

### Introduction

Depuis l'accord de Paris sur le climat adopté en 2015, de nombreux pays se sont lancés dans une course contre la montre pour endiguer le **réchauffement climatique**. Dans ce contexte, la transition énergétique se présente comme l'un des axes majeurs pour limiter les effets du changement climatique, notamment à travers l'objectif de la neutralité carbone d'ici 2050.

La France s'est engagée dans un développement à grande échelle des **énergies renouvelables**. Cependant ces énergies nécessitent d'importantes **capacités de stockage** en raison des fluctuations de la demande et de la production. Une méthode de stockage envisagée est la production de dihydrogène à partir d'électricité (Figure 1) puis son stockage en cavités salines. En effet, l'**hydrogène** dispose d'un haut potentiel calorifique, est très léger (ce qui facilite son transport) [1] et sa combustion n'émet pas de CO<sub>2</sub> [2]. En raison des **coûts** de production élevés de l'hydrogène, il est cependant nécessaire de contrôler les pertes de gaz pendant les différentes phases du cyclage pour optimiser son exploitation.

Aujourd'hui, l'hydrogène est principalement employé dans le raffinage du pétrole (Figure 2), mais avec la transition énergétique, la part allouée au raffinage pétrolier va diminuer au profit de l'utilisation dans le stockage des énergies renouvelables [3].

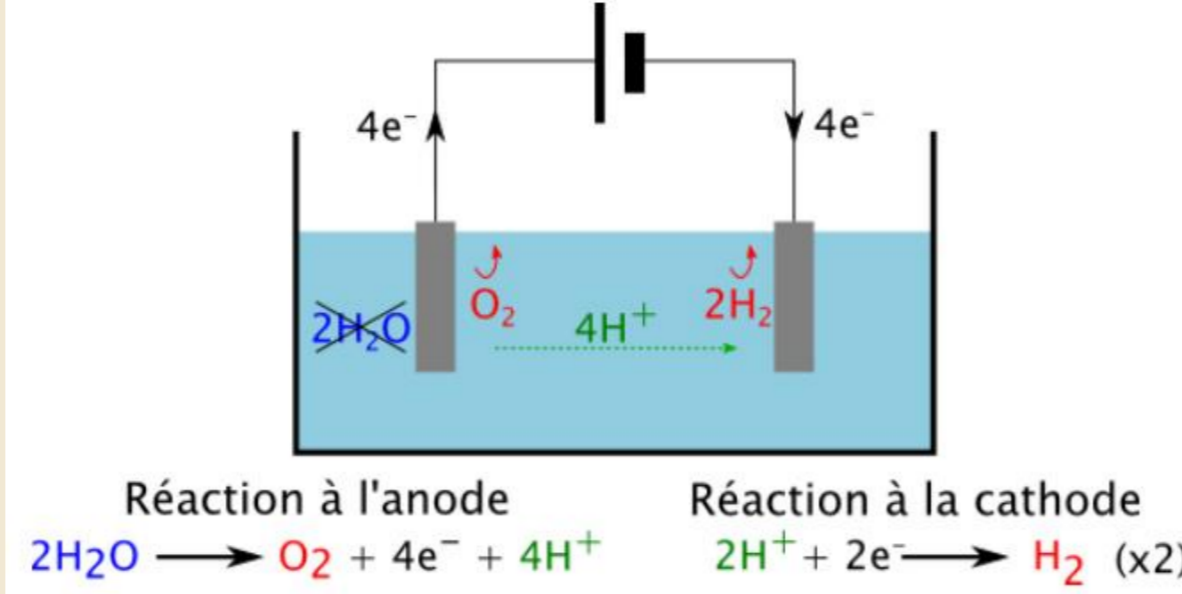


Figure 1 - Electrolyse de l'eau

|                                     | Monde (2013) | Union européenne (2006) | France (2008) |
|-------------------------------------|--------------|-------------------------|---------------|
| Raffinage du pétrole                | 44%          | 47%                     | 59%           |
| Ammoniac, engrais                   | 38%          | 39%                     | 26%           |
| Divers                              | 18%          | 14%                     | 15%           |
| Total(en milliers de tonnes par an) | 60 000       | 8 250                   | 922           |

Figure 2 - Répartition de la consommation annuelle d'hydrogène dans l'industrie [3]

### Cavité saline

Une **cavité saline** (Figures 3 et 4) est une cavité souterraine creusée artificiellement par dissolution d'une roche saline à des profondeurs comprises entre 500 et 1500 m [4], où coexistent deux phases : l'hydrogène stocké sous forme gazeuse et de la saumure liquide en faible quantité. L'**étanchéité de la cavité** est mise à l'épreuve par plusieurs phénomènes (Figure 5) de transport de l'hydrogène vers le massif salin environnant, qui se manifestent au niveau de la paroi de la cavité (**perméation**) et au niveau de la saumure dans les pores de la roche (**percolation**).

Pour créer une cavité saline, il est d'abord nécessaire de forer dans la roche saline. La deuxième étape consiste à injecter de l'eau dans le sel pour le dissoudre. La saumure qui en résulte est extraite, laissant place à une cavité étanche où l'hydrogène peut être **stocké sous pression** (Figure 3). On fore un puits qui est utilisé pour injecter de l'eau douce et retirer la saumure par un système de tubes concentriques (processus de **lessivage**). Ensuite, la saumure présente dans la cavité est évacuée en grande majorité par une opération d'injection de gaz (phase de **remplissage**).

L'hydrogène stocké dans la cavité saline peut ensuite être soutiré, en fonction de l'utilisation voulue. On impose des cycles de stockage : tantôt de l'hydrogène est injecté sous terre pour être stocké (phase de **stockage**), tantôt il est remonté à la surface pour être consommé (phase de **consommation**) [5].

La Figure 3 montre une cavité souterraine remplie d'hydrogène à la pression  $p_c$  et qui échange de la chaleur avec le domaine rocheux. Les deux phases principales dans la cavité sont le gaz stocké et la saumure. La troisième phase importante de cette ébauche de stockage est le domaine de sel gemme environnant.

### Problématique

Le transport de l'hydrogène vers le massif salin se produit essentiellement à travers deux mécanismes **dissipatifs** : la **perméation** et la **percolation** (Figure 5). Lorsque la pression dans la cavité est nettement supérieure à la pression dans le massif salin l'hydrogène se propage dans la roche et revient dans la cavité dans le cas contraire. Autrement dit les pertes de dihydrogène augmentent avec la différence de pression entre la cavité et le massif salin [5]. De plus, le transport de l'hydrogène vers le massif salin est accru dans les zones de roche endommagée (l'apparition de fissures fait augmenter la porosité).

**Comment quantifier les pertes de dihydrogène lors de son stockage dans une cavité saline ?**

### Modélisation

#### Cavité saline

Profondeur = 1000 m,  $V = 300000 \text{ m}^3$ ,  $R = 41.52 \text{ m}$ ,  $p_c = 22 \text{ MPa}$  et  $T_c = 40 \text{ °C}$ .

#### Massif salin

- De l'hydrogène à la pression halmostatique (le poids d'une colonne de saumure à la profondeur indiquée).
- La cavité et le massif salin sont en équilibre thermique mais pas hydraulique.
- Initialement, la pression est :  $p_s(z) = \rho_\lambda g z = 11.772 \text{ MPa}$  où  $\rho_\lambda$  est la masse volumique de la saumure.

On souhaite déterminer la masse de dihydrogène échappé dans le massif salin par percolation à travers la paroi. La phase de fuite de l'hydrogène dure  $\tau = 20$  jours.

#### Hypothèses simplificatrices

- La cavité est homogène dans l'état  $p_c$ ,  $T_c$ , et est supposée ponctuelle. Les propriétés hydrauliques du massif salin sont invariantes par rotation. On se ramène ainsi à un problème 1-D axisymétrique (Figures 3 et 4).
- On suppose que l'écoulement de l'hydrogène dans le massif salin infini est de type monophasique et qu'il suit la loi de Darcy.

### Résultats théoriques

#### Détermination de la vitesse de Darcy au voisinage de la cavité

On applique la loi de conservation de la masse pour un écoulement monophasique darcien :

$$\phi \frac{\partial \rho_\gamma}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot (\rho_\gamma \vec{v}_D) = 0$$

où  $\rho_\gamma$  (en  $\text{kg.m}^{-3}$ ) est la masse volumique de l'hydrogène,  $\phi$  (adimensionné) la porosité de la roche saline,  $\mu$  sa viscosité dynamique (en Pa.s) et  $k$  sa perméabilité (en  $\text{m}^2$ ).

Soit dans notre problème :  $\phi \frac{\partial \rho_\gamma}{\partial t} - \frac{k}{\mu} \rho_\gamma \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = 0$

On pose alors  $D = \frac{k}{\mu}$  (en  $\text{m}^2.\text{s}^{-1}$ ) le coefficient de diffusion, avec  $S = \phi \beta$  (en  $\text{Pa}^{-1}$ ) et  $\beta = \frac{1}{p}$  la compressibilité du gaz (en  $\text{Pa}^{-1}$ , approximée constante) et on obtient :  $\frac{\partial p}{\partial t} - D \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = 0$

D'où la vitesse d'écoulement à la paroi de la cavité. ( $r \rightarrow 0$ ) :  $v_D(r=0, t) = \frac{k}{\mu \sqrt{\pi D t}} (p_c - p_s)$

Une résolution analytique donne :  $p(r, t) = p_s + (p_c - p_s) \text{erfc}\left(\frac{r}{2\sqrt{Dt}}\right)$  (Figure 6)

#### Détermination de la masse de l'hydrogène percolée

La masse de l'hydrogène percolée est alors  $M_{tot} = \frac{8\rho_\gamma k R^2}{\mu} \sqrt{\frac{\pi \tau}{D}} (p_c - p_s)$

Avec  $\rho_\gamma \approx 15 \text{ kg.m}^{-3}$

- Pour une cavité intacte : avec  $k = 1.10^{-20} \text{ m}^2$  et  $\phi = 0.01$  on obtient :  $M_{tot} \approx 3881 \text{ kg} \approx 4t$  soit  $M_{tot}/M_0 \approx 0.09\%$  (Figure 7)

- Pour une cavité endommagée : avec  $k = 1.10^{-18} \text{ m}^2$  et  $\phi = 0.1$  on obtient :  $M_{tot} \approx 122718 \text{ kg} \approx 123t$  et  $M_{tot}/M_0 \approx 2.79\%$  (Figure 7)

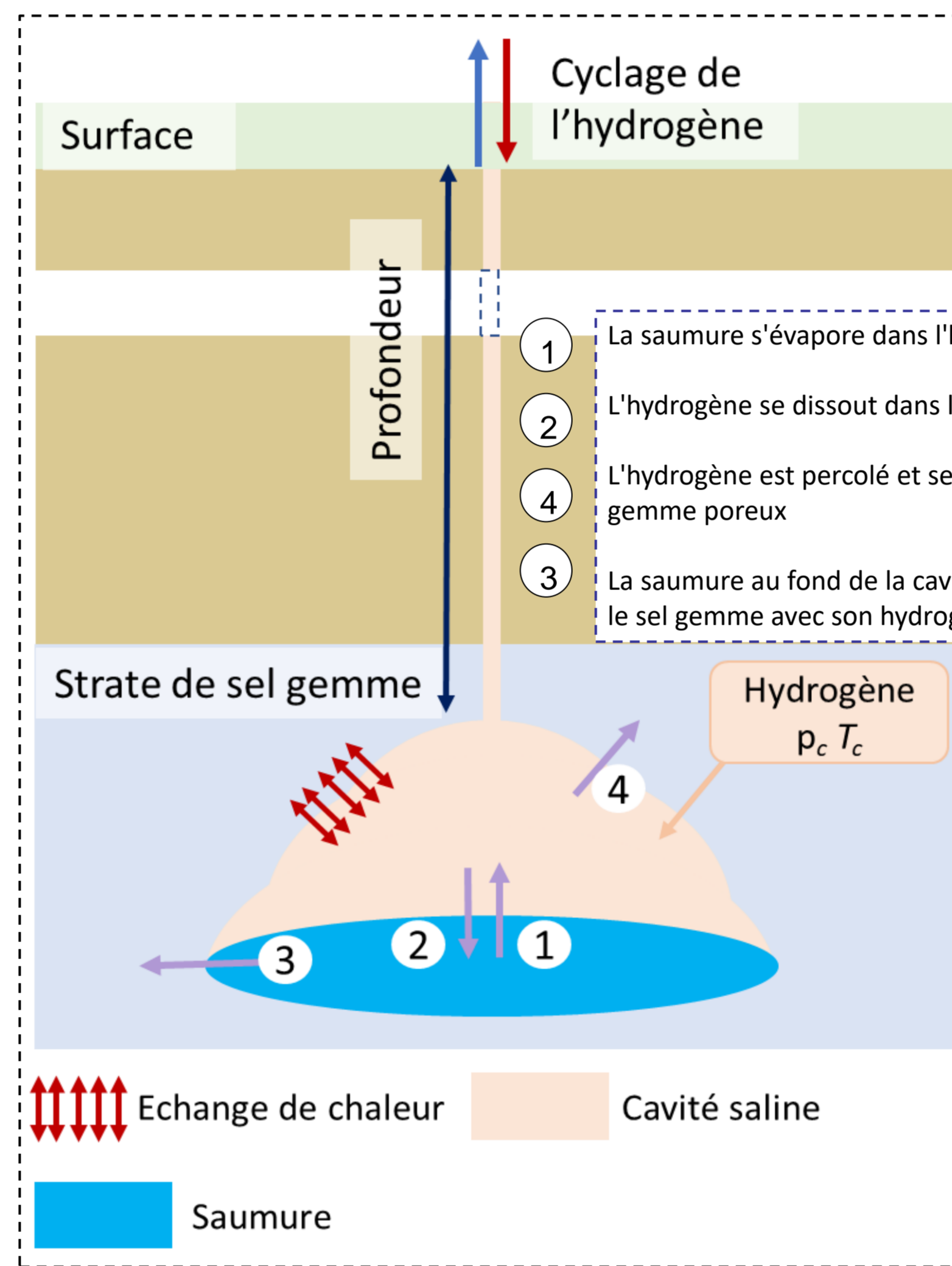


Figure 3 - Schéma de la cavité saline

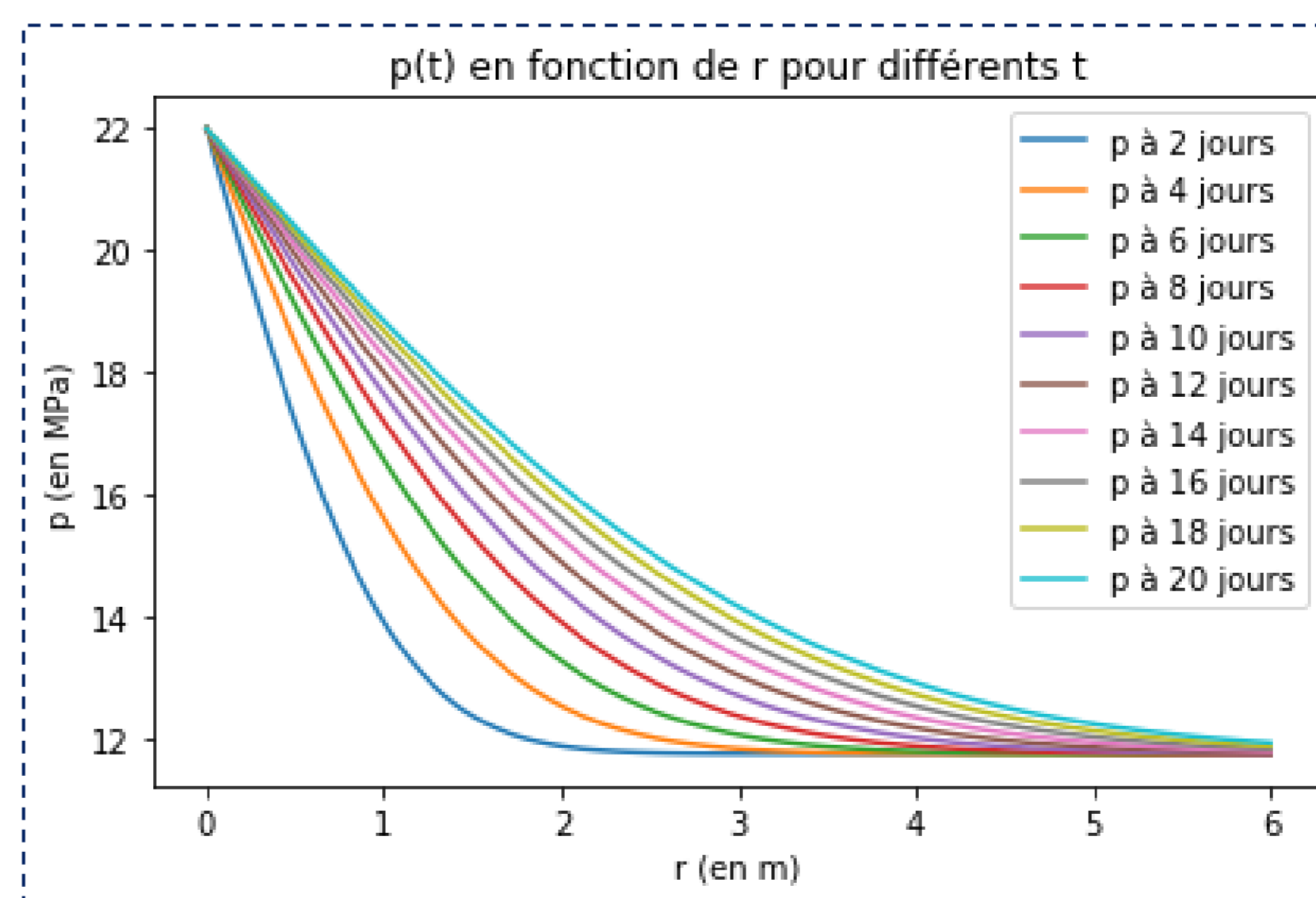


Figure 6 - Distribution de pression dans le massif salin au cours du temps dans une cavité intacte avec :  $p_c = 22 \text{ MPa}$ ,  $p_s = 11,7 \text{ MPa}$ ,  $\beta = 5,8.10^{-8} \text{ Pa}^{-1}$  et  $\mu = 9,2.10^{-6} \text{ Pa.s}$

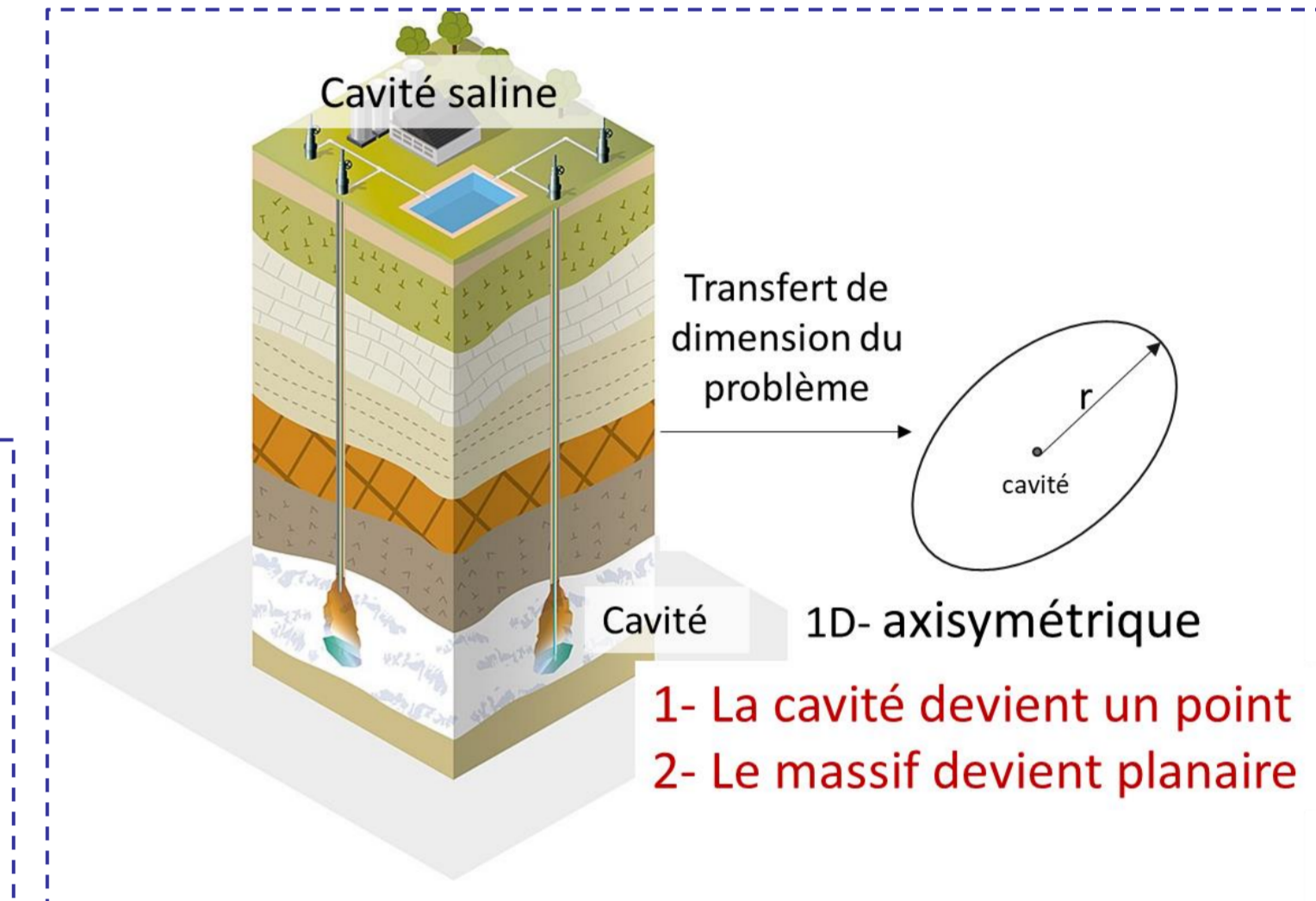


Figure 4 - D'un modèle 3-D à un modèle 1-D axisymétrique

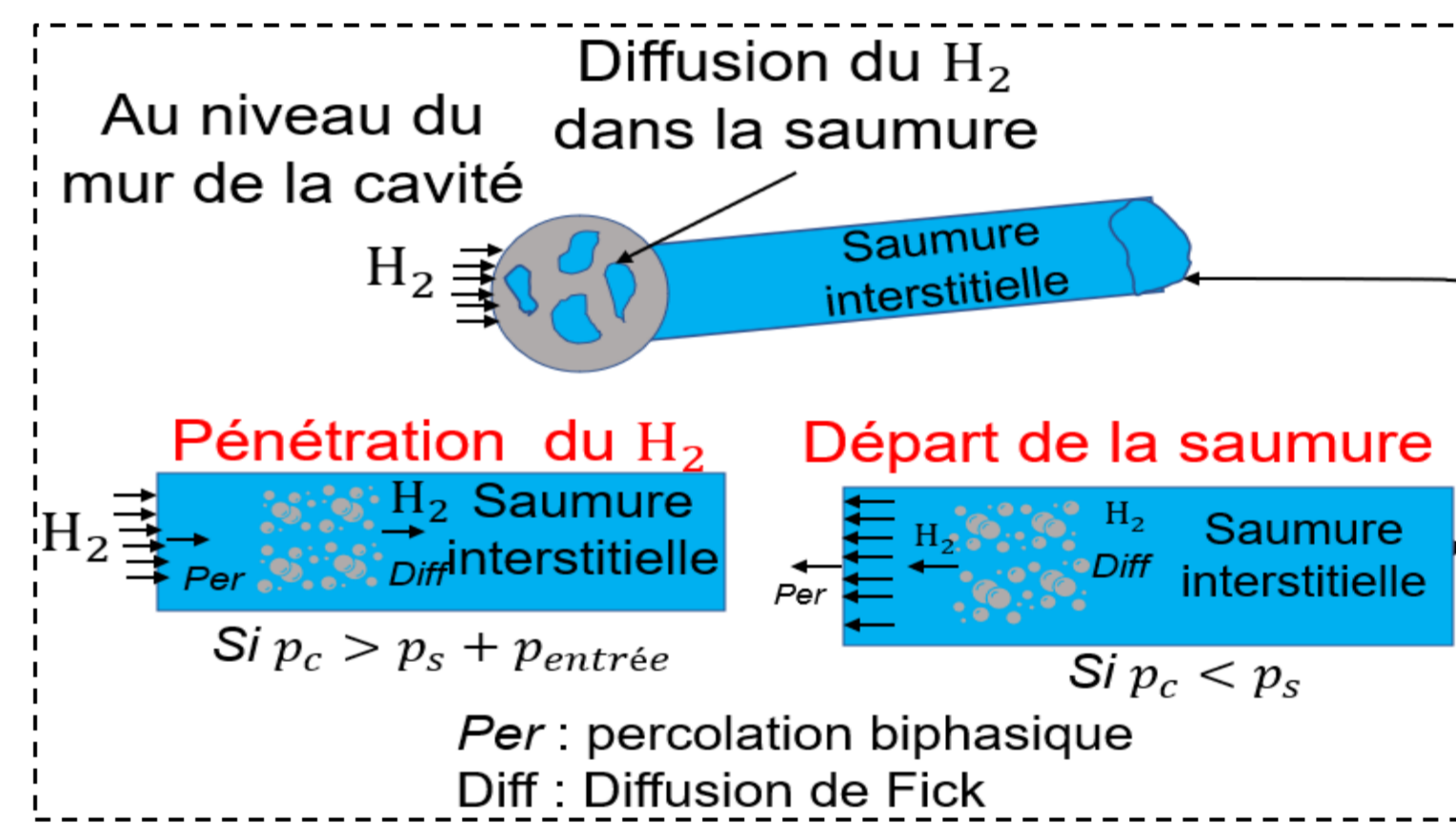


Figure 5 - Mécanismes de dissipation/percolation biphasique de l'hydrogène dans l'espace poreux des roches salines saturées en saumure [5]

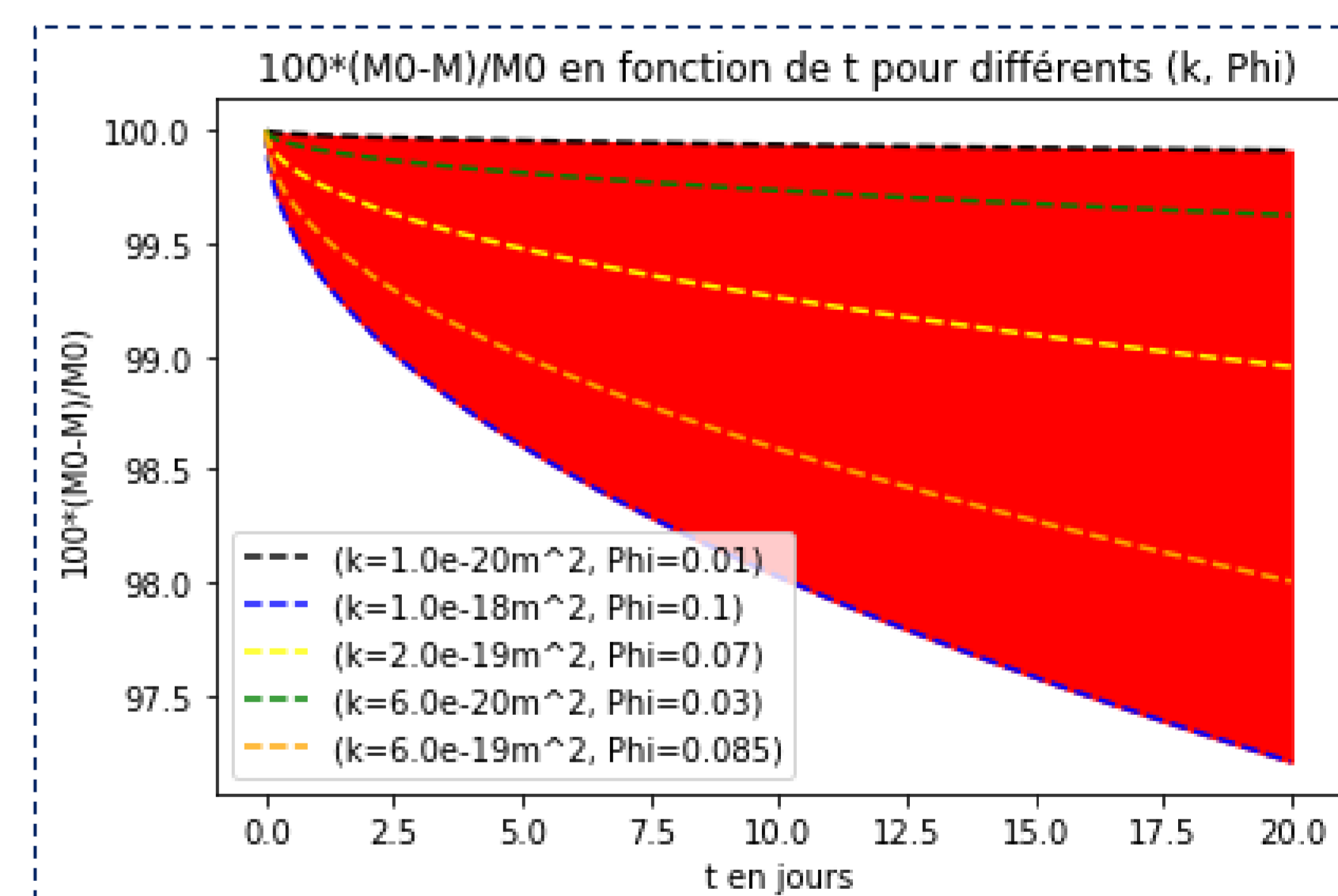


Figure 7 - Pourcentage de la masse d'hydrogène restante après dissipation

### Conclusion

Notre étude a débouché sur des pertes estimées de 0.1% de la masse d'hydrogène initiale (**4000 tonnes** environ) pour une cavité intacte à quelques pour-cent pour une cavité endommagée par les phases de cyclage successives. Les pertes sont donc faibles et ce moyen de stockage de l'énergie est donc très avantageux.

La situation réelle d'une cavité saline se situe dans la zone rouge délimitée par les deux situations extrêmes traitées (cavité intacte/très endommagée) sur la figure 7. En raison des coûts élevés de production de l'hydrogène (environ **3€/kg** produit par électrolyse en 2020 d'après [3]), rien que 1% de pertes en moins (soit 40 tonnes environ) représente un énorme bénéfice. Il est donc nécessaire de ne pas trop accélérer le cyclage pour ne pas abîmer rapidement la cavité. D'autre part puisque les pertes sont une fonction croissante de la différence de pression entre la cavité et le massif, il faut limiter les quantités d'hydrogène stockées, pour éviter une trop importante augmentation de la pression dans la cavité.

Une étude complémentaire envisageable pour optimiser l'exploitation consisterait donc à estimer la quantité maximale de dihydrogène que l'on pourrait stocker dans une cavité saline de volume donné sans engendrer de trop fortes pertes dues à la différence de pression entre la cavité et le massif.

#### Références :

- [1] Stocker l'hydrogène. In energies.airliquide.com (octobre 2021) <https://energies.airliquide.com/fr/mediatheque-planete-hydrogene/comment-stocker-lhydrogene>
- [2] L'hydrogène et ses avantages. In ecologie.gouv.fr (novembre 2021) <https://www.ecologie.gouv.fr/lhydrogene-et-avantages>
- [3] LE BOULZEC, Hugo. La production d'hydrogène "vert". In encyclopedie-energie.org (octobre 2021) <https://www.encyclopedie-energie.org/la-production-dhydrogene-vert/>
- [4] H2 en sous-sol : les cavités salines, futur du stockage de l'hydrogène ? In innovation.engie.com (octobre 2021) <https://innovation.engie.com/fr/news/actus/le-savez-vous-hydrogene-souterrain-stockage-sel-cavites-mines/25906>
- [5] ABUAIISHA Murad, BILLIOTTE Joël. A discussion on hydrogen migration in rock salt for tight underground storage with an insight into a laboratory setup. Journal of Energy Storage 38 (2021) 102589.

