

ÉVALUATION DU POTENTIEL GÉOTHERMIQUE DE LA MINE ÉLÉONORE

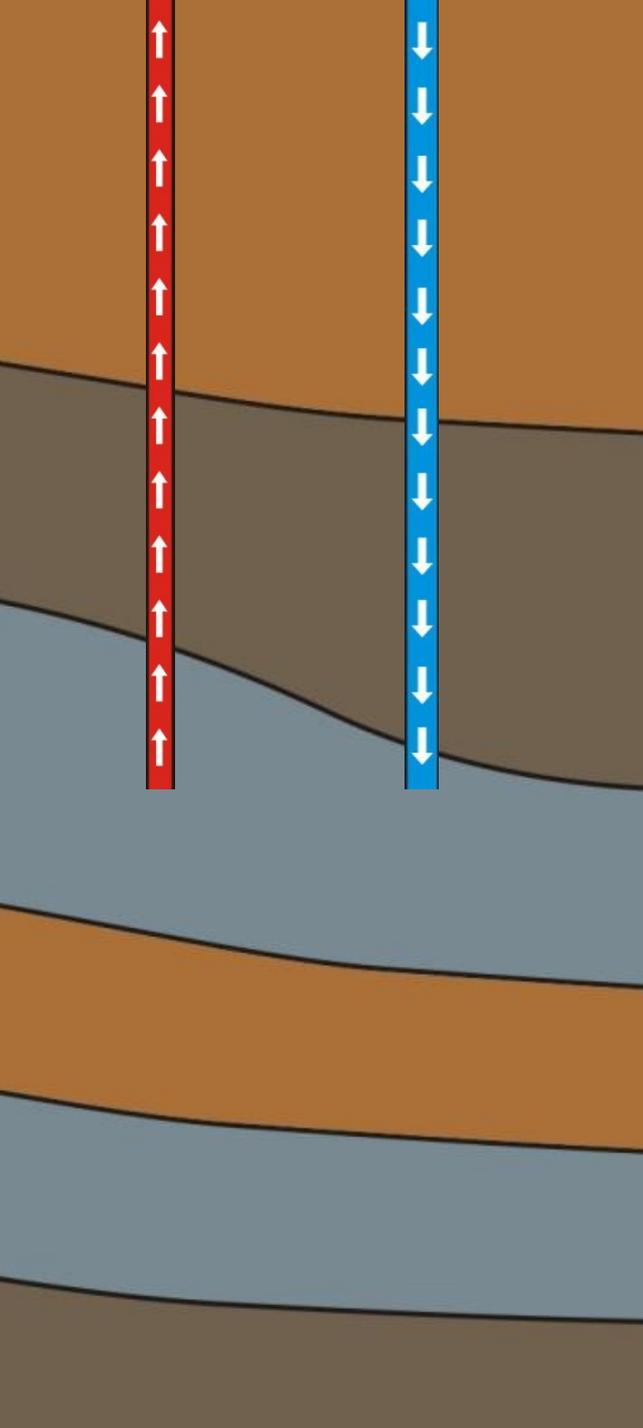
RAPPORT DE TRAVAUX

Edgardo Alvarado

Sous la direction de Jasmin Raymond et René Therrien
Collaborateur : Félix-Antoine Comeau et David Labrecque

**IN
RS**

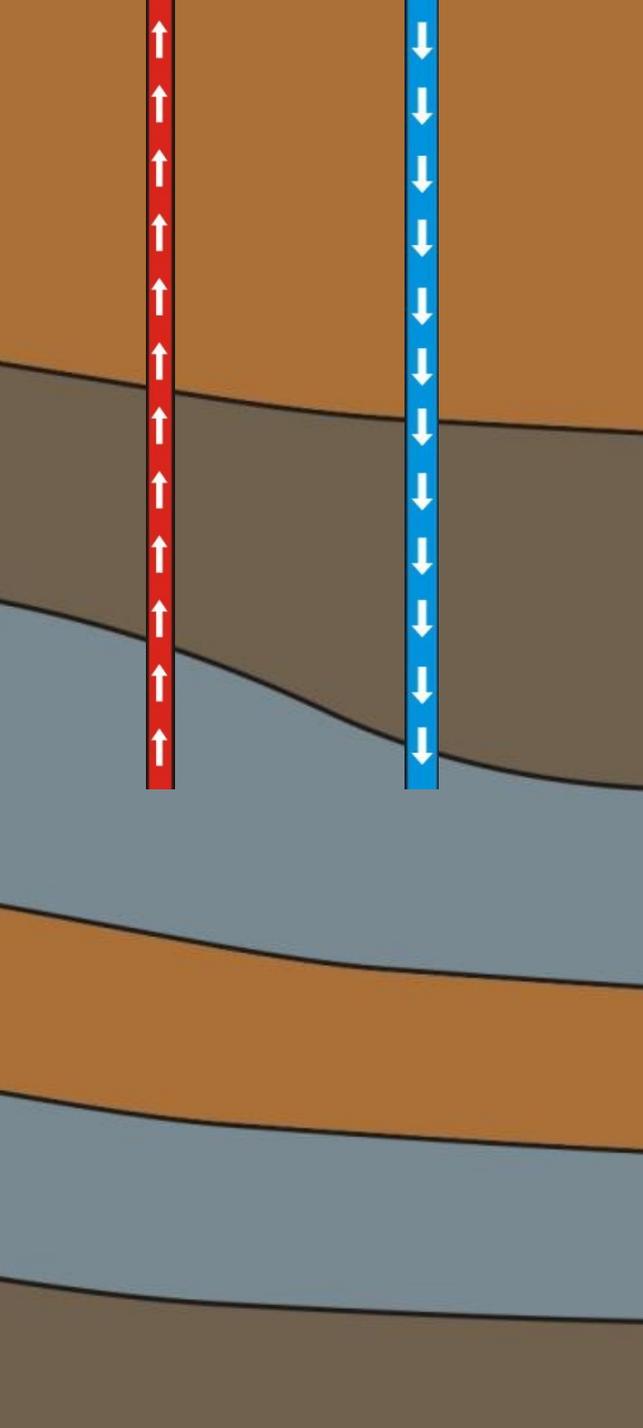
Institut national
de la recherche
scientifique



Résumé

Plusieurs mines situées dans les régions nordiques doivent chauffer les galeries souterraines en raison des conditions climatiques très froides. L'appel de puissance requis pour chauffer les galeries avec un système électrique est élevé et entraîne des coûts énergétiques importants. Les minières emploient donc des hydrocarbures pour suffire à leur besoin calorifique, mais l'impact environnemental demeure un enjeu de taille. L'une des alternatives de chauffage, reposant sur des ressources locales et ayant une faible consommation électrique, est l'énergie géothermique issue de l'eau de dénoyage d'une mine. L'objectif principal de ce projet est d'évaluer le potentiel géothermique de la mine Éléonore de Goldcorp, une mine en opération située à Eeyou Istchee Baie-James dans le Nord-du-Québec. Plus précisément, ce projet vise à caractériser la ressource géothermique afin de concevoir un système de pompe à chaleur (PAC), adapté aux opérations minières, qui permettra de réduire les coûts, la consommation d'hydrocarbures et les émissions de gaz à effet de serre (GES). D'abord, un bilan énergétique a été réalisé pour établir la quantité d'énergie nécessaire pour chauffer les galeries. Ensuite, des échantillons d'eau ont été prélevés à la sortie de la mine, à l'entrée et à la sortie de l'usine de traitement des eaux industrielles (UTEI), ainsi qu'à la sortie de l'émissaire pour réaliser des analyses chimiques. Les résultats ont permis d'évaluer le risque de corrosion et d'entartrage. D'autre part, les données de température et de débit de l'eau ont été recueillies par Goldcorp. À l'aide de toutes ces informations, un système de PAC préliminaire a été conçu pour calculer la quantité d'énergie géothermique qui peut être extraite de l'eau de dénoyage de la mine.

Les résultats montrent que la zone de sortie de l'eau de dénoyage serait l'emplacement ayant le plus de potentiel géothermique, avec un débit d'eau moyen de 299 m³/h et une température moyenne de 12,1 °C, bien qu'un risque d'entartrage et de corrosion soit présent. Un système de PAC muni d'un échangeur de chaleur intermédiaire installé à la sortie de la mine permettrait de produire 39 % des 26,6 GWh/année nécessaires pour chauffer les galeries souterraines, de diminuer les coûts de chauffage de 33 %, en plus de réduire les émissions de GES d'environ 2000 tonnes/année. De plus, un système PAC modifié, situé à la sortie de l'UTEI permettrait de produire 275 % des 2073 MWh/année nécessaires pour chauffer l'UTEI. Le système de PACG contribuerait aussi à diminuer les coûts de chauffage de 79 %, en plus de réduire les émissions de GES d'environ 420 tonnes/année, équivalent à 10 765 arbres.



Plan du rapport

I. Mise en contexte et problématique

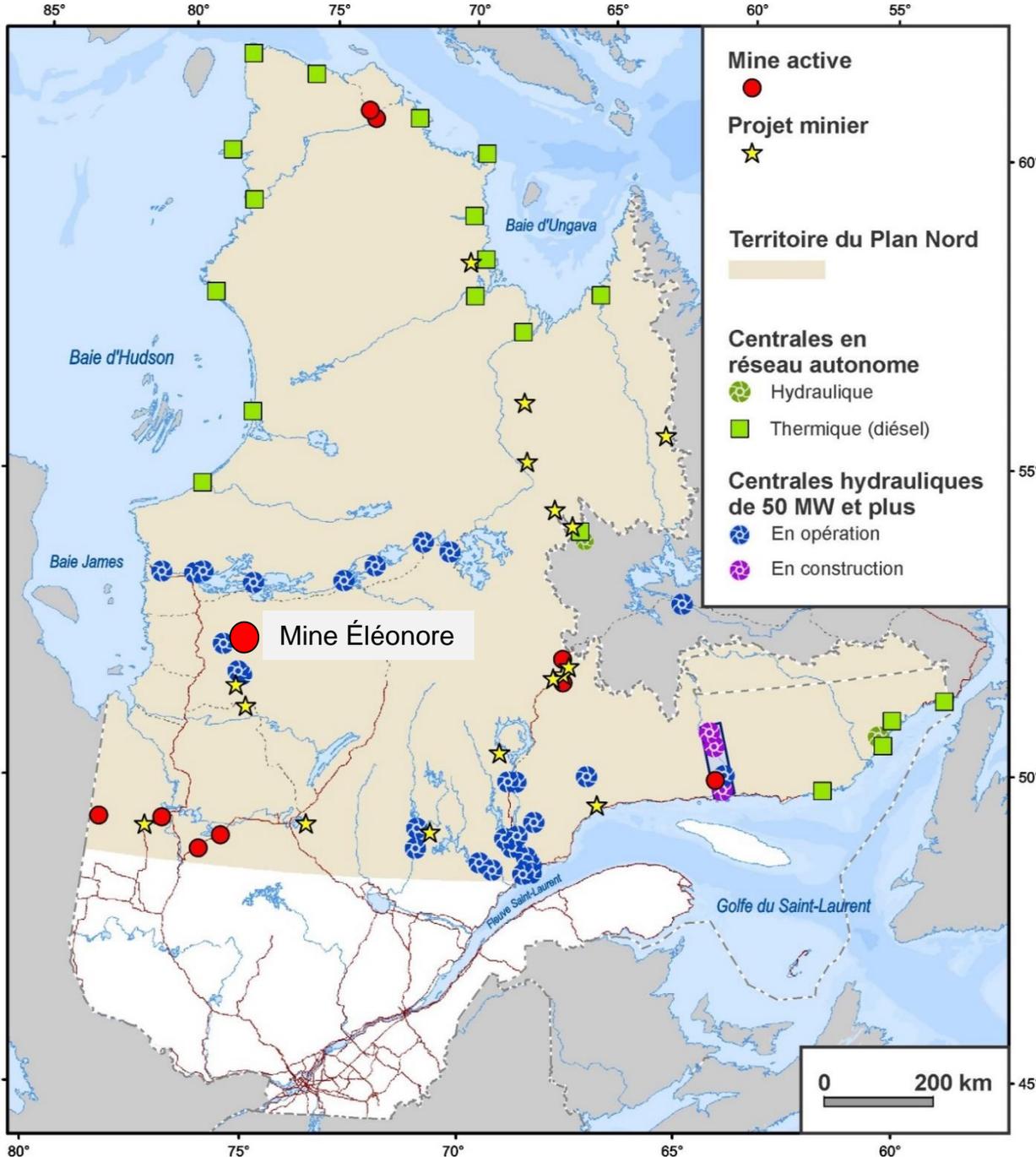
II. Objectifs

III. Méthodologie :

1. Bilan énergétique
2. Collecte des données :
 - Débit
 - Température
 - Analyses chimiques
3. Conception du système

IV. Résultats :

1. Sortie de l'eau de dénoyage
2. Sortie de l'usine de traitement des eaux industrielles (UTEI)
3. Émissaire



Les mines dans un contexte nordique

Au Québec, environ 50 % des mines actives sont situées au nord du 49e parallèle, où le réseau électrique provincial est parfois inaccessible. Les coûts de transport et de production de l'énergie dans le Nord-du-Québec sont élevés alors que la demande en chauffage est importante. Également, l'appel de puissance des systèmes électriques est élevé et entraîne des coûts financiers importants. Ainsi, les entreprises minières utilisent des combustibles fossiles pour satisfaire leurs besoins énergétiques, mais avec un impact environnemental conséquent. En effet, dans la mine Éléonore de Goldcorp, une mine en exploitation située sur le territoire d'Eeyou Istchee en Jamésie dans le Nord-du-Québec, un système de brûleurs au propane est employé afin de chauffer les galeries souterraines (communication personnelle, Goldcorp, 2017). Ce système consomme 3,9 millions de litres de propane annuellement. Les coûts générés par le système employé s'élèvent à 1,5 million CAD par an (2016), tout en libérant 5600 tonnes de CO₂. Il est donc primordial d'entreprendre des démarches afin de trouver une source d'énergie pour un chauffage plus écologique et abordable.

Cependant, les sources d'énergie renouvelables les plus couramment utilisées, telles que l'éolien et le solaire, sont intermittentes et ne peuvent pas garantir un chauffage en continu. Ainsi, l'une des alternatives de chauffage est l'utilisation de l'énergie géothermique contenue dans l'eau de dénoyage d'une mine par l'entremise d'un système de pompes à chaleur (PAC).

[1] Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles. (2015). Carte 6 - La production électrique sur le territoire du Plan Nord. (2015). Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, Direction générale de l'information géographique. Québec, Québec. <https://bit.ly/2UJCHQI> (Consulté le 4 septembre 2017).

Évaluer le potentiel géothermique d'une mine en milieu nordique

Évaluer le potentiel géothermique de la mine Éléonore

Concevoir un système de pompes à chaleur adapté aux opérations minières

Minimiser les coûts

Minimiser les coûts associés au chauffage des galeries

Minimiser les coûts associés au chauffage de l'usine de traitement des eaux industrielles

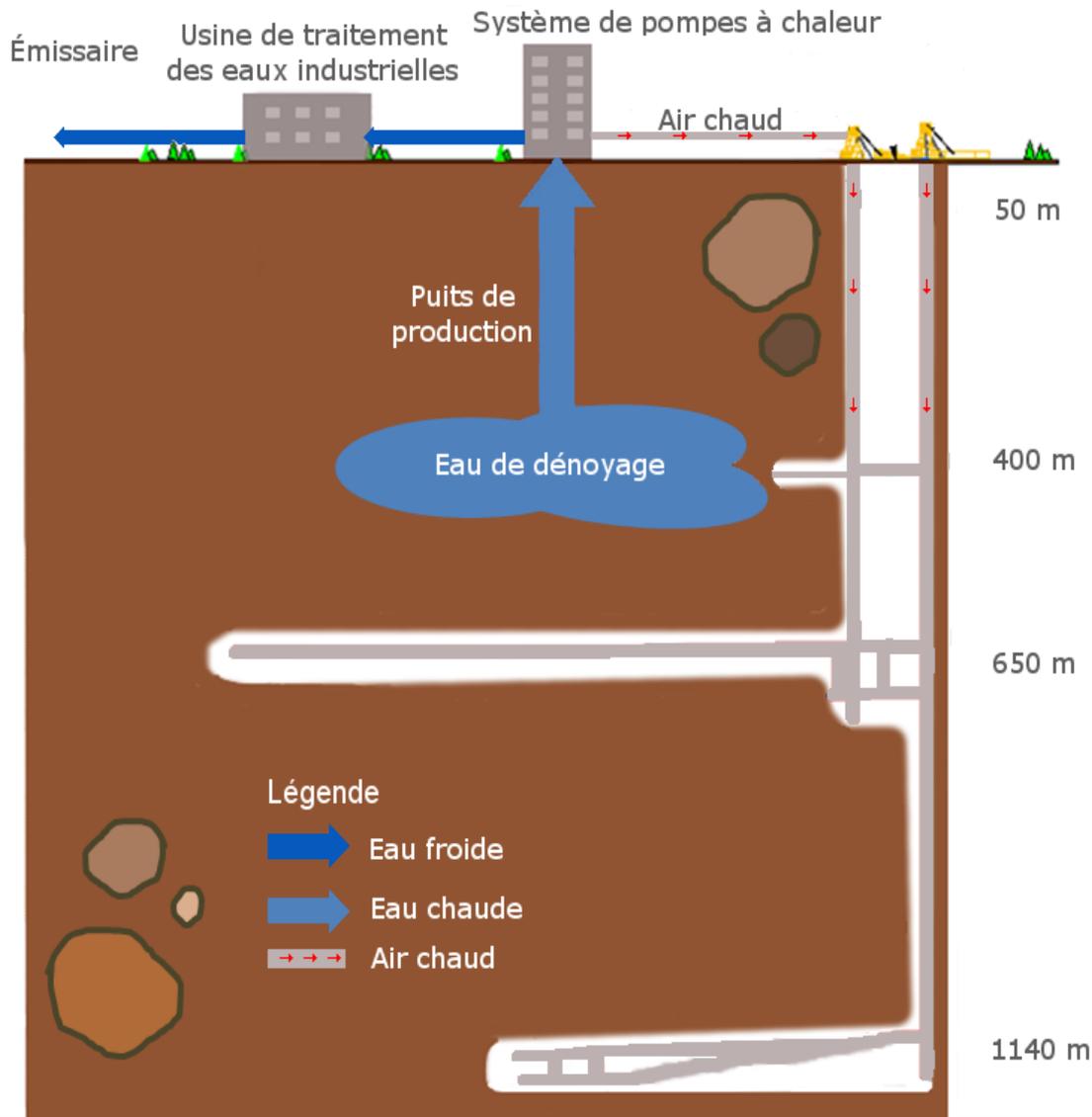
Minimiser la consommation et la dépendance aux combustibles fossiles

Minimiser les émissions de gaz à effet de serre

Objectifs du projet

L'objectif principal de cette étude est d'évaluer le potentiel géothermique d'une mine dans un contexte nordique. Le sujet d'étude est la mine Éléonore, une mine en exploitation située sur le territoire d'Eeyou Istchee en Jamésie dans le Nord-du-Québec. Plus précisément, ce projet vise à caractériser la ressource géothermique afin de faire une conception préliminaire d'un système de pompe à chaleur adapté aux opérations minières. Ce système permettra de diversifier les sources d'énergie, ainsi que de participer aux besoins énergétiques de chauffage dans une perspective de développement durable en minimisant les coûts, la consommation d'hydrocarbures, et les émissions de gaz à effets de serre (GES).

Système de pompes à chaleur adapté aux opérations minières



L'énergie géothermique : une alternative intéressante

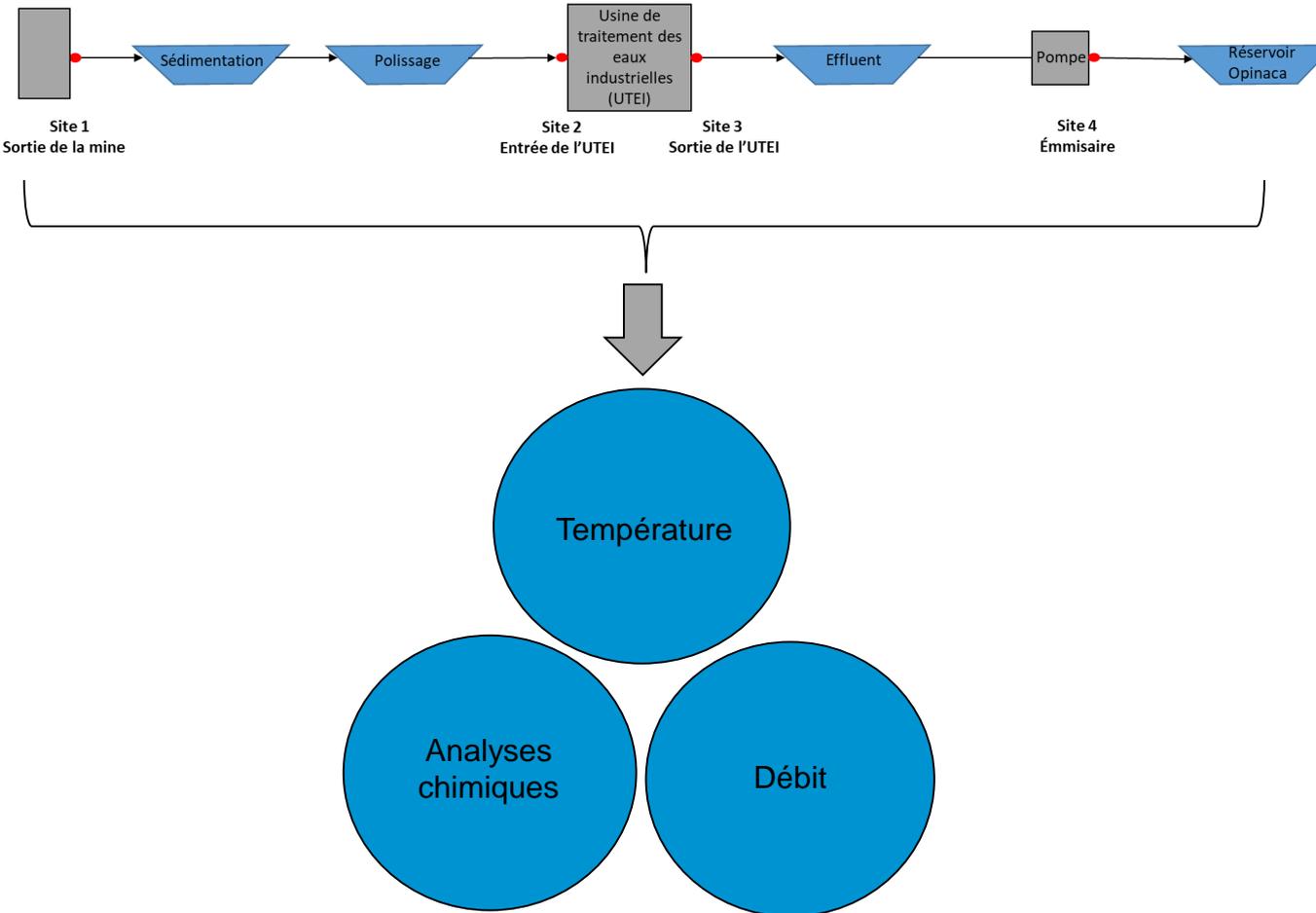
Un système de pompes à chaleur géothermique s'avère être une technologie qui permet d'extraire l'énergie du sous-sol pour chauffer ou climatiser [2]. Ces systèmes possèdent une faible consommation électrique et produisent très peu des gaz à effet de serre. De plus, il s'agit d'une source d'énergie continue qui fait appel aux ressources locales. La mise en place d'un tel système permettrait donc de minimiser les coûts associés au chauffage des galeries et d'autres infrastructures, ainsi que de réduire la consommation des combustibles fossiles et les émissions de GES.

Une problématique subsiste avec les systèmes géothermiques. Il s'agit du coût élevé associé au forage des puits [3]. Cependant, un système de pompes à chaleur adapté aux opérations minières permettrait d'utiliser les systèmes de pompage des eaux déjà en place dans les mines (Figure adjacente). Dans un tel système, l'eau issue du dénoyage de la mine est dirigée vers les pompes à chaleur où le transfert géothermique a lieu. L'énergie extraite peut être utilisée pour réchauffer l'air des galeries souterraines ou l'usine de traitement des eaux industrielles (UTEI). Ce système sans forage aurait des coûts d'investissement abordables et une période de retour sur l'investissement plus courte.

Les systèmes de pompes à chaleur géothermique deviennent donc une alternative intéressante pour les entreprises minières. Toutefois, la mise en place d'un tel système exige une étude de faisabilité approfondie pour déterminer le potentiel des pompes à chaleur géothermique comme technologie d'énergie renouvelable pour les mines localisées dans un contexte nordique.

[2] J. Raymond, R. Therrien, and L. Gosselin, "Low-temperature geothermal energy in mining environments," *CIM Journal*, vol. 1, no. 2, pp. 140-149, 2010.

[3] Grasby, S., Allen, D., Bell, S., Chen, Z., Ferguson, G., Jessop, A., et al. (2011). Geothermal energy resource potential of Canada. *Geological Survey of Canada, Open file 6941 (revised)*, 302. <http://publications.gc.ca/site/eng/9.577481/publication.html>



Méthodologie

D'abord, le besoin énergétique en chauffage de la mine a été estimé. Ensuite, une campagne de collecte de données a été effectuée à quatre différents emplacements situés le long du parcours de traitement des eaux industrielles qui s'étend de la zone de sortie de l'eau de dénoyage de la mine jusqu'à l'émissaire. La figure adjacente permet de visualiser les quatre emplacements de collecte de données. Il s'agit des sites identifiés avec les numéros I, II, III et IV. Les trois cercles du bas représentent les trois types d'analyses qui ont été réalisées pour chaque emplacement. Le but est d'identifier le site ayant le meilleur potentiel géothermique, soit avec le débit et la température la plus élevée au cours d'une année et présentant un faible risque de corrosion et d'entartrage.

L'eau a été échantillonnée à la sortie de la mine, à l'entrée et à la sortie de l'usine de traitement des eaux industrielles (UTEI), ainsi qu'à la sortie de l'émissaire pour réaliser des analyses chimiques. Les résultats ont permis d'évaluer le risque de corrosion et d'entartrage. D'autre part, les données de température et de débit de l'eau ont été recueillies par Goldcorp. Avec toutes ces informations, un système de pompes à chaleur préliminaire a été conçu pour calculer la quantité d'énergie qui peut être extraite de l'eau de dénoyage de la mine.

Bilan initial

Endroit	Année	Besoin énergétique en chauffage (kWh)	Coût du chauffage au propane (\$ CAD)	Émissions de CO ₂ générées par un système de chauffage au propane (tonnes CO ₂)
Galeries souterraines	2016	26 664 248 ¹	1 559 033	5 599
UTEI	2016	2 073 831 ²	123 731	436

¹ 22,5% du besoin énergétique total de la mine

² 1,8 % du besoin énergétique total de la mine

Bilan énergétique initial

Les données de consommation du propane fournies par le partenaire Goldcorp ont été utilisées afin d'établir le bilan énergétique de la mine. Il s'agit d'une étape primordiale dans l'évaluation du potentiel géothermique. En effet, cela permet de déterminer la quantité d'énergie nécessaire pour chauffer les galeries ainsi que l'eau entrant dans l'UTEI, les coûts actuels associés au chauffage, en plus des effets environnementaux. Le besoin énergétique en chauffage mensuel a été calculé avec l'équation suivante :

$$E = Q \times t$$

$$Q = [Q' \rho_{air} c_{p,air} (T_{consigne} - T_{initiale})]$$

Où:

E = besoin énergétique [kWh];

Q = taux d'extraction de chaleur [kW];

Q' = débit d'air [m^3/s];

$c_{p,air}$ = capacité thermique spécifique de l'air [$J/kg \cdot K$] = 1.01

ρ_{air} = masse volumique de l'air [kg/m^3]

$T_{consigne}$ = température de consigne [K] = 4°C;

$T_{initiale}$ = température initiale de l'air ou de l'eau [K];

t = temps [heures] = heures par jour \times jours dans le mois ;

Par la suite, les coûts ont été déterminés avec les relations suivantes :

$$Coût_{tot} = consommation_{propane} \times prix_{propane}$$

$$consommation_{propane} = \left[\left(\frac{Q \times t_{secondes}}{[\Delta_c H^0 \times \rho]} \right) \times f_{gaz-liquide} \right]$$

Où:

$Coût_{tot}$ = dépenses [\$ CAD];

$consommation_{propane}$ = consommation liquide [litres];

$prix_{propane}$ = prix d'achat [\$/litre] + prix de transport = 0.42

Q = taux d'extraction de chaleur [kW ou MJ/s];

t = temps [s];

$\Delta_c H^0$ = enthalpie de combustion du propane [MJ/kg] = 46.3;

ρ = masse volumique du gaz propane [kg/m^3] = 1.83;

f = facteur de conversion gaz – liquide = 0.003215

Finalement, les émissions de CO₂ générées par un système de chauffage au propane ont été calculées de la façon suivante :

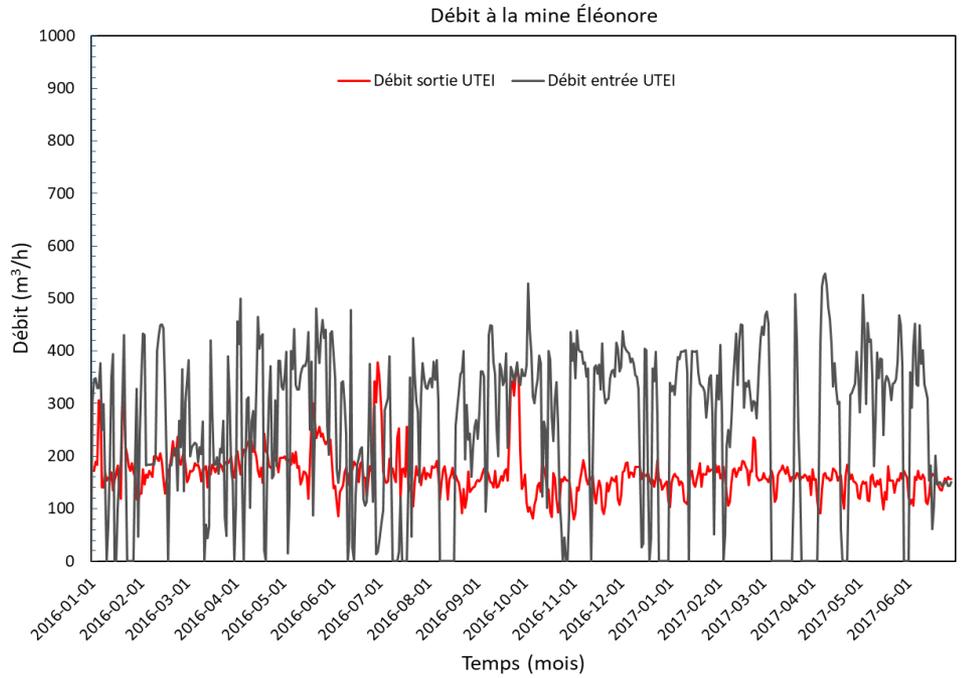
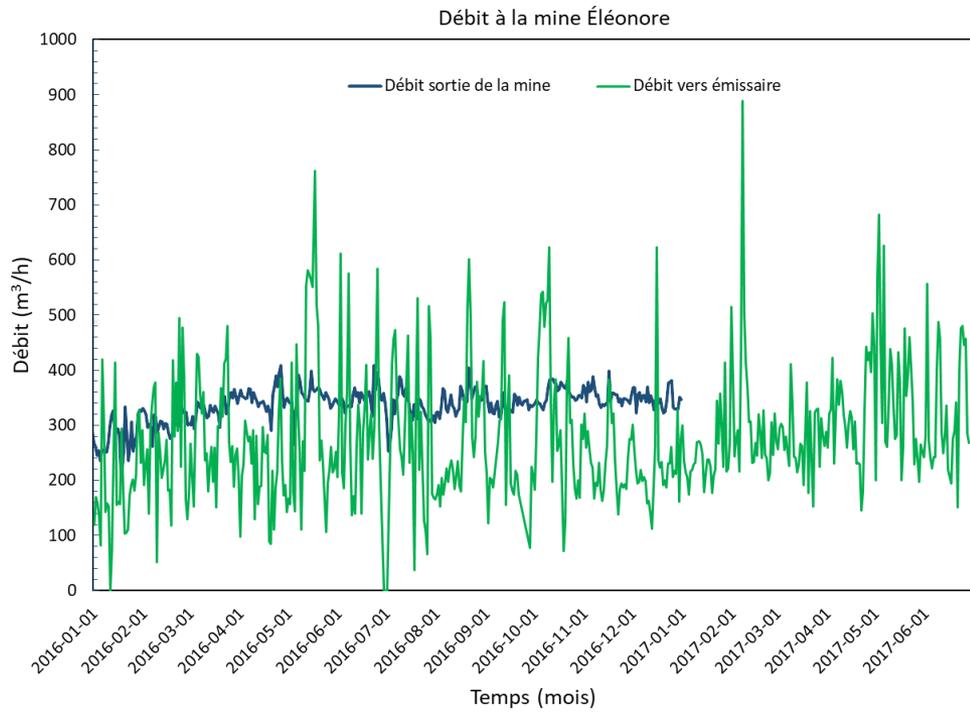
$$E_{CO_2} = E \times e_{propane}$$

Où:

E_{CO_2} = émissions de CO₂ [kg ou tonnes];

E = énergie fournie par le système au propane [kWh];

$e_{propane}$ = empreinte carbone du propane [$kgCO_2/kWh$] = 0.21 [4]



Débit

D'après la comparaison pour la période 2015-2017, le débit le plus élevé est celui à la sortie de la mine, avec un débit moyen de 299 m³/h. Le débit vers l'émissaire présente un débit légèrement plus faible, avec 278 m³/h. Quant à lui, le débit moyen à l'entrée de l'UTEI est de 230 m³/h, tandis qu'à la sortie de l'usine de traitement des eaux le débit moyen est 167 m³/h.

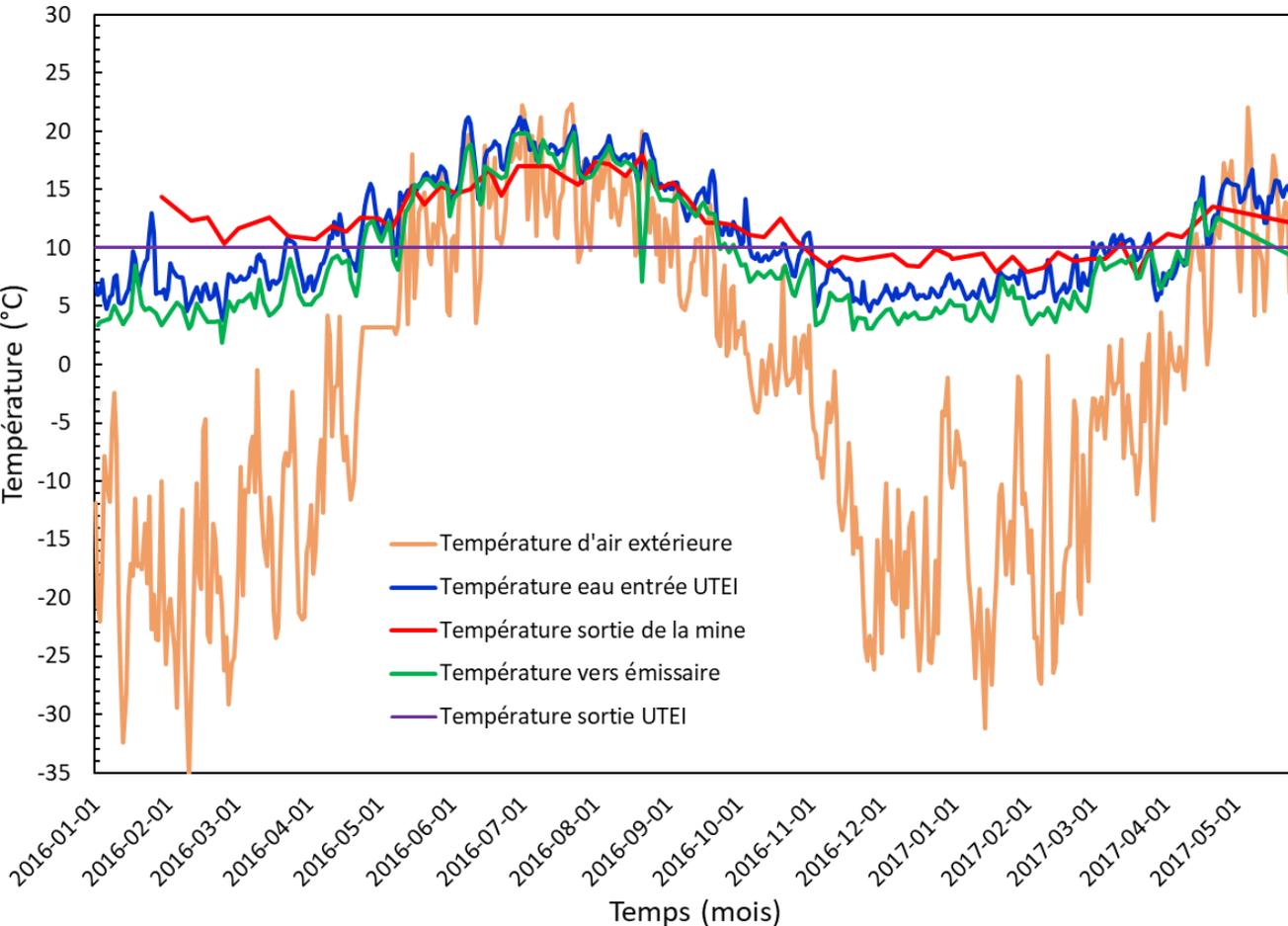
Le débit à la sortie de l'UTEI est inférieur comparativement à celui à la sortie de la mine, car une proportion de l'eau à l'usine de traitement des eaux est utilisée par l'usine de gestion de résidus. Également, le débit vers l'émissaire est aussi légèrement inférieur, car une proportion de l'eau est utilisée pour le contrôle de la poussière, pour le garage et pour remplir le réservoir d'eau douce.

Température

D'après la comparaison pour la période 2016-2017, l'eau avec la température moyenne la plus élevée se retrouve à la sortie de la mine, avec une température moyenne annuelle de 12,1 °C. Cela s'explique notamment par le fait que l'eau de mine provient d'un réservoir d'eau localisé au niveau 400 où les eaux de plusieurs procédés, tels que le nettoyage du remblai à pâte (*paste flush water*) en plus de l'eau d'infiltration, se réunissent. Les eaux provenant du puits d'exploration et de production, ainsi que de la rampe sont aussi dirigées vers ce réservoir. L'eau de mine préserve alors une température plus élevée comparativement aux autres endroits, puisque l'eau souterraine a une température constante qui augmente avec le gradient géothermique. En plus, le sol agit comme isolant en protégeant l'eau contre les conditions météorologiques. D'ailleurs, la température à l'entrée de l'UTEI est légèrement plus faible, avec une température moyenne de 10,9 °C. Toutefois, durant l'hiver, l'eau entrant dans l'UTEI a une température moyenne de 8 °C. Indiquant une perte d'entre 1,2 et 4,1 °C entre la zone de sortie de l'eau de dénoyage de la mine et l'entrée de l'UTEI. La perte de chaleur est le résultat de l'exposition de l'eau aux conditions atmosphériques lorsque l'eau passe par le bassin de polissage et sédimentation précédant l'UTEI. Ainsi, l'eau doit être chauffée à une température estimée de 10 °C afin de réaliser le traitement de l'eau par le procédé MBBR (*Moving Bed Biofilm Reactor*). Finalement, la température moyenne vers l'émissaire est de 9,0 °C.

Par ailleurs, il s'avère important de noter que la température moyenne à la sortie de la mine est considérablement plus élevée par rapport aux autres sites durant l'hiver et le printemps, en plus d'être légèrement moins élevée pendant l'été. Ces conditions sont idéales pour le chauffage des galeries pendant la saison froide et la climatisation au cours de l'été.

Température de l'eau à la mine Éléonore



Évaluation du potentiel de corrosion et d'entartrage

Index de saturation Langelier [5]: $ISL = pH - pH_s$	$pH_s = (9,3 + A + B) - (C + D)$
Index de saturation Ryznar [6]: $ISR = 2pH_s - pH$	$pH_{eq} = 1.465 \log_{10}[\text{alcalinité}] + 4.54$
Index d'entartrage Puckorius [7]: $IEP = 2pH_s - pH_{eq}$	$A = (\log_{10} [\text{Solides dissous totaux}] - 1) / 10$ $B = -13,12 \log_{10}[T + 273] + 34,55$
Index de corrosion Larson-Skold [8]: $ICLS = \frac{Co_{Cl^-} + Co_{SO_4^{2-}}}{Co_{HCO_3^-}}$	$C = \log_{10} [\text{dureté}] - 0,4$ $D = \log_{10} [\text{alcalinité}]$ Co = concentration en [meq/l]

Site No. 1 : sortie de l'eau de dénoyage

Paramètres

Alcalinité totale (mg/l en CaCO ₃)	73.0
Dureté totale (mg/l en CaCO ₃)	855.0
Solides dissous totaux (mg/l)	1966.0
Cl ⁻ (meq/l)	18.5
SO ₄ (meq/l)	5.6
HCO ₃ (meq/l)	1.5
pH _s	7.5
pH _{eq}	7.3
pH	8.6
T(°C)	12.2

Indices calculés

Indice de saturation Langelier (ISL)	1.2
Indice de saturation Ryznar (ISR)	6.3
Indice d'entartrage Puckorius (IEP)	7.7
Indice de corrosion Larson-Skold (ICLS)	16.1

Site No. 4 : Émissaire

Paramètres

Alcalinité totale (mg/l en CaCO ₃)	38.0
Dureté totale (mg/l en CaCO ₃)	696.4
Solides dissous totaux (mg/l)	2289.0
Cl ⁻ (meq/l)	20.3
SO ₄ (meq/l)	11.7
HCO ₃ (meq/l)	0.6
pH _s	8.1
pH _{eq}	6.9
pH	7.2
T(°C)	9.6

Indices calculés

Indice de saturation Langelier (ISL)	-0.9
Indice de saturation Ryznar (ISR)	8.9
Indice d'entartrage Puckorius (IEP)	8.9
Indice de corrosion Larson-Skold (ICLS)	53.4

Analyses chimiques

Il s'avère important d'analyser la composition chimique de l'eau afin de concevoir un système adapté aux conditions de l'eau de la mine pour protéger la pompe à chaleur et l'échangeur à plaques de la corrosion et l'entartrage. Ainsi, des analyses chimiques ont été réalisées avec des échantillons d'eau provenant de chacun des quatre sites. Les résultats ont permis de calculer les indices *Langelier*, *Ryznar*, *Puckorius* et *Larson-Skold* afin d'évaluer le risque de corrosion et d'entartrage de l'eau.

Les indices Langelier et Ryznar ont été développés afin de déterminer le potentiel d'entartrage de l'eau potable par précipitation du carbonate de calcium (CaCO₃). L'évaluation du risque d'incrustation est obtenue en utilisant les données d'alcalinité totale, dureté totale, solides dissous totaux, température et pH. Cependant, les indices de Langelier et Ryznar ne tiennent pas compte de deux aspects importants, notamment la capacité tampon de l'eau et la quantité maximale de dépôts qui peuvent être précipités lorsque l'eau est à l'équilibre. Ainsi, la méthode de Puckorius est employée, car cette méthode considère le lien entre l'entartrage et la sursaturation de l'eau en considérant la capacité de l'eau à réguler le pH. Finalement, l'indice Larson-Skold permet d'évaluer le risque de corrosion de l'eau en considérant le ratio entre la concentration de chlorures et sulfates par rapport au bicarbonate.

[5] Langelier, W. F. (1936). The analytical control of anti-corrosion water treatment. *American Water Works Association*, 28(10), 1500-1521.

<http://www.jstor.org/stable/41226418>

Les résultats indiquent un faible potentiel d'entartrage et un risque de corrosion modéré-élevé à la sortie de l'eau de dénoyage (I). À l'émissaire (IV), aucun risque d'entartrage n'est présent, mais le potentiel de corrosion est très élevé. La teneur élevée en chlorures, sulfates et solides dissous totaux contribuent à accroître le risque de corrosion. L'utilisation d'acier inoxydable de type 316 est donc requise pour prévenir la corrosion du système [8; 9]. De plus, la concentration en chlorures, sulfates et solides dissous totaux augmente vers l'émissaire, tandis que l'alcalinité totale diminue. Cette tendance suggère la présence d'une eau qui n'est pas à l'équilibre et subit alors une acidification entre la zone de sortie de l'eau de dénoyage de la mine et l'émissaire. Ces variations dans l'acidité de l'eau ont empêché l'analyse et le calcul des indices pour le site II et III. Pour cette raison, seulement les résultats du site I et IV sont présentés dans la diapositive précédente.

Ainsi, la zone de sortie d'eau de dénoyage de la mine, c'est-à-dire le site I, est l'endroit avec la température et le débit les plus élevés ainsi que le plus faible risque de corrosion.

[6] Ryznar, J. W. (1944). A New Index for Determining Amount of Calcium Scale Formed by a Water. *J. Am. Water Work Assoc*, 36, 472-483. <https://doi.org/10.1002/j.1551-8833.1944.tb20016.x>

[7] Puckorius, P., & Brooke, J. (1991). A new practical index for calcium carbonate scale prediction in cooling tower systems. *Corrosion*, 47(4), 280-284. <https://doi.org/10.5006/1.3585256>

[8] Larson, T. E., & Skold, R. V. (1958). Laboratory studies relating mineral quality of water to corrosion of steel and cast iron. *Corrosion*, 14(6), 43-46. <https://doi.org/10.5006/0010-9312-14.6.43>

[9] S.N Karlsdóttir, communication personnelle, 10 août 2017

[10] S. P. Kavanaugh and K. D. Rafferty, *Geothermal heating and cooling: design of ground-source heat pump systems*. 2014.

Site	Langelier	Ryznar	Puckorius	Larson & Skold
Site No. 1 : sortie de la mine	> 2 : risque d'entartrage et non-corrosif	4.0 à 5.0 : entartrage élevé 5.0 à 6.0 : entartrage léger	4.0 à 5.0 : entartrage élevé 5.0 à 6.0 : entartrage léger	< 0.8 : aucun risque de corrosion
	0.5 à 2 : léger risque d'entartrage et corrosion	6.0 à 7.0 : peu de entartrage ou corrosion	6.0 à 7.0 : peu de entartrage ou corrosion	0.8 à 1.2 : possibilité de corrosion
	0.0 à 0.5 : à l'équilibre, mais risque de corrosion par piqûres	7.0 à 7.5 : corrosion importante	7.0 à 7.5 : corrosion importante	
	-0.5 à 0.0 : aucun risque d'entartrage, mais légèrement corrosif	7.5 à 9.0 : corrosion élevé > 9.0 : corrosion intolérable	7.5 à 9.0 : corrosion élevé > 9.0 : corrosion intolérable	> 1.2 : corrosion élevé
	-2.0 à -0.5 : corrosion élevée			
Site No. 4 : émissaire	> 2 : risque d'entartrage et non-corrosif	4.0 à 5.0 : entartrage élevé 5.0 à 6.0 : entartrage léger	4.0 à 5.0 : entartrage élevé 5.0 à 6.0 : entartrage léger	< 0.8 : aucun risque de corrosion
	0.5 à 2 : léger risque d'entartrage et corrosion	6.0 à 7.0 : peu de entartrage ou corrosion	6.0 à 7.0 : peu de entartrage ou corrosion	0.8 à 1.2 : possibilité de corrosion
	0.0 à 0.5 : à l'équilibre, mais corrosion par piqûres	7.0 à 7.5 : corrosion importante	7.0 à 7.5 : corrosion importante	
	-0.5 à 0.0 : aucun risque d'entartrage, mais légèrement corrosif	7.5 à 9.0 : corrosion élevé > 9.0 : corrosion intolérable	7.5 à 9.0 : corrosion élevé > 9.0 : corrosion intolérable	> 1.2 : corrosion élevé
	-2.0 à -0.5 : corrosion élevée			

Conception du système

La conception a été réalisée d'abord pour le site I, car il s'agit de l'endroit avec le plus haut potentiel géothermique. Le système a été conçu à l'aide des données de débit et de la température, en plus des analyses chimiques. Le système proposé est constitué de trois pompes à chaleur de type Multistack et d'un échangeur intermédiaire. Néanmoins, un échangeur à plaques a été utilisé afin de réaliser les calculs. D'autre part, le fluide caloporteur choisi est une solution aqueuse standard de 30 % propylène glycol. Le volume de propylène glycol peut varier, mais une concentration entre 25 et 30 % est recommandée afin de prévenir le gel, la corrosion ainsi que la croissance bactérienne [11]. Finalement, l'équipement est fabriqué d'acier inoxydable de type 316 et les courbes de performance utilisées pour le calcul proviennent de la compagnie TRANE.

Efficacité de l'échangeur

Afin d'évaluer la performance du système, il faut d'abord déterminer l'efficacité de l'échangeur à plaques avec les relations suivantes [11] :

$$\varepsilon = \frac{1 - \exp[-NTU(1 - C_r)]}{1 - C_r \exp[-NTU(1 - C_r)]}$$

Où:

ε = efficacité en %;

$$NTU = \text{nombre d'unités de transfert} = \frac{U \times A}{C_{min}}$$

$$U = \text{coefficient de transfert de chaleur global} = \frac{1}{1/h_{glycol} + 1/h_{eau}} [W/m^2 \cdot K];$$

$$A = \text{surface active de l'échangeur [m}^2] = 68.3$$

$$C_{glycol} = \dot{m}_{glycol} c_{p,glycol} [W/K];$$

$$C_{eau} = \dot{m}_{eau} c_{p,eau} [W/K];$$

C_{min} = C_{glycol} ou C_{eau} , la valeur inférieure;

C_{max} = C_{glycol} ou C_{eau} , la valeur maximale;

C_r = C_{min}/C_{max}

\dot{m}_{eau} = débit massique de l'eau [kg/s];

\dot{m}_{glycol} = débit massique du glycol [kg/s] = 98.1;

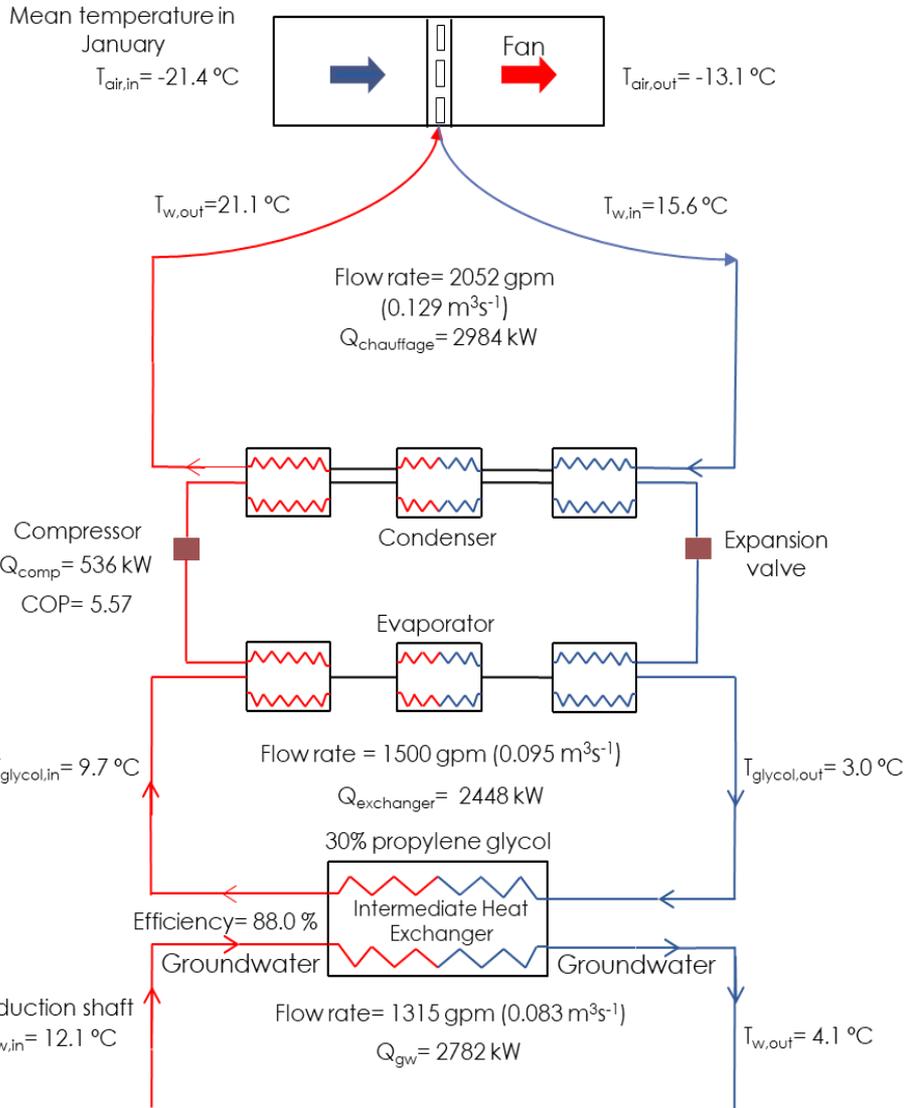
$c_{p,eau}$ = chaleur spécifique [J/kg · K] = 3714;

$c_{p,glycol}$ = chaleur spécifique en [J/kg · K];

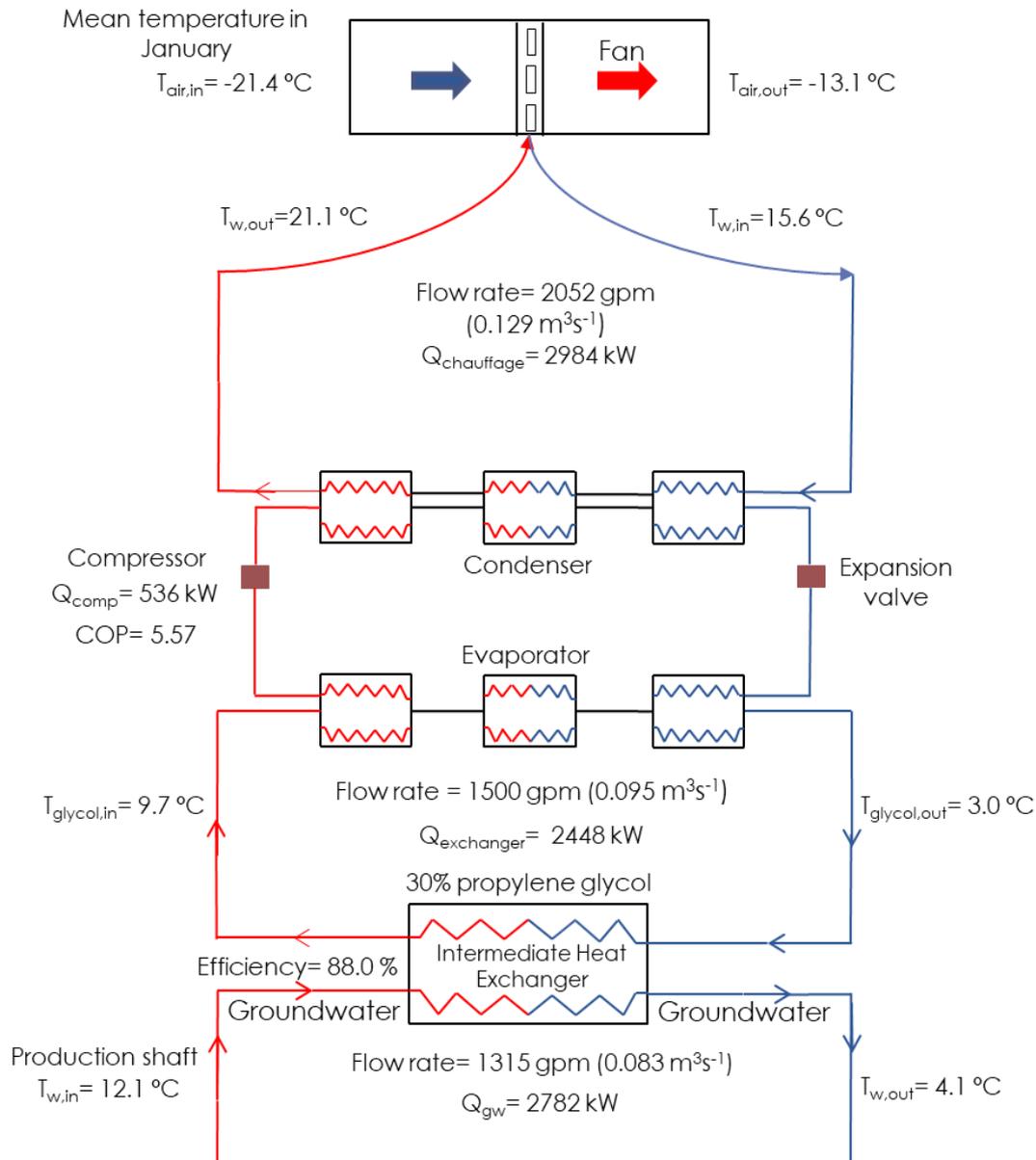
$$h_{eau} = \text{coefficient de transfert de chaleur de l'eau} = \frac{0.023 Re^{0.8} Pr^{0.4} \times k}{2a} [W/m^2 \cdot K];$$

$$h_{glycol} = \text{coefficient de transfert de chaleur du glycol} = \frac{0.023 Re^{0.8} Pr^{0.4} \times k}{2a} [W/m^2 \cdot K];$$

$$Re = \text{Reynolds} = (2\rho u_m a)/\mu;$$



[11] Dow Answer Center. (2018). Dow Chemicals: what is the recommended minimum concentration of glycol-based heat transfer fluid? Repéré à : <https://bit.ly/2DsS815> (Consulté le 29 janvier 2019)



Où:

$$Pr = Prandtl = \frac{c_p \mu}{k};$$

$$\rho = \text{masse volumique [kg/m}^3];$$

$$u_m = \text{vitesse moyenne du fluide} = \frac{\dot{m}}{\rho(a \times L)} \text{ [m/s];}$$

$$\mu = \text{viscosité dynamique [N} \cdot \text{s/m}^2];$$

$$c_p = \text{chaleur spécifique [J/kg} \cdot \text{K];}$$

$$a = \text{distance entre les plaques [mètres]} = 0.004$$

$$k = \text{conductivité thermique [W/m} \cdot \text{K];}$$

$$\dot{m} = \text{débit massique [kg/s];}$$

$$L = \text{longueur des plaques [mètres]} = 0.72$$

Évaluation de la performance

Boucle souterraine

L'eau de dénoyage de la mine entre dans l'échangeur à plaques à une température moyenne de $12,1 \text{ } ^\circ\text{C}$ (1315 gpm). Ici, le transfert de chaleur a lieu entre l'eau de la mine et le propylène glycol qui rentre dans l'échangeur à une température de $3 \text{ } ^\circ\text{C}$. La température du fluide caloporteur varie en fonction du temps, mais celle-ci a été fixée à $3 \text{ } ^\circ\text{C}$ initialement en sachant que le système est conçu pour maintenir une différence de température de $1,1 \text{ } ^\circ\text{C}$ entre le glycol entrant à l'échangeur et l'eau sortant de l'échangeur. L'approche a été choisie en considérant le rapport entre la performance et le prix d'achat du système. Par ailleurs, la température du glycol entrant à l'échangeur est aussi définie par la température minimale souhaitée de l'eau sortant de l'échangeur qui est de $4 \text{ } ^\circ\text{C}$. Ainsi, la puissance générée dans cette boucle est calculée avec l'équation suivante [12] :

$$Q_{\text{gw}} = Q'_{\text{eau}} \rho_{\text{eau}} c_{p,\text{eau}} (T_{\text{eau,in}} - T_{\text{eau,out}})$$

Où:

$$Q_{\text{gw}} = \text{taux d'extraction de chaleur (boucle souterraine) [W]}$$

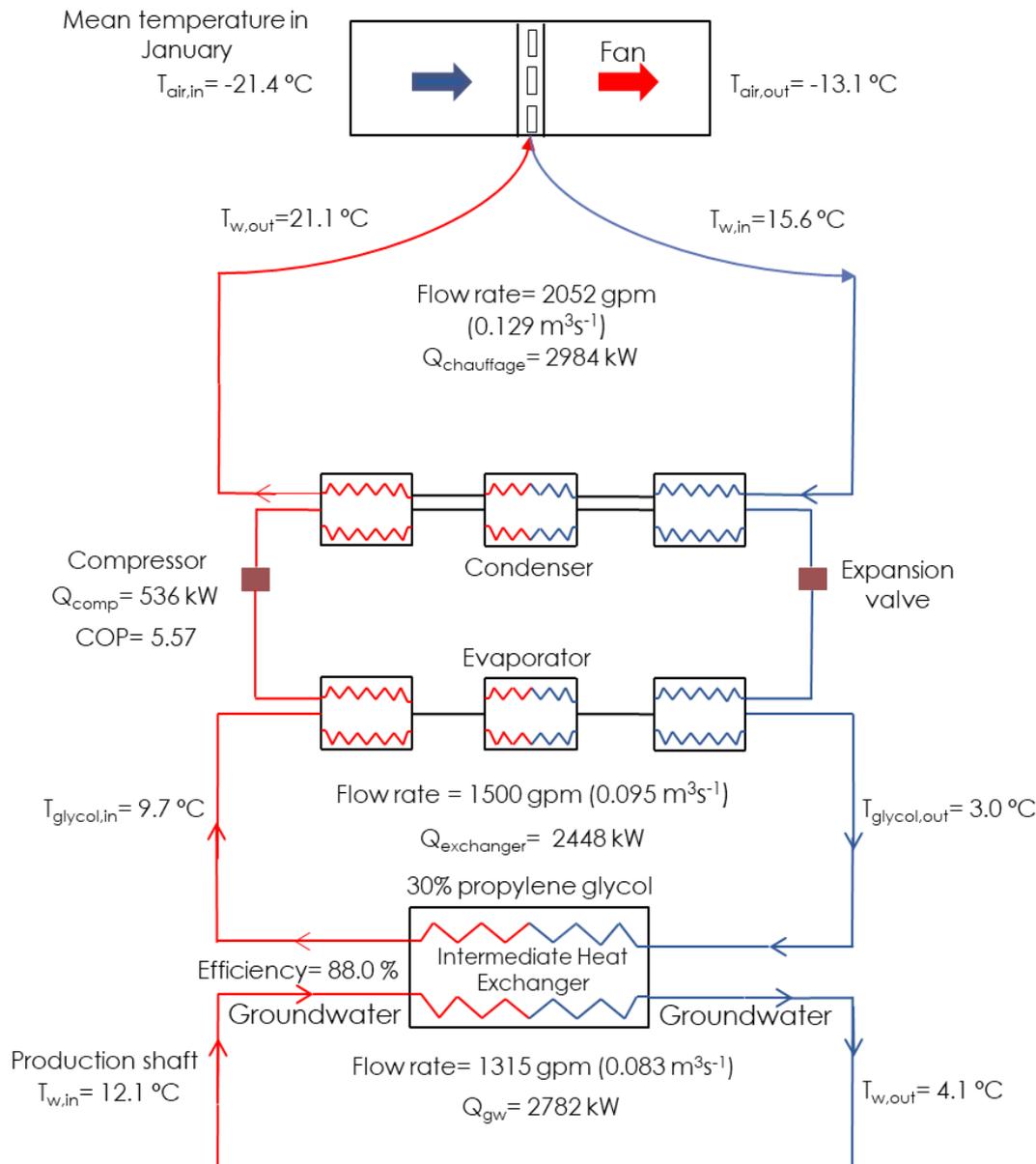
$$c_{p,\text{eau}} = \text{capacité thermique spécifique [J/kg} \cdot \text{K]} = 4190$$

$$Q'_{\text{eau}} = \text{débit de l'eau [m}^3\text{/s]} = 0.083$$

$$\rho_{\text{eau}} = \text{masse volumique de l'eau [kg/m}^3] = 999.8$$

$$T_{\text{eau,in}} = \text{température de l'eau entrant à l'échangeur [K]} = 285.25$$

$$T_{\text{eau,out}} = \text{température de l'eau sortant de l'échangeur [K]} = 277.25$$



Boucle de propylène glycol

Par ailleurs, le calcul de l'efficacité de l'échangeur indique que l'échangeur à plaques a une efficacité moyenne de 98 %. Il est donc possible de calculer la puissance transférée à la boucle du glycol de la façon suivante [12] :

$$Q_{\text{échangeur}} = \varepsilon \cdot Q_{gw}$$

$$Q_{gw} = Q'_{\text{eau}} \rho_{\text{eau}} c_{p,\text{eau}} (T_{\text{eau,in}} - T_{\text{eau,out}})$$

Où:

$Q_{\text{échangeur}}$ = taux d'extraction de chaleur (boucle glycol) [W]

Q_{gw} = taux d'extraction de chaleur (boucle souterraine) [W]

ε = efficacité de l'échangeur [%] = 88.0

$c_{p,\text{eau}}$ = capacité thermique spécifique [J/kg · K] = 4190

Q'_{eau} = débit de l'eau [m³/s] = 0.083

ρ_{eau} = masse volumique de l'eau [kg/m³] = 999.8

$T_{\text{eau,in}}$ = température de l'eau entrant à l'échangeur [K] = 285.25

$T_{\text{eau,out}}$ = température de l'eau sortant de l'échangeur [K] = 277.25

Pompe à chaleur

Une fois que le transfert de chaleur entre l'eau de mine et le propylène glycol a eu lieu, le propylène glycol circule vers l'évaporateur à un débit constant de 0,095 m³/s (1500 gpm) et retourne à l'échangeur à plaques à 3,0 °C. Cependant, il est nécessaire de déterminer la température du glycol entrant à l'évaporateur de la façon suivante [12] :

$$T_{\text{glycol,in}} = \frac{Q_{\text{échangeur}}}{Q'_{\text{glycol}} \rho_{\text{glycol}} c_{p,\text{glycol}}} + T_{\text{glycol,out}}$$

Où:

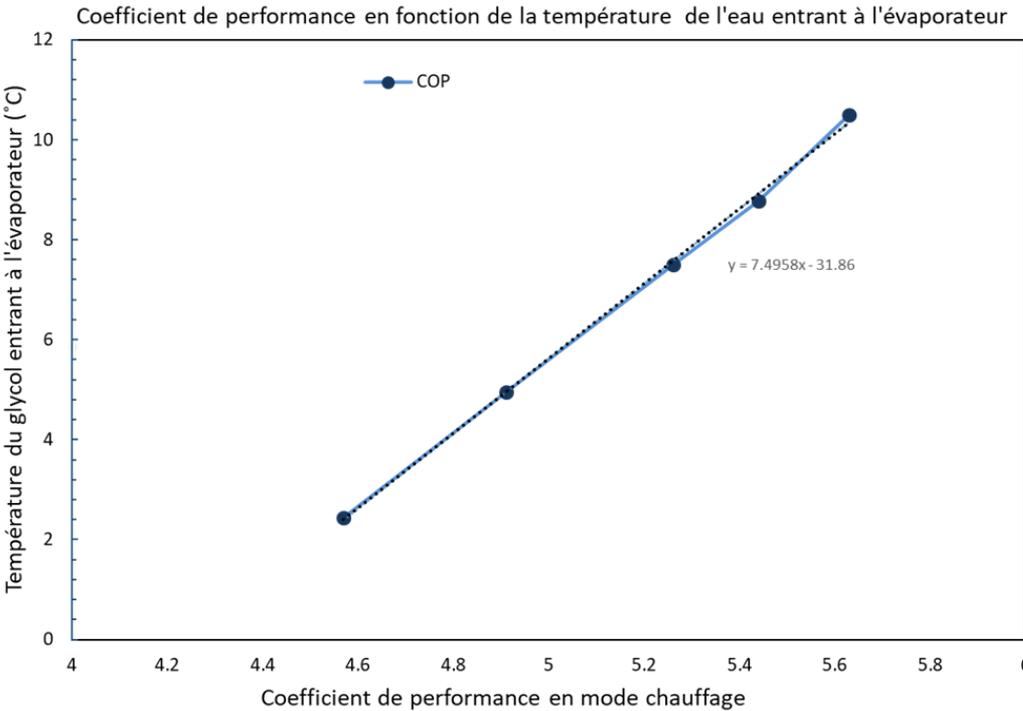
$c_{p,\text{glycol}}$ = chaleur spécifique [J/kg · K] = 3713.7

Q'_{glycol} = débit du glycol [m³/s] = 0.095

ρ_{glycol} = masse volumique du glycol [kg/m³] = 1037.5

$T_{\text{glycol,in}}$ = température du glycol entrant à l'évaporateur [K] = 282.8

$T_{\text{glycol,out}}$ = température du glycol sortant de l'évaporateur [K] = 276.1



Performance du système de pompes à chaleur en fonction de la température du glycol entrant à l'évaporateur

Lorsque le transfert de chaleur entre le propylène glycol et le réfrigérant a eu lieu, le réfrigérant circule vers un compresseur pour augmenter la pression et conséquemment la température du gaz. La quantité d'énergie requise par le compresseur est calculée comme suit [12] :

$$Q_{comp} = \frac{Q_{échangeur}}{COP - 1}$$

Où:

$COP = \text{coefficient de performance} = 5.57$

Le coefficient de performance dépend de la température d'entrée du glycol à l'évaporateur. Les données de performance de la pompe à chaleur ont été fournies par la compagnie TRANE. La relation suivante permet d'estimer le coefficient de performance :

$$T_{glycol,in} = 7.4958 \times COP - 31.86$$

Ainsi, un glycol entrant à 9,7 °C correspond à un COP de 5,57. La température s'élève donc à 21,1 °C. Finalement, le réfrigérant se dirige vers le condenseur à un débit de 0,129 m³/s (2052 gpm) pour chauffer l'air de la mine. La puissance de chauffage générée pour chauffer la mine est :

$$Q_{chauffage} = Q_{échangeur} + Q_{comp}$$

Finalement, le débit dans cette boucle est calculé comme suit :

$$Q_{chauffage} = Q'_{eau} \rho_{eau} c_{p,eau} (T_{eau,in} - T_{eau,out})$$

$$Q'_{eau} = \frac{Q_{chauffage}}{\rho_{eau} c_{p,eau} (T_{eau,in} - T_{eau,out})}$$

Où:

$Q_{chauffage} = \text{puissance de chauffage [W]}$

$Q'_{eau} = \text{débit de l'eau [m}^3\text{/s]}$

$c_{p,eau} = \text{capacité thermique spécifique [J/kg} \cdot \text{K]} = 4190$

$\rho_{eau} = \text{masse volumique de l'eau [kg/m}^3\text{]} = 999.8$

$T_{eau,in} = \text{température de l'eau entrant au condenseur [K]} = 288.75$

$T_{eau,out} = \text{température de l'eau sortant du condenseur [K]} = 294.25$

[13] Kavanaugh, S. P., & Rafferty, K. D. (2014). *Geothermal heating and cooling: design of ground-source heat pump systems*. Atlanta, GA: American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers.

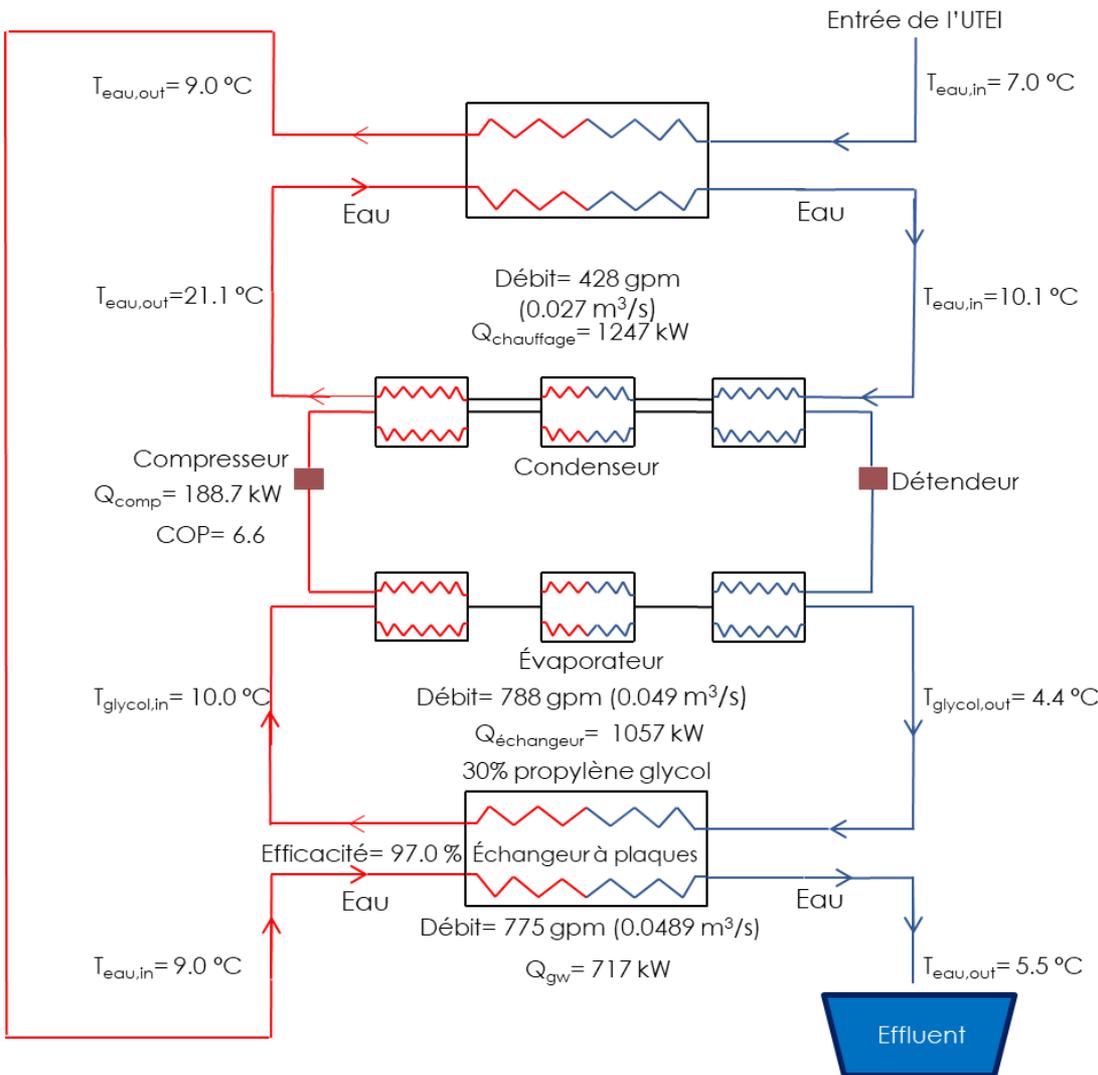
Conception du système - sortie de l'UTEI

Le but de ce système est d'employer l'eau à la sortie de l'UTEI afin de chauffer l'eau entrant à l'UTEI. Le système proposé est constitué d'une pompe à chaleur avec un échangeur à plaques. Le fluide caloporteur choisi est une solution aqueuse de 30 % propylène glycol pour prévenir le gel. L'équipement est fabriqué d'acier inoxydable de type 316. Les courbes de performance utilisées pour le calcul proviennent également de la compagnie TRANE.

La démarche nécessaire pour évaluer la performance de ce système est la même que dans le système précédent. D'abord, la température de l'eau sortant de l'UTEI est supposée comme étant 9 °C. Il s'agit de la température après une première injection de chaleur avec le système de propane. Alors, dans ce système de PAC, l'eau de dénoyage sortant de l'UTEI entre dans l'échangeur à plaques à une température moyenne de 9 °C (775 usgpm). Le transfert de chaleur a lieu entre l'eau provenant de l'UTEI et le propylène glycol qui rentre dans l'échangeur à une température de 4,4 °C. L'eau sortant de l'échangeur à plaques circule vers l'effluent à une température de 5,5 °C. Une différence de température de 1,1 °C est conservée en tout temps entre le fluide glycolé sortant de l'évaporateur et l'eau sortant de l'échangeur. Alors, la puissance générée dans la première boucle est égale à 717 kW.

La puissance transférée à la boucle du glycol est de 696 kW, car l'efficacité calculée de l'échangeur à plaques est de 97 %. Néanmoins, après le transfert de chaleur entre l'eau provenant de l'UTEI et le propylène glycol, le débit ainsi que la différence de température du propylène glycol est augmenté. Le glycol circule maintenant à un débit fixe de 0,049 m³/s (788 usgpm) et le fluide glycolé rentre dans l'évaporateur à une température de 10,0 °C. La puissance générée dans la boucle du glycol est égale à 1057 kW.

Le transfert de chaleur entre le propylène glycol et le réfrigérant a lieu à l'évaporateur. Par la suite, le réfrigérant circule vers un compresseur pour augmenter la pression et conséquemment la température du gaz. Le coefficient de performance de la pompe à chaleur lorsque l'eau entre à une température de 10,0 °C est égal à 6,6. La puissance injectée par le compresseur est donc égale à 188,7 kW. La compression du gaz permet d'élever la température du réfrigérant à 21,1 °C. Finalement, le réfrigérant se dirige vers un échangeur à plaques situé à l'entrée de l'UTEI à un débit fixe de 0,027 m³/s (428 gpm) pour chauffer l'eau entrant dans l'usine. La puissance de chauffage générée par ce système est ainsi de 1247 kW.



Site 1: sortie de l'eau de dénoyage de la mine

Bilan énergétique pour le chauffage de la mine

Année	Besoin énergétique en chauffage (kWh)	Puissance de chauffage pouvant être fournie par un système PAC (kW)	Énergie pouvant être fournie par un système PAC (kWh)	Pourcentage du besoin énergétique de chauffage pouvant être fourni par un système PAC (%)
2016	26 664 248	13 033	10 434 218	39

Bilan économique

Année	Coût du chauffage au propane incluant les coûts de transport (\$ CAD)	Coût du chauffage au propane + système PAC (\$ CAD)	Économie nette annuelle (\$)	Économie nette annuelle (%)
2016	1 559 033	1 044 548	514 485	33

Bilan environnemental

Année	Émissions de CO ₂ générées par un système de chauffage au propane (tonnes CO ₂)	Émissions de CO ₂ générées par un système de chauffage hybride (tonnes CO ₂)	Réduction CO ₂ (tonnes)	Équivalence (nombre d'arbres)
2016	5 599	3 607	1 993	32 955

Résultats

Site 1 : sortie de l'eau de dénoyage

Les résultats montrent que ce système peut combler environ 39 % du besoin énergétique de chauffage annuel de la mine souterraine, menant à des économies nettes de 514 000 CAD. L'installation d'un tel système permettrait de réduire la consommation de propane de 1,3 millions de litres annuellement, ainsi que de diminuer les émissions de CO₂ de 1 993 tonnes annuelles, ce qui équivaut à 6 % des émissions totales de la mine. Par ailleurs, le coût d'achat du système est de 325 000 CAD. Ce prix inclut l'échangeur à plaques, le compresseur et l'évaporateur ainsi qu'un échangeur à air. Ce prix ne comprend pas les coûts d'installation, d'aménagement, d'entretien et l'inflation.

Site 3: sortie de l'UTEI

Bilan énergétique pour chauffer l'eau de l'UTEI

Année	Besoin énergétique en chauffage (kWh)	Puissance de chauffage pouvant être fournie par un système PAC (kW)	Énergie pouvant être fournie par un système PAC (kWh)	Pourcentage du besoin énergétique de chauffage pouvant être fourni par un système PAC (%)
2016	2 073 831	7 802	5 700 678	275

Bilan économique

Année	Coût du chauffage au propane incluant les coûts de transport (\$ CAD)	Coût du chauffage au propane + système PAC (\$ CAD)	Économie nette annuelle (\$)	Économie nette annuelle (%)
2016	123 731	26 593	97 138	79

Bilan environnemental

Année	Émissions de CO ₂ générées par un système de chauffage au propane (tonnes CO ₂)	Émissions de CO ₂ générées par un système de chauffage hybride (tonnes CO ₂)	Réduction CO ₂ (tonnes)	Équivalence (nombre d'arbres)
2016	436	16	420	10 765

Résultats

Site 3 : sortie de l'UTEI

D'après la performance du système et selon les données de température et débit de l'année 2016, le système proposé permettrait de produire 275 % des 2073 MWh nécessaires annuellement pour chauffer l'eau entrant dans l'UTEI. L'énergie excédentaire pourrait être utilisée pour chauffer le bâtiment de l'UTEI. Le système de PAC contribuerait aussi à diminuer les coûts de chauffage de 79 %, en plus de réduire les émissions de GES d'environ 420 tonnes/année, ce qui équivaut à 1,3 % des émissions totales de la mine. Finalement, le prix d'achat du système est de 375 000 CAD. Le prix du système inclut l'échangeur à plaques, le compresseur et l'évaporateur ainsi que l'échangeur à plaques. Le prix mentionné ne comprend pas les coûts d'installation, d'aménagement, d'entretien et l'inflation. Finalement, le coût d'achat de ce système est plus élevé que celui à la sortie de l'eau de dénoyage de la mine, car ce système est constitué de cinq modules, chacun avec des compresseurs à vitesses variables. Le système possède alors une grande capacité de modulation, ce qui permet au système de gérer les variations du débit à cet emplacement. D'autre part, le système possède également un coefficient de performance élevé.

Site 4: émissaire

Bilan énergétique pour le chauffage de la mine

Année	Besoin énergétique en chauffage (kWh)	Puissance de chauffage pouvant être fournie par un système PAC (kW)	Énergie pouvant être fournie par un système PAC (kWh)	Pourcentage du besoin énergétique de chauffage pouvant être fourni par un système PAC (%)
2016	26 664 248	6 933	5 050 038	19

Bilan économique

Année	Coût du chauffage au propane incluant les coûts de transport (\$ CAD)	Coût du chauffage au propane + système PAC (\$ CAD)	Économie nette annuelle (\$)	Économie nette annuelle (%)
2016	1 559 033	1 326 355	232 678	17.5

Bilan environnemental

Année	Émissions de CO ₂ générées par un système de chauffage au propane (tonnes CO ₂)	Émissions de CO ₂ générées par un système de chauffage hybride (tonnes CO ₂)	Réduction CO ₂ (tonnes)	Équivalence (nombre d'arbres)
2016	5 599	4 652	947	15 659

Résultats

Site 4 : émissaire

Un système PAC situé à la sortie de l'émissaire peut combler environ 19 % du besoin énergétique de chauffage annuel de la mine, menant à des économies nettes de 232 000 CAD. L'installation d'un tel système permettrait de réduire les émissions de CO₂ de 947 tonnes annuelles, ce qui équivaut à 15 659 arbres, soit 3,0 % des émissions totales de la mine [13].

Perspectives

L'installation d'un système de pompes à chaleur est un projet très prometteur pour la mine Éléonore et les mines dans un contexte nordique. Ce système permettrait de combler une proportion du besoin énergétique en chauffage d'une manière constante, abordable et écologique. De plus, un tel système pourrait être employé pour chauffer et climatiser les galeries souterraines ou d'autres infrastructures en surface. Toutefois, les recherches se poursuivront afin de développer un modèle numérique hydrogéologique. Celui-ci permettra de préciser la quantité d'énergie disponible durant l'exploitation de la mine selon des conditions variables de température et de débit, en plus d'assurer la pérennité de la ressource géothermique. Le modèle numérique développé dans ce projet servira aussi à évaluer l'énergie géothermique comme solution aux besoins de chauffage des mines situées en milieux nordiques.

[14] US EPA. (2017). *Greenhouse Gas Equivalencies Calculator*. Repéré à :

<https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gas-equivalencies-calculator> (Consulté le 16 novembre 2017).

Fonds de recherche
Nature et
technologies
Québec 

INRS
Institut national
de la recherche
scientifique

 **GOLDCORP**
PROJET ÉLÉONORE

HATCH

 **Hydro Québec**
Institut de recherche

 **TRANE®**



HÁSKÓLI ÍSLANDS

ÉTS

Système géothermique à Reykjavík, Islande. La visite a été réalisée avec Orkuveita Reykjavíkur