



## Modélisation du stockage saisonnier de la chaleur dans les carrières semi-ennoyés

Abdoulaye GUEYE<sup>1</sup>, Haïkel BEN HAMED<sup>1</sup>, Hassen BEJI<sup>1</sup>, Philippe GOMBERT<sup>2</sup>, Mouhamed Najib OUARAZI<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Laboratoire des Technologies Innovantes, Université de Picardie Jules Verne d'Amiens, Avenue des Facultés le Bailly, 80025 Amiens Cedex, France

<sup>2</sup> Institut National de l'Environnement Industriel et des RISques (INERIS), Parc Technologique Alata, 60550 Verneuil-en-Halatte, France

<sup>3</sup> Laboratoire de Mécanique de Lille, Université Lille 1, Sciences et Technologies, 59650 Villeneuve d'Ascq, France

([abdoulaye.gueye@u-picardie.fr](mailto:abdoulaye.gueye@u-picardie.fr))

### Résumé :

L'étude concerne le stockage saisonnier d'énergie thermique en valorisant les nombreuses carrières souterraines abandonnées qui sous-minent le territoire picard en France. Il s'agit d'un travail expérimental à l'échelle réel et numérique sur un site sélectionné dans la région de Picardie. Nous présentons ici la modélisation du développement du panache d'eau chaude et de l'évolution de la température dans la cavité souterraine pendant la période charge (stockage). Les résultats préliminaires obtenus montrent une forte concentration du panache d'eau chaude dans la zone d'injection. Les résultats obtenus nous ont permis de concevoir et les choix de l'instrumentation du site. L'expérimentation est en cours afin de confronter les résultats numériques et les résultats expérimentaux.

**Mots clés :** stockage saisonnier, énergie thermique, carrière souterraine, volumes finis

### 1. Introduction

Le principe du stockage souterrain d'énergie thermique est d'utiliser les propriétés isolantes du sous-sol pour y stocker de la chaleur ou du froid. Après une période de plusieurs mois cette énergie peut être récupérer à des fins de chauffage ou de climatisation : il s'agit donc d'un stockage saisonnier. L'énergie thermique qui peut ainsi être stockée provient soit de la conversion de l'énergie électrique produite en excès par certains dispositifs d'énergie renouvelable [1], soit d'une source de « chaleur fatale ». Cette dernière est la chaleur produite par des procédés industriels (émissions de fumée, four de refroidissement, réacteur, incinération de déchets, refroidissement des panneaux solaires photovoltaïques etc...).

De nombreux dispositifs de stockage souterrain d'énergie thermique existent dans de nombreux pays depuis plusieurs décennies [2], principalement en Pologne [3], la Suède [4], [5] et [6], Belgique [7], Norvège [8] et [9], Allemagne [10] et [11], Finlande [12], Turquie [13], ainsi que les Pays-Bas, le Canada, les États-Unis, etc. Ce type de stockage souterrain d'énergie est par ailleurs amené à se développer dans le cadre de la transition vers des énergies renouvelables, que ce soit à faible température dans le proche sous-sol ou à forte température (jusqu'à 90 °C) plus en profondeur [1].

Il existe deux types de stockage souterrain d'énergie thermique:

- i) L'utilisation de la capacité thermique des roches pour stocker de l'énergie thermique en association avec une pompe à chaleur, des sondes géothermiques, capteurs enterrés horizontaux ou verticaux qui sont chargés d'un fluide caloporteur dont la circulation permet de récupérer l'énergie du sous-sol [8].
- ii) L'utilisation de la capacité thermique de l'eau souterraine. L'eau est pompée puis réinjectée dans l'eau souterraine. Le Stockage d'Energie Thermique pourra être stocké en Aquifère (SETA) ou bien en Cavité (SETC) qui sont des fosses creusées de grandes dimensions, ou bien des cuves, construites et enterrées.

Le stockage d'énergie thermique en aquifère (SETA) est effectué en réalisant des forages dans un aquifère. Le principe est de stocker de l'eau à une certaine température dans une zone de l'aquifère tout en récupérant de l'eau à une autre température dans une autre zone. Cependant, il existe des problèmes liés au stockage thermique en aquifère. Des études réalisées ces dernières années ont montré un risque important de dispersion du panache thermique. Cette dispersion est du fait d'une vitesse de circulation de l'eau souterraine qui peut dépasser 1 m/j.

Afin de s'affranchir de ces contraintes, on a donc choisi de créer des réservoirs d'eau artificiels pour y stocker de l'énergie thermique. Il s'agit soit de cavernes creusées en roches dures, soit de fosses creusées dans des formations tendres, soit de cuves enterrées ou semi-enterrées : plusieurs exemples en ont été décrits en Suède, Norvège et Danemark. Cette option, appelée stockage d'énergie thermique en cavité (SETC) est nettement moins représentée dans le monde.

Le coût de creusement des cavités souterraines est onéreux, d'où l'idée d'utiliser des cavités souterraines existantes telles que les carrières souterraines abandonnées.

Ces carrières souterraines sont noyées ou semi noyées d'eau de bonne qualité physico-chimique à une profondeur d'une à quelques dizaines de mètres par rapport à la surface. Elles sont accessibles par la surface et qu'elles se trouvent dans un bon état de stabilité qui semble être des sites prometteurs de stockage d'énergie thermique. La réutilisation de ce type de carrière est décrite en France [14] et en Belgique [15].

L'inventaire en Picardie montre qu'il existe plus de 450 carrières souterraines généralement inutilisées. Certaines pourraient servir à stocker la chaleur produite en été par des systèmes d'énergie solaire et à les réutiliser en hiver pour le chauffage. En inversant ensuite le système, on peut également stocker des « frigories » qui seront réutilisables en été pour la climatisation. La figure ci-dessous montre le principe de dispositif de stockage/déstockage en utilisant une pompe à chaleur.

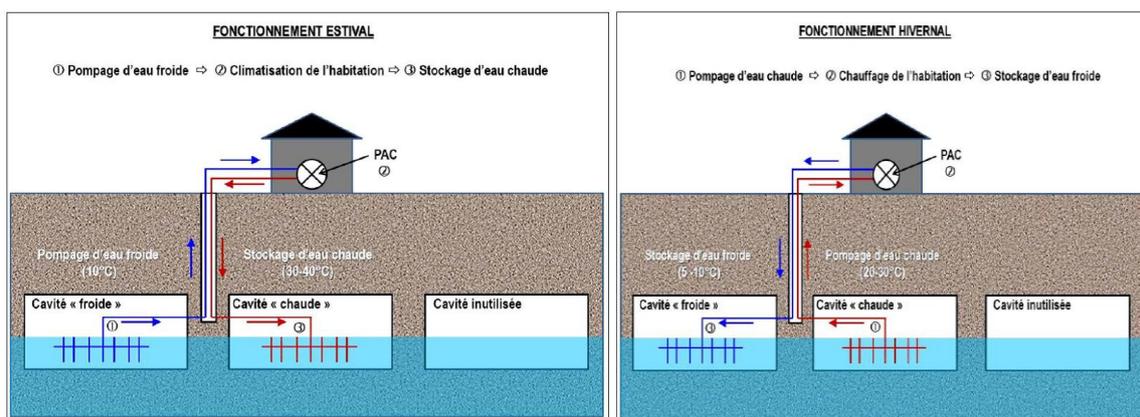


Figure 1 : Schéma de principe de fonctionnement de l'installation.

Afin d'étudier la faisabilité de ce type de stockage et sa rentabilité, une étude expérimentale est en cours de réalisation par notre partenaire INERIS sur le site de Saint-Maximin. En parallèle nous avons mené une étude de modélisation afin d'examiner le comportement de stockage d'énergie thermique sur le long terme, et l'impact d'un tel système sur l'eau et sur la roche encaissante, et l'évaluation de sa rentabilité technico-économique à l'échelle de sa durée de vie.

Des études préalables sont cependant nécessaires pour juger la faisabilité technique et surtout économique d'une telle opération. Elles concernent d'une part les modalités pratiques de mises en place de la structure, sa stabilité, son étanchéité, etc. D'autre part le comportement thermique du stockage qui est largement conditionné par la nature et l'importance des transferts thermiques dans le massif rocheux encaissant. C'est dans ce second aspect que traite l'étude présentée dans ce papier.

## 2. Formulation du problème et modélisation

### 2.1 Géométrie du problème étudié et conditions aux limites

On a considéré pour simplifier le problème, un bassin parallélépipédique de dimension 20m x 8m x 2m rempli d'eau et situé à une profondeur de 15 m par rapport à la surface du sol. La configuration étudiée est représentée sur la figure 2.

Les parois du bassin sont considérées comme étant rigides et en équilibre thermique avec la température du sol ( $T_s = 11^\circ\text{C}$ ). L'eau chaude est injectée à la surface du bassin (côté chaud) et sera également pompée à la surface du bassin (côté froid).

L'interface entre l'eau et l'air obéit à des conditions hydrodynamiques de glissement. Le flux de chaleur absorbé par la chaleur latente de vaporisation ainsi que l'hypothèse de Boussinesq ont été pris en compte. On a procédé à l'adaptation à notre problème d'un code numérique en 3D déjà existant au laboratoire. Le code est basé sur la méthode des volumes finis et permet de résoudre les équations de l'écoulement multiphasique et multicomposant.

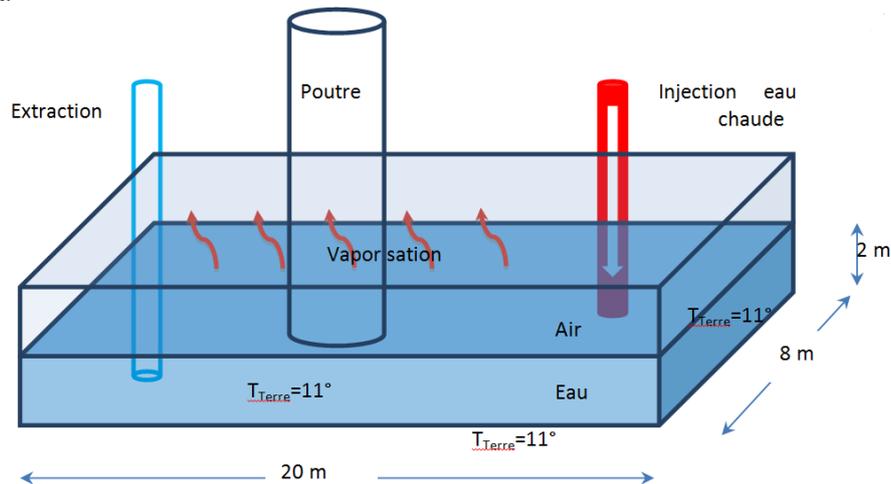


Figure 2 : Modèle géométrique du bassin et conditions aux limites.

### 2.2 Formulation mathématique

Les équations de mouvement d'un fluide de Boussinesq couplées à l'équation de l'énergie sont utilisées pour évaluer le transfert de chaleur et de masse dans ce problème contenant une phase liquide (l'eau) et une phase gazeuse (l'air + l'humidité). Les deux phases fluides sont séparées par une surface plane supposée indéformable puisque les conditions de pression sont stables à l'intérieur du site souterrain. L'interface air-eau est le siège d'une transformation de phase que subit l'eau en se vaporisant. La quantité d'eau vaporisée sera déterminée expérimentalement dans les conditions réelles de fonctionnement par mesure de l'humidité ambiante. La connaissance de la variation du taux d'humidité nous permettra d'évaluer le flux de chaleur perdue par le volume d'eau à cause de la vaporisation.

Les équations générales sont normalisées en utilisant les échelles suivantes :  $H^*$  pour les longueurs,  $H^{*2} \kappa^{-1}$  pour le temps,  $\frac{T^* - T_{Terre}^*}{T_C^* - T_{Terre}^*}$  pour les températures,  $\kappa H^{*-1}$  pour les vitesses et  $\rho_0 (\kappa H^{*-1})^2$ . Le système est finalement écrit sous la forme (1) pour la phase liquide où on n'utilise pas d'indices :

$$\left\{ \begin{array}{l} \nabla V = 0 \\ \frac{1}{Pr} \frac{\partial V}{\partial t} + \frac{1}{Pr^2} V \cdot \nabla V = -\frac{1}{Pr} \nabla P + \nabla^2 V + RaT\bar{z} \\ \frac{\partial T}{\partial t} + V \cdot \nabla T = \nabla^2 T \end{array} \right. \quad (1)$$

Des équations similaires sont utilisées pour modéliser la phase binaire gazeuse composée d'air et d'humidité. C'est la concentration de l'humidité dans l'air ambiant. L'indice g est utilisé pour désigner la phase gazeuse. Les équations de conservation s'écrivent :

$$\left\{ \begin{array}{l} \nabla V_g = 0 \\ \frac{1}{Pr_g} \frac{\partial V_g}{\partial t} + \frac{1}{Pr_g^2} V_g \cdot \nabla V_g = -\frac{1}{Pr_g} \nabla P + \nabla^2 V_g + Ra_g(T_g + NC)\bar{z} \\ \frac{\partial T_g}{\partial t} + V_g \cdot \nabla T_g = \nabla^2 T_g \\ \frac{\partial C}{\partial t} + V_g \cdot \nabla C = \nabla^2 C \end{array} \right. \quad (2)$$

### 2.3 Conditions aux limites :

$T = 0$  et  $V = 0$  : Sur les parois inférieure et latérales : correspondant respectivement à la température adimensionnelle de la terre et aux conditions d'adhérence aux parois.

$\frac{\partial T}{\partial z} = Q$  et  $\frac{\partial v}{\partial z} = 0$  : Sur l'interface air – eau : correspondant respectivement au flux de chaleur latente et aux conditions de glissement.

$T = 1$  : Dans la zone d'injection d'eau chaude : correspond à la température adimensionnelle de l'eau chaude injectée à une vitesse égale au nombre de Peclet.

$\frac{\partial T}{\partial z} = 0$  : Dans la zone d'extraction d'eau froide : correspond à la continuité de la température adimensionnelle de l'eau du bassin. L'extraction s'effectue à une vitesse égale au nombre de Peclet (utilisation d'une pompe unique de circulation).

### 2.4 Méthode numérique

Les équations sont discrétisées en utilisant la méthode des volumes finis 3D. Nous avons utilisé des volumes de contrôle décalés uniformes [16] et un schéma d'ordre 3 pour relier les équations d'énergie et du mouvement. Un algorithme parallèle est utilisé pour calculer les variables. Cela signifie que les matrices élémentaires sont assemblées et les systèmes résultants sont résolus pour chaque degré de liberté séparément. Afin de minimiser les erreurs de diffusion numériques le schéma QUICK de troisième ordre [17] est utilisé dans l'approximation des termes d'advection. Le limiteur de flux ULTIME est utilisé pour éliminer les oscillations non physiques inhérentes du schéma QUICK. Les équations de la quantité de mouvement sont résolues en utilisant une procédure fortement implicite (SIP) de Stone (1968) [18]. L'équation de correction de pression par la méthode du gradient conjugué (CG) [19]. L'équation d'énergie est non-symétrique et résolue de manière itérative par une méthode bi-CGSTAB) [20]. Un pré-conditionnement par sur-relaxation successive SSOR [21] est utilisé pour accélérer la convergence des deux méthodes CG et Bi-CGSTAB.

Pour des calculs en 3D le nombre de nœuds peut facilement dépasser les plusieurs millions. Afin d'accélérer la convergence, nous avons utilisé la technique multigrille basée sur la méthode Full Approximation Storage (FAS) [22], qui élimine un spectre plus large de longueurs d'onde plus efficacement que les méthodes de grille unique. Les équations sont résolues par une procédure à quatre niveaux fixes W-cycle. Pour les opérations de prolongation et de restriction une tri-interpolation linéaire est utilisée pour toutes les variables.

### 3. Résultats et discussions

Pour cette première phase du travail, nous avons écrit les équations du problème spécifique aux bassins de la carrière de St-Maximin, et nous avons résolu numériquement le problème en utilisant un code de calcul adapté au sein du laboratoire LTI. Le programme a été validé par rapport aux solutions théoriques connus de l'écoulement de Poiseuille, de la conduction pure dans un fluide, et de la convection naturelle dans un liquide [23]. Les résultats qualitatifs obtenus ci-dessous montrent l'évolution de la température de l'eau dans le cas où :

- le bassin n'est pas isolé, c.à.d. la température des parois rigide est celle de la roche à cette profondeur (11°C).
- Le bassin est parfaitement isolé.

Nous présentons (Figures 3 à 5) l'évolution de la répartition de température à un mois d'intervalle dans un cycle de charge thermique. Dans cet exemple, la chaleur est injectée à raison de 5 m<sup>3</sup>/jour d'eau à 40°C. On constate que la répartition de la température dans le volume d'eau montre, dans les deux cas, une concentration de la chaleur du côté de la zone d'injection. On a considéré un débit suffisamment faible pour éviter le renouvellement très rapide de l'eau et éviter de remuer la boue au fond du bassin. Le volume d'eau est porté à une température moyenne plus élevée dans le cas adiabatique comme le montrent les résultats obtenus sur les figures 5 et 6. La déperdition énergétique est estimée à 30 kJ/kg d'eau au bout du sixième mois figure 5.

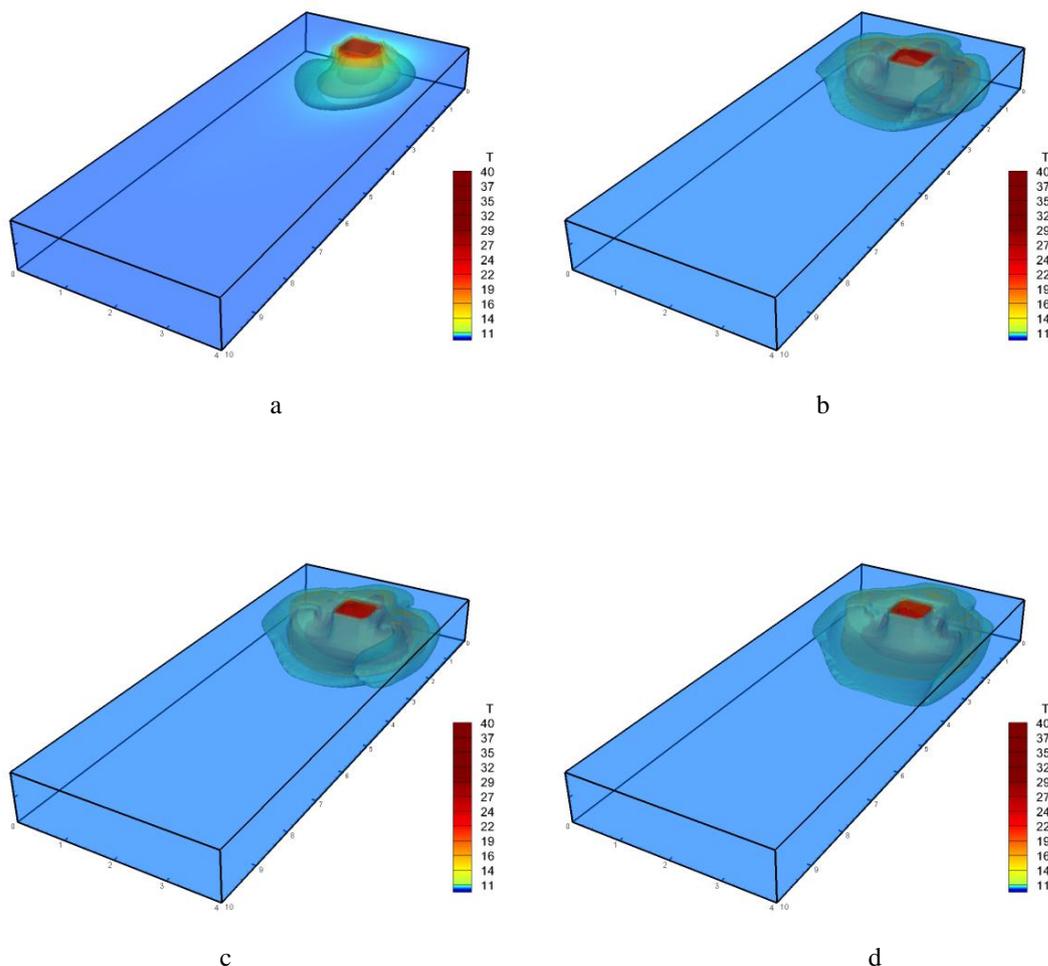


Figure 3 : Evolution de la température dans le bassin durant les six mois de charge dans le cas température imposée ; 3-a fin du premier mois, 3-d fin du quatrième mois.

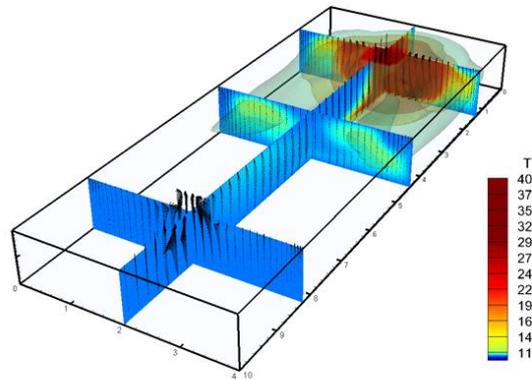


Figure 4 : Montre l'écoulement (champ de vitesse) entre la zone d'injection et la zone de pompage.

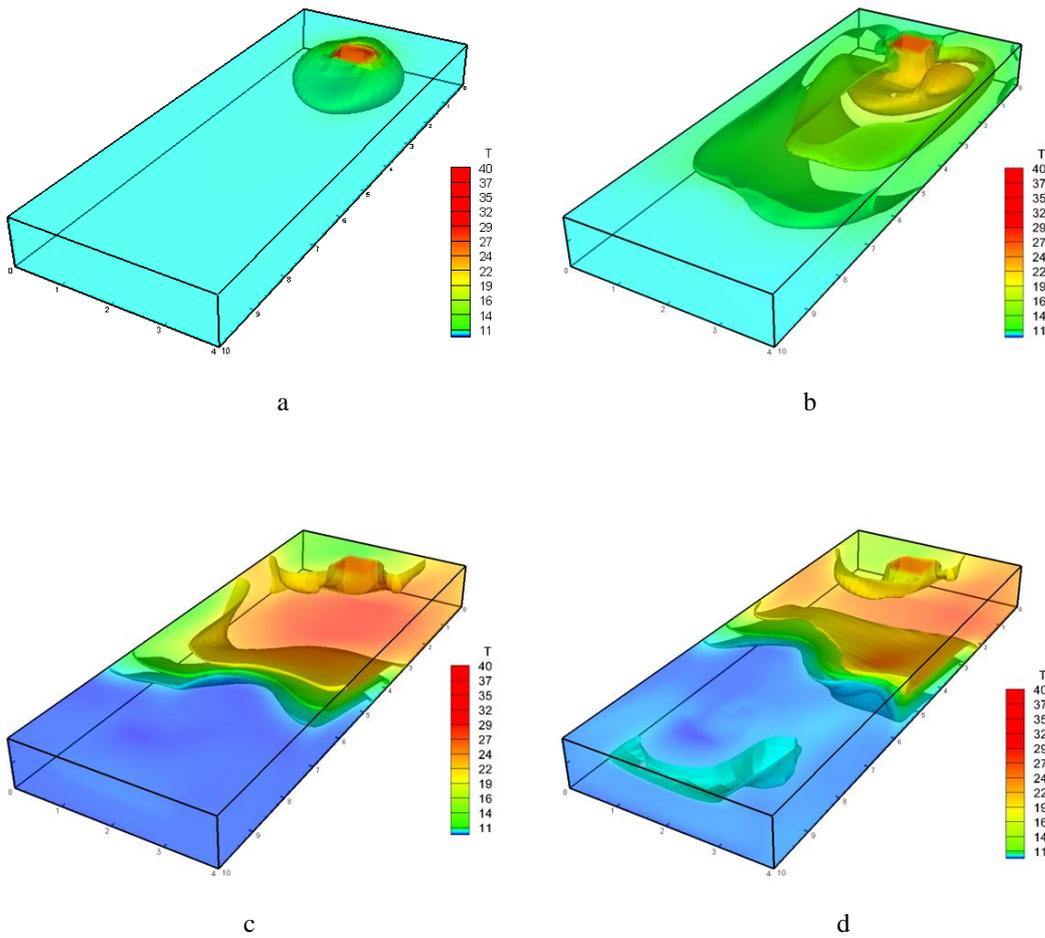


Figure 5: Evolution du champ de température dans le bassin durant les six mois charge dans le cas adiabatique; 5-a fin du premier mois, 5-d fin du quatrième mois.

Avec l'isolation des parois, la température moyenne de l'eau est nettement plus élevée, et on observe également une bonne séparation entre la zone chaude et froide. Les simulations donnent une température moyenne du bassin de 28°C avec un maximum local 39°C à la fin des six mois de charge. Cette configuration est nettement plus avantageuse, bien que l'investissement de départ soit plus important. La comparaison des résultats obtenus pour les deux configurations montre un gain de 26% dans le cas du bassin parfaitement isolé.

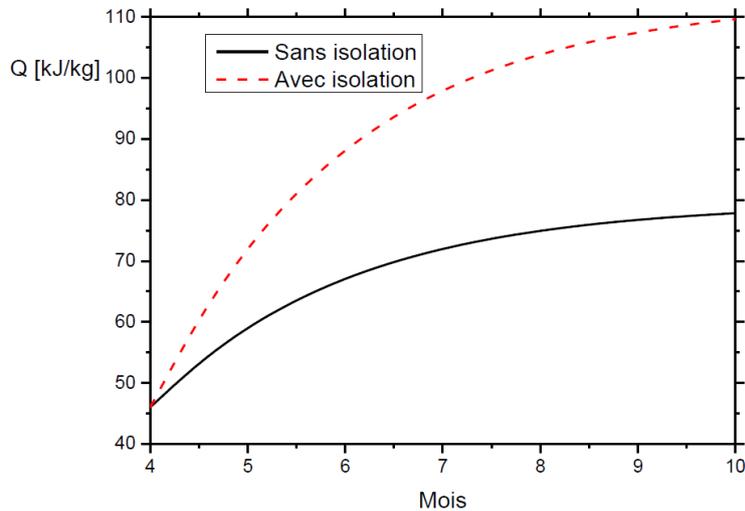


Figure 6 : Quantité de chaleur emmagasinée par kg d'eau dans le bassin. La chaleur est injectée à raison de 5m<sup>3</sup>/jour d'eau à 40°C.

#### 4. Conclusion

Pour la valorisation des carrières souterraines partiellement ennoyée de la région Picardie en France ; nous avons sélectionné un site expérimental de stockage d'énergie thermique suite à l'inventaire des carrières existantes. Ce site se trouve dans le village Saint Maximin (Oise). Nous avons réalisé une étude numérique pour examiner l'évolution de la température moyenne de l'eau du bassin au cours de la charge (stockage) pour deux configurations différentes. On a considéré un bassin non isolé et un autre parfaitement isolé. Quelle que soit la configuration considérée, on constate une forte concentration du panache thermique au voisinage du puits d'injection et que l'évolution de la température est nettement plus élevée dans le cas isolé.

Par ailleurs, les résultats de calculs numériques obtenus nous ont permis de choisir les points critiques pour l'instrumentation du site expérimental. Différents essais expérimentaux sont en cours en particulier le suivi de la propagation du panache thermique dans l'eau, l'air et la roche au moyen de 18 thermomètres implantés à diverses profondeurs du bassin afin de confronter les résultats obtenus numériquement et les résultats expérimentaux. En parallèle, des analyses physico-chimiques et bactériologiques de l'eau seront régulièrement réalisées. L'ensemble des résultats obtenus sur ce site expérimental permettra la faisabilité de ce type de dispositif et le rendement énergétique du stockage de chaleur.

## Nomenclature

Les unités correspondent aux variables dimensionnelles notées avec des étoiles.

$x, y, z$	Système de coordonnées	Symboles Grecs	
$H, H^*$	Hauteur de la couche d'eau [m]	$\beta$	Expansion volumétrique [ $K^{-1}$ ]
$V, V^*$	Vitesses [m/s]	$\kappa$	Diffusivité thermique [ $m^2s^{-1}$ ]
$g$	Accélération de gravité [ $m/s^2$ ]	$\rho$	Densité [ $kg/m^3$ ]
$T, T^*$	Température [K]	$\nu$	Viscosité cinématique [ $m^2s^{-1}$ ]
$C, C^*$	Concentration [K]	Exposants	
$P, P^*$	Pression [Pa]	$\square^*$	Variable dimensionnelle
$Ra = g\beta\Delta TH^3/(\nu\kappa)$	Nombre de Rayleigh	Indices	
$Ra_s = g\beta\Delta CH^3/(\nu\kappa)$	Rayleigh solutal	$\square_0$	État de référence
$N = Ra/Ra_s$	Taux de séparation	$\square_c$	Chaud
$Pr = \nu/\kappa$	Nombre de Prandtl	$\square_s$	Solutal
$Q$	Flux de chaleur latente	$\square_g$	Gaz
$Pe = V^*/\kappa H^{*-1}$	Nombre de Peclet		

## Références

- [1] A. Kabuth, A. Dahmke, C. Beyer, I. Bilke, F. Dethlefsen, P. Dietrich, R. Duttmann, M. Ebert, V. Feeser, U.J. Görke, R. Köber, W. Rabbel, T. Schanz, T. Schäfer, H. Würdemann, S. Bauer. Energy storage in the geological subsurface: dimensioning, risk analysis and spatial planning: the ANGUS+ project, *Environ Earth Sci* (2017) 76:23, DOI 10.1007/s12665-016-6319-5, 2016.
- [2] B. Sanner, and J. Bartels. Thermal energy storage in aquifers – three decades of experience gained, and what are future prospects, EGEC, IFP. Deep saline aquifers for geological storage of CO<sub>2</sub> and energy, *Rueil-Malmaison, France*, 17 April 2009.
- [3] D. Chwieduk Underground thermal energy storage in Poland. [http://intraweb.stockton.edu/eyos/energy\\_studies/content/docs/proceedings/CHWIE.PDF](http://intraweb.stockton.edu/eyos/energy_studies/content/docs/proceedings/CHWIE.PDF), 1997.
- [4] C.L. Axelsson, A. Carlstedt, J. Johnson, L. Karlqvist, Y. Lintu, T. Olsson, L. Särnblad, Hydrogeological investigations at the storage cavern for heated water at Avesta. Hydrogeology in the Service of Man, *Memoires of the 18<sup>th</sup> Congress of the International Association of Hydrogeologists*, Cambridge, 104-116, .1985
- [5] C. Brunström, M. Larsson, P. Holst, H. Zinko, C.G. Hillström, The Lyckebo rock cavern seasonal storage plant after one year of operation, *Sunworld* , Vol 9 , n° 3 : 93-95, 1985.
- [6] J. Martna, The Avesta research plant for hot water storage – State of the project, *Swedish Council for Building Research, Stockholm, Suède*, 1983, n°16: 367-372, 1983.
- [7] J. Desmedt, H. Hoes, J. Van Bael, Status of underground thermal energy storage in Belgium. [https://intraweb.stockton.edu/eyos/energy\\_studies/content/docs/FINAL\\_PAPERS/3A-3.pdf](https://intraweb.stockton.edu/eyos/energy_studies/content/docs/FINAL_PAPERS/3A-3.pdf) , 2006.
- [8] K. Midttomme, D. Banks, R Kalskin Ramstad, O.M. Saether, H. Skarphagen, Ground-source heat pumps and underground thermal energy storage – Energy for the future, *In Slagstad, T. (ed.) Geological Survey of Norway special publication*, 11: 93-98, 2008.
- [9] K. Nielsen, Thermal Energy Storage – A state-of-the-Art, *A report within the research program Smart Energy-Efficient Buildings at NTNU and SINTEF 2002-2006*. 2003.
- [10] P. Seibt, F. Kabus,. Aquifer thermal energy storage-Projects implemented in Germany [https://intraweb.stockton.edu/eyos/energy\\_studies/content/docs/FINAL\\_PAPERS/4A-1.pdf](https://intraweb.stockton.edu/eyos/energy_studies/content/docs/FINAL_PAPERS/4A-1.pdf) , 2006.
- [11] A. Wille, V. Lottner, R&D programme on thermal energy storage in Germany. <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.496.5982&rep=rep1&type=pdf> , 2006.

- [12] K. Sipilä, Converting an old rock cavern into heat storage in Finland, *Fernwärme international*, District Heating *Fernwärme Chauffage Urbain* Vol.19 n°.5: 382 – 836, 1990.
- [13] H.O. Paksoy, O. Andersson, S. Abaci, H. Evliya, B. Turgut, Heating and cooling of a hospital using solar energy coupled with seasonal thermal energy storage in aquifer, *Renewable energy* 19: 117-122., 2000
- [14] M. Arnould, M. Deveughele, J. Efforsat, Utilisation de carrières souterraines de la région parisienne pour stockage intersaisonnier d'énergie solaire pour l'habitat. *La Houille Blanche*, n°3/4, 1985: 283-288, 1983.
- [15] A. Montjoie, Stockage de chaleur dans les excavations à ciel ouvert ou souterraines, *Revue Française de Géotechnique*, n°14BIS, 241-247, 1981.
- [16] S.V. Patankar, Numerical Heat Transfer and Fluid Flow, *McGraw-Hill*, New York, 1980.
- [17] B.P. Leonard, A stable and accurate convective modeling procedure based on quadratic upstream interpolation, *Comput. Methods Appl. Mech. Engng.* Vol. 19, pp. 59-98, 1979.
- [18] H. L. Stone, Iterative solution of implicit approximations of multi-dimensional partial differential equations. *SIAM Journal Numerical Analysis*, Vol. 5, pp. 530-558, 1968.
- [19] W. Hackbush, Iterative solution of large sparse system of equations, *Springer-Verlag*, New York, 1994.
- [20] H. A. Van Der Vorst, BiCGSTAB : A fast and smoothly converging variant of Bi-CG for the solution of non-symmetric linear systems. *SIAM Journal Sci. Statistic Computational*, Vol. 13, pp. 631-644, 1992.
- [21] Raw, M.J., "A Coupled Algebraic Multigrid Method for the 3D Navier-Stokes Equations", *10th GAMM Seminar, Kiel*, 1994.
- [22] M. Hortmann, M. Peric and G. Scheuerer, Finite volume multigrid prediction of laminar natural convection: Benchmark solutions, *Int. J. Numer. Methods in Fluids*, Vol. 11, pp. 189-207, 1990.
- [23] H. Ben Hamed, R. Bennacer, H. Beji, Numerical 3-D Study of Piseuille Rayleigh Benard Soret Problem in a Finite Extent Paralellipedic Duct, *Numerical Heat Transfer Applications*, DOI:10.1080/10407780902815997, 2009