progressive des ouvrages réalisés dans le sel ;
- l'endommagement : fissuration du sel sous sollicitations fortes et rapides ;
- la grande sensibilité du sel à la température¹⁴ : coefficient de dilatation thermique et diffusivité thermique élevés (3 fois plus importantes que la moyenne des roches) ; fracturation d'origine thermique notamment en refroidissement (comme c'est le cas d'autres roches du fait de la génération des contraintes de traction. C'est pourquoi, le stockage cryogénique n'est pas envisageable en milieu souterrain ; cette exclusion s'applique également, d'une manière évidente au stockage d'hydrogène à l'état liquide).
- accélération exponentielle de la vitesse de fluage avec la température.

Pour limiter l'amplitude et l'extension de l'endommagement de la roche encaissant le stockage, deux dispositions sont à prendre :

- 1- confiner (garder sous pression de « soutènement ») autant que possible la paroi de la cavité par la pression du fluide stocké (écart limité entre la pression géostatique et la pression du fluide dans la cavité¹⁵). Pour fixer les idées, cela impliquerait que la pression du fluide dans la cavité soit proche de 10 MPa pour un stockage à 1000 m de profondeur et 15 MPa à 1500 m.

¹³ Scénario sérieusement étudié dans le contexte du stockage de déchets radioactifs en considérant l'influence de la zone dite EDZ (Excavation Disturbed Zone) sur la perméabilité du champ proche du stockage et son impact sur le transport des radionucléides vers la biosphère.

¹⁴ Le coefficient de dilatation thermique linéaire du sel est de $4.10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$. La diffusivité thermique est de $3.10^{-6} \text{ m}^2.\text{s}^{-1}$. La viscosité du sel diminue avec la température selon la loi d'Arrhenius (exponentielle décroissante).

¹⁵ Cet écart correspond à la contrainte déviatorique à la paroi de la cavité. On admet en général que la roche y est endommagée si cette contrainte dépasse 12-15 MPa. Cela implique que le fluide stocké dans une cavité à 1000 m de profondeur (contrainte lithostatique voisine de 23 MPa) doit être soumis à une pression de 8-11 MPa.

- 2- ralentir autant que possible la vitesse d'injection-soutirage du fluide afin de ne pas exposer la cavité à des sollicitations thermomécaniques excessives et brutales¹⁶. Le retour d'expérience des stockages souterrains suggère de ne pas dépasser des variations de pression de 1 MPa par jour. Au-delà de l'incidence sur le confinement de la paroi, des variations de pression trop brutales peuvent générer des variations de températures (compression/détente pratiquement adiabatique) conduisant à une fracturation de la paroi de la cavité (fortes contraintes thermiques). Ce risque est particulièrement important en cas de refroidissement (apparition des contraintes de traction).

6- Besoins en R&D

Plusieurs pistes de recherche et développement peuvent être identifiées au vu de l'état actuel de notre connaissance :

- 1- Etude comparative de la filière hydrogène par rapport à d'autres filières de la transition énergétique faisant appel aux différents procédés : stockage de l'air comprimé, STEP souterrain, géothermie, méthanation (power to gas)...En s'appuyant sur des techniques telles que l'Analyse du Cycle de Vie (ACV), la chaîne complète de chaque filière intégrant le coût et l'impact en effet de serre est à considérer dans l'objectif d'évaluer le coût-bénéfice et les avantages-inconvénients de chaque filière. Cette étude doit prendre en compte les différentes dimensions économiques, techniques, environnementales et sociétales.
- 2- Evaluation de l'impact environnemental et sur la biodiversité du stockage souterrain de l'hydrogène, en considérant, d'une part, les interactions géochimiques entre l'hydrogène, les eaux souterraines, les terrains de recouvrement (aquifères, sol), et d'autre part, l'impact biologique de l'hydrogène sur des micro-organismes. Cette étude devra tenir compte des conditions thermodynamiques et environnementales (température, pression, état biologique) susceptibles d'être rencontrées effectivement dans un stockage souterrain de l'hydrogène.
- 3- Etude du comportement thermique de l'hydrogène dans un stockage souterrain et son incidence sur des sollicitations thermomécaniques du réservoir et du puits d'accès, en termes de fracturation et de perte d'étanchéité. Ces phénomènes sont à évaluer sous l'effet des variations de pression imposées par des cycles d'injection-soutirage ou d'une manière brutale, en situation accidentelle notamment en cas d'une éruption de l'hydrogène, phénomène qui peut être marquée par une très forte vitesse en tête du puits.
- 4- Développement des techniques d'auscultation : auscultation fine de puits en termes de corrosion de casing/tubing et de dégradation de la cimentation qui impactent l'étanchéité du stockage. En dépit de progrès récents dans le domaine de la diaggraphie des puits, la localisation précise des défauts et leur incidence sur l'étanchéité restent des questions ouvertes exigeant des travaux de R&D complémentaires. Ces travaux seront de grand intérêt dans la mesure où ils sont

¹⁶ La contrainte d'origine thermique peut être estimée dans le sel à 1 MPa/°C de variation de la température, ce qui est élevée du fait des valeurs du coefficient de dilatation et du module d'élasticité du sel (respectivement $4.10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ et 25000 MPa).

bénéfiques également à d'autres types de stockages souterrains mais aussi dans d'autres domaines tels que la géothermie, l'exploitation d'hydrocarbures, etc.

- 5- Développement des techniques de surveillance de fuites et de l'état du stockage, dans le temps, dans le contexte spécifique de l'hydrogène : (détection fine de fuites en profondeur et en surface, détection des signes précurseurs de l'évolution de l'état du stockage par des méthodes géophysiques telles que sismo-acoustiques).
- 6- Analyse en retour d'expérience des stockages d'hydrogène disponibles, si les données sur la réalisation, l'exploitation, les essais et les incidents peuvent être consultés. Dans le cas contraire, il convient d'opter pour un site pilote pour y réaliser des expérimentations in situ qui s'imposent sur le plan techniques mais aussi pour la surveillance des sites.
- 7- Développement d'une méthodologie d'évaluation intégrée des risques pour l'ensemble de la filière production-transport-stockage-utilisation de l'hydrogène. Cette méthodologie doit prendre en compte l'ensemble des risques technologiques, environnementaux et géotechniques liés à la filière.

7- **Conclusion**

Le recours au stockage souterrain est étudié dans plusieurs pays dans le contexte des énergies renouvelables intermittentes. Si des sites pilotes du stockage de l'air comprimé existent déjà dans le monde (en Allemagne et aux Etats Unis), il n'existe pas à l'heure actuelle de stockage souterrain de l'hydrogène pour le besoin énergétique. Toutefois, des exemples du stockage à usage industriel sont disponibles et attestent de la faisabilité de ce type de stockage. Le stockage souterrain de l'hydrogène en tant que source d'énergie est considéré comme une perspective à moyen terme, à l'échelle d'une dizaine d'années.

Cela est motivé par la grande capacité énergétique de l'hydrogène comparé à d'autres substances également étudiées pour le stockage souterrain d'énergie. En même temps, la question de la maîtrise des risques et impacts se pose étant donné les propriétés particulières de l'hydrogène, gaz très léger susceptible de s'échapper du sous-sol et générer des accidents du fait de sa grande inflammabilité.

C'est pourquoi des travaux de recherche et développement sur la maîtrise des risques et la surveillance du stockage de l'hydrogène sont indispensables et doivent accompagner le développement de cette filière. Ces travaux devront mettre à profit l'expérience acquise dans le domaine du stockage souterrain de gaz naturels et d'hydrocarbures, en France et à l'étranger.



M. GHOREYCHI

Directeur des Risques du Sol

et du Sous-sol de l'INERIS

Références

Crotogino F., Donadei S., Bünger U., Landinger H., Large-Scale Hydrogen Underground Storage for Securing Future Energy Supplies, 18th World Hydrogen Energy Conference 2010 - WHEC 2010

Basniev K.S, Omelchenko R.J., Adzynova F.A. Underground Hydrogen Storage Problems in Russia, 18th World Hydrogen Energy Conference 2010 - WHEC 2010

Kepplinger J., Crotogino F., Donadei S. Present trends in Compressed Air Energy and Hydrogen Storage in Germany, KBB Underground Technologies GmbH, Hannover, Germany Manfred Wohlers IVG Caverns GmbH, Etzel, Germany, Conference 2010 - WHEC 2010A

Life cycle cost analysis framework for geologic storage of hydrogen : A user's tool, Rapport Sandia SAND2011-6221 fait pour le département de l'Energie, septembre 2011

Sherif S.A., Barbi F., Vezirglou T.N., Wind energy and the hydrogen economy—review of the technology, Solar Energy, volume 78, Issue 5, pp 647-660, Elsevier, 2005.

Rapport de la Solution Mining Research Institute (SRMI) ,Fall 2011, Technical Conference York, United Kingdom, 3–4 October 2011.

Projet européen (FP7) HyUnder : stockage d'hydrogène dans le contexte des énergies renouvelables : 2012-2014.

Rapports de l'INERIS sur le stockage souterrain

Consultables sur le site internet de l'INERIS : <http://www.ineris.fr/fr/rapports-d%C3%A9tude/rapports-d%C3%A9tude/risques-sols-et-sous-sols>

Guide méthodologique - L'élaboration des Plans de Prévention des Risques Technologiques relatifs aux stockages souterrains visés à l'article 3-1 du Code Minier, INERIS DRS-07-86164-03522A, 13/11/2007.

Synthèse de l'état des connaissances et des pratiques en matière d'abandon des stockages souterrains, INERIS-DRS-08-86168-00481D, 11/01/2010.

L'abandon des cavités de stockage lessivées dans le sel : stratégies envisagées pour la fermeture des cavités et la maîtrise des aléas à long terme, INERIS-DRS-11-118134-02433A, 23/12/2001.

Etat de l'art et analyse des risques pour un stockage de CO₂ en aquifère salin, rapport INERIS DRS-10-100887-12619A, 01/12/2010

Etat des connaissances sur les risques liés au stockage géologique du CO₂ - Rapport n°1 : les risques en phase d'injection, INERIS DRS-08-95145-11842B, 19 :03/2010

Synthèse de l'état des connaissances sur les risques liés au stockage géologique du CO₂ : Rapport n°2 : les risques en phase de stockage à long terme. Rapport INERIS-DRS-12-126009-01377A, 2012

Lignes de conduite pour la sécurité d'un site de stockage géologique de CO₂ Rapport INERIS-BRGM-IFPEN, Octobre 2013 (guide de référence MEDDE)

Retour d'expérience des incidents et accidents sur des sites d'exploitation ou de stockage en milieu souterrain – application au stockage géologique du CO₂, rapport INERIS DRS-12-126009-13886B, 30/05/2013 (document présenté à une réunion ONG)