

# L'ÉTANCHÉITÉ DES STOCKAGES, CAS DES CAVERNES DANS LE SEL

Pierre BEREST, LMS, Ecole Polytechnique, Palaiseau

Benoît Brouard, Brouard Consulting, Paris

Arnaud Réveillère, Geostock, Rueil-Malmaison

## 1. Introduction

Le stockage d'hydrocarbures gazeux ou liquéfiés en cavité lessivée dans une formation saline est une technique qui a atteint la maturité. Il existe 80 cavités de ce type en France, certaines exploitées depuis plus de 50 ans, et près de 2000 en activité dans le monde. On y stocke tous les types d'hydrocarbures, à l'état liquide, gazeux, liquéfié ou supercritique, et d'autres produits tels que l'hydrogène, l'hélium ou l'air comprimé. On peut stocker typiquement du gaz sous 200 bars dans une cavité de 500 000 m<sup>3</sup>, soit 20 millions de Nm<sup>3</sup> (pour le gaz naturel, 1 Nm<sup>3</sup> ≈ 0,68 kg). C'est peu en comparaison d'un stockage en aquifère (typiquement un milliard de Nm<sup>3</sup> et plus) mais un site peut accueillir jusqu'à plusieurs dizaines de cavités. Par ailleurs les cavités salines permettent de grands débits d'injection et de soutirage puisqu'au contraire d'un stockage en aquifère il n'y a pas à vaincre les pertes de charge du milieu poreux. Cette technique est donc disponible pour des stockages de masse de gaz que la transition énergétique devrait rendre nécessaire : hydrogène produit par décomposition de l'eau, ou air comprimé pour le stockage de l'excès d'électricité produit par les énergies intermittentes (solaire ou éolien) ou même séquestration du CO<sub>2</sub>. Le sous-sol français contient des formations salifères sous une surface de 20 000 km<sup>2</sup> environ, répartis dans le S-O et dans l'E-SE (Alsace, Lorraine, Bresse, Valentin, Haute-Provence), ce qui offre une certaine souplesse d'implantation.



*Figure 1. Installations de surface du stockage d'hydrocarbures liquides en cavité saline près de Manosque, Alpes-de-Haute-Provence (Source : Géostock)*

Le problème de l'acceptabilité par la société est devenu central pour toutes les applications qui concernent le sous-sol. Ces interrogations, qui sont légitimes, tiennent en partie au fait qu'il s'agit d'un milieu qu'on ne voit pas et qu'on connaît souvent mal. Informer, expliquer, répondre aux inquiétudes est une composante essentielle des projets.

Evans (2009) a montré que, dans l'ensemble de la chaîne de production, stockage et distribution des produits pétroliers, le stockage souterrain est le maillon le moins sujet à accident. Il existe à cela des raisons simples : en profondeur, en l'absence de l'oxygène de l'air, les produits ne peuvent exploser ou brûler ; ils sont protégés par plusieurs centaines de mètres de terrains des agressions externes, tornade, incendie, chute d'avion, attentat ; et ils sont peu sensibles aux tremblements de terre, dont l'effet maximal est le plus souvent à la surface du sol. Par ailleurs, ils sont économes en termes de superficie occupée à la surface (Figure 1).

Dans le cas du stockage de gaz en cavités salines on peut identifier plusieurs risques.

La rupture accidentelle de la tête de puits (Figure 2) peut conduire à une vidange complète. Dans l'histoire de cette industrie, on connaît quelques accidents de ce type comme Moss Bluff au Texas ou Fort-Saskatchewan au Canada. Hormis la perte des produits stockés, les conséquences en ont été limitées. En France ou en Europe, les puits de stockage de gaz naturel en cavité (ou d'ailleurs en aquifère) sont équipés d'une vanne souterraine de sécurité programmée pour qu'elle se déclenche automatiquement et contienne le gaz stocké en souterrain en cas de défaillance de la tête de puits.

On ne connaît aucun cas d'effondrement de cavité de stockage dans le sel (quel que soit le produit stocké), ce qui n'est pas vrai pour les cavités saline d'exploitation de saumure, souvent moins profondes. La raison en est qu'en comparaison des exploitations de saumure, le rapport entre les dimensions géométriques des cavités et leur profondeur est petit (Bérest, 2017).

L'abandon des stockages après leur exploitation, et notamment le devenir à très long terme de la « bulle » de saumure abandonnée dans la caverne, a fait l'objet de nombreuses études, en particulier en France (Bérest et al., 2013)

L'accident le plus fréquent est un défaut du cuvelage métallique ou de sa cimentation qui permet aux produits de cheminer vers la surface à travers les terrains, comme dans l'accident récent d'Aliso Canyon en Californie qui a affecté un stockage de gaz naturel dans un réservoir *déplété* (épuisé). Cet article est consacré à ce type d'accident et à sa prévention.



Figure 2 : Tête de puits d'un stockage de gaz naturel (Source : Hartmann Valves)

## 2. Qu'est-ce qu'une fuite admissible ?

L'étanchéité ne peut avoir de signification absolue. La définition de l'étanchéité souhaitable dépend de la nature de l'ouvrage, des produits stockés et du point de vue suivant lequel on se place, économie ou sécurité.

D'un point de vue exclusivement économique, une perte de 1% par jour dans une cavité de stockage d'air comprimé, dont la pression est cyclée quotidiennement, est tout à fait admissible. Une perte de 1% par an serait trop grande dans un stockage de pétrole brut stratégique « dormant » – mais pourrait sembler acceptable pour un stockage d'hydrocarbures exploité avec des rotations fréquentes du stock. Une fuite de 0,1% par an serait un peu forte pour un stockage de CO<sub>2</sub>, dans lequel on cherche un confinement qui soustraie les produits de l'atmosphère pendant quelques millénaires.

Au plan de la sécurité, une fuite limitée de certains produits (gaz naturel, CO<sub>2</sub>) vers des aquifères d'eau potable ne poserait pas nécessairement un problème de santé publique, si les produits ne transportent pas ou n'engendrent pas d'impuretés ; ce n'est pas vrai du pétrole brut. Le risque le plus spectaculaire est constitué par l'arrivée à la surface du sol d'un débit important de produits liquides ou gazeux qui seraient toxiques, inflammables ou explosifs. Le cas des gaz plus lourds que l'air, qui stagnent aux points bas ou dans les fondations, est le plus délicat (Bérest, 1983).

Enfin on peut aussi considérer que la fuite admissible est définie implicitement par la précision des moyens consentis pour la détecter, la mesurer ou l'évaluer. Elle est évoquée dans la suite de l'article.

### 3. Cimentation des puits

L'étanchéité des puits est déterminée par la qualité de la cimentation, la nature des formations traversées, la pression des produits, et l'architecture du sondage, c'est-à-dire le nombre de cuvelages concentriques et la profondeur de l'extrémité de chacun d'entre eux.

#### 3.1. *Architecture de puits et qualité de la cimentation*

Le forage qui permet l'accès à la cavité est très semblable à celui d'une exploitation pétrolière et gazière, et ce paragraphe n'est pas spécifique aux cavités salines. Au cours d'un forage, la hauteur de la partie découverte devient rapidement trop grande pour qu'un choix de la densité de boue permette de tenir le puits ouvert et d'éviter les circulations d'eau internes. On retire alors le train de tige, on descend une colonne de tubes métalliques et on fait circuler un ciment qui pousse la boue dans le tube central, remonte dans l'espace annulaire puis fait prise. On poursuit alors le forage avec un diamètre plus petit. Quand l'objectif est profond, cette opération est renouvelée plusieurs fois et la complétion comporte plusieurs cuvelages cimentés concentriques. La présence à une profondeur donnée de deux cuvelages concentriques permet la canalisation d'une éventuelle fuite dans l'espace annulaire entre les deux cuvelages. L'architecture du puits, c'est-à-dire le nombre et la longueur des cuvelages cimentés, joue ainsi un rôle essentiel (Figure 3). Le dôme de sel de Mont Belvieu, au Texas, contient environ cent cinquante cavernes de stockage. Le 17 septembre 1980, une chute de pression était observée sur un stockage de GPL (Bérest, 1983). Trois semaines plus tard, une explosion dans la cave d'une maison conduisait à l'évacuation de cinquante familles. L'analyse montrait qu'une fuite avait percé le cuvelage métallique au niveau du cap rock – il s'agit d'un niveau poreux et perméable qui contient les résidus de dissolution accumulés au sommet du dôme – et y avait trouvé un exutoire facile. Depuis cette époque, au Texas et en Louisiane (500 cavités de stockage), la réalisation tous les cinq ans d'un essai d'étanchéité (dans tous les stockages existants de produits liquides ou liquéfiés ; cet essai est discuté plus loin) et, pour tous les nouveaux stockages en cavité saline, la présence d'un double cuvelage cimenté ancré dans le sel sous le cap-rock (Figure 3) est obligatoire.

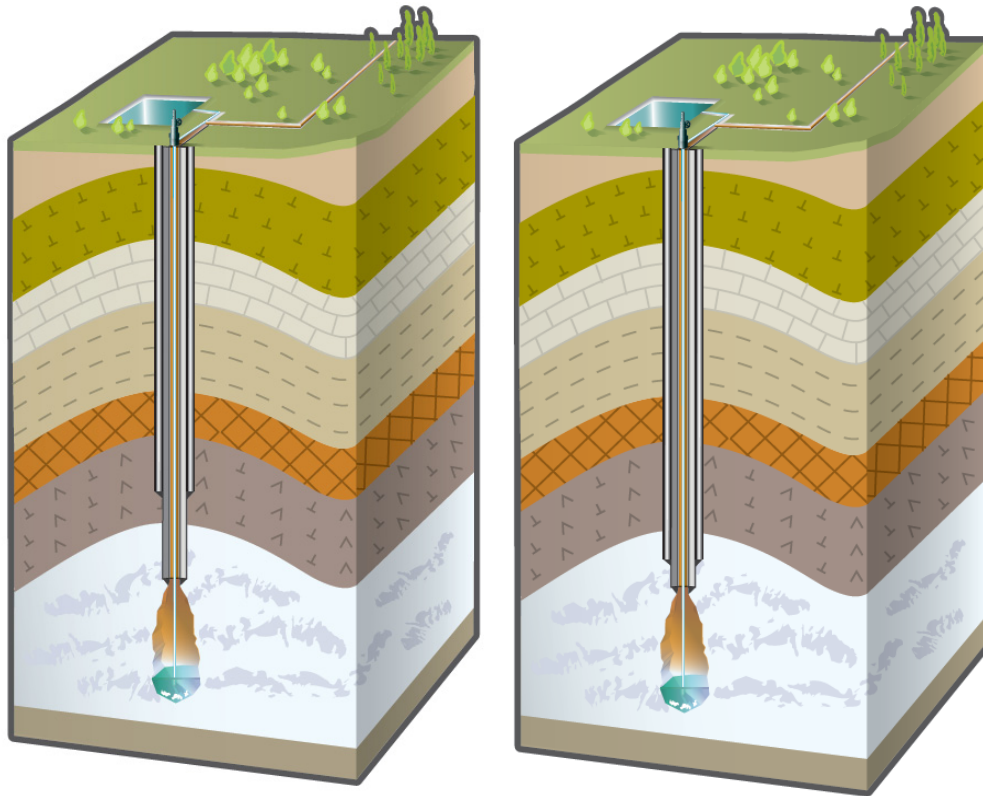


Figure 3. Architectures de puits : à droite, deux cuvelages sont ancrés dans le sel. (Source : Geostock)

De façon générale, les terrains imperméables et viscoplastiques (sel, argile) sont favorables : ils se referment sur le puits et compriment la cimentation, comme peuvent en témoigner les diagraphies de contrôle de la cimentation, CBL ou USIT. Les niveaux poreux et perméables sont moins favorables : une fuite y trouve un exutoire facile.

Le stockage de produits légers et notamment de gaz a l'inconvénient d'engendrer une distribution verticale défavorable des pressions. Lorsque du gaz remonte par accident dans la cimentation, il conserve presque entièrement sa pression initiale, qui devient plus élevée que la pression géostatique quand le gaz se rapproche de la surface. Dans l'accident d'Hutchinson, en 2001, le gaz contenu dans une cavité saline est sorti par une déchirure du cuvelage survenue lors de la reprise du puits, abandonné quelques années auparavant ; les formations de couverture étaient très peu perméables mais comportaient un petit niveau fracturé dans lequel le gaz s'est facilement infiltré, sa pression étant, à la profondeur de ce niveau, devenue voisine de la pression géostatique. Le gaz est finalement ressorti brutalement à plus de 10 km du stockage, dans la ville de Hutchinson (Bérest et Brouard, 2013).

La qualité de la cimentation est déterminante. On sait faire aujourd'hui des ciments dont la perméabilité est  $10^{-18} \text{ m}^2$ . Mais le réel problème réside dans la mise en place du ciment, réalisée dans des conditions de chantier, avec un contrôle inévitablement limité, malgré les diagraphies, de la qualité du travail. Au cours du temps ont été apportés des progrès significatifs, techniques (*caliper* pour mesurer le diamètre du trou, mesures de la profondeur du ciment ou *tagging*, centreurs qui régularisent la forme de l'annulaire à remplir de ciment) ou réglementaires (recommandations de l'*American Petroleum Institute*, [www.api.org](http://www.api.org), certification des opérateurs). Malgré ces progrès, la mise en place

reste une opération de chantier et les experts reconnaissent que la perméabilité globale d'une cimentation réelle peut varier initialement de  $10^{-22}$  à  $10^{-15} \text{m}^2$ . On peut l'améliorer par des injections.

La recherche et l'innovation sur les cimentations ont donc toujours été actives. Elles butent néanmoins sur une réalité simple. L'effet de l'amélioration des matériaux, des procédures et des qualifications est certain mais il peut difficilement être jugé sur pièce à partir de critères simples et indiscutables. En cas d'accident ou d'incident, l'autopsie est difficile puisque l'origine de la fuite est à plusieurs centaines de mètres sous terre. De fait le retour d'expérience est lent et la méthode de recherche la plus pratiquée relève de l'épidémiologie, c'est-à-dire de l'étude statistique de nombreux cas et de l'identification, souvent incertaine, d'une causalité.

### 3.2. Retour d'expérience des puits pétroliers

Watson et Bachu (2007) ont examiné, avec une approche statistique, des puits pétroliers abandonnés en utilisant la base de données des autorités minières de l'Alberta. Les données de puits, surtout lorsque ceux-ci sont anciens, sont malheureusement souvent insuffisantes. Les deux critères permettant de juger qu'un puits est défaillant sont le *Surface Casing Vent Flow* (SCVF), ou présence d'une pression de gaz durable en tête de l'espace annulaire cimenté, et le *Gas Migration* (GM), ou présence de gaz dans des trous peu profonds forés autour de la tête de puits, présence qui est vérifiée après le forage ou avant l'abandon. Il s'agit d'observations de surface, qui ne peuvent renseigner sur la nature et la localisation de la défaillance. Watson et Bachu croisent ces données avec des critères *a priori* pertinents avec, comme pour toute étude statistique, le risque que les relations de causalité restent ambiguës. La corrélation est forte avec la nature des puits (abandonnés après forage, ou cuvelés ; ces derniers étant plus fragiles), la date d'abandon (avant ou après 1995), le prix du pétrole (un prix élevé stimule l'activité et le matériel adapté, comme les personnels qualifiés, peuvent temporairement manquer), la localisation et la profondeur du sommet de la colonne de ciment – qui présente une nette corrélation avec l'apparition de gaz lors de SCVF-GM.

Nicot (2009) a analysé des puits du Texas. Son étude liste les facteurs favorables au maintien de l'étanchéité à long terme, dans la perspective du stockage de  $\text{CO}_2$ . L'âge de la fermeture est un paramètre essentiel, en raison des améliorations techniques apportées aux opérations de cimentation : centreurs (1930), *caliper* (1940), *tagging*; et aux ciments eux-mêmes, progressivement diversifiés pour s'adapter aux conditions de température, de pression ou de chimie de l'eau. Nicot pointe aussi les progrès de la réglementation et des bonnes pratiques diffusées par l'API avec quelques dates repères : première réglementation en 1934, *Drinking Water Act* en 1974, obligation de certification des opérateurs en 1997. De façon générale l'enjeu est l'application effective de la réglementation et la mise en œuvre des ciments plus que leur qualité intrinsèque.

Miyazaki (2009) rapporte qu'en Californie, depuis 1985, à la suite de nombreux incidents, la Division *Oil, Gas and Geothermal Resources* demande, pour toute nouvelle construction sur des terrains contenant d'anciens puits, de réaliser un nouvel essai d'étanchéité et une inspection. Des fuites sont détectées dans 10% des cas ; 10% des puits abandonnés deviennent fuyards dans l'année.

Marlow (1988) a réalisé une enquête auprès des opérateurs de stockage de gaz naturel de l'*American Gas Association* (AGA). Elle concerne surtout les stockages en réservoir *déplété*. Elle portait sur 6953 puits : 428 étaient fuyards, dont 78% dès le premier mois (ces puits ont donc été rapidement réparés) ; la fuite était détectée après 10 ans dans 8% des cas. Les fuites sont corrélées à la profondeur et à la pression du gaz.

#### **4. Retour d'expérience des cavités salines de stockage**

Réveillère et al. (2017) ont analysé la dizaine de cas connus dans le monde de fuite de produits par la cimentation dans les cavités salines de stockage. On dénombre deux victimes (dans le cas d'Hutchinson, mentionné plus haut) et plusieurs centaines de personnes évacuées ou déplacées. C'est trop, mais c'est très peu à l'échelle des 2000 cavités de stockage existantes, parfois depuis les années 1950, et des accidents bien plus nombreux qui ont affecté d'autres secteurs de la chaîne de production – transport – stockage aérien – distribution de produits pétroliers et gaziers, Evans (2009).

La fuite commence par la création d'une brèche en un point du cuvelage. L'origine peut être, suivant les cas, la corrosion interne ou externe, ou un défaut de soudage ou de vissage des connexions entre tubes. Dans le cas exceptionnel d'Hutchinson, le puits avait été re-foré et le cuvelage avait été meulé par un objet métallique entraîné par l'outil de forage. Il faut incriminer aussi des efforts mécaniques intenses dans le cuvelage : traction au voisinage du toit d'une caverne profonde dont le toit se déforme par fluage, ou cisaillement sous l'effet de mouvements endogènes à la masse de sel (surtout dans les dômes). D'ailleurs les incidents surviennent souvent plusieurs dizaines d'années après la création de l'ouvrage : ce peut être la durée nécessaire au développement d'une corrosion traversante, ou à l'accumulation de déformations du sel que le cuvelage ne peut « suivre » sans casser.

Le développement d'une fuite exige un exutoire qui, dans certains cas, est la surface du sol ou la nappe phréatique. Mais ce peut aussi être un exutoire intermédiaire profond, le cap rock dans les dômes, ou un aquifère perméable sous couverture étanche. Le fluide s'y accumule, sa pression croît jusqu'à atteindre l'équilibre avec la caverne, avant de déboucher ultérieurement en surface.

Il exige aussi la présence d'un gradient de pression. Au droit de la brèche, la pression du gaz est plus grande que la pression hydrostatique, surtout à stock haut. Quand la fuite progresse vers le haut, la densité du gaz étant faible, la pression du gaz finit par dépasser la pression géostatique qui règne à sa profondeur, et le gaz peut pénétrer dans un niveau même peu perméable.

Le cheminement vers la surface est souvent complexe et ne suit pas forcément la verticale au-dessus du puits, notamment dans le cas de la formation d'un exutoire intermédiaire (dans le cas d'Hutchinson, extraordinaire à bien des égards, la fuite débouche à une douzaine de kilomètres du puits en suivant un trajet complexe, comportant plusieurs rameaux). On observe parfois des effets mécaniques en cas d'éruption brutale (à Elk City, Oklahoma, des blocs de roche de 30 tonnes ont été déplacés sous l'effet de la gazéification du GPL qui s'était initialement échappé sous phase liquide d'une cavité) mais le risque principal est l'incendie ou l'explosion (aucun cas d'asphyxie n'est connu). Le pétrole brut et les produits liquides stagnent à la surface, où ils peuvent s'enflammer ; les GPL y restent le temps que leur vaporisation soit complète mais notre intérêt principal est dans le stockage de gaz : les gaz plus légers que l'air, comme le gaz naturel, sont le plus souvent évacués rapidement en altitude.

#### **5. Essais d'étanchéité**

Les cavités salines présentent un avantage remarquable : on peut tester l'étanchéité du puits, puisque celui-ci débouche dans une « boîte » fermée (la cavité creusée dans le sel), en soi presque parfaitement étanche quand on respecte une pression maximale de service raisonnable (Bérest et al., 2015). Les réservoirs, dont le volume au sein du milieu poreux n'est pas aussi bien défini, sont plus difficiles à tester. Comme dans tout appareil à pression, le principe de l'essai est d'augmenter rapidement la

pression du fluide contenu (en général la cavité est pleine de saumure,) jusqu'à une valeur un peu supérieure à la pression maximale de service et d'observer l'évolution ultérieure du système.

### 5.1. L'essai le plus simple : la fuite apparente

L'essai le plus simple consiste à accroître la pression dans la cavité en y injectant de la saumure et à mesurer l'évolution de cette pression en tête de puits : une chute rapide est en principe l'indice d'une étanchéité médiocre. La cavité présente une certaine compressibilité, ou inverse du rapport entre une variation de pression et la variation de volume qui en est la cause ; elle est facile à mesurer, et on peut déduire de la chute de pression une fuite apparente. Mais ce n'est pas le meilleur essai possible, car l'évolution de la pression peut dépendre, outre de la fuite, d'un assez grand nombre de facteurs, dont la dissolution complémentaire ou la dilatation thermique de la saumure (Bérest et al., 2007).

### 5.2. Les essais avec deux fluides

Un meilleur essai distingue ce qui tient à la cavité de ce qui tient au puits, qui est le plus souvent l'origine des fuites. Le puits est équipé d'un tube central qui descend nettement sous le sabot. On remplit l'espace annulaire d'un fluide léger non miscible (diesel ou azote) qui délimite une interface fluide-saumure que l'on descend sous le sabot du dernier cuvelage, idéalement dans une zone de faible diamètre (Figure 4). On mesure la profondeur de l'interface et/ou les deux pressions en tête de puits, dont les évolutions sont distinctes quand la position de l'interface change au cours du temps.

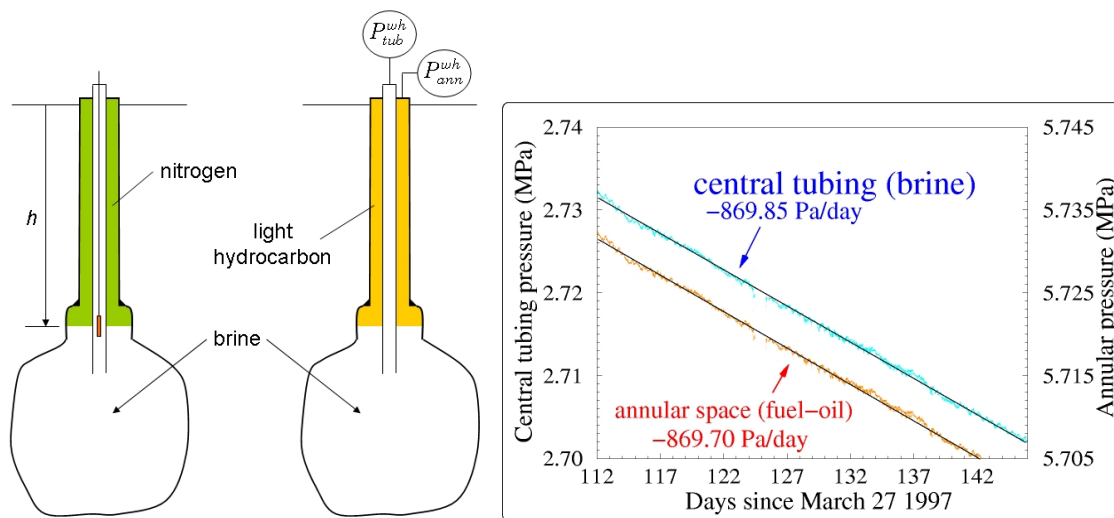


Figure 4. Essais avec deux fluides. On mesure en fonction du temps la pression en tête de puits de la saumure dans le tube central et du fluide d'essai dans l'espace annulaire et exemple d'un essai au fioul.

Dans l'exemple de la Figure 4, la cavité a un volume de  $8000 \text{ m}^3$  et sa profondeur est de l'ordre de  $950 \text{ m}$ , sa compressibilité est  $\beta V = 3 \text{ m}^3/\text{MPa}$ . L'espace annulaire est rempli de fioul. Les chutes de pression côté annulaire (fioul) et côté tube (saumure) sont parfaitement parallèles, preuve de l'absence de déplacement de l'interface et donc de fuite par le puits. En revanche les deux pressions diminuent, signe d'une (petite) perte de saumure par les parois de la cavité.

Cette méthode est très précise quand l'essai est assez long. Dans le cas d'un stockage de gaz, on utilise plutôt l'azote, fluide qui est plus proche du produit stocké. Cet essai peut être considéré comme très fiable.



## 6. Importance des fuites réelles

Un essai d'étanchéité (le plus souvent à l'azote) est obligatoire tous les cinq ans pour les stockages d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés au Texas, Kansas et en Louisiane. Il s'en réalise sans doute une centaine par an et on dispose d'une base importante de données. De nombreux exemples sont rapportés dans les réunions techniques du SMRI (*Solution Mining Research Institute*) qui rassemble la quasi-totalité de la profession. Celle-ci a proposé des valeurs maximales admissibles. Thiel (1993) donne 1000 bbls/an (160 m<sup>3</sup>/an) ; il s'agit de volumes calculés dans les conditions de pression et température du fond. Crotogino (1996) a réalisé pour le SMRI une étude de synthèse et propose 150 kg/jour (270 m<sup>3</sup>/an en supposant une densité 200 kg/m<sup>3</sup>, typique d'un gaz dans les conditions de fond d'une cavité saline) ; il insiste à juste titre sur l'importance de l'analyse de la résolution de la méthode de mesure et propose que celle-ci soit inférieure au tiers de la fuite maximale admissible retenue. Les valeurs effectivement mesurées sont le plus souvent nettement inférieures à ces valeurs maximales, et aux Pays-Bas et en Allemagne, après une fuite de pétrole sur le site d'Epe, en Allemagne, qui a conduit à abattre plusieurs vaches contaminées, la tendance est de baisser les seuils acceptables. C'est donc plutôt la fourchette 0-150 m<sup>3</sup>/an qui doit être retenue pour estimer la fuite le long d'une cimentation correcte moyenne.

Il faut juger de la signification d'une telle fuite dans le contexte particulier du puits et de sa fonction. Si on stocke du CO<sub>2</sub> dans une cavité saline de volume un million de m<sup>3</sup>, même la fuite maximale (150 000 m<sup>3</sup> en mille ans) est acceptable du point de vue des objectifs de confinement poursuivis.

### Remerciements

Les auteurs remercient Gérard Durup, anciennement GDF, avec lequel ils ont conduit et interprété des essais d'étanchéité, et L.P. pour diverses remarques. L'analyse des accidents a été financée partiellement par l'ANR dans le cadre du projet FluidStory consacré au stockage d'O<sub>2</sub> et CO<sub>2</sub> en cavité saline. Ce projet rassemble des chercheurs d'Armines, Areva-H<sub>2</sub>Gen, BRGM, Brouard Consulting, Geostock, Geogreen et Ecole Polytechnique. Les auteurs ont bénéficié des informations contenues dans le rapport d'Arnaud Réveillère et al. pour le SMRI, disponible sur le site web [www.solutionmining.org](http://www.solutionmining.org)

### Références bibliographiques

- Bérest P. (1983). Accidents de stockages souterrains d'hydrocarbures. Annales des Mines. Mai-juin 1983, 1-18.
- Bérest P., Brouard B., Karimi-Jafari M., Van Sambeek L. (2007). Transient behavior of salt caverns. Interpretation of Mechanical Integrity Tests. Int. J. Rock Mech. Min. Sc. 44, 767-786.
- Bérest P., Brouard B. (2013). Mines et cavités salines. Manuel de Mécanique des Roches Tome III coordonné par Pierre Duffaut, Presses des Mines, 155-190.
- Bérest P., Brouard B., Hertz E., Lheur C., Hévin G., de Laguérie P., Hardy J.M. (2013). Cavern abandonment: Three in situ tests. Proc. SMRI Meeting, Avignon, France, 23-36.
- Bérest P., Brouard B., Favret F. Hévin G., Karimi-Jafari M. (2015). Maximum Pressure in Gas Storage Caverns. Proc. SMRI Spring Meeting, Rochester, New York, 25-41.
- Bérest P. (2017). Cases, Causes and Classifications of Craters above Salt Caverns. Int. J. Rock Mech. Min. Sci. December 2017, 100, 318-329.

Crotogino F. (1996). SMRI references for external well mechanical integrity testing/performance, data evaluation and assessment, Summary of the final project report, SMRI 94-0001. SMRI Spring Meeting, Houston, Texas, 1996.

Evans, D.J. (2009). A review of underground fuel storage problems and putting risk into perspective with other areas of the energy supply chain: In: Evans D. J. & Chadwick, R. A. (eds) Underground gas storage: worldwide experiences and future development in the UK and Europe. Geological Society of London Special Publication, 313, 173-216.

Marlow R.S. (1989). Cement Bonding Characteristics in Gas Wells. JPT, November 1989, 1146-1153.

Miyazaki B. (2009). Well Integrity: An overlooked source of risk and liability for underground natural gas storage. The Geological Society of London, Evans & Chadwick, 162-172.

Nicot J.P. (2009). A survey of oil and gas wells in the Texas Gulf Coast, U.S.A., and implications for geological sequestration of CO<sub>2</sub>. Environ. Geol. 57, 1625-1638.

Réveillère A., Bérest P., Evans DJR., Stöwer M., Chabannes C., Koopmans T., Bolt R. (2017). Past salt caverns incidents database. Part.1: leakage, overfilling and blow-out. SMRI Research Report 2017-2, disponible sur le site web [www.solutionmining.org](http://www.solutionmining.org)

Thiel W.R. (1993). Precision methods for testing the integrity of solution mined underground storage caverns. 7<sup>th</sup> Symp. on Salt, Vol. I. Amsterdam: Elsevier Science Publishers B.V., 1993, 377-383.

Watson T.L., Bachu S. (2007). Evaluation of the potential for gas and CO<sub>2</sub> leakage. SPE Paper 106817.