

Étude technico-économique de la reconversion de forages profonds en échangeurs géothermiques en boucle fermée

Rapport final

BRGM/RP-60685-FR

Avril 2012

Étude technico-économique de la reconversion de forages profonds en échangeurs géothermiques en boucle fermée

Rapport final

BRGM/RP-60685-FR
Avril 2012

Étude réalisée dans le cadre des projets
de Service public du BRGM
et de la Convention ADEME-BRGM 09 05 C0119

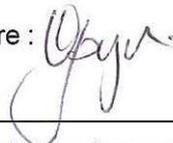
C. Maragna, M. Bouzit, J.C. Martin

Vérificateur :

Nom : O. Goyeneche

Date : 3/04/2012

Signature :



Approbateur :

Nom : A. Desplan

Date : 03/04/12

Signature :



En l'absence de signature, notamment pour les rapports diffusés en version numérique,
l'original signé est disponible aux Archives du BRGM.

Le système de management de la qualité du BRGM est certifié AFAQ ISO 9001:2008.



Mots clés : Économie, Énergie géothermique, Géothermie, Géothermie Basse Énergie, Pompe à chaleur, Sondes géothermiques verticales profondes, Échangeurs géothermiques en boucle fermée.

En bibliographie, ce rapport sera cité de la façon suivante :

Maragna C., Bouzit M., Martin J.C. (2012) – Étude technico-économique de la reconversion de forages profonds en échangeurs géothermiques en boucle fermée. Rapport final. BRGM/RP-60685-FR. 168 p., 97 fig., 19 tabl., 5 ann.

© BRGM, 2012, ce document ne peut être reproduit en totalité ou en partie sans l'autorisation expresse du BRGM.

Synthèse

Ce travail a été réalisé dans le cadre de la convention de partenariat ADEME-BRGM n° 09 05 C 0119 (année 2011), projet BRGM PSP11GTH22. Le projet vise à développer une méthodologie pour estimer la rentabilité énergétique et économique de forages profonds reconvertis en échangeurs géothermiques. Cette méthodologie s'appuie sur la modélisation énergétique de l'échangeur géothermique et sur une estimation des différents paramètres économiques.

Un retour d'expérience collecté à l'échelle européenne montre que de telles opérations fonctionnent depuis les années 1990. Nous développons ensuite un modèle énergétique dynamique d'un échangeur géothermique profond couplé à une pompe à chaleur et à un bâtiment, afin de calculer les performances énergétiques d'un tel système. Nous estimons les coûts d'investissement des différents postes des travaux de reconversion ainsi que les coûts d'exploitation de l'installation géothermique. À partir du bilan énergétique établi dans la phase de modélisation énergétique, nous calculons le coût de production de la chaleur par géothermie, et nous le comparons au coût de production de la chaleur par une chaudière à gaz.

Nous considérons un bâtiment équipé d'émetteurs de chaleur à basse température, pour lequel le temps équivalent de fonctionnement de la pompe à chaleur est de 1800 h/an. Nous considérons que le sous-sol est caractérisé par un gradient géothermique de 3 °C / 100 m et une conductivité thermique de 2 W/(K.m). Nous réalisons une modélisation technico-économique pour plusieurs scénarios de profondeur de forage (de 1000 m à 2000 m), deux technologies d'équipement du forage, plusieurs puissances thermiques de l'installation (de 50 kW à 500 kW).

Nous calculons qu'une installation de puissance maximale appelée par le bâtiment de 500 kW, constituée d'un forage de 2000 m équipé d'un tube central isolant, avec une pompe à chaleur dimensionnée à 250 kW (couvrant 90 % de la consommation annuelle en chauffage, les 10 % restant étant couvert par un appoint au gaz), a un COP en énergie primaire compris entre 1,9 et 2,0 (le facteur de conversion énergie primaire / énergie secondaire retenu est de 2,58).

Avec les hypothèses de l'étude, en particulier une augmentation du prix de l'électricité de 5 %/an, une augmentation du prix du gaz de 9 %/an, une actualisation de 4 %/an et une inflation de 2 %/an, et sans considérer une quelconque aide publique, nous établissons que le coût de production global de la chaleur calculé sur 25 ans est de 7,8 c€/kWh contre 10,3 c€/kWh par une chaudière à gaz. Le temps de retour sur investissement est de 17 ans (15 ans en cas d'un appoint électrique).

Les indicateurs économiques de l'opération de géothermie (ou le coût de production de la chaleur) présentent une forte sensibilité à la variation du prix du gaz. À titre d'exemple, si l'augmentation du prix du gaz était de 5 %/an, le coût de production de la chaleur par une chaudière gaz, calculé sur 25 ans, serait de 7,2 c€/kWh. La sensibilité au coût de l'électricité est moins marquée : pour une augmentation du prix de

l'électricité de 10 %/an, le temps de retour sur investissement serait de 18 ans au lieu de 15 ans (scénario précédemment cité, avec appoint électrique).

L'étude technico-économique présentée ci-après constitue un élément de référence pour apprécier l'intérêt énergétique et économique de la reconversion d'un forage existant grâce à la mise en œuvre d'une sonde profonde. Ce travail ne peut bien sûr se substituer à une étude de faisabilité propre aux caractéristiques de chaque projet, en vue de l'exploitation d'une sonde profonde.

Sommaire

1. Introduction	15
2. Etat de l'art	19
2.1. TECHNOLOGIES D'ÉCHANGEURS GÉOTHERMIQUES	19
2.1.1. Sondes double-U	19
2.1.2. Echangeurs coaxiaux disposés dans des forages tubés	20
2.2. SONDES GÉOTHERMIQUES PROFONDES EN EUROPE.....	21
2.2.1. Sonde profonde de Prenzlau	21
2.2.2. Sonde profonde de Weggis	21
2.2.3. Sonde profonde de Aix-la-Chapelle « Super-C » (projet ex-nihilo).....	25
2.3. TECHNOLOGIES DE TUBAGE CENTRAL	25
2.3.1. Propriétés thermiques du tubage central	25
2.3.2. Propriétés mécaniques.....	26
2.3.3. Tubage central en matériaux polymère ou en matériau composite	28
2.3.4. Tubage central en acier avec espace annulaire sous vide.....	28
2.3.5. Tubage central en acier avec isolation poreuse.....	29
a) Brevet DE 10 2010 010 850	29
b) Produits MAJUS.....	31
2.3.6. Dispositif constitué d'au minimum deux tubes et d'un élément isolant disposé entre les tubes (brevet DE 10 2007 024 561)	31
2.3.7. Autres dispositifs faisant l'objet d'un brevet	32
3. Aspects réglementaires	33
3.1. TEXTES DE RÉFÉRENCE.....	33
3.1.1. Textes relatifs à l'instruction des titres	33
3.1.2. Textes relatifs aux travaux.....	34
3.2. LES CONDITIONS DE L'ARRET D'UNE EXPLOITATION - PROCEDURE D'ARRET DES TRAVAUX.....	34
3.3. LA REPRISE D'UN ANCIEN FORAGE PETROLIER.....	35
3.3.1. Transfert d'un puits bouché et abandonné	36
3.3.2. Rétrocession d'un exploitant hydrocarbure vers un exploitant géothermie	36

3.4. LES EXEMPLES DE RECONVERSION DE FORAGES PÉTROLIERS POUR DES USAGES GÉOTHERMIQUES (EXPLOITATION DIRECTE D'AQUIFERES)	37
4. Modélisation énergétique d'un échangeur profond.....	39
4.1. DESCRIPTION DES PHÉNOMÈNES PHYSIQUES EN JEU.....	39
4.1.1. Transferts thermiques dans le sous-sol	39
4.1.2. Modélisation thermique de l'échangeur coaxial	40
4.1.3. Caractéristiques de l'écoulement.....	43
4.2. DEVELOPPEMENT D'UN MODÈLE NUMÉRIQUE PARAMETRABLE DE SGV PROFONDE.....	44
4.3. MÉTHODE DE MODÉLISATION DYNAMIQUE D'UNE PAC COUPLÉE À UNE SGV PROFONDE ET ESTIMATION DES PERFORMANCES ÉNERGÉTIQUES	44
4.3.1. Présentation générale de la méthode	44
a) Modélisation des transferts thermiques dans le sous-sol.....	45
b) Modélisation du bâtiment.....	46
c) Modélisation de la pompe à chaleur	47
d) Modélisation de l'appoint énergétique	51
4.4. SÉLECTION D'UN FORAGE PROFOND ET DE SON ÉQUIPEMENT	53
4.4.1. Paramètres fixés	53
4.4.2. Paramètres investigués	54
4.4.3. Géométrie du forage, équipement et conditions d'exploitation	55
a) Géométrie considérée	55
b) Caractéristiques thermiques du forage	55
c) Pertes de charges et consommation du circulateur	55
d) Résistances thermiques	59
e) Temps de séjour du fluide dans l'échangeur géothermique	60
4.5. ORDRE DE GRANDEUR DE L'ÉVOLUTION DE LA TEMPÉRATURE DU FLUIDE ET DE LA PUISSANCE SOUTIRÉE	62
4.5.1. Calcul de la température du fluide à puissance extraite constante.....	62
a) Tubage parfaitement isolé	62
b) Résistance thermique $R_{th} = 0,73 \text{ K.m/W}$ (double-tubage en acier)	66
c) Résistance thermique $R_{th} = 0,073 \text{ K.m/W}$ (tube composite).....	69
d) Résistance thermique $R_{th} = 7,3 \times 10^{-3} \text{ K.m/W}$	71
4.5.2. Calcul de la puissance échangée à température d'entrée constante	74

4.6. ESTIMATION DES PERFORMANCES D'UNE PAC RELIÉE À UNE SGV PROFONDE (SANS APPOINT ÉNERGÉTIQUE).....	78
4.6.1. Evolution temporelle du débit de fluide caloporteur	79
4.6.2. Evolution temporelle de la température de fluide caloporteur et de la puissance.....	80
4.6.3. Evolution pluriannuelle du bilan d'énergie annuel et du COP	82
4.6.4. Développement d'une méthode d'évaluation de l'évolution de la consommation annuelle du compresseur sur une longue période à partir d'une modélisation sur 3 ans.....	84
4.7. ESTIMATION DES PERFORMANCES D'UNE PAC RELIÉE À UNE SGV PROFONDE AVEC APPOINT ÉNERGÉTIQUE	85
5. Analyse économique	93
5.1. BILANS ENERGETIQUES TYPES ET SCÉNARIOS.....	94
5.1.1. Besoins et puissances thermiques types	94
5.1.2. Scénarios « géothermie ».....	95
5.1.3. Scénarios de référence : chaudière gaz	97
5.2. MÉTHODOLOGIE DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE.....	98
5.2.1. Coût global	98
5.2.2. Prise en compte de l'actualisation et de l'inflation.....	99
5.2.3. Critères de rentabilité économique de projet	100
5.3. HYPOTHÈSES : ESTIMATION DES DIFFÉRENTS COÛTS.....	102
5.3.1. Coûts d'investissement	102
5.3.2. Coûts de maintenance et d'entretien des installations	104
5.3.3. Coûts de l'énergie	105
5.4. RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE.....	106
5.4.1. Coût global.....	107
5.4.2. Coût du MWh produit	109
5.4.3. Temps de retour sur investissement.....	111
5.5. ANALYSE DE SENSIBILITÉ	112
5.5.1. Sensibilité au coût de l'électricité.....	112
5.5.2. Sensibilité au coût du gaz.....	115
5.5.3. Sensibilité à l'actualisation.....	116
5.5.4. Sensibilité au coût du tubage central.....	118
6. Conclusions	119
7. Bibliographie	120

Liste des figures

Figure 1 – Carte des forages pétroliers désaffectés en Région PACA (d'après (1)).	16
Figure 2 – Localisation des 168 forages de « prospection pétrolière » en Région Rhône-Alpes (d'après (2)).	16
Figure 3 – Cartes de température du sous-sol à l'échelle nationale pour quatre profondeurs (d'après (4)). Les points noirs représentent les forages utilisés pour l'interpolation du champ de température.	17
Figure 4 – Echangeur géothermique double-U. Le fluide est injecté par deux tubes i1 et i2, se réchauffe au contact du sol, puis est extrait par les tubes o1 et o2	19
Figure 5 – Pression différentielle en pied de sonde en fonction de la profondeur sur un tube de sonde double-U pour différentes densités de matériau de remplissage (d'après SIA 384-6), dans le cas d'un tube en PE-100 d'un SDR (ratio périmètre extérieur sur épaisseur) = 11. Les zones en gris claires correspondent au domaine où certaines précautions de mise en place doivent être prises ; les zones en gris foncés au domaine où la suppression dépasse un maximum de 21 bar la mise en place des sondes double-U est jugé impossible.	20
Figure 6 – Localisation des sondes géothermiques profondes en Allemagne (source : W. Bußmann, 2008).	21
Figure 7 – Coupe technique du forage de Weggis et vue de la tête de sonde, canton de Lucerne, Suisse (d'après (9)).	22
Figure 8 – Evolution des températures d'entrée et de sortie et du débit pour la sonde de Weggis en septembre 1995. L'échangeur géothermique étant étant peu sollicité, les températures en sortie de puits élevée (environ 44 °C) ont permis une utilisation directe du forage (sans PAC) (d'après (9)).	23
Figure 9 – Evolution des températures d'entrée et de sortie et du débit pour la sonde de Weggis en 2000/2001. La courbe rouge représente la température d'entrée dans le circuit de chauffage dans les bâtiments construits avant 2000 (d'après (10)).	24
Figure 10 – Trois technologies de tube central et valeurs typiques de coefficient d'échange convectif associés : fibre de verre et composite (gauche), double tubage en acier avec espace annulaire sous vide (centre), tubage en acier avec isolation poreuse (droite) (d'après W. Kessels (15)).	26
Figure 11 – Pression différentielle maximale acceptable en fonction de la déviation du forage α (d'après l'American Petroleum Institute), pour un tube de diamètre interne 308 mm et d'épaisseur 16 mm (d'après W. Kessels, (18)).	28
Figure 12 – Tubage en acier avec espace annulaire sous vide développé par la firme Shengli Oil Field Freet Petroleum Steel Pipe CO., LTD, Shengli Industrial Zone, Nan'er Road, Dong ying City, Shandong Province, CHINA (d'après W. Kessels (15)).	29
Figure 13 – Double tubage en acier avec espace annulaire sous vide dont les propriétés mécaniques sont étudiées par le projet GenSys (d'après W. Kessels (16)).	29
Figure 14 – Schéma de principe du système d'isolation du tube central breveté par GEO-TIP GmbH (brevet DE 10 2010 010 850).	30

Figure 15 – Mise en place du tube central super-isolé (brevet DE 10 2010 010 850). 1 : enveloppe isolante. 2 : tube en acier classique. 3 : Mise en place de l'isolant dans le tube. 4 : Fixation de l'isolant dans le tube. 5 : Mise en place du tubage dans le forage (d'après W. Kessels).....	31
Figure 16 – Quatre variantes du dispositif d'isolation du tube central breveté par Tracto-Technik GmbH (brevet DE 10 2007 024 561).....	32
Figure 17 – Schéma des cas possible de reprise de puits pétroliers en puits géothermiques.....	37
Figure 18 – Vue en coupe d'un échangeur géothermique coaxial.	41
Figure 19 – Schéma de principe de l'installation modélisée.....	44
Figure 20 – Courbe monotone du bâtiment modélisé. Une puissance d'appoint de 50 % de la puissance crête permet à la PAC de couvrir 90 % du besoin.....	46
Figure 21 – Evolution temporelle de la puissance calorifique du bâtiment modélisé au pas de temps horaire, et de sa moyenne sur un pas de temps de 12 h, par unité de surface.	47
Figure 22 – Puissance frigorifique développée par la pompe à chaleur 700V de la gamme DYNACIAT série LG-LGP en fonction de la température de sortie d'eau de l'évaporateur pour différentes températures de sortie de condenseur.....	49
Figure 23 – COP de la pompe à chaleur 700V de la gamme DYNACIAT série LG-LGP en fonction de la température de sortie d'eau de l'évaporateur pour différentes températures de sortie de condenseur (données constructeur) et corrélations. Dans tout ce qui suit, on modélise une PAC avec un régime d'eau condenseur de 35 °C / 30 °C.....	50
Figure 24 – Schéma de principe du modèle énergétique estimatif et liens avec le modèle économique (en l'absence d'appoint énergétique).....	51
Figure 25 – Schéma de principe du modèle énergétique estimatif et liens avec le modèle économique (en présence d'un appoint énergétique).....	52
Figure 26 – Vue en coupe de la géométrie du forage étudié (configuration de référence).....	55
Figure 27 – Pertes de charge totales, dans l'annulaire interne et externe dans un échangeur de 1500 m de profondeur, alimenté par un débit de 3 kg/s, en fonction de la position du tube central. Les propriétés du fluide sont prises à T = 40 °C.....	56
Figure 28 – Pertes de charge totales, internes et externes, avec un rayon interne du tube central de 58 mm, en fonction du débit, pour un forage de 2000 m. Les propriétés du fluide sont prises à T = 40 °C.	57
Figure 29 – Pertes de charge totales, avec un rayon interne du tube central de 58 mm, en fonction du débit, pour quatre profondeurs (1000 m, 1500 m, 2000 m, 2500 m). Les propriétés du fluide sont prises à T = 40 °C.....	57
Figure 30 – Puissance nécessaire à la circulation du fluide, avec un rayon interne du tube central de 58 mm, en fonction du débit, pour quatre profondeurs (1000 m, 1500 m, 2000 m, 2500 m). Les propriétés du fluide sont prises à T = 40 °C.	58
Figure 31 – Résistance thermique entre le fluide dans l'annulaire extérieur et le sol (somme de la résistance par conduction dans le casing et le matériau de remplissage et de la résistance de convection dans le fluide). Les propriétés du fluide sont prises à 20 °C.....	60
Figure 32 – Temps de séjour du fluide dans le tube descendant, dans le tube montant, et temps de séjour total dans l'échangeur en fonction du débit massique pour un forage profond de 1000 m.....	61

Figure 33 – Temps de séjour du fluide dans le tube descendant, dans le tube montant, et temps de séjour total dans l'échangeur en fonction du débit massique pour un forage profond de 2000 m.....	61
Figure 34 – Evolution de la température du fluide en entrée d'échangeur géothermique (H = 1000 m, tube parfaitement isolé) (la température de sortie d'échangeur géothermique est 8 °C supérieure).....	63
Figure 35 – Evolution de la température du fluide en entrée d'échangeur géothermique (H = 1500 m, tube parfaitement isolé) (la température de sortie d'échangeur géothermique est 8 °C supérieure).....	63
Figure 36 – Evolution de la température du fluide en entrée d'échangeur géothermique (H = 2000 m, tube parfaitement isolé) (la température de sortie d'échangeur géothermique est 8 °C supérieure).....	64
Figure 37 – Profil de température dans le forage de 1000 m, après 30 jours (tube parfaitement isolé)	65
Figure 38 – Profil de température dans le forage de 2000 m, après 30 jours (tube parfaitement isolé)	65
Figure 39 – Evolution de la température du fluide en entrée d'échangeur géothermique (H = 1000 m, $R_{th} = 0,73$ K.m/W) (la température de sortie d'échangeur géothermique est 8 °C supérieure).....	66
Figure 40 – Evolution de la température du fluide en entrée d'échangeur géothermique (H = 2000 m, $R_{th} = 0,73$ K.m/W) (la température de sortie d'échangeur géothermique est 8 °C supérieure).....	67
Figure 41 – Profil de température dans le forage de 1000 m, après 30 jours ($R_{th} = 0,73$ K.m/W).....	68
Figure 42 – Profil de température dans le forage de 2000 m, après 30 jours ($R_{th} = 0,73$ K.m/W).....	68
Figure 43 – Evolution de la température du fluide en entrée d'échangeur géothermique (H = 1000 m, $R_{th} = 0,073$ K.m/W) (la température de sortie d'échangeur géothermique est 8 °C supérieure).....	69
Figure 44 – Evolution de la température du fluide en entrée d'échangeur géothermique (H = 2000 m, $R_{th} = 0,073$ K.m/W) (la température de sortie d'échangeur géothermique est 8 °C supérieure).....	70
Figure 45 – Profil de température dans le forage de 1000 m, après 30 jours ($R_{th} = 0,073$ K.m/W).....	70
Figure 46 – Profil de température dans le forage de 2000 m, après 30 jours ($R_{th} = 0,073$ K.m/W).....	71
Figure 47 – Evolution de la température du fluide en entrée d'échangeur géothermique (H = 1000 m, $R_{th} = 0,0073$ K.m/W) (la température de sortie d'échangeur géothermique est 8 °C supérieure).....	72
Figure 48 – Evolution de la température du fluide en entrée d'échangeur géothermique (H = 2000 m, $R_{th} = 0,0073$ K.m/W) (la température de sortie d'échangeur géothermique est 8 °C supérieure).....	72
Figure 49 – Profil de température dans le forage de 1000 m, après 30 jours ($R_{th} = 0,0073$ K.m/W).....	73

Figure 50 – Profil de température dans le forage de 2000 m, après 30 jours ($R_{th} = 0,0073$ K.m/W)	73
Figure 51 – Evolution sur 10 ans de la température de sortie de l'échangeur géothermique (H = 2000 m) lors d'une injection à température constante (30 °C) pour différents débits de masse.....	74
Figure 52 – Evolution sur 10 ans de la puissance échangée (profondeur de l'échangeur H = 2000 m) lors d'une injection à température constante (30 °C) pour différents débits de masse.....	75
Figure 53 – Evolution sur 10 ans de la quantité annuelle d'énergie thermique extraite du forage (profondeur H = 2000 m) lors d'une injection à température constante (30 °C) pour différents débits de masse	76
Figure 54 – Champ de température (°C) autour du forage (profondeur H = 2000 m) après 10 ans d'injection à température et débits constants (30 °C, 5 kg/s).	77
Figure 55 – Profils de température à 1000 m de profondeur en fonction de la distance à l'axe du forage (profondeur du forage : 2000 m), à différents instants. Injection à température et débits constants (30 °C, 5 kg/s).	77
Figure 56 – Consommation électrique annuelle de la pompe de circulation en fonction du débit de masse sur la 10 ^{ème} année (profondeur H = 2000 m).....	78
Figure 57 – Evolution temporelle du débit masse de fluide caloporteur sur une année d'exploitation(H = 2000 m ; $P_{cal,max} = 350$ kW).	80
Figure 58 – Evolution sur 7 ans des températures d'entrée et de sortie de sonde géothermique (respectivement T_{e_s} et T_{s_s}) (H = 2000 m ; $P_{cal,max} = 350$ kW).	81
Figure 59 – Evolution sur 7 ans de la puissance calorifique (P_{cal}), de la puissance frigorifique (P_{fr}) et de la puissance électrique consommée par le compresseur de la PAC (P_{comp}) (H = 2000 m ; $P_{cal,max} = 350$ kW).....	81
Figure 60 – Evolution sur 7 ans de la température minimale annuelle du fluide caloporteur (H = 2000 m ; $P_{cal,max} = 350$ kW).	82
Figure 61 – Evolution sur 7 ans du COP de l'installation (H = 2000 m ; $P_{cal,max} = 350$ kW).	83
Figure 62 – Energie électrique consommée par le compresseur en fonction de l'année d'exploitation : résultats du modèle numérique ; corrélation basée sur les cycles 2 à 7 ; corrélation basée sur les cycles 2 et 3 (H = 2000 m ; $P_{cal,max} = 350$ kW).....	85
Figure 63 – Evolution des températures d'entrée et de sortie de sonde géothermique (respectivement T_{e_s} et T_{s_s}) (tube composite, H = 1000 m ; $P_{cal,max} = 200$ kW, $P_{cal,appoint} = 0,5 P_{cal,max}$).....	87
Figure 64 – Evolution des températures d'entrée et de sortie de sonde géothermique (respectivement T_{e_s} et T_{s_s}) (double-tubage en acier, H = 1500 m ; $P_{cal,max} = 400$ kW, $P_{cal,appoint} = 0,5 P_{cal,max}$).....	87
Figure 65 – Evolution des températures d'entrée et de sortie de sonde géothermique (respectivement T_{e_s} et T_{s_s}) (double-tubage en acier, H = 2000 m ; $P_{cal,max} = 600$ kW, $P_{cal,appoint} = 0,5 P_{cal,max}$).....	88
Figure 66 – Evolution des températures d'entrée et de sortie de sonde géothermique (respectivement T_{e_s} et T_{s_s}) (tube composite, H = 1000 m ; $P_{cal,max} = 150$ kW, $P_{cal,appoint} = 0,5 P_{cal,max}$).....	88

Figure 67 – Evolution des températures d’entrée et de sortie de sonde géothermique (respectivement T_{e_s} et T_{s_s}) (double-tubage en acier, $H = 1500$ m ; $P_{cal,max} = 300$ kW, $P_{cal,appoint} = 0,5 P_{cal,max}$) .	89
Figure 68 – Evolution des températures d’entrée et de sortie de sonde géothermique (respectivement T_{e_s} et T_{s_s}) (double-tubage en acier, $H = 2000$ m ; $P_{cal,max} = 500$ kW, $P_{cal,appoint} = 0,5 P_{cal,max}$) .	89
Figure 69 – Evolution des températures d’entrée et de sortie de sonde géothermique (respectivement T_{e_s} et T_{s_s}) (double-tubage en acier, $H = 2000$ m ; $P_{cal,max} = 500$ kW, $P_{cal,appoint} = 0,5 P_{cal,max}$; $T_{s,cond} = 45$ °C) .	90
Figure 70 – Evolution du Cop en Energie primaire sur 20 ans (tubage composite, $H = 1000$ m ; $P_{cal,max} = 150$ kW, $P_{cal,gaz} = 0,5 P_{cal,max}$) .	91
Figure 71 – Evolution du Cop en Energie primaire sur 20 ans (double-tubage en acier, $H = 1500$ m ; $P_{cal,max} = 300$ kW, $P_{cal,gaz} = 0,5 P_{cal,max}$) .	91
Figure 72 – Evolution du Cop en Energie primaire sur 20 ans (double-tubage en acier, $H = 2000$ m ; $P_{cal,max} = 500$ kW, $P_{cal,gaz} = 0,5 P_{cal,max}$) .	92
Figure 73 – Evolution du Cop en Energie primaire sur 20 ans (double-tubage en acier, $H = 2000$ m ; $P_{cal,max} = 500$ kW, $P_{cal,gaz} = 0,5 P_{cal,max}$; $T_{s,cond} = 45$ °C) .	92
Figure 74 – Précision des évaluations économiques de projet (d’après Gordon, 1989) .	94
Figure 75 - Bilan énergétique annuel pour le forage de 2000 m en fonction de la puissance crête installée - double tubage en acier. L’énergie calorifique est la chaleur fournie au bâtiment. Energie frigorifique (énergie prélevée au terrain) en bleu ; Energie électrique consommée par le compresseur et le circulateur en rouge ; Energie consommée par l’appoint en vert. .	96
Figure 76 - Bilan énergétique annuel pour le forage de 1500 m en fonction de la puissance crête installée - double tubage en acier. L’énergie calorifique est la chaleur fournie au bâtiment. Energie frigorifique (énergie prélevée au terrain) en bleu ; Energie électrique consommée par le compresseur et le circulateur en rouge ; Energie consommée par l’appoint en vert. .	96
Figure 77 - Bilan énergétique annuel pour le forage de 1000 m en fonction de la puissance crête installée - tubage en composite. L’énergie calorifique est la chaleur fournie au bâtiment. Energie frigorifique (énergie prélevée au terrain) en bleu ; Energie électrique consommée par le compresseur et le circulateur en rouge ; Energie consommée par l’appoint en vert. .	97
Figure 78 – Coût global sur 25 ans pour les scénarios géothermiques 1 et 2 (pas d’appoint) .	107
Figure 79 – Coût global sur 25 ans pour les scénarios géothermiques 5, 6 et 7 (pas d’appoint) .	107
Figure 80 - Coût global des scénarios géothermiques 8 à 14 (sans appoint) .	108
Figure 81 - Coût global des scénarios de référence (chaufferie gaz) .	108
Figure 82 - Coût de production de la chaleur pour différents scénarios .	111
Figure 83 – Temps de retour sur investissement estimés en fonction de la puissance installées, pour les trois profondeurs de forage considérée. L’appoint est au gaz. .	112
Figure 84 – Coût global de production de la chaleur sur 25 ans en fonction de l’augmentation annuelle du prix de l’électricité, pour les scénarios Géothermie n° 21 et 22	

et pour une chaudière au gaz, pour deux valeurs de l'augmentation annuelle du prix du gaz (+ 5 %/an et 9 %/an)	113
Figure 85 – Temps de retour sur investissement en fonction de l'augmentation annuelle du prix de l'électricité, pour les scénarios Géothermie n° 21 et 22. Augmentation annuelle du prix du gaz : + 9 %/an	114
Figure 86 – Temps de retour sur investissement en fonction de l'augmentation annuelle du prix de l'électricité, pour les scénarios Géothermie n° 21 et 22. Augmentation annuelle du prix du gaz : + 5 %/an	114
Figure 87 – Coût global de production de la chaleur sur 25 ans en fonction de l'augmentation annuelle du prix du gaz, pour les scénarios Géothermie n° 21 et 22 et pour une chaudière au gaz. Augmentation annuelle du prix de l'électricité : + 5 %/an	115
Figure 88 – Temps de retour sur investissement en fonction de l'augmentation annuelle du prix du gaz, pour les scénarios Géothermie n° 21 et 22. Augmentation annuelle du prix de l'électricité : + 5 %/an	116
Figure 89 – Coût global de production de la chaleur sur 25 ans en fonction de l'actualisation, pour les scénarios Géothermie n° 21 et 22.....	117
Figure 90 – Temps de retour sur investissement en fonction de l'actualisation, pour les scénarios Géothermie n° 21 et 22.	117
Figure 91 – Temps de retour sur investissement en fonction du coût du mètre linéaire de double-tubage en acier (incluant la mise en place), pour le scénario Géothermie n° 21.	118
Figure 92 – Masse volumique de l'eau en fonction de la température	143
Figure 93 – Capacité calorifique massique de l'eau en fonction de la température	143
Figure 94 – Conductivité thermique de l'eau en fonction de la température	144
Figure 95 – Viscosité dynamique de l'eau en fonction de la température	144
Figure 96 – Nombre de Prandtl en fonction de la température.....	145
Figure 97 – Vue du maillage du domaine « sol » autour d'un échangeur géothermique vertical profond de 1000 m. Le maillage du sol jusqu'à 1000 m est constitué de blocs hauts de 5 m. La largeur des blocs est plus faible à proximité du forage (zone de gradient température élevé). La base du bloc est maillé en éléments triangulaires.....	152

Liste des tableaux

Tableau 1 – Equipement du forage de Weggis (d'après (9)).....	23
Tableau 2 – Bilan énergétique annuel de la sonde géothermique profonde de Weggis sur la période de 1994/1995 à 2002/2003 (d'après (10)).	24
Tableau 3 – Caractéristiques des tubages MAJUS	31
Tableau 4 – Textes relatifs à l'instruction des titres pour la géothermie.....	34
Tableau 5 - Principales notations pour la modélisation thermique de l'échangeur	42

Tableau 6 – Valeurs numériques retenues pour le besoin thermique du bâtiment et pour les principaux paramètres de l’installation de surface (sauf mention contraire, toutes les modélisations se réfèrent à ces valeurs)	53
Tableau 7 – Valeurs de coefficients d’échange thermique retenus en fonction du type de tube. La résistance thermique R_{th} est calculée pour un tube central de rayon interne 58 mm et d’épaisseur 10 mm.	54
Tableau 8 – Paramètre a de la corrélation pertes de charge – débit pour différentes profondeurs d’échangeur H (température de fluide : 40 °C)	58
Tableau 9 – Configurations modélisées pour une exploitation dynamique en fonction de la résistance thermique du tube central, de la profondeur du forage et de la puissance maximale appelée par le bâtiment (pas d’appoint énergétique).....	79
Tableau 10 – Bilans d’énergie, COP et température minimale du fluide dans l’échangeur en fonction de l’année d’exploitation	83
Tableau 11 – Configurations modélisées pour une exploitation dynamique en fonction de la résistance thermique du tube central, de la profondeur du forage et de la puissance maximale appelée par le bâtiment (pas d’appoint énergétique).....	86
Tableau 12 – Synthèse du bilan énergétique et économique pour les différents scénarios « géothermie » retenus. Les temps de retour sur investissement (TdR) et le coût global de la chaleur (au MWh produit) sur 25 ans sont aussi indiqués.....	95
Tableau 13 – Bilan énergétique et économique des scénarios de référence (chaudière à gaz). Le coût global de la chaleur (au MWh produit) sur 25 ans est aussi indiqué.....	98
Tableau 14 - Coût d’investissement des sondes coaxiales (hors mise en place).....	103
Tableau 15 - Coût unitaire d’investissement de la PAC	103
Tableau 16 – Hypothèses sur les coûts d’investissement et d’entretien.....	105
Tableau 17 – Hypothèses sur les tarifs de l’électricité et le gaz	106
Tableau 18 – Coût du MWh produit et Temps de retour pour les différents scénarios géothermie.....	109
Tableau 19 – Coût du MWh produit, pour les différents scénarios de référence (chaudière gaz).....	110

Liste des annexes

Annexe 1 Note technique n° 11 « Abandon et fermeture des forages » - Ministère de l’Economie, des Finances et de l’Industrie (novembre 1997).....	123
Annexe 2 Propriétés thermo-physiques des terrains	140
Annexe 3 Propriétés thermo-physiques du fluide et corrélations	141
Annexe 4 Paramètres de la modélisation numérique.....	149
Annexe 5 Résultats de la modélisation dynamique.....	153

1. Introduction

L'existence de forages profonds d'exploration pétrolière ou géothermique en boucle ouverte abandonnés peut constituer une opportunité pour la réalisation d'échangeurs géothermiques sur boucle fermée afin de fournir de la chaleur en limitant le volume des travaux.

La question est de savoir si cette reconversion présente un intérêt énergétique et si elle est viable d'un point de vue économique. Le projet, objet de ce rapport, vise donc à évaluer la faisabilité technico-économique de la reconversion de forages profonds, en échangeur en boucle fermée.

Le principe général de la production de chaleur consiste à faire circuler un fluide (généralement de l'eau) en boucle fermée dans le forage. Un tubage thermiquement isolé est mis en place dans le forage ; le fluide descend dans l'espace annulaire entre ce tubage et le casing du forage, se réchauffe au contact de la matrice rocheuse, puis remonte dans le tubage central (échangeur coaxial). La performance énergétique du dispositif augmente avec l'isolation du tube central, une bonne isolation permettant au fluide de remonter à la surface à une température proche de sa température en fond de puits. Contrairement à une exploitation directe d'un aquifère profond, du fait de l'échange de chaleur par conduction avec la matrice rocheuse, la température en sortie d'échangeur évolue sur de courtes périodes en fonction de l'évolution de la demande en énergie thermique. Qualitativement, plus l'énergie thermique prélevée est importante, plus la température de sortie d'échangeur géothermique est faible. Ainsi, deux modes d'exploitation sont envisageables :

- Exploitation dite « directe », si le fluide en sortie d'échangeur géothermique est à une température supérieure ou égale à la température de départ du réseau de chauffage ;
- Exploitation dite « indirecte », i.e. comportant une pompe à chaleur (PAC) permettant de porter le niveau de température du fluide en sortie d'échangeur géothermique, au niveau de température imposé par les besoins thermiques de surface, grâce à la mise en œuvre de la PAC.

En Europe, plusieurs échangeurs géothermiques profonds issus de la reconversion de forages profonds sont actuellement exploités sans problèmes techniques majeurs, parfois depuis les années 1990 (Weggis, Prenzlau, cf. p 21).

En France, des recensements de forages pétroliers ou géothermiques fermés ont été menés, que ce soit dans une optique d'évaluation des risques sur l'environnement (Région PACA (1), cf. Figure 1), ou dans une optique d'utilisation géothermique. Par exemple, en Région Rhône-Alpes, 168 forages de prospection pétrolière ont été identifiés, dont 16 forages situés à moins de 500 m de centres-villes ou de zones habitées (2), les besoins de chauffage de ces zones urbaines les rendant alors plus pertinents pour une reconversion en échangeurs géothermiques.

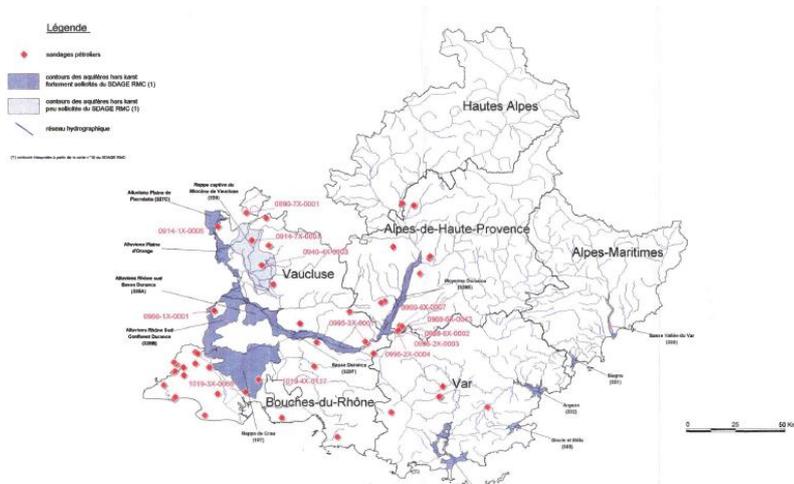


Figure 1 – Carte des forages pétroliers désaffectés en Région PACA (d’après (1)).

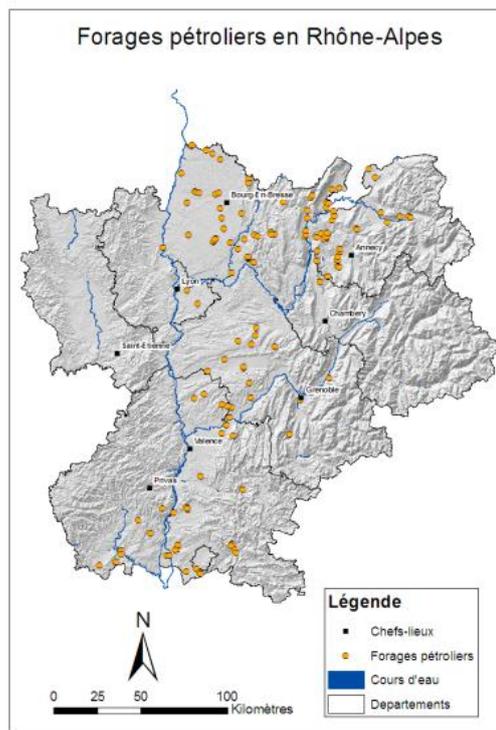


Figure 2 – Localisation des 168 forages de « prospection pétrolière » en Région Rhône-Alpes (d’après (2))

Parallèlement, des études visant à estimer la variation de température du sous-sol en fonction de la profondeur ont été menées, dans des contextes de bassins sédimentaires ainsi qu'à l'échelle nationale ((3), (4)) (cf. Figure 3).

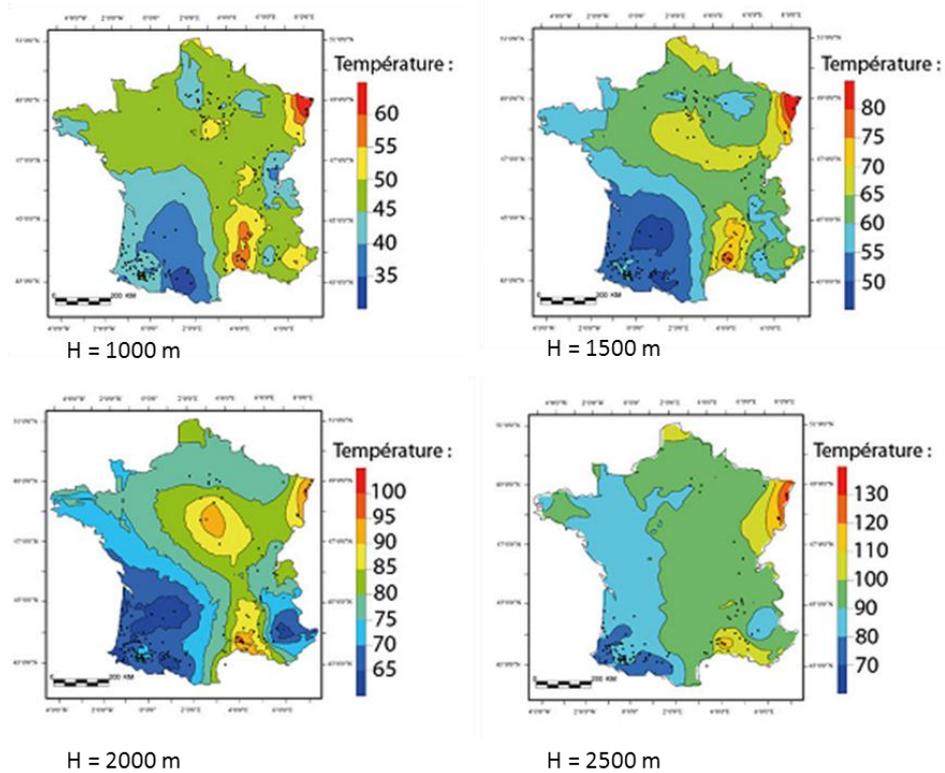


Figure 3 – Cartes de température du sous-sol à l'échelle nationale pour quatre profondeurs (d'après (4)). Les points noirs représentent les forages utilisés pour l'interpolation du champ de température.

Le projet, objet de ce rapport, vise à estimer la faisabilité technico-économique de la reconversion de forages profonds en échangeur en boucle fermée.

Nous commençons par exposer le retour d'expérience collecté sur deux opérations en Europe et nous présentons l'état de l'art des technologies de tube central pour l'équipement des forages. Les implications de la réglementation française sur la reconversion des forages profonds sont ensuite précisées.

Par la suite, nous développons une méthode de modélisation énergétique dynamique d'un échangeur géothermique profond, éventuellement couplé à une PAC, qui permet de calculer l'évolution temporelle de la température du fluide caloporteur et du terrain et d'estimer la consommation annuelle de la PAC en fonction de la puissance crête de l'installation. On vérifie dans le modèle numérique d'échangeur souterrain la conservation de l'énergie. La méthode de modélisation dynamique est ensuite appliquée à des forages dont la profondeur varie de 1000 m à 2000 m, pour des puissances crêtes variant de 50 à 350 kW.

Une estimation des divers coûts de reconversion est menée à partir d'une étude bibliographique. Finalement, un calcul technico-économique, s'appuyant sur l'estimation des coûts et les résultats de la modélisation énergétique, permet d'estimer la rentabilité de la reconversion d'un forage profond en échangeur géothermique en boucle fermée.

2. Etat de l'art

2.1. TECHNOLOGIES D'ÉCHANGEURS GÉOTHERMIQUES

2.1.1. Sondes double-U

Dans certains pays européens (Allemagne, Suisse), la profondeur des échangeurs géothermiques verticaux en boucle fermée (sonde géothermique verticale (SGV)) est couramment supérieure à 100 m, atteignant parfois quelques centaines de mètres. Les motivations peuvent être de plusieurs natures : recherche de niveaux de température plus élevée, minimisation de l'emprise au sol du champ de sondes, facilitation de la réalisation du chantier et diminution des coûts de mise en place.

Les échangeurs couramment utilisés sont des sondes double-U (cf. Figure 4).

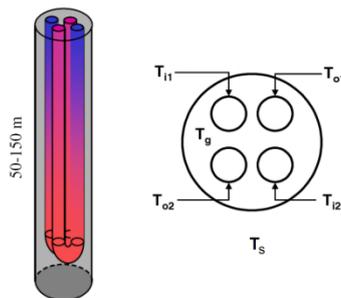


Figure 4 – Echangeur géothermique double-U. Le fluide est injecté par deux tubes $i1$ et 12 , se réchauffe au contact du sol, puis est extrait par les tubes $o1$ et $o2$

L'espace entre le tube de l'échangeur et le sol est rempli par un matériau dont la densité est supérieure à la densité de l'eau ou du mélange d'eau et de glycol présent dans les tubes ; les tubes sont donc soumis à une pression externe supérieure à la pression interne, phénomène qui augmente avec la profondeur de l'ouvrage. Ainsi, la profondeur maximale forée est fixée par des impératifs mécaniques de tenue du matériau constitutif de l'échangeur (le tube de sonde), en particulier la résistance à l'écrasement. La norme suisse SIA-384-6 (5) fournit une table donnant, pour un tube de sonde 2-U SDR 11, la pression maximale admissible en fonction de la profondeur pour différents matériaux de remplissage (cf. Figure 5). Il ressort qu'un tube en PE-100 constitutif d'un échangeur double-U ne peut résister à la surpression pour une profondeur supérieure à 400 m dans le cas d'un matériau de remplissage de densité 1600 kg/m^3 .

Une SGV double-U profonde de 706 m a cependant été mise en place à Oftringen (Suisse). L'échangeur est constitué de tubes en PE de diamètre externe 40 mm (6).

Longueur de sonde	Densité du remplissage				
	1200 kg/m ³	1400 kg/m ³	1600 kg/m ³	1800 kg/m ³	2000 kg/m ³
40 m	0,8 bar	1,6 bar	2,4 bar	3,1 bar	3,9 bar
60 m	1,2 bar	2,4 bar	3,5 bar	4,7 bar	5,9 bar
80 m	1,6 bar	3,1 bar	4,7 bar	6,3 bar	7,8 bar
100 m	2,0 bar	3,9 bar	5,9 bar	7,8 bar	9,8 bar
120 m	2,4 bar	4,7 bar	7,1 bar	9,4 bar	11,8 bar
140 m	2,7 bar	5,5 bar	8,2 bar	11,0 bar	13,7 bar
160 m	3,1 bar	6,3 bar	9,4 bar	12,6 bar	15,7 bar
180 m	3,5 bar	7,1 bar	10,6 bar	14,1 bar	17,7 bar
200 m	3,9 bar	7,8 bar	11,8 bar	15,7 bar	19,6 bar
220 m	4,3 bar	8,6 bar	12,9 bar	17,3 bar	21,6 bar
240 m	4,7 bar	9,4 bar	14,1 bar	18,8 bar	23,5 bar
260 m	5,1 bar	10,2 bar	15,3 bar	20,4 bar	25,5 bar
280 m	5,5 bar	11,0 bar	16,5 bar	22,0 bar	27,5 bar
300 m	5,9 bar	11,8 bar	17,7 bar	23,5 bar	29,4 bar
320 m	6,3 bar	12,6 bar	18,8 bar	25,1 bar	31,4 bar
340 m	6,7 bar	13,3 bar	20,0 bar	26,7 bar	33,4 bar
360 m	7,1 bar	14,1 bar	21,2 bar	28,3 bar	35,3 bar
380 m	7,5 bar	14,9 bar	22,4 bar	29,8 bar	37,3 bar
400 m	7,8 bar	15,7 bar	23,5 bar	31,4 bar	39,2 bar

Figure 5 – Pression différentielle en pied de sonde en fonction de la profondeur sur un tube de sonde double-U pour différentes densités de matériau de remplissage (d'après SIA 384-6), dans le cas d'un tube en PE-100 d'un SDR (ratio périmètre extérieur sur épaisseur) = 11. Les zones en gris claires correspondent au domaine où certaines précautions de mise en place doivent être prises ; les zones en gris foncés au domaine où la suppression dépasse un maximum de 21 bar la mise en place des sondes double-U est jugé impossible.

Ainsi, le domaine d'utilisation des échangeurs géothermiques en double U dont le tubage extérieur est constitué de matériaux plastiques semble être limité à quelques centaines de mètres de profondeur.

2.1.2. Échangeurs coaxiaux disposés dans des forages tubés

Dans le cas d'un forage tubé sur toute sa hauteur, la densité du matériau de remplissage (ciment comblant l'annulaire) est supérieure à la densité de l'eau contenue dans le forage ; le tube est en compression. Lors de la conception du forage, le tubage est dimensionné pour résister à ces contraintes.

La reconversion du forage en échangeur géothermique en boucle fermée consiste à mettre en place un tube thermiquement isolé au centre du tubage. Le forage devient alors un échangeur coaxial. Ce procédé ne nécessite pas de cimentation à l'intérieur du tubage. Dans le cas le plus courant du chauffage d'un bâtiment, le fluide caloporteur descend par l'annulaire extérieur (entre le casing et le tube isolé), se réchauffe au contact de la roche, puis remonte par l'annulaire central (dans le tube isolé).

2.2. SONDES GÉOTHERMIQUES PROFONDES EN EUROPE

En 2008, on recensait 18 sondes géothermiques profondes en Allemagne (cf. Figure 6), auxquelles s'ajoutent des opérations en Suisse.

Les données technico-économiques relatives aux échangeurs profonds sont assez rares. On présente deux opérations pour lesquelles des données techniques et/ou économiques sont publiées : Prenzlau (Allemagne) et Weggis (Suisse), toutes deux mises en service en 1994.



Figure 6 – Localisation des sondes géothermiques profondes en Allemagne (source : W. Bußmann, 2008)

2.2.1. Sonde profonde de Prenzlau

La sonde de Prenzlau est la reprise d'un ancien forage qui a été approfondi jusqu'à 2786 m (7). La température en fonds de puits (hors exploitation) est de 108 °C. Le tubage du forage est de 9"6/8 jusqu'à 950 m, puis de 6"5/8 jusqu'à la profondeur finale. Le temps de séjour du fluide caloporteur dans la sonde est de 4 à 10 h. Le débit moyen est de 10 à 12 m³/h, pour une puissance électrique consommée par le circulateur de 5,5 kW. La production annuelle de chaleur par la sonde est comprise entre 2 900 MWh/an et 3 900 MWh/an (8), pour une puissance crête de 500 kW (derrière une pompe à chaleur dont le fluide frigorigène est du NH₃).

2.2.2. Sonde profonde de Weggis

Le forage de Weggis, profond de 2302 m, a été équipé d'une sonde géothermique en 1994 pour le chauffage de bâtiment et la production d'eau chaude sanitaire. Le forage est équipé de 4 tubages (cf. Figure 7 et Tableau 1) :

- Tubing 1 : tube central thermiquement isolé (constitué de deux tubes métalliques concentriques) de 0 à 1780 m, dont la résistance thermique linéique est estimée à $R_{th} = 1,0 \text{ K.m/W}$ (sous l'hypothèse optimiste d'une absence ponctuelle de contact entre les deux tubes (9)) ;
- Tubing 2 : tube central en acier thermiquement non isolé (*inner 2 3/8" tubing*) de 1780 à 2281 m ;
- Tubing 3 : casing (*outer 7" tubing*) de 0 à 1780 m ;
- Tubing 4 : liner (*outer 5 1/2" tubing*) de 1781 m à 2295 m ;

La température en fond de puits hors exploitation atteint 73 °C (9). L'installation est instrumentée (10) : les températures du fluide caloporteur (eau) en entrée et en sortie d'échangeur ainsi que le débit sont mesurés ; ces données ont permis de valider un modèle numérique décrivant les transferts thermiques de l'échangeur géothermique et de prédire l'évolution des températures de fluide. Ce modèle ne prend toutefois pas en compte le temps de séjour du fluide dans l'échangeur.

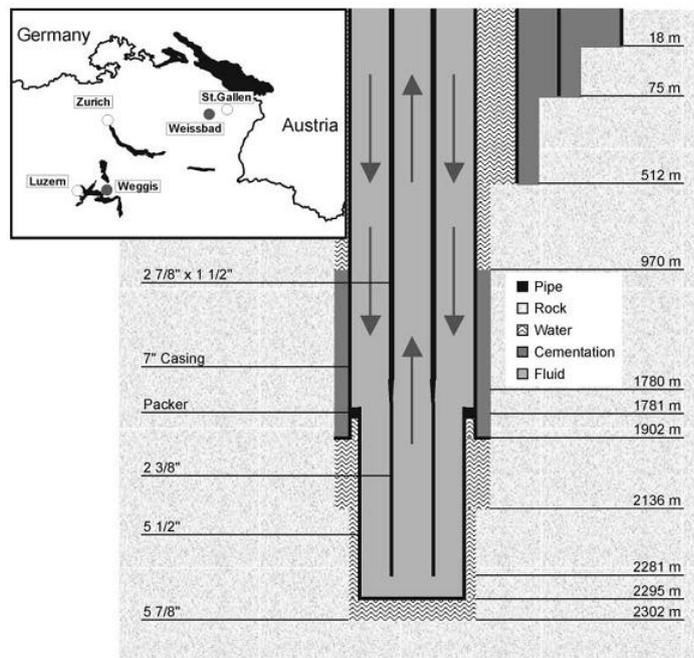


Figure 7 – Coupe technique du forage de Weggis et vue de la tête de sonde, canton de Lucerne, Suisse (d'après (9))

	Inner radius r_i (m)	Outer radius r_o (m)	Wall thickness (m)	Cross-section A (m ²)
Tubing I	0.0205	0.0365	0.0160	1.32×10^{-3}
a: Inner pipe 1 1/2"	0.0205	0.0255	0.0050	
b: Vacuum layer (0.2 bar)	0.0255	0.0315	0.0060	
c: Outer pipe (2 7/8")	0.0315	0.0365	0.0050	
Tubing II	0.0246	0.0302	0.0056	1.90×10^{-3}
Tubing III	0.0799	0.0889	0.0090	1.587×10^{-2}
Tubing IV	0.0629	0.0699	0.0070	9.544×10^{-3}

Tableau 1 – Equipement du forage de Weggis (d'après (9))

Durant la première année d'exploitation (1994), la puissance maximale appelée par le bâtiment (tranche 1 – T1) était de 40 kW, pour un débit de 5,4 m³/h (9). La faible demande en chaleur a eu pour conséquence le maintien d'une température en sortie de puits relativement élevée (de l'ordre de 44 °C, cf. Figure 8) permettant un chauffage direct des bâtiments (la PAC ne fonctionnant en moyenne que 10 h par an). Le SPF (*seasonal performance factor*), défini comme le ratio de la chaleur fournie pendant un an par le forage sur la consommation électrique totale (PAC, circulateurs, auxiliaires) atteint 9, une valeur particulièrement élevée en 1994.

De 1995 à 2001, l'énergie annuelle extraite du forage est de l'ordre de 230 MWh (10). La part du chauffage direct étant de plus de 60%. La puissance de chauffage (crête) s'élevait à environ 100 kW.

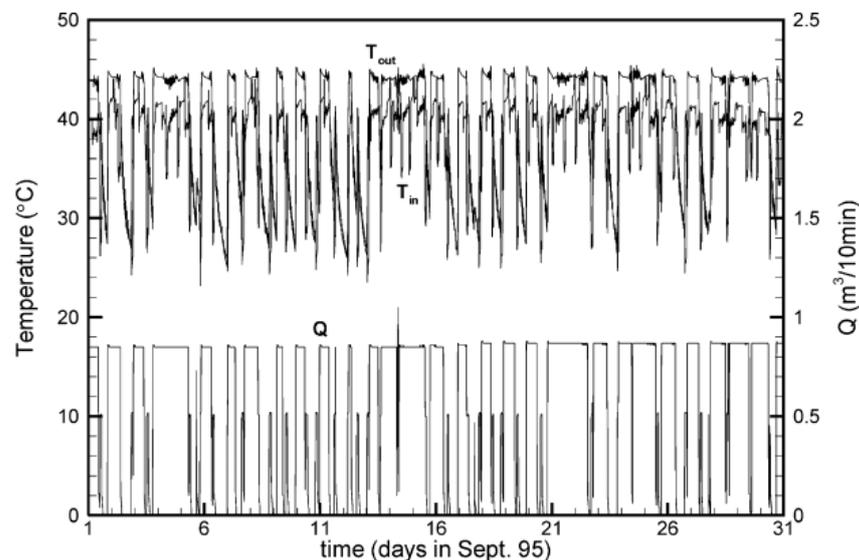


Figure 8 – Evolution des températures d'entrée et de sortie et du débit pour la sonde de Weggis en septembre 1995. L'échangeur géothermique étant étant peu sollicité, les températures en sortie de puits élevée (environ 44 °C) ont permis une utilisation directe du forage (sans PAC) (d'après (9)).

En 2001/2002, de nouveaux bâtiments (tranche 2 – T2) ont été progressivement équipés de pompes à chaleur (PAC), connectés sur le retour des circuits de chauffage des bâtiments alimentés directement par le forage (cf. Figure 9). En 2002, la puissance crête connectée au forage est de 230 kW. L'énergie annuelle extraite du forage est de l'ordre de 440 MWh depuis 2000 [3]. 8 % des besoins sont couverts par le chauffage direct. Le SPF de l'installation est passé de 6 environ sur la période 1995-2000 à 4,3 depuis 2001.

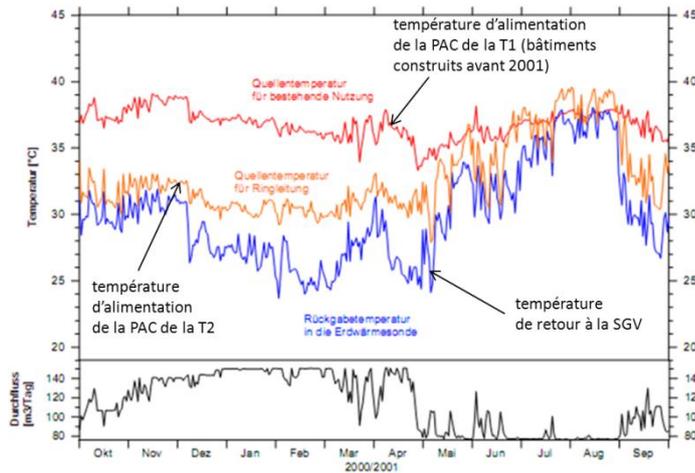


Figure 9 – Evolution des températures d'entrée et de sortie et du débit pour la sonde de Weggis en 2000/2001. La courbe rouge représente la température d'entrée dans le circuit de chauffage dans les bâtiments construits avant 2000 (d'après (10)).

Année	Bilan Énergétique global		Répartition de la consommation en énergie calorifique par poste				Consommation électrique des Pompes et auxiliaires		SPF	
	Conso. Bâti (MWh)	Extract ion SGV (MWh)	Chauff. Direct T1 (MWh)	Chauff. par PAC T1 (MWh)	ECS (MWh)	Chauff. par PAC T2 (MWh)	Circulateur SGV (MWh)	(MWh)	SGV + circulateur SGV	SGV + circulateur + auxiliaires
1994/95	112.6						16.9		<7.7	
1995/96	268.7	238.8	117.4	77	44.4		22.2	43.1	>6.2	
1996/97	251.7	223.4	126.5	45.8	51.1		19.7	46.3	>5.4	
1997/98	226.4	213	177.3	7.7	28		15.5	30.6	8.1	7
1998/99	271.3	219.9	139.3	50.8	29.8		14.2	39.6	7	6.3
1999/00	313.8	245.3	132.1	81	32.1		19.1	53.4	5.9	5.4
2000/01	499.1	385.5	96	107.9	34.5	126.8	19	108.5	5.3	4.4
2001/02	549.8	436.4	34.5	165.1	38.3	179.7	19.7	130.8	4.4	4
2002/03	531.9	438.3	33.4	159.1	43.6	149.7	20.3	142	4.3	3.9

Tableau 2 – Bilan énergétique annuel de la sonde géothermique profonde de Weggis sur la période de 1994/1995 à 2002/2003 (d'après (10)).

2.2.3. Sonde profonde de Aix-la-Chapelle « Super-C » (projet ex-nihilo)

Le projet Super-C, financé par l'Union Européenne, le Land de Rhénanie-du-Nord-Westphalie et l'Université RWTH d'Aix-la-Chapelle, visait à réaliser une SGV profonde de 2544 m *ex nihilo* pour le chauffage direct du bâtiment Super-C du campus universitaire. Le projet de SGV a coûté au total 5 M€ (11). Dans une phase de pré-faisabilité, la température de l'eau en sortie de puits a été estimée constante de 60 à 70 °C, pour une puissance crête de 450 kWth, et une extraction annuelle de chaleur de 620 MWh/an (12).

Le forage s'est déroulé de juillet à octobre 2004. Il est apparu que le forage était obstrué à partir de 2000 m et qu'un tube central constitué de deux tubes concentriques avec espace annulaire sous vide (similaires à ceux du forage de Weggis) ne pouvait être mis en place, contrairement à ce qui avait été initialement prévu. Un tubage central en fibre composite (dont la formulation est confidentielle) a été développé et mis en place jusqu'à 2000 m (13).

La température effectivement mesurée en sortie de puits au début de l'année 2011 varie de 31 °C à 35 °C (sans que le débit et la puissance prélevée ne soit mentionnés). Les calculs énergétiques réalisés dans la phase de pré-dimensionnement comportaient une erreur grossière : ils ne prenaient pas en compte la diminution de température due au refroidissement de la matrice rocheuse suite au prélèvement de chaleur par l'échangeur géothermique (13).

Après la difficulté de mise en place de l'échangeur central et la constatation que la température du fluide caloporteur en sortie d'échangeur était bien inférieure à l'estimation initiale, aucune communication scientifique émanant de l'Université RTWH n'a pu être identifiée.

2.3. TECHNOLOGIES DE TUBAGE CENTRAL

W. Kessels ((14), (15), (16)) indique que trois catégories de matériaux peuvent être utilisées pour le tubage central :

- Matériau polymère, fibre de verre ou composite ;
- Tubage en acier avec espace annulaire sous vide ;
- Tubage en acier avec isolation poreuse

Le choix de la technologie de tube central résulte d'un compromis entre ses propriétés thermiques, mécaniques et son coût.

2.3.1. Propriétés thermiques du tubage central

Les valeurs typiques des coefficients d'échange convectif h sont données en Figure 10 (noté k sur la figure). Un tube central isolé permet de limiter le court-circuit thermique

entre le fluide descendant et le fluide montant. Une étude de sensibilité de la température de fluide caloporteur au coefficient d'échange est menée en Chapitre 4, à partir des valeurs de référence de la Figure 10.

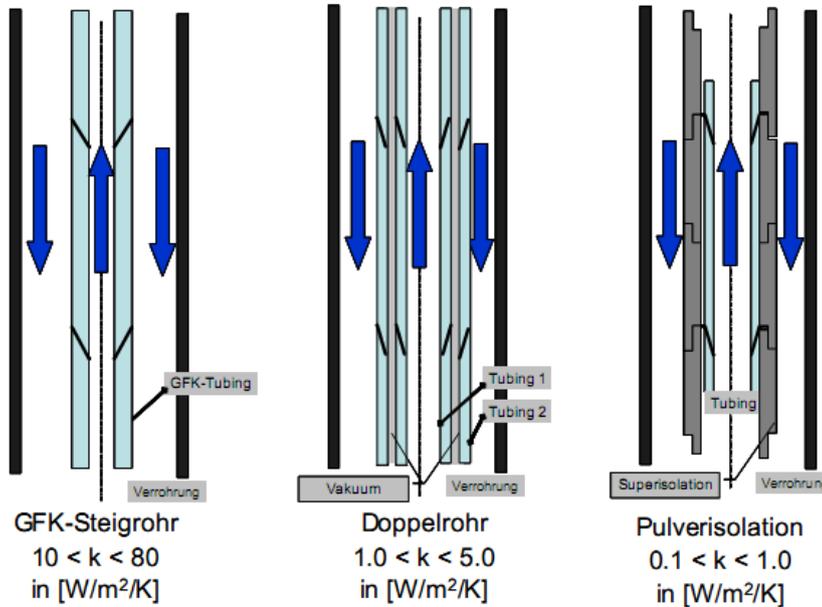


Figure 10 – Trois technologies de tube central et valeurs typiques de coefficient d'échange convectif associés : fibre de verre et composite (gauche), double tubage en acier avec espace annulaire sous vide (centre), tubage en acier avec isolation poreuse (droite) (d'après W. Kessels (15)).

2.3.2. Propriétés mécaniques

Intéressons-nous aux contraintes mécaniques subies par le tube central : en l'absence de circulation, à une profondeur donnée, la pression exercée par le fluide sur la face interne du tube central équilibre la pression exercée sur la face externe. En revanche, la circulation du fluide entraîne des pertes de charge : le fluide étant injecté par l'extérieur, la pression P_{ext} dans l'annulaire extérieur est supérieure à la pression P_{int} dans l'annulaire intérieur. Le tube central est donc en compression. Les pressions $P_{ext}(z)$ et $P_{int}(z)$ sont reliés aux vitesses d'écoulements dans les annulaires extérieur V_{ext} et intérieur V_{int} et aux pertes de charges entre deux points situés à la même altitude $\Delta P(z)$ par (17) :

$$P_{ext}(z) + \frac{1}{2}\rho g V_{ext}^2 = P_{int}(z) + \frac{1}{2}\rho g V_{int}^2 + \Delta P(z)$$

(1)

La pression différentielle est maximale en surface (notée ΔP_{max}) et est reliée aux pertes de charge totales dans l'échangeur (notée ΔP_{hydrau}) par :

$$\Delta P_{max} \equiv P_{ext}(z = 0) - P_{int}(z = 0) = \frac{1}{2} \rho g (V_{int}^2 - V_{ext}^2) + \Delta P_{hydrau}$$

(2)

Les pertes de charge peuvent s'écrire en fonction des pertes de charges linéaires Δp et des pertes de charge ponctuelles $\Delta P_{ponct,i}$ par :

$$\Delta P_{hydrau} = \int_0^{2H} \Delta p \, dz + \sum_i \Delta P_{ponct,i}$$

(3)

Les pertes de charge sont fonction des propriétés thermo-physiques du fluide (en particulier de sa viscosité), de la température, et des propriétés du tubage (géométrie, rugosité) et augmentent avec la longueur du circuit, i.e. la profondeur de l'échangeur. W. Kessels évoque (18) des pressions différentielles de l'ordre de plusieurs dizaines de MPa (dans le cas théorique d'un forage atteignant 7 km).

D'après (19), La pression différentielle maximale admissible Δp sur un tube est donnée en fonction de la limite d'élasticité σ_0 , du rayon interne r_i et du rayon externe r_e par :

$$\Delta p = \frac{\sigma_0}{2} \left(1 - \left(\frac{r_i}{r_e} \right)^2 \right)$$

(4)

Pour l'acier (ASTM-A36), $\sigma_0 = 400 \text{ N/mm}^2$ (20).

Par ailleurs, W. Kessels mentionne le fait que la différence de pression maximale admissible diminue lorsque la déviation du forage augmente (cf. Figure 11).

Le tube central peut être soumis à des variations rapides de température, pouvant donner naissance à des contraintes.

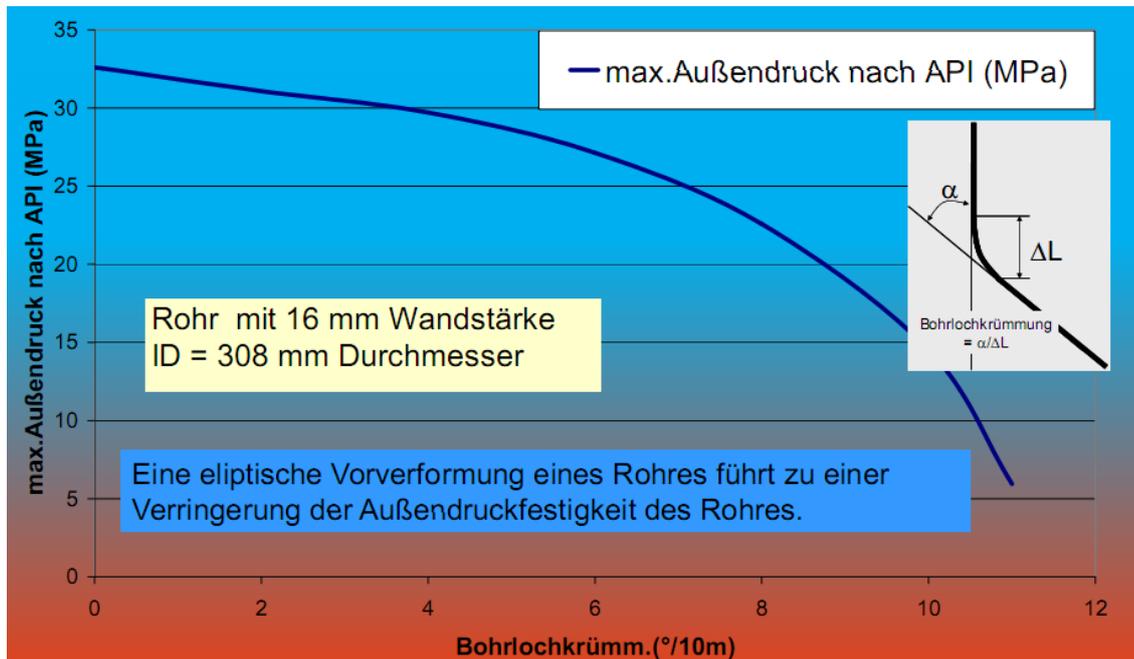


Figure 11 – Pression différentielle maximale acceptable en fonction de la déviation du forage α (d'après l'American Petroleum Institute), pour un tube de diamètre interne 308 mm et d'épaisseur 16 mm (d'après W. Kessels, (18)).

Les calculs réalisés en 4.4 montrent que pour les débits et les profondeurs investigués dans le cadre de notre projet (au maximum 16 kg/s et 2000 m), la perte de charge dans l'échangeur est inférieure à 0,7 MPa.

2.3.3. Tubage central en matériaux polymère ou en matériau composite

D'après W. Kessels (14), les caractéristiques mécanique tubes en composites pourraient ne pas être adaptés à des profondeurs supérieures à 1500 m environ.

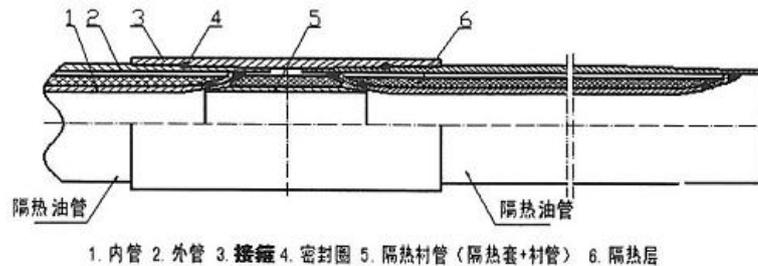
2.3.4. Tubage central en acier avec espace annulaire sous vide

Des tubages en acier avec espace annulaire sous vide sont utilisés dans l'industrie pétrolière pour l'injection de vapeur (cf. Figure 12). Certains tubages sont certifiés par l'API (American Petroleum Institute) (16). Les tiges de ces tubages développés par Shengli Oil Field Freet Petroleum Steel Pipe CO sont longues de 9 m.

Le fabricant annonce des coefficients d'échanges de l'ordre de 0,1 W/(m².K). Cependant, après prise en compte de la conduction aux filetages des tubes (ponts thermiques), W. Kessels estime le coefficient d'échange global du tubage à 6 W/(m².K) pour un filetage long de 18 mm.

Le fait que l'espace annulaire central soit sous vide d'air a pour conséquence que les pressions exercées par la colonne d'eau sur la face externe du tube extérieur et la face

interne du tubage intérieur sont particulièrement importante : à titre d'exemple, pour un forage profond de 2000 m, cette pression est de 20 MPa. Le fabricant annonce que la profondeur maximale de mise en place de cet échangeur est de 1500 m ; même si le forage de Weggis est équipé avec ce type de tubage jusqu'à 1780 m et celui de Prenzlau jusqu'à 3000 m.



1. Inner Pipe 2. Outer Pipe 3. Coupling 4. Sealing Ring
5. Insulated Liner Pipe (insulated Lagging Suit+ Liner) 6. Thermocase

Figure 12 – Tubage en acier avec espace annulaire sous vide développé par la firme Shengli Oil Field Freet Petroleum Steel Pipe CO., LTD, Shengli Industrial Zone, Nan'er Road, Dongying City, Shandong Province, CHINA (d'après W. Kessels (15)).



Figure 13 – Double tubage en acier avec espace annulaire sous vide dont les propriétés mécaniques sont étudiées par le projet GenSys (d'après W. Kessels (16))

2.3.5. Tubage central en acier avec isolation poreuse

a) Brevet DE 10 2010 010 850

W. Kessels (GEO-TIP GmbH) a déposé en Septembre 2011 un brevet portant sur un « mécanisme de tube de remontée dans les forages par isolation poreuse » (21)

[Vorrichtung als mechanisch vom Steigrohr in Bohrungen weitgehend entkoppelte poröse thermische Isolierung].

Le procédé consiste à disposer une enveloppe métallique (repérée en n° 3 sur la Figure 14) contenant une poudre minérale grossière (*grobkörniges Pulver*) ou des billes de verre sous vide. Cette enveloppe peut être disposée aussi bien sur la face interne qu'externe du tubage métallique. L'enveloppe est maintenue à proximité du tube central par des butées (n°11) fixée sur la connexion des tubes (n°2). Les tronçons d'enveloppe métallique ne sont pas connectés par des filetages. La différence de température entre les faces internes et externes du tubage est extrêmement limitée, ce qui réduit les contraintes d'origine thermique dans le tubage.

Dans le cas d'un double tubage avec une isolation par le vide, les deux tubes sont en contact, ce qui donne lieu à des courts-circuits thermiques. Le dispositif proposé s'affranchit de ces pertes thermiques. Le coefficient d'échange du tubage est estimé inférieur à 0,1 W/(m².K). La procédure de mise en place est décrite en Figure 15. Par ailleurs, la porosité du matériau de remplissage augmente le temps de parcours des molécules d'air de la face chaude à la face froide (diminution de la diffusion moléculaire de la chaleur), et réduit l'échange de chaleur par rayonnement.

L'inventeur annonce que le tubage développé est utilisable pour des forages atteignant 8000 m et des températures de 400 °C.

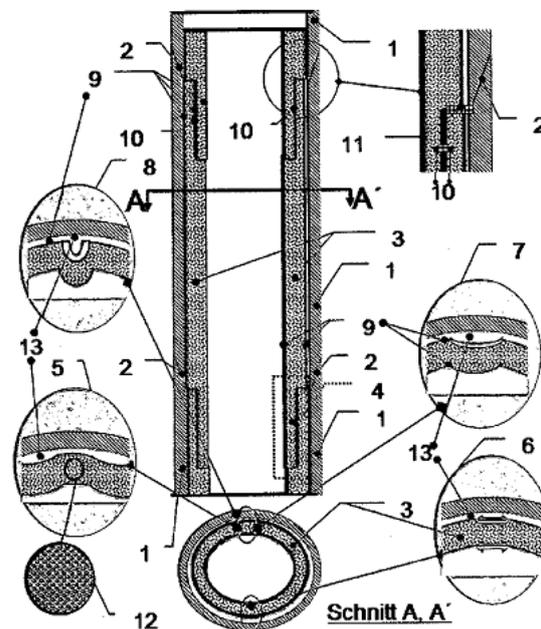


Figure 14 – Schéma de principe du système d'isolation du tube central breveté par GEO-TIP GmbH (brevet DE 10 2010 010 850).

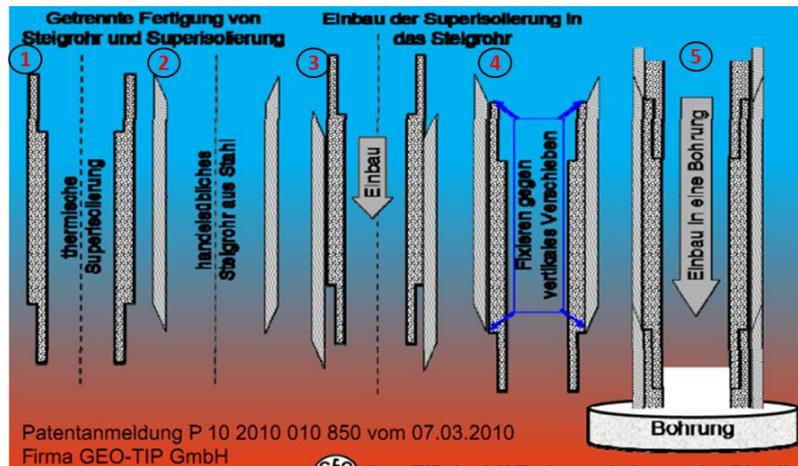


Figure 15 – Mise en place du tube central super-isolé (brevet DE 10 2010 010 850). 1 : enveloppe isolante. 2 : tube en acier classique. 3 : Mise en place de l'isolant dans le tube. 4 : Fixation de l'isolant dans le tube. 5 : Mise en place du tubage dans le forage (d'après W. Kessels).

b) Produits MAJUS

La société MAJUS commercialise 3 types de tubages isolés (cf. Tableau 3), fabriqués par la société ITP en France. Une attention particulière a été portée à la conception des raccords afin de limiter les ponts thermiques.

diam. interne (cm)	diam. externe (cm)	épaisseur (cm)	Coefficient d'échange h (W/K/m ²)	Résistance thermique R_{th} (K.m/W)
8,89	13,97	2,54	0,7	3,98
11,43	16,8275	2,69875	0,7	3,22
8,89	13,97	2,54	2,0	1,39

Tableau 3 – Caractéristiques des tubages MAJUS

2.3.6. Dispositif constitué d'au minimum deux tubes et d'un élément isolant disposé entre les tubes (brevet DE 10 2007 024 561)

H-J. Bayer (Tracto-Technik GmbH) a breveté un dispositif constitué d'au minimum deux tubes et d'un élément isolant disposé entre les tubes (22) (cf. Figure 16).

Le brevet semble assez générique : Il ne porte pas sur une procédure de mise en place du tubage. Il semble qu'aucun produit mettant en œuvre ce brevet ne soit actuellement commercialisé.

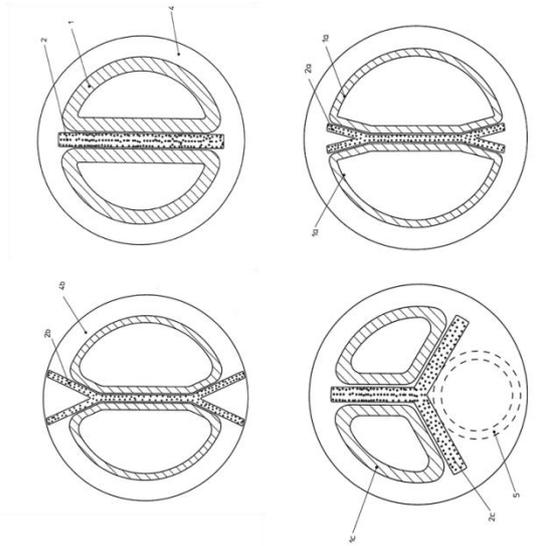


Figure 16 – Quatre variantes du dispositif d'isolation du tube central breveté par Tracto-Technik GmbH (brevet DE 10 2007 024 561)

2.3.7. Autres dispositifs faisant l'objet d'un brevet

W. Kessels fait référence dans le brevet DE 10 2010 010 850 à plusieurs autres brevets :

- Brevet DE 10 2005 045 807 A1 2007.03.29 portant sur une sonde coaxiale, sans que pour autant le dispositif d'isolation ne soit décrit ;
- Brevet DE 10 2007 033 436 A1 2009.01.22 décrivant une sonde coaxiale qui met en avant un système d'échange de chaleur avec le sol, mais ne porte pas sur l'isolation du tube central ;
- Brevet DE 10 2008 021 201 A1 2009.11.05 décrivant un double tubage dont l'espace annulaire est rempli d'une mousse isolante. Cette mousse pourrait résister à des pressions de 50 N/mm² ; la formulation n'est cependant pas indiquée.

3. Aspects réglementaires

3.1. TEXTES DE RÉFÉRENCE

La loi n° 77-620 du 16 juin 1977 (art. 1^{er}) a introduit la géothermie dans le code minier. Selon l'article L112-1 du titre Ier du Livre Ier du code minier, *relèvent du régime légal des mines les gîtes renfermés dans le sein de la terre dont on peut extraire de l'énergie sous forme thermique, notamment par l'intermédiaire des eaux chaudes et des vapeurs souterraines qu'ils contiennent, dits « gîtes géothermiques »*.

Le Livre Ier du code minier précise le champ d'application (titre Ier), les dispositions quant à la recherche (titre II) et à l'exploitation de gîtes géothermiques (titre III), les dispositions relatives aux titres miniers et aux autorisations (titre IV), les droits et les obligations liés à l'activité minière (titre V), les travaux miniers (titre VI) et la surveillance administrative et la police des mines (titre VIII).

Les gîtes géothermiques sont classés en gîtes à haute température (température supérieure à 150 °C) et gîtes à basse température (température inférieure à 150 °C) selon le décret n° 78-498 du 28 mars 1978 relatif aux titres de recherches et d'exploitation de géothermie.

Deux phases importantes peuvent être séparées : l'instruction des titres et les travaux, qui sont précisées ci-dessous.

3.1.1. Textes relatifs à l'instruction des titres

L'instruction des titres peut être résumée dans le Tableau 4.

- pour la géothermie :

	Haute température (>150°C)	Basse température (<150°C)
<p>Nom du titre en phase recherche</p> <p>Textes applicables</p>	<p>Permis exclusif de recherche</p> <p>Décret 2006-648 relatif aux titres miniers et aux titres de stockage souterrain. Arrêté du 28 juillet 1995 fixant modalité selon lesquelles sont établies les demandes portant sur les titres miniers et leurs annexes.</p>	<p>Autorisation de recherches</p> <p>Décret n° 78-498 du 28 mars 1978 relatif aux titres de recherches et d'exploitation de géothermie.</p>
<p>Nom du titre en phase exploitation</p> <p>Textes applicables</p>	<p>Concession</p> <p>Décret 2006-648 relatif aux titres miniers et aux titres de stockage souterrain. Arrêté du 28 juillet 1995 fixant modalité selon lesquelles sont établies les demandes portant sur les titres miniers et leurs annexes.</p>	<p>Permis d'exploitation</p> <p>Décret n° 78-498 du 28 mars 1978 relatif aux titres de recherches et d'exploitation de géothermie.</p>

Tableau 4 – Textes relatifs à l'instruction des titres pour la géothermie

- pour les hydrocarbures : voir colonne haute température du tableau précédent.

3.1.2. Textes relatifs aux travaux

Les travaux sont régis par le **titre VI du code minier**, par le décret n° **2006-649 du 2 juin 2006** relatif aux travaux miniers, aux travaux de stockage souterrain et à la police des mines et des stockages souterrains, et par le titre recherche par forage, exploitation de fluides par puits et traitement de ces fluides du **décret n° 80-331 du 7 mai 1980** portant règlement général des industries extractives.

3.2. LES CONDITIONS DE L'ARRET D'UNE EXPLOITATION - PROCEDURE D'ARRET DES TRAVAUX

Textes de référence : chapitre III du titre VI du code minier (articles L. 163-1 à L. 163-11) et chapitre V du décret 2006-649.

L'exploitant, au sens de l'article 26 titre III du décret 2006-49 relatif à la surveillance administrative et à la police des mines, qui est réputé le titulaire ou l'un des co-titulaires, nommément désigné, d'un titre minier ou d'un titre de stockage souterrain ou, **en l'absence d'un tel titre, la personne qui entreprend les travaux ou utilise les installations** mentionnées à l'article 25 du même décret, doit adresser une déclaration d'arrêt des travaux au préfet (article 43 décret 2006-649). Selon l'article L. 163-10, l'absence de titre minier ne fait pas obstacle à l'application de l'intégralité des dispositions des articles L. 163-1 à L. 163-9.

Cette demande, complétée s'il y a lieu à la demande du préfet, est adressée aux services intéressés et aux maires (article 46 du décret 2006-649). Lorsque les mesures envisagées par l'explorateur, ou l'exploitant, ou prescrites par l'autorité administrative, ont été exécutées, cette dernière lui en donne acte. L'accomplissement de cette formalité **met fin à l'exercice de la police des mines** (L. 163-9). **Sachant que** sont soumis à la surveillance administrative et à la police des mines et des stockages souterrains tous les travaux de recherches ou d'exploitation mentionnés au chapitre Ier du titre II du décret 2006-649, qu'ils soient ou non entrepris sous couvert d'une autorisation ou d'une déclaration, **y compris dans le cas où l'opérateur n'est pas détenteur du titre minier ou de stockage souterrain correspondant** (article 26 décret 2006-649).

NB : La police des mines est définie à l'article L. 171-1. Elle a pour objet de prévenir et de faire cesser les dommages et les nuisances imputables aux activités de recherches et d'exploitation des mines et spécialement de faire respecter les contraintes et les obligations énoncées dans des décrets pris pour préserver les intérêts mentionnés à l'article L. 161-1, ainsi que les obligations mentionnées à l'article L. 161-2 et par les textes pris pour leur application.

Dès que les déclarations prévues aux articles L. 163-1 à L. 163-3 ont été faites et qu'il a été donné acte des mesures réalisées, la fin de la validité du titre minier emporte transfert à l'État de la surveillance et de la prévention des risques mentionnés à l'article L. 174-1 et L174-2).

Ce transfert n'intervient toutefois qu'après que l'explorateur ou l'exploitant a transmis à l'État les équipements, les études et toutes les données nécessaires à l'accomplissement des missions de surveillance et de prévention et qu'après le versement par l'exploitant **d'une somme correspondant au coût estimé des dix premières années** de la surveillance et de la prévention des risques et du fonctionnement des équipements (article 50 décret 2006-649 et L. 174-2).

3.3. LA REPRISE D'UN ANCIEN FORAGE PETROLIER

Deux cas de reprise de puits pétroliers en puits géothermiques sont envisagés.

3.3.1. **Transfert d'un puits bouché et abandonné**

Dans le cas d'un puits ayant fait l'objet d'un arrêt définitif des travaux, la police des mines est tombée, la responsabilité de l'exploitant (pétrolier) n'est plus engagée, la soultte a été versée et le transfert à l'état a été réalisé.

Dans le cas d'un puits n'ayant pas fait l'objet d'un arrêt définitif des travaux, l'exploitant hydrocarbure peut procéder à l'arrêt des travaux miniers pour se trouver dans le cas d'un puits bouché et abandonné, puis procéder à la conversion de l'ouvrage pétrolier en ouvrage géothermique avant sa rétrocession vers un exploitant géothermique.

Le passage de l'ouvrage à un statut de puits géothermique devant se faire à la suite d'une demande d'autorisation de recherches et d'un permis d'exploitation au titre du décret n° 78-498.

Les questions suivantes sont ensuite à résoudre au cas par cas : comment faire passer le puits d'un statut de puits pétrolier à un statut de puits géothermique ? Comment faire au niveau de l'après mine et de la surveillance des puits ?

3.3.2. **Rétrocession d'un exploitant hydrocarbure vers un exploitant géothermie**

Dans le cas d'un puits n'ayant pas fait l'objet d'un arrêt définitif des travaux, l'exploitant hydrocarbure peut procéder à la conversion de l'ouvrage pétrolier en ouvrage géothermique avant sa rétrocession vers un exploitant géothermique.

Cette solution sous-entend qu'il n'y a pas eu de déclaration d'arrêt des travaux miniers, que la responsabilité de l'exploitant pétrolier est toujours engagée, et que la police des mines court toujours.

Le passage de l'ouvrage à un statut de puits géothermique devant se faire à la suite d'une demande d'autorisation de recherches et d'un permis d'exploitation au titre du décret n° 78-498.

Dans tous les cas, il peut y avoir superposition des titres pétroliers et géothermiques sur un même secteur géographique.

Cette procédure sous-entend qu'il n'y a pas de bouchage définitif du puits pétrolier et que la responsabilité de l'exploitant pétrolier est toujours engagée, la police des mines courant toujours.

Le cadre réglementaire du transfert doit être étudié au cas par cas.

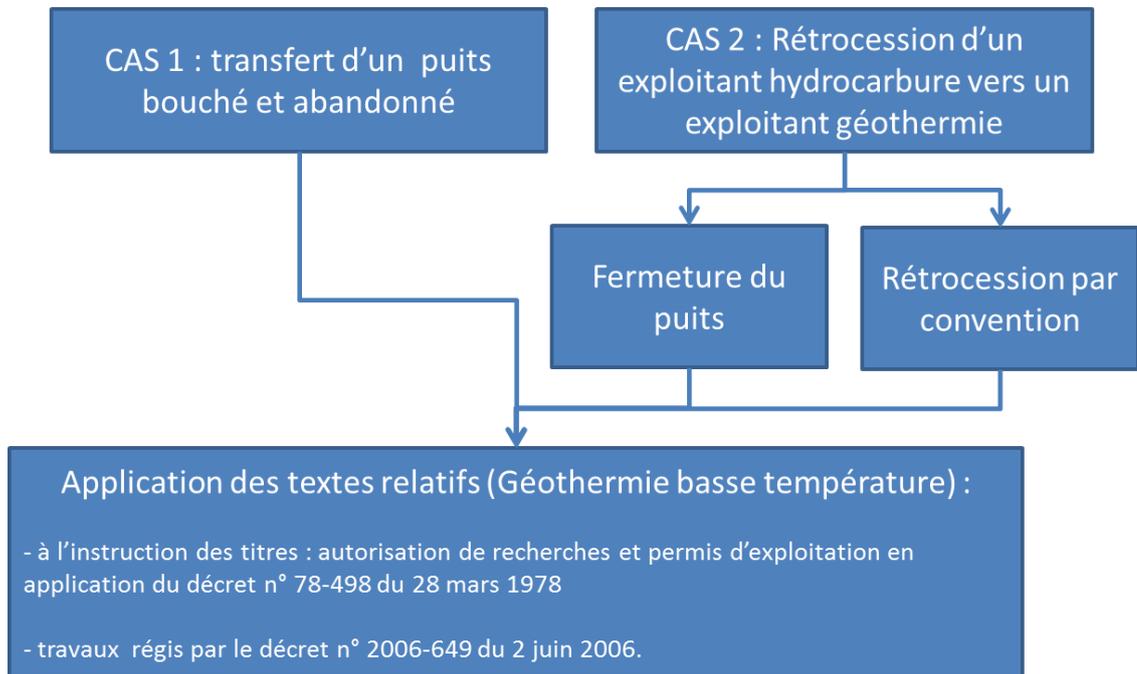


Figure 17 – Schéma des cas possible de reprise de puits pétroliers en puits géothermiques

3.4. LES EXEMPLES DE RECONVERSION DE FORAGES PÉTROLIERS POUR DES USAGES GÉOTHERMIQUES (EXPLOITATION DIRECTE D'AQUIFERES)

Il existe peu de réalisation en France de reconversion de forages pétroliers pour des usages géothermiques. On peut toutefois citer l'exemple du forage de Le Teich – Pirac 1 sur la commune de Le Teich en Gironde (23). La reconversion du forage pétrolier a été réalisée dans le but d'exploiter des eaux chaudes provenant des aquifères du Portlandien et du Purbecko-Wealdien traversés par le forage. Le forage a ensuite été utilisé pour un projet de pisciculture, dont l'étude d'impact a été étudiée par le BGRM (24).

4. Modélisation énergétique d'un échangeur profond

4.1. DESCRIPTION DES PHÉNOMÈNES PHYSIQUES EN JEU

4.1.1. Transferts thermiques dans le sous-sol

On considère que le sous-sol peut être décrit comme un milieu imperméable, homogène, isotrope et infini. Le seul mécanisme de transfert thermique pris en compte dans cette étude dans le matériau est la *conduction*. L'évolution de la température T en un point M du sous-sol, à l'instant t , obéit alors à l'équation de la chaleur :

$$\Delta T = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (5)$$

L'opérateur Δ est le laplacien, qui s'exprime en coordonnées cartésiennes par :

$$\Delta T = \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \quad (6)$$

L'équation de la chaleur fait intervenir deux propriétés thermophysiques du matériau : la conductivité thermique, notée λ , exprimée en $W/(K.m)$, et la capacité calorifique volumique, produit de la chaleur spécifique du matériau ($J/(K.kg)$) et de sa masse volumique ρ (kg/m^3), notée ρC_p ($J/(K.m^3)$). On introduit alors la *diffusivité thermique*, notée α (m^2/s), comme le rapport de la conductivité thermique à la capacité calorifique volumique :

$$\alpha = \frac{\lambda}{\rho C_p} \quad (7)$$

Les propriétés thermo-physiques pour différents types de sol sont données en Annexe 2.

L'équation de la chaleur (5) ne prend pas en compte les transferts d'énergie thermique par convection. En cas de circulations d'eau dans la roche, l'équation de la chaleur doit être réécrite afin de tenir compte de la dissipation de la chaleur par advection/convection.

L'équation de la chaleur est complétée par :

- Une condition initiale, en l'occurrence la température $T_0(z)$ du sol en-dehors de toute sollicitation thermique. Si on impose un flux géothermique q_{geo} (W/m²) et une température à la surface du sol T_0 , et si on considère un sol homogène et isotrope de conductivité thermique λ , la température initiale à une profondeur z s'écrit :

$$T_0(z) = \frac{q_{geo}}{\lambda} z + T_0$$

(8)

- Des conditions aux limites, permettant de tenir compte :

- o (i) de l'interface avec l'atmosphère :

$$T_0(z = 0) = T_0$$

(9)

- o (ii) de l'échange d'énergie entre le matériau solide et le fluide circulant dans les échangeurs (cf. ci-dessous).

4.1.2. Modélisation thermique de l'échangeur coaxial

Le schéma de principe d'un échangeur coaxial est présenté en Figure 18. Dans le cas d'un forage profond, pour lequel les variations de température non perturbée le long du forage peuvent être importantes (gradient géothermique), le fluide est injecté par l'annulaire extérieur pour qu'il se réchauffe au cours de sa descente, puis remonte par le tubage central. La température en sortie est d'autant plus importante que l'isolation thermique de l'annulaire central est élevée.

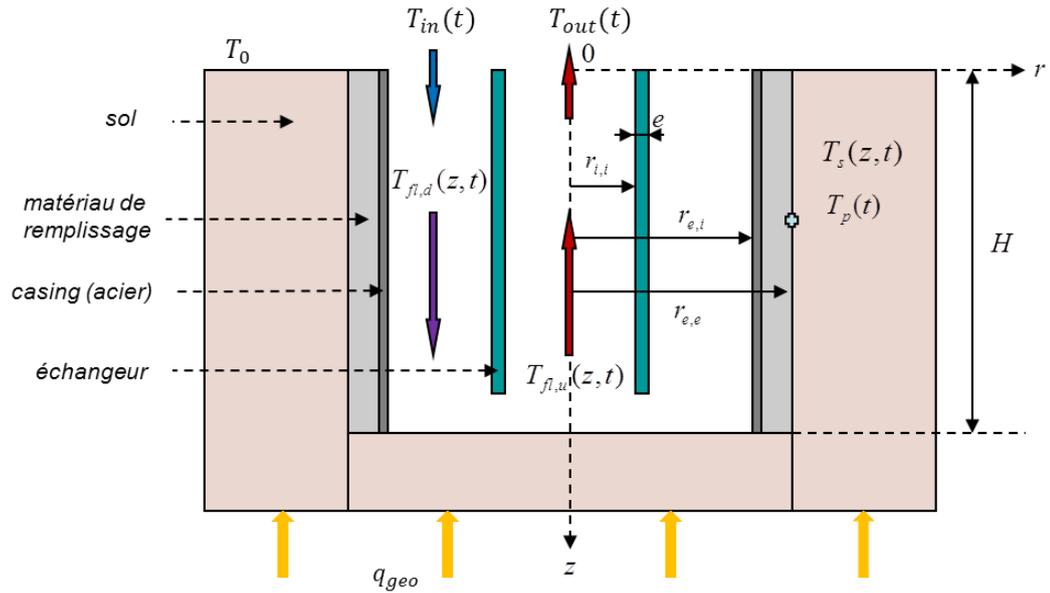


Figure 18 – Vue en coupe d'un échangeur géothermique coaxial.

On pose la section S_i traversée par le fluide montant :

$$S_i = \pi r_{i,i}^2 \quad (10)$$

Et S_e la section traversée par le fluide descendant :

$$S_e = \pi((r_{i,i} + e)^2 - r_{e,i}^2) \quad (11)$$

Les autres notations sont données en Tableau 5.

Notation	Description	Unité
e	Épaisseur du tube central	m
P	Puissance	W
λ	Conductivité thermique	W/(K.m)
\dot{m}	Débit masse	kg/s
Q	Débit volume	m ³ /s
C_p	Capacité calorifique massique	J/K/kg
ρ	Masse volumique	kg/m ³
ρC_p	Capacité calorifique volumique	J/K/m ³
R_{th}	Résistance thermique linéaire	K.m/W
h	Coefficient de transfert	W/(m ² .K)
p	Pression	Pa
Indices		
e,s	Entrée d'échangeur géothermique	
s,s	Sortie d'échangeur géothermique	
d	Fluide descendant	
u	Fluide montant	
s	Sol	
fl	Fluide	
e	Tubage extérieur	
i	Tubage intérieur	

Tableau 5 - Principales notations pour la modélisation thermique de l'échangeur

L'évolution de la température du fluide descendant $T_{fl,d}(z,t)$, du fluide montant $T_{fl,u}(z,t)$ et du sous-sol $T_s(r,z,t)$ est décrit par un système de trois équations :

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{m}(t)C_{p,fl} \frac{\partial T_{fl,d}}{\partial z} + \rho_{fl}C_{p,fl}S_e \frac{\partial T_{fl,d}}{\partial t} + \frac{T_{fl,d}(z,t) - T_{fl,u}(z,t)}{R_{th,i}} + \frac{T_{fl,d}(z,t) - T_p(z,t)}{R_{th,e}} = 0 \\ \dot{m}(t)C_{p,fl} \frac{\partial T_{fl,u}}{\partial z} - \rho_{fl}C_{p,fl}S_i \frac{\partial T_{fl,u}}{\partial t} + \frac{T_{fl,d}(z,t) - T_{fl,u}(z,t)}{R_{th,i}} = 0 \\ \Delta T_s = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial T_s}{\partial t} \end{array} \right.$$

(12)

Où $T_p(z,t)$ est la température en paroi extérieur de forage, à la profondeur z . À puissance d'échange constante, le niveau de température en sortie d'échangeur est

d'autant plus élevé que la résistance thermique du tube central $R_{th,i}$ est élevée. (diminution du court-circuit thermique entre le fluide descendant et le fluide montant).

La puissance P_{fl} **céde** par le fluide (et donc gagnée par le sol) est :

$$P_{fl}(t) = C_{p,fl} \dot{m} (T_{fl,u}(z = 0, t) - T_{fl,d}(z = 0, t)) \quad (13)$$

De façon systématique, un bilan de puissance doit être réalisé au terme d'une modélisation énergétique : Il s'agit de vérifier que la puissance cédée par le fluide P_{fl} est proche (à la variation près de l'énergie interne du fluide) de la puissance reçue par le matériau solide $P_{flux,cond}$ et à la variation P_{sol} au cours du temps de l'énergie interne de ce même matériau, ce que l'on peut écrire :

$$P_{flux,cond}(t) = - \oint_{Frontière\ sol} \vec{\phi}_s(M, t) \cdot d\vec{S} \quad (14)$$

$$P_{sol}(t) = \rho_{sol} C_{p,sol} \iiint_{Volume\ sol} \frac{dT(M, t)}{dt} dV \quad (15)$$

$$P_{fl}(t) = P_{flux,cond}(t) = P_{sol}(t) \quad (16)$$

4.1.3. Caractéristiques de l'écoulement

Une augmentation du débit, les autres paramètres étant maintenus constants, entraîne une augmentation du transfert thermique, mais aussi des pertes de charges Δp_{tot} , et par conséquent une augmentation de la consommation électrique du circulateur.

Les pertes de charge totales dans l'échangeur Δp_{tot} sont la somme des pertes de charge dans l'annulaire extérieur Δp_e et dans l'annulaire interne Δp_i . Δp_i diminue lorsque le rayon de l'annulaire interne $r_{i,i}$ augmente, tandis que Δp_e augmente. Il existe donc, d'un point de vue hydraulique, un **diamètre optimal du tubage interne** minimisant les pertes de charge.

Les relations qui permettent de déterminer le régime d'écoulement et de calculer les pertes de charges sont données en Annexe 3.

4.2. DEVELOPPEMENT D'UN MODÈLE NUMÉRIQUE PARAMETRABLE DE SGV PROFONDE

Un modèle numérique d'échangeurs géothermiques, développé par le BRGM sous l'environnement Comsol Multiphysics (ver. 4.2), a été adapté pour le projet. Ce modèle numérique résout le système d'équations (12). Comsol Multiphysics est un logiciel dédié à la résolution de problèmes physiques variés (transferts thermiques, écoulements, mécanique des milieux continus, électromagnétisme, etc.), s'appuyant sur la méthode des éléments finis. Le principe de la modélisation numérique est détaillé en Annexe 4.

4.3. MÉTHODE DE MODÉLISATION DYNAMIQUE D'UNE PAC COUPLÉE À UNE SGV PROFONDE ET ESTIMATION DES PERFORMANCES ÉNERGÉTIQUES

4.3.1. Présentation générale de la méthode

Une méthode d'estimation de la température du fluide caloporteur, de la puissance extraite du forage (puissance frigorifique P_{fr}), de la puissance électrique consommée par la pompe à chaleur P_{elec} , en fonction de la puissance calorifique P_{cal} (puissance appelée par le bâtiment) et des caractéristiques de la pompe à chaleur est développée.

Le schéma de l'installation modélisée est donné en Figure 19.

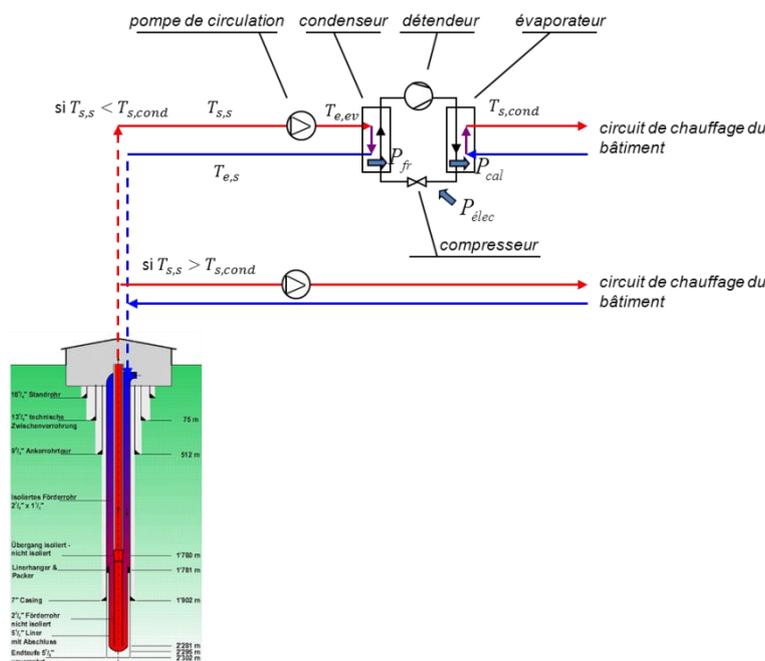


Figure 19 – Schéma de principe de l'installation modélisée

Contrairement à une exploitation directe d'un aquifère profond, la température en sortie d'échangeur évolue sur de courtes périodes de temps (typiquement l'heure) du fait du refroidissement de la matrice rocheuse dû à la circulation du fluide caloporteur. Une modélisation fine de l'évolution temporelle de la température en sortie de l'échangeur géothermique est un problème complexe nécessitant de résoudre l'équation (12) avec un pas de temps court (typiquement inférieur à l'heure), ce qui peut être numériquement coûteux, et de coupler l'évolution de la température de sortie d'échangeur géothermique avec un modèle numérique de pompe à chaleur sur ce même pas de temps court.

Nous proposons une méthode générale de modélisation dynamique d'un bâtiment connecté à une pompe à chaleur sur échangeur géothermique vertical profond. Le calcul est effectué à partir d'une courbe de besoin en chaleur d'un bâtiment sur un pas de temps de 12 h.

Le modèle développé peut gérer l'alimentation directe d'un bâtiment par le fluide géothermal ou l'alimentation par PAC. Qualitativement, on considère qu'une augmentation des besoins en énergie thermique du bâtiment a pour conséquence une augmentation du débit de fluide caloporteur dans l'échangeur souterrain, donc une diminution de la température du fluide caloporteur (refroidissement de la matrice rocheuse). Lorsque la température de sortie de sonde est inférieure à la température d'entrée du réseau de chaleur, la PAC se met en fonctionnement.

a) Modélisation des transferts thermiques dans le sous-sol

Le temps de séjour du fluide dans l'échangeur étant de l'ordre de quelques heures alors que le pas de temps de calcul est ici de 12 h, l'équation

(12) peut alors être simplifiée en négligeant les termes de transports en $\frac{\partial T_{fl,d}}{\partial t}$ et $\frac{\partial T_{fl,u}}{\partial t}$:

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{m}C_{p,fl} \frac{\partial T_{fl,d}}{\partial z} + \frac{T_{fl,d}(z,t) - T_{fl,u}(z,t)}{R_{th,i}} + \frac{T_{fl,d}(z,t) - T_p(z,t)}{R_{th,e}} = 0 \\ \dot{m}C_{p,fl} \frac{\partial T_{fl,u}}{\partial z} + \frac{T_{fl,d}(z,t) - T_{fl,u}(z,t)}{R_{th,i}} = 0 \\ \Delta T_s = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial T_s}{\partial t} \end{array} \right.$$

(17)

À chaque instant t , on fournit au modèle numérique la température d'entrée dans l'échangeur géothermique $T_{e,s}(t)$ et le débit $\dot{m}_{GTH}(t)$, et le modèle calcule la température de sortie de l'échangeur géothermique $T_{s,s}(t)$.

b) Modélisation du bâtiment

En ce qui concerne le besoin de surface, on considère que la PAC est raccordée à un bâtiment, dont le profil de consommation est celui d'une maison individuelle RT2000 de 134 m² de superficie située à Orléans. La modélisation énergétique dynamique au pas de temps horaire de ce bâtiment est détaillée en (25). La consommation annuelle en énergie thermique de ce bâtiment est de 68 kWh/m²/an. La puissance calorifique maximale appelée par le bâtiment est de 37,8 W/m² et le temps à pleine charge de fonctionnement de la PAC de 1794 h (cf. Figure 20).

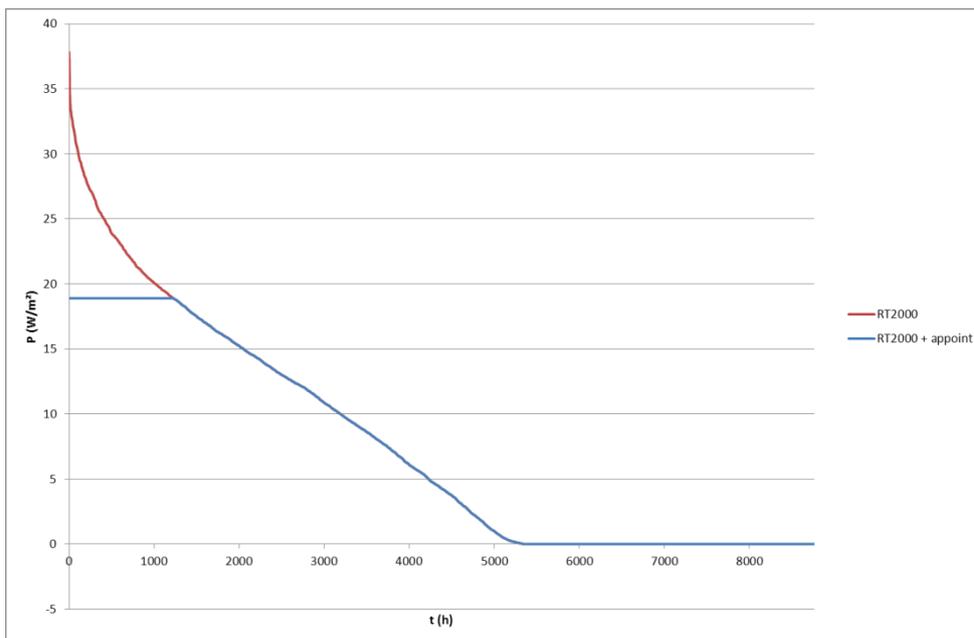


Figure 20 – Courbe monotone du bâtiment modélisé. Une puissance d'appoint de 50 % de la puissance crête permet à la PAC de couvrir 90 % du besoin.

La puissance calorifique est moyennée sur 12 h puisque dans la procédure décrite, le calcul est effectué avec un pas de temps de 12 h. Le pic de puissance calorifique est cependant maintenu à 37,8 W/m² afin de mesurer la baisse de température du fluide caloporteur lors d'un soutirage de chaleur important. Cette courbe de puissance sert de donnée d'entrée à toutes les modélisations énergétiques dynamiques effectuées dans cette étude.

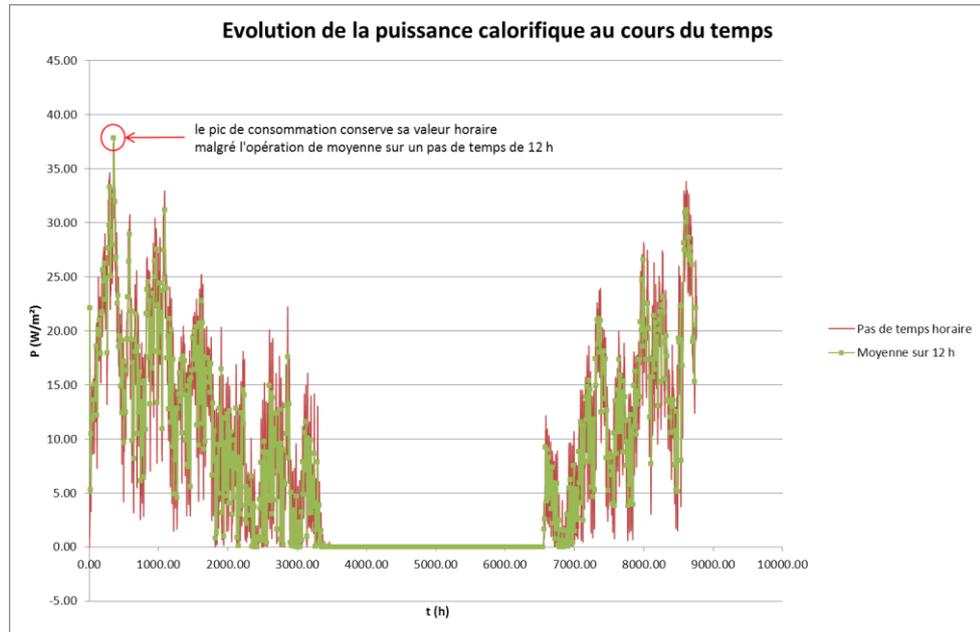


Figure 21 – Evolution temporelle de la puissance calorifique du bâtiment modélisé au pas de temps horaire, et de sa moyenne sur un pas de temps de 12 h, par unité de surface.

c) Modélisation de la pompe à chaleur

La performance de la pompe à chaleur est définie par son COP (coefficient de performance), rapport de la puissance calorifique à la puissance électrique consommée par le compresseur :

$$COP(T_{e,ev}, T_{s,cond}) = \frac{P_{cal}}{P_{elec}}$$

(18)

Le COP est fonction de la température d'entrée dans l'évaporateur $T_{e,ev} = T_{s,s}$, et de la température de sortie de condenseur $T_{s,cond}$ (température d'entrée dans le circuit de chauffage du bâtiment).

La puissance frigorifique (en valeur absolue) est reliée à la puissance électrique et à la puissance calorifique par :

$$P_{fr}(t) = P_{cal}(t) - P_{elec}(t) = P_{cal}(t) \frac{COP(T_{s,s}(t), T_{s,cond}) - 1}{COP(T_{s,s}(t), T_{s,cond})}$$

(19)

Par ailleurs, la puissance frigorifique est reliée au débit et à l'écart de température entre l'entrée et la sortie du forage par :

$$P_{fr}(t) = \dot{m}_{GTH}(t)C_{p,fl}(T_{e,s}(t) - T_{s,s}(t))$$

(20)

Par conséquent, la température du fluide en entrée du forage s'écrit :

$$T_{e,s}(t) = T_{s,s}(t) - \frac{P_{cal}(t)}{\dot{m}_{GTH}(t)C_{p,fl}} \times \frac{COP(T_{e,s}(t), T_{s,cond}) - 1}{COP(T_{e,s}(t), T_{s,cond})}$$

(21)

On considère que la puissance demandée à l'évaporateur de la PAC est obtenue en ajustant le débit dans l'échangeur géothermique : par exemple, si la puissance calorifique est multipliée par deux (en l'absence de fonctionnement de la PAC), le débit géothermique est multiplié par deux :

$$\dot{m}_{GTH}(t) = \frac{P_{cal}(t)}{\Delta T_{nom}C_{p,fl}}$$

(22)

On définit un écart « nominal » de température ΔT_{nom} comme l'écart de température entre la sortie et l'entrée de l'échangeur GTH, en fonctionnement direct (pas de fonctionnement de la PAC). Dans tout ce qui suit, $\Delta T_{nom} = 5 \text{ °C}$. Dans la modélisation, le fonctionnement de la PAC entraîne une réduction de ΔT_{nom} . Toutes choses étant égales par ailleurs, des modélisations sont réalisées pour des puissances calorifiques croissantes et donc pour des débits de fluide géothermique croissants.

Caractéristiques de la pompe à chaleur :

On considère que l'échangeur souterrain est raccordé à une pompe à chaleur dont les caractéristiques, en particulier le COP, sont celles d'une PAC de la gamme DYNACIAT série LG-LGP commercialisée par CIAT. Les puissances calorifiques des PAC de cette gamme sont comprises entre 250 kW et 820 kW.

La Figure 22 présente l'évolution de la puissance frigorifique en fonction des températures de source froide et chaude pour le plus petit modèle de la gamme (700V, données du constructeur). Pour une température de sortie d'évaporateur (entrée d'échangeur géothermique) de 5 °C et d'entrée de condenseur (entrée du circuit de chauffage) de 30 °C, la puissance frigorifique développée est de 215 kW.

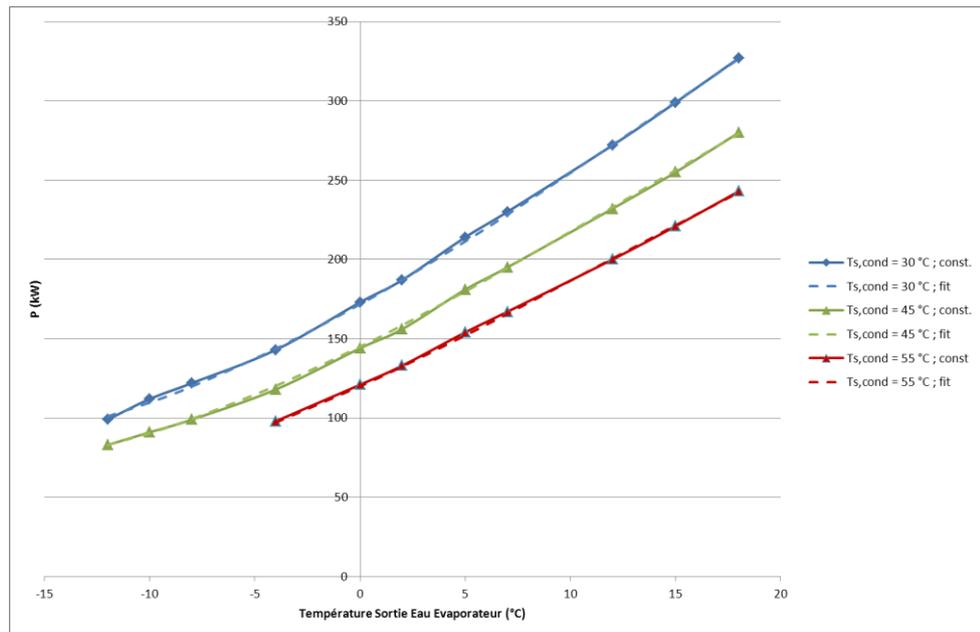


Figure 22 – Puissance frigorifique développée par la pompe à chaleur 700V de la gamme DYNACIAT série LG-LGP en fonction de la température de sortie d'eau de l'évaporateur pour différentes températures de sortie de condenseur

La Figure 23 présente le COP du modèle 700V en fonction des températures de source froide et chaude. On a pu constater que par ailleurs le COP dépend peu du modèle de PAC considéré.

Une corrélation permettant de relier le COP de la PAC à la température de sortie de l'évaporateur $T_{s,ev}$ et de sortie de l'eau du condenseur $T_{s,cond}$ a été établie (températures en °C) :

$$COP(T_{s,ev}, T_{s,cond}) = 1,1 \times 10^{-3} \times T_{s,ev}^2 + 8,5 \times 10^{-4} \times T_{s,cond}^2 - 3,5 \times 10^{-3} \times T_{s,ev} \times T_{s,cond} + 0,268 \times T_{s,ev} - 0,17 \times T_{s,cond} + 9,67$$

(23)

Cette corrélation sera utilisée dans tout ce qui suit, quelle que soit la puissance installée de la PAC. La prise en compte de l'évolution du COP au cours de l'exploitation permettra de calculer la consommation électrique du compresseur de la PAC.

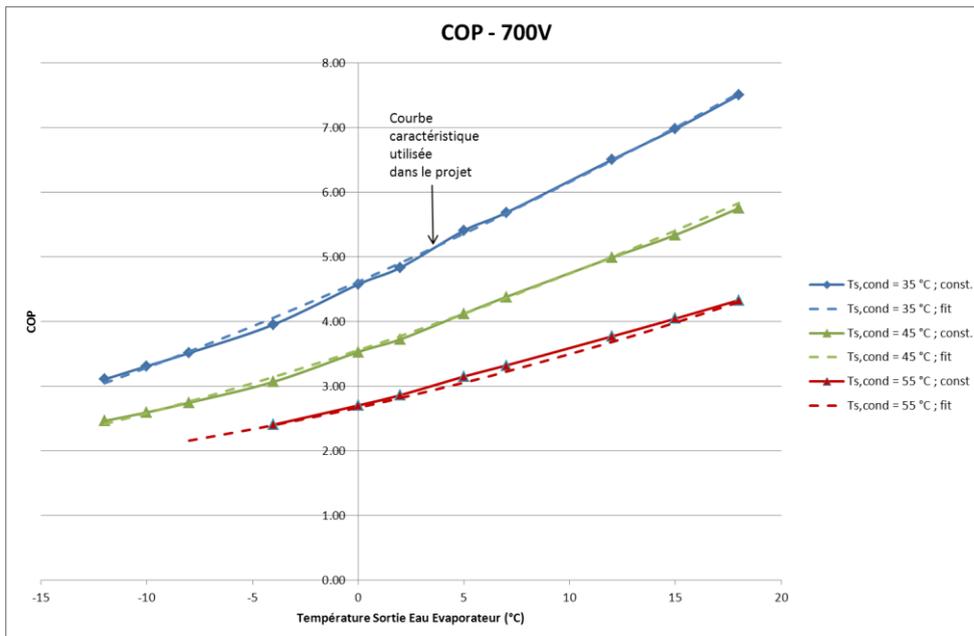


Figure 23 – COP de la pompe à chaleur 700V de la gamme DYNACIAT série LG-LGP en fonction de la température de sortie d'eau de l'évaporateur pour différentes températures de sortie de condenseur (données constructeur) et corrélations. Dans tout ce qui suit, on modélise une PAC avec un régime d'eau condenseur de 35 °C / 30 °C.

Par défaut, on considère un réseau de chauffage fonctionnant à basse température, avec **des températures d'entrée (respectivement de sortie) du circuit de chauffage de 35 °C (respectivement 30°C)**. Si la température de sortie du forage est inférieure à 35 °C, la pompe à chaleur se met en fonctionnement afin de remonter la température du fluide de chauffage à 35°C.

Les consommations électriques du compresseur et du circulateur sont des données d'entrée du modèle économique. Un synoptique global de la méthode est exposé en Figure 24.

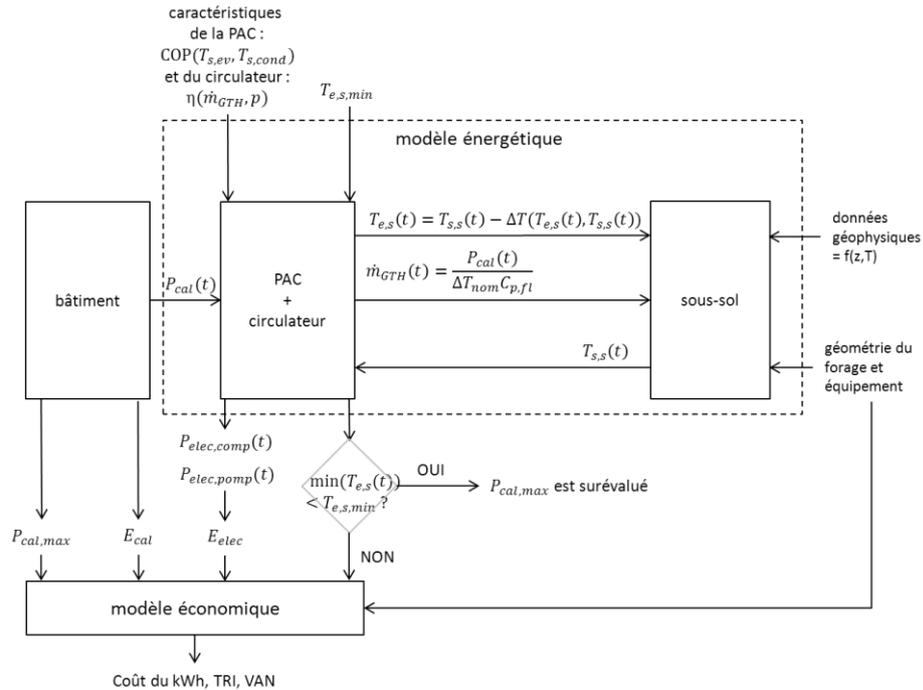


Figure 24 – Schéma de principe du modèle énergétique estimatif et liens avec le modèle économique (en l'absence d'appoint énergétique)

d) Modélisation de l'appoint énergétique

Le principal facteur limitant la puissance de la PAC est la baisse de la température du fluide caloporteur lors des pics de consommation. Afin de remédier à cette limitation, des modélisations ont été menées avec un appoint énergétique (par ex. au gaz ou par une résistance thermique) ayant pour rôle de prendre la relève de la géothermie lors des pointes de consommations. Un dimensionnement de l'appoint à 50 % de la puissance maximale permet à la PAC de couvrir 90 % des besoins annuels avec le profil de bâtiment pris en compte dans cette étude (cf. Figure 25).

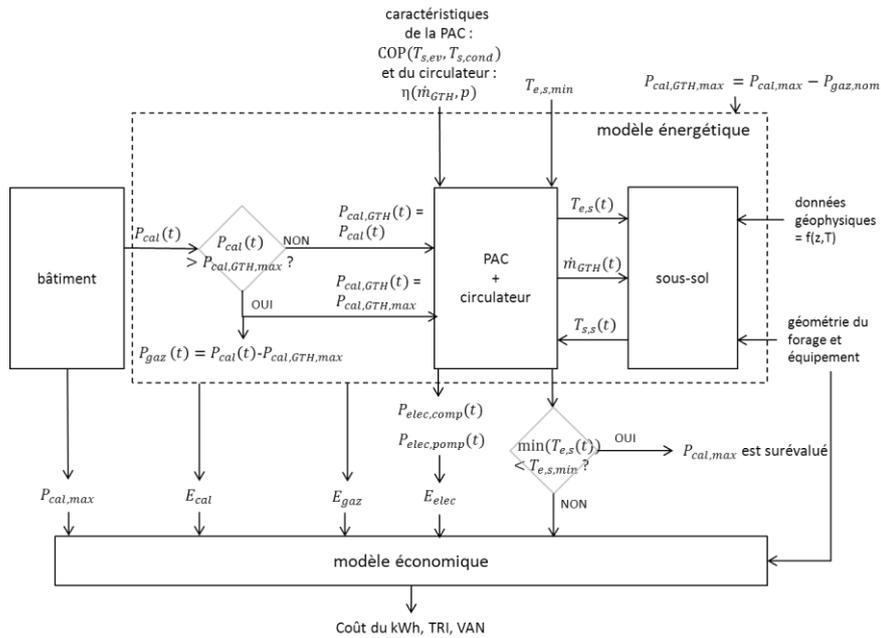


Figure 25 – Schéma de principe du modèle énergétique estimatif et liens avec le modèle économique (en présence d'un appoint énergétique)

Grandeur	Symbole	Valeur retenue sauf mention contraire
Temps de fonctionnement annuel équivalent de la PAC	$t_{eq\ PAC\ 1an}$	1800 h
Pic de consommation du bâtiment (par unité de surface)	$P_{cal,max}$	37,8 W/m ²
Température de départ/retour du circuit de chauffage (sortie/entrée du condenseur de la PAC)	$T_{s,cond} , T_{e,cond}$	35 °C, 30 °C
Écart de température sortie/entrée d'échangeur GTH en fonctionnement direct	$\Delta T_{nom} = T_{e,s} - T_{s,s}$	5 °C
Rendement du circulateur de l'échangeur GTH	η_{circ}	50 %
Puissance de l'appoint (% du pic de consommation du bâtiment) ; Couverture du besoin énergétique annuel par l'appoint (<u>sauf mention contraire l'appoint n'est pas modélisé</u>)	$P_{appoint} ; E_{appoint}/E_{cal,max}$	50 % ; 10 %

Tableau 6 – Valeurs numériques retenues pour le besoin thermique du bâtiment et pour les principaux paramètres de l'installation de surface (sauf mention contraire, toutes les modélisations se réfèrent à ces valeurs)

4.4. SÉLECTION D'UN FORAGE PROFOND ET DE SON ÉQUIPEMENT

Un grand nombre de paramètres peuvent être investigués : dimension, équipement et profondeur du forage, données géophysiques, etc. On choisit de fixer certains paramètres dans tout ce qui suit et d'en faire varier d'autres :

4.4.1. Paramètres fixés

- (i) **Conductivité thermique du sol** : 2 W/(K.m)
- (ii) **Flux géothermique** : 0,06 W/m² (valeur correspondant à un gradient géothermique de 3 °C / 100 m pour une conductivité de 2 W/K/m)
- (iii) **Géométrie du forage** (cf. ci-dessous).
- (iv) **Fluide caloporteur de l'échangeur géothermique** : eau dépourvue d'antigel

4.4.2. Paramètres investigués

- (i) **Profondeur du forage** : 1000 m, 1500 m et 2000 m ;
- (ii) **Résistance thermique du tube central** :

Quatre valeurs de résistance thermiques sont investiguées (cf. Tableau 7). Elles correspondent à des valeurs typiques d'un tube parfaitement isolé, d'un tubage central en acier avec espace annulaire sous vide, d'un tubage central en matériaux polymère ou fibre de verre et composite et d'un tubage central dont le coefficient d'échange global est 10 fois supérieur à celui du tubage en matériaux polymère. Le cas d'un tubage en acier est donné à titre indicatif. On considère que l'épaisseur du tubage central est de 1 cm.

Le coefficient d'échange convectif de chaque type de tube a été estimé en 2.3.

Technologie de tube	Tubage avec isolation parfaite	Tubage central en acier avec espace annulaire sous vide	Tubage central en matériaux polymère ou fibre de verre et composite		Tubage central en acier
R_{th} (K.m/W)	(infinie)	0,73	$7,3 \times 10^{-2}$	$7,3 \times 10^{-3}$	$7,3 \times 10^{-4}$
Conductivité du matériau (si matériau homogène) λ (W/(K.m))	0	(sans objet)	0,35	3,5	35
h (W/(m ² /K))	0	3,50	35,0	350	3500

Tableau 7 – Valeurs de coefficients d'échange thermique retenus en fonction du type de tube. La résistance thermique R_{th} est calculée pour un tube central de rayon interne 58 mm et d'épaisseur 10 mm.

- (iii) **Puissance** : le débit de masse est de l'ordre de quelques kg/s. À titre indicatif, avec un écart de température entrée/sortie $\Delta T = 8$ °C, un débit de 1,0 kg/s (resp. 5 kg/s) correspond à une puissance soutirée au forage de 33,4 kW (resp. 167,2 kW).

4.4.3. Géométrie du forage, équipement et conditions d'exploitation

a) Géométrie considérée

On considère un forage de diamètre interne 20 cm. Le forage est constitué d'un casing en acier d'épaisseur 1 cm et d'un matériau de remplissage contenu entre le casing et la formation géologique, d'une épaisseur de 2 cm (cf. Figure 26).

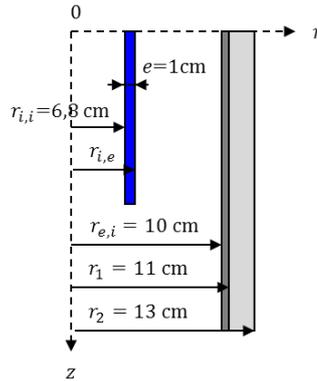


Figure 26 – Vue en coupe de la géométrie du forage étudié (configuration de référence)

b) Caractéristiques thermiques du forage

La résistance thermique de conduction entre le fluide descendant et le terrain est donnée par :

$$R_{th,e,tu} = \frac{1}{2\pi\lambda_{acier}} \ln\left(\frac{r_1}{r_{e,i}}\right) + \frac{1}{2\pi\lambda_{rempl}} \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right) = 0,0448 \text{ K.m/W} \quad (24)$$

Avec $\lambda_{acier} = 35 \text{ W/(K.m)}$ et $\lambda_{rempl} = 0,6 \text{ W/(K.m)}$

c) Pertes de charges et consommation du circulateur

Le positionnement du tube est choisi de manière à minimiser les pertes de charges totales Δp dans l'échangeur (cf. Figure 27). Les corrélations utilisées pour le calcul des pertes de charge sont explicitées en Annexe. On considère que tous les tubages sont lisses (ce qui minimise les pertes de charge). Avec les hypothèses retenues, le rayon interne de l'échangeur central optimal (minimisant les pertes de charge) est de 58 mm.

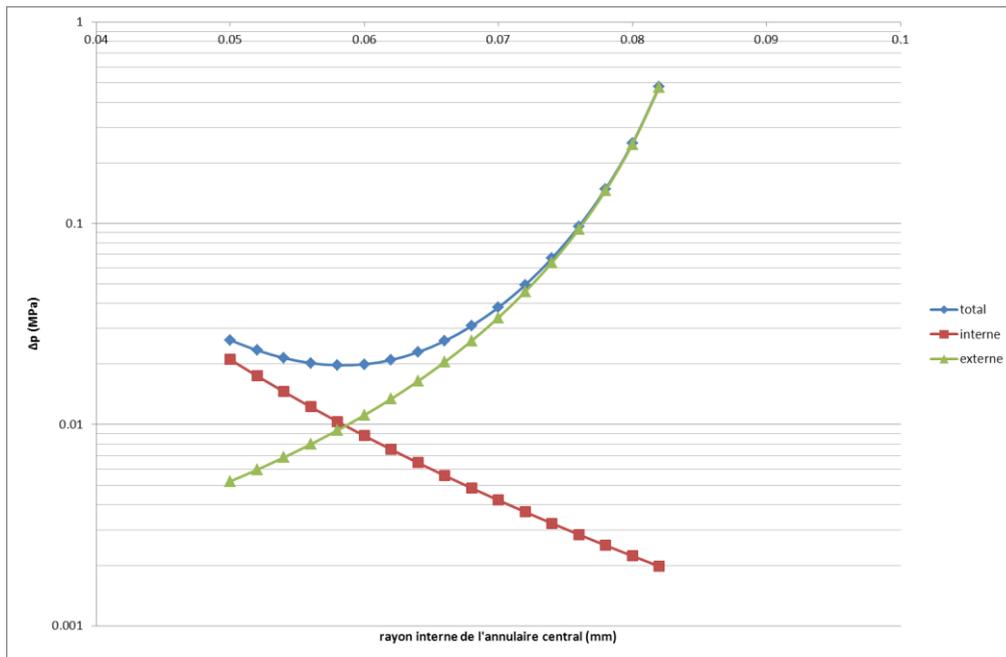


Figure 27 – Pertes de charge totales, dans l’annulaire interne et externe dans un échangeur de 1500 m de profondeur, alimenté par un débit de 3 kg/s, en fonction de la position du tube central. Les propriétés du fluide sont prises à $T = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Le débit a peu d’influence sur la position optimale du tube central (cf. Figure 27 et Figure 28) : Les courbes des pertes de charge interne et externe restent proches pour les débits investigués (de 1 kg/s à 13 kg/s).

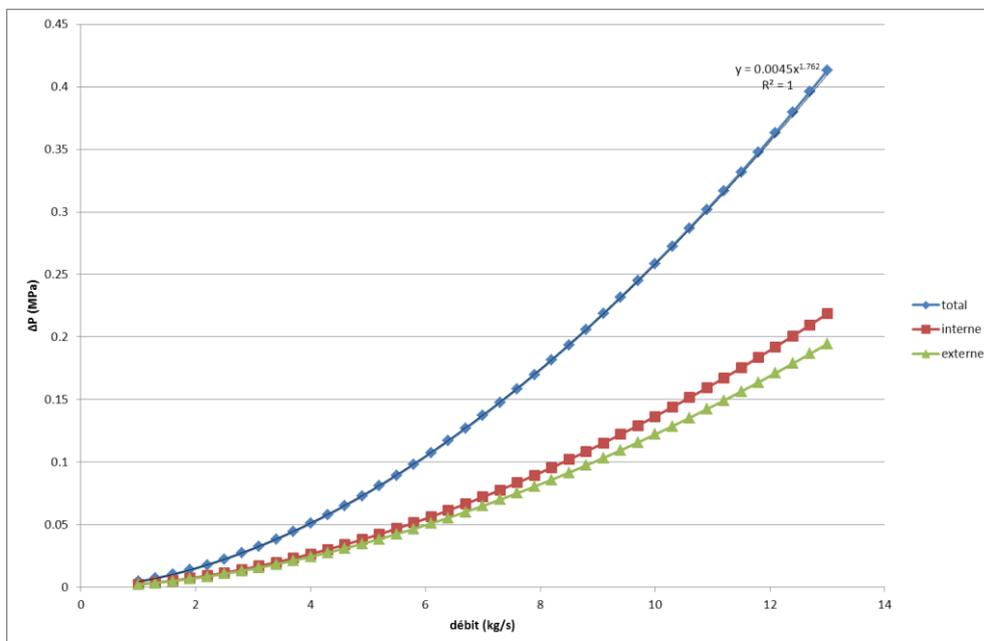


Figure 28 – Pertes de chage totales, internes et externes, avec un rayon interne du tube central de 58 mm, en fonction du débit, pour un forage de 2000 m. Les propriétés du fluide sont prises à $T = 40\text{ °C}$.

La puissance nécessaire à la circulation du fluide (cas idéal d'un circulateur dont le rendement vaut 1) est donnée par :

$$P_{circ,id} = \Delta p_{tot} \frac{\dot{m}}{\rho}$$

(25)

Les pertes de charge et les puissances de circulation sont données pour différentes conditions d'exploitation en Figure 29 et Figure 30. Pour un forage profond de 2000 m et un débit de 13 kg/s, la puissance nécessaire à la circulation est de 5,4 kW, ce qui est faible devant les puissances frigorifiques envisagées (de l'ordre de 50 kW à 300 kW).

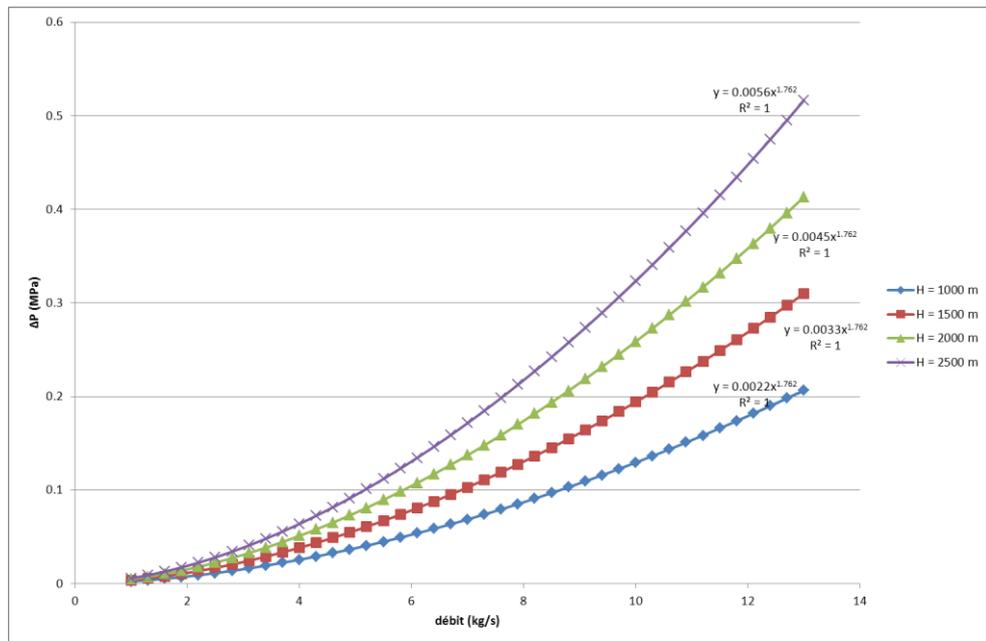


Figure 29 – Pertes de chage totales, avec un rayon interne du tube central de 58 mm, en fonction du débit, pour quatre profondeurs (1000 m, 1500 m, 2000 m, 2500 m). Les propriétés du fluide sont prises à $T = 40\text{ °C}$.

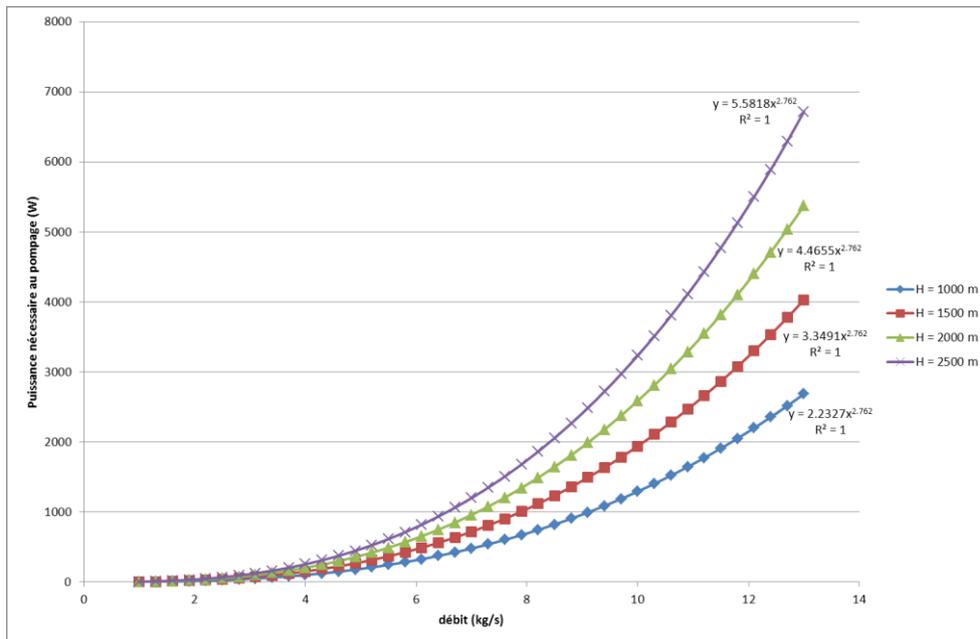


Figure 30 – Puissance nécessaire à la circulation du fluide, avec un rayon interne du tube central de 58 mm, en fonction du débit, pour quatre profondeurs (1000 m, 1500 m, 2000 m, 2500 m). Les propriétés du fluide sont prises à $T = 40\text{ °C}$.

Les pertes de charge Δp_{tot} (en MPa) et la puissance nécessaire à la circulation P_{circ} (en W) en fonction du débit \dot{m} (en kg/s) suivent une loi simple (cf. Figure 29) de la forme :

$$\Delta p_{tot} = a \dot{m}^{1,762} \quad (26)$$

$$P_{circ} = \frac{a}{\rho} \dot{m}^{2,762} \quad (27)$$

Le paramètre a augmente avec la profondeur de l'échangeur (cf. Tableau 8).

H (m)	1000	1500	2000	2500
paramètre a (l)	0,0022	0,0033	0,0045	0,0056

Tableau 8 – Paramètre a de la corrélation pertes de charge – débit pour différentes profondeurs d'échangeur H (température de fluide : 40 °C)

Les pertes de charge sont utilisées pour estimer la consommation électrique du circulateur lors de l'étude économique. Le rendement du circulateur η_{circ} est défini comme le rapport entre la puissance réellement consommée par le circulateur et la puissance nécessaire au pompage, et dépend des pertes de charges totales et du débit :

$$\eta_{circ}(\Delta p_{tot}, \dot{m}) = \frac{P_{circ,re}}{P_{circ,id}} \quad (28)$$

Dans tout ce qui suit, on considère que le **rendement du circulateur est de 50 %**, quel que soient les pertes de charges ou le débit. Étant donné que la puissance nécessaire à la circulation est un ordre de grandeur inférieure à la puissance thermique extraite du forage, on considère que cette approximation est suffisante.

d) Résistances thermiques

Les résistances thermiques interne $R_{th,i}$ (entre le fluide de l'annulaire intérieur et le fluide de l'annulaire extérieur) et externe $R_{th,e}$ (entre le fluide de l'annulaire extérieur et la paroi extérieure du forage) font intervenir deux phénomènes distincts :

- La **conduction** à travers le matériau des tubes, casings, matériau de remplissage ;
- La **convection forcée** à travers le fluide. Le transfert thermique dépend du régime d'écoulement (et donc du débit) et des propriétés thermo-physiques du fluide (et donc de sa température).

La résistance thermique interne (entre le fluide descendant et montant) est la somme de la résistance de conduction à travers le tube central $R_{th,i,tu}$, de la résistance de convection du fluide montant $R_{th,i,i}(T_{fl,u})$, et de la résistance de convection du fluide descendant, sur la face interne de l'annulaire extérieur $R_{th,i,e}(T_{fl,d})$:

$$R_{th,i}(T_{fl,d}, T_{fl,u}) = R_{th,i,tu} + R_{th,i,i}(T_{fl,u}) + R_{th,i,e}(T_{fl,d}) \quad (29)$$

La résistance thermique externe (entre le fluide descendant et le milieu extérieur), est la somme de la résistance de conduction à travers le casing et le matériau de remplissage $R_{th,e,tu}$, et de la résistance de convection du fluide descendant, sur la face externe de l'annulaire extérieur $R_{th,e}(T_{fl,d})$:

$$R_{th,e}(T_{fl,d}) = R_{th,e,tu} + R_{th,e}(T_{fl,d}) \quad (30)$$

Aux débits investigués, la résistance thermique du fluide est souvent faible devant la résistance thermique de conduction (cf. Figure 31). Les corrélations utilisées pour le calcul des résistances fluide-fluide sont données en Annexe 3.

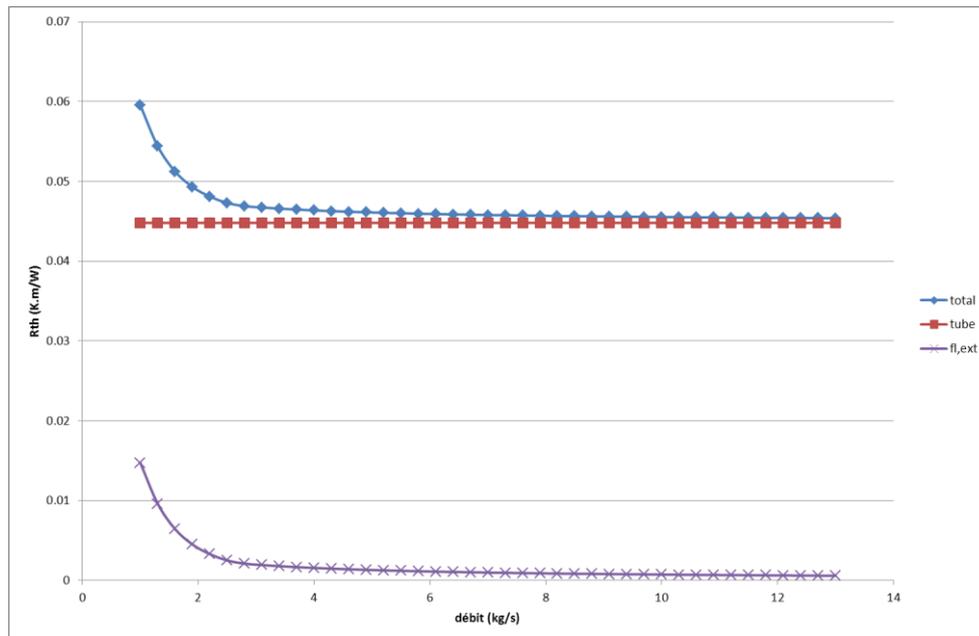


Figure 31 – Résistance thermique entre le fluide dans l'annulaire extérieur et le sol (somme de la résistance par conduction dans le casing et le matériau de remplissage et de la résistance de convection dans le fluide). Les propriétés du fluide sont prises à 20 °C.

e) Temps de séjour du fluide dans l'échangeur géothermique

Le temps de séjour du fluide dans l'échangeur géothermique est un paramètre important pour la conception de la régulation de l'installation et pour un calcul fin du COP. En effet, le temps de séjour est de l'ordre de quelques heures, i.e. du même ordre de grandeur que les pics de consommations du bâtiment. Qualitativement, lorsque la PAC fonctionne à plein régime, le front de fluide froid injecté dans l'échangeur géothermique « pousse » le fluide à une température non perturbée (effet piston), et est atténué (réchauffement du fluide au contact du sol) avant de ressortir quelques heures après son injection, lorsque la PAC aura retrouvé un taux de fonctionnement plus faible.

Le temps de séjour du fluide est représenté en Figure 32 et Figure 33. Pour un échangeur de 1000 m (resp. 2000 m) et un débit de 4 kg/s, le temps de séjour dans l'échangeur est de 2 h environ (resp. 4 h environ).

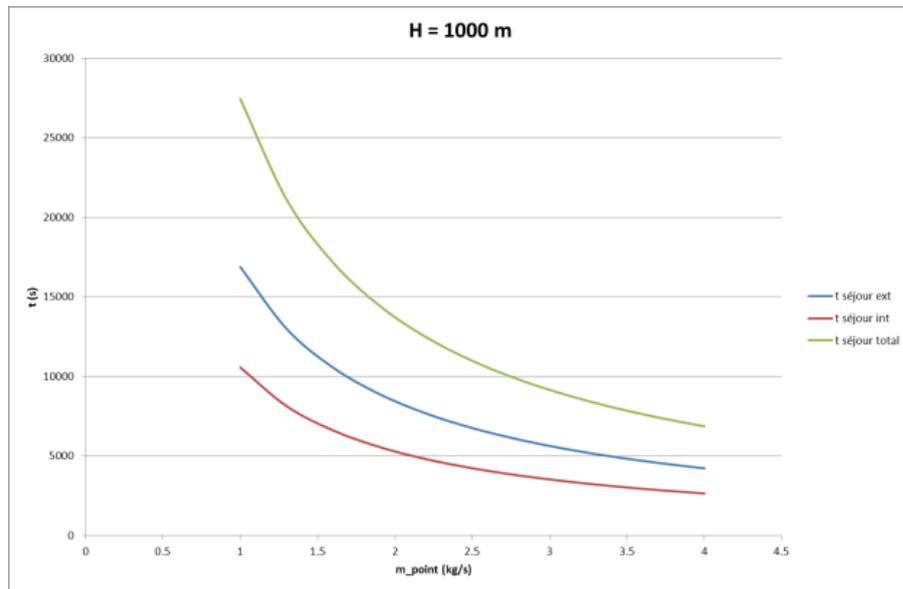


Figure 32 – Temps de séjour du fluide dans le tube descendant, dans le tube montant, et temps de séjour total dans l'échangeur en fonction du débit massique pour un forage profond de 1000 m

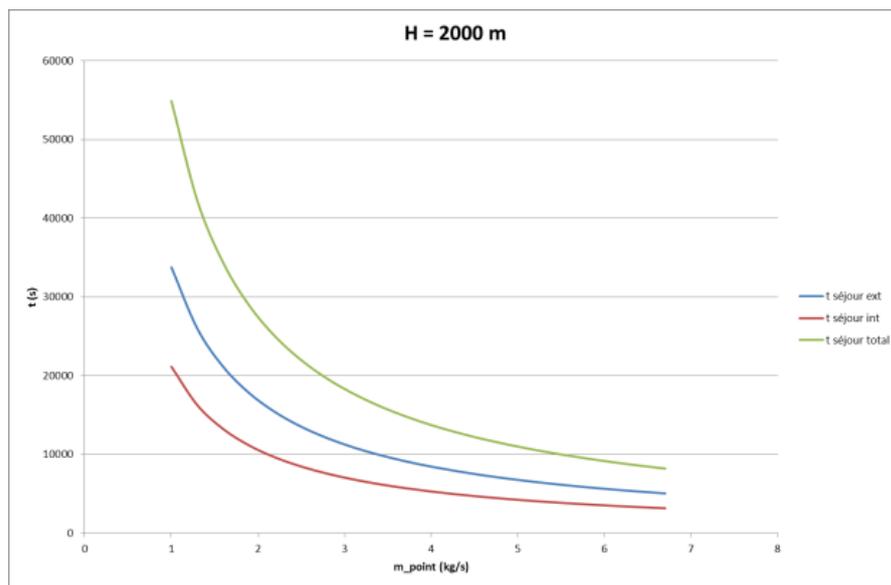


Figure 33 – Temps de séjour du fluide dans le tube descendant, dans le tube montant, et temps de séjour total dans l'échangeur en fonction du débit massique pour un forage profond de 2000 m

4.5. ORDRE DE GRANDEUR DE L'ÉVOLUTION DE LA TEMPÉRATURE DU FLUIDE ET DE LA PUISSANCE SOUTIRÉE

4.5.1. Calcul de la température du fluide à puissance extraite constante

Pendant une période de 30 jours (720 h), le forage est sollicité en extraction de chaleur, avec, pour une étude donnée, un débit et un écart de température entre l'entrée et la sortie maintenus constants, et donc une puissance échangée constante. La différence de température est prise à -8 °C , une valeur classique pour une installation de surface (pompe à chaleur ou réseau de chaleur).

Les températures du fluide entre la sortie et l'entrée de l'échangeur sont calculées. Cela permet d'estimer les **débits permettant une exploitation directe** de l'échangeur, où en cas d'utilisation d'une pompe à chaleur, la **relation entre le débit et la température de sortie** de l'échangeur.

Le débit varie de $1,0\text{ kg/s}$ à $5,0\text{ kg/s}$ par pas de 1 kg/s , ce qui correspond à une puissance soutirée **en continu** au forage variant de $33,4\text{ kW}$ à $167,2\text{ kW}$ (avec un écart de température entrée/sortie $\Delta T = 8\text{ °C}$).

On a vérifié sur le modèle numérique développé que le bilan d'énergie est bouclé, i.e. que l'intégration de la puissance prélevée en surface sur le fluide sur un intervalle de temps donnée est égale la variation d'énergie interne du sol sur ce même intervalle de temps.

Ci-dessous, nous investiguons l'impact de l'isolation du tubage central sur la température de fluide caloporteur.

a) Tubage parfaitement isolé

- Évolution temporelle de la température d'entrée d'échangeur géothermique

Les évolutions de température de fluide sont représentées en Figure 34 ($H = 1000\text{ m}$), Figure 35 ($H = 1500\text{ m}$), Figure 36 ($H = 2000\text{ m}$).

Après 30 jours d'une sollicitation continue de 67 kW , la température en entrée de puits est de 6 °C sur le forage de 1000 m , de 20 °C sur le forage de 1500 m et de 33 °C sur le forage de 2000 m .

Le soutirage continu d'une puissance de 100 kW sur le forage de 1000 m a pour conséquence une température en entrée de puits inférieure à 0 °C dès 260 h d'exploitation. Après 1 mois de soutirage de 167 kW en continu sur le forage de 2000 m , la température en entrée de puits est de $16,5\text{ °C}$.

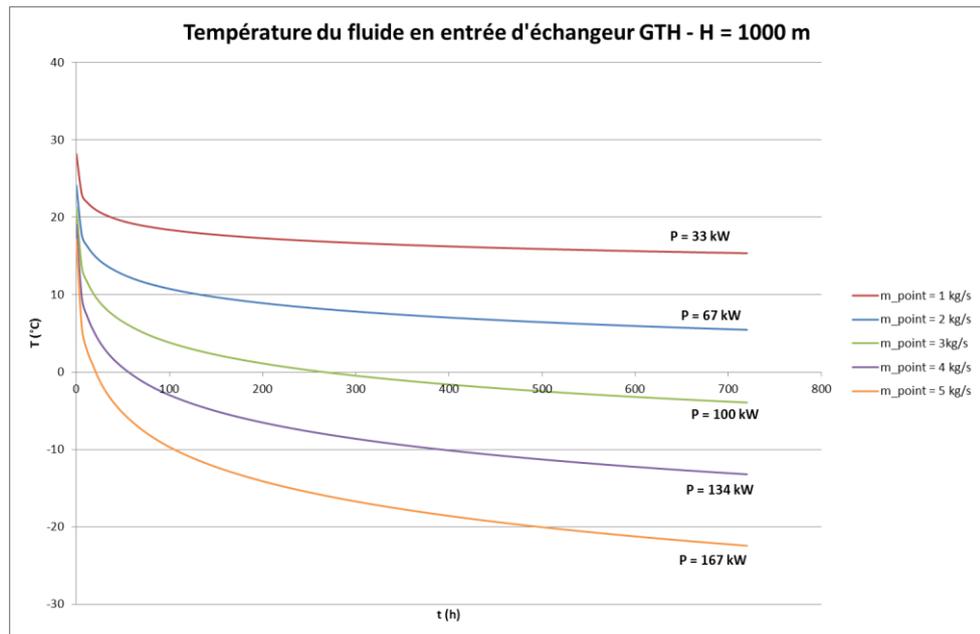


Figure 34 – Evolution de la température du fluide en **entrée** d'échangeur géothermique (H = 1000 m, tube parfaitement isolé) (la température de sortie d'échangeur géothermique est 8 °C supérieure).

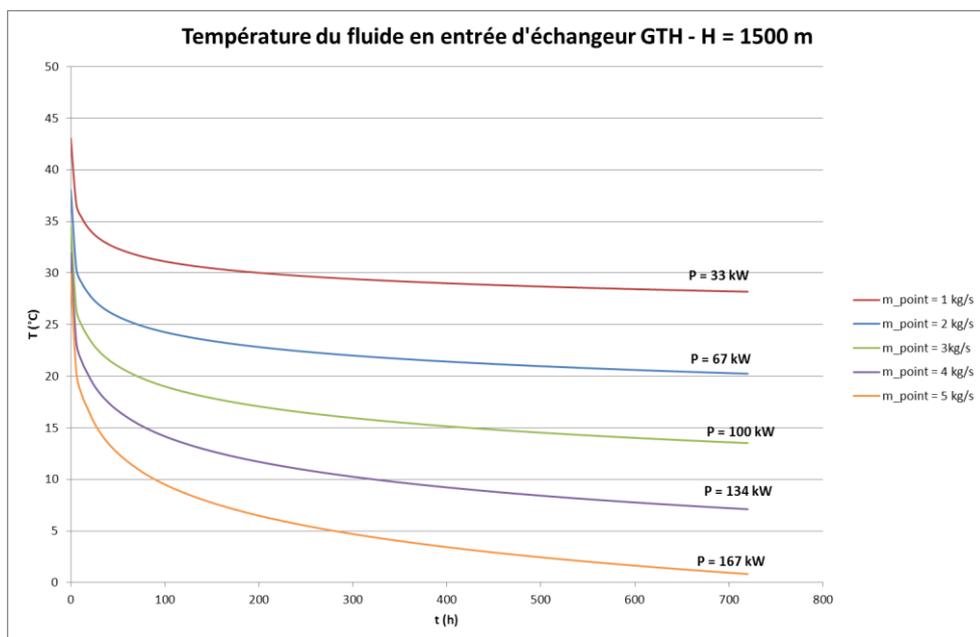


Figure 35 – Evolution de la température du fluide en **entrée** d'échangeur géothermique (H = 1500 m, tube parfaitement isolé) (la température de sortie d'échangeur géothermique est 8 °C supérieure).

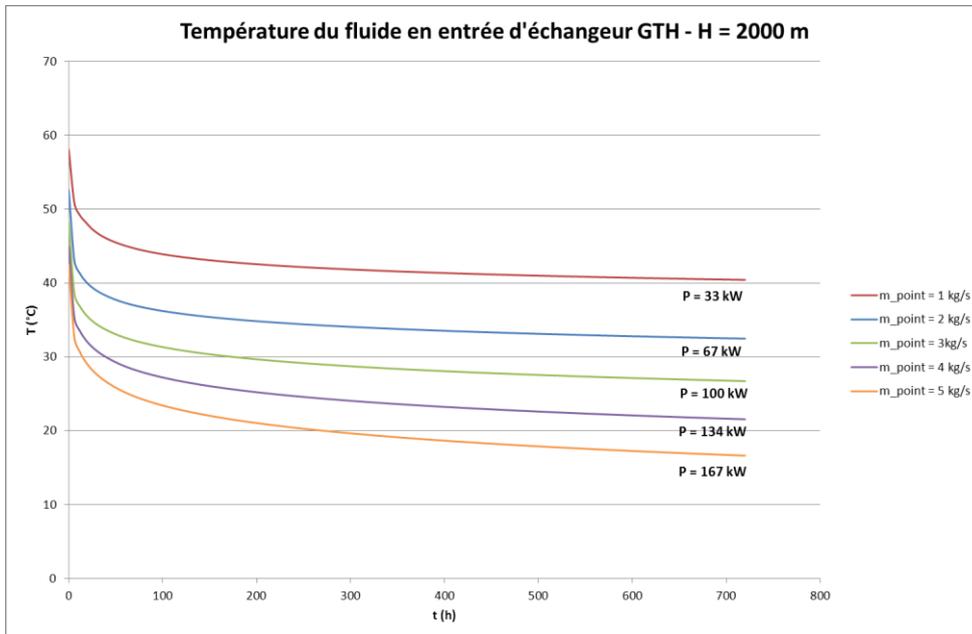


Figure 36 – Evolution de la température du fluide en **entrée** d'échangeur géothermique ($H = 2000$ m, tube parfaitement isolé) (la température de sortie d'échangeur géothermique est 8 °C supérieure).

- Profil de température dans le forage (après 30 jours)

Les profils de température dans les forages de 1000 m et 2000 m sont représentés ci-dessous. Du fait de l'isolation parfaite du tube de remontée, la température au fonds du puits est égale à la température en sortie de puits. On observe par ailleurs que pour le forage de 2000 m, pour un débit faible (1 kg/s), et donc un temps de séjour important du fluide dans l'échangeur, le fluide se refroidit lors de la descente jusqu'à 700 m de profondeur, après quoi il se réchauffe.

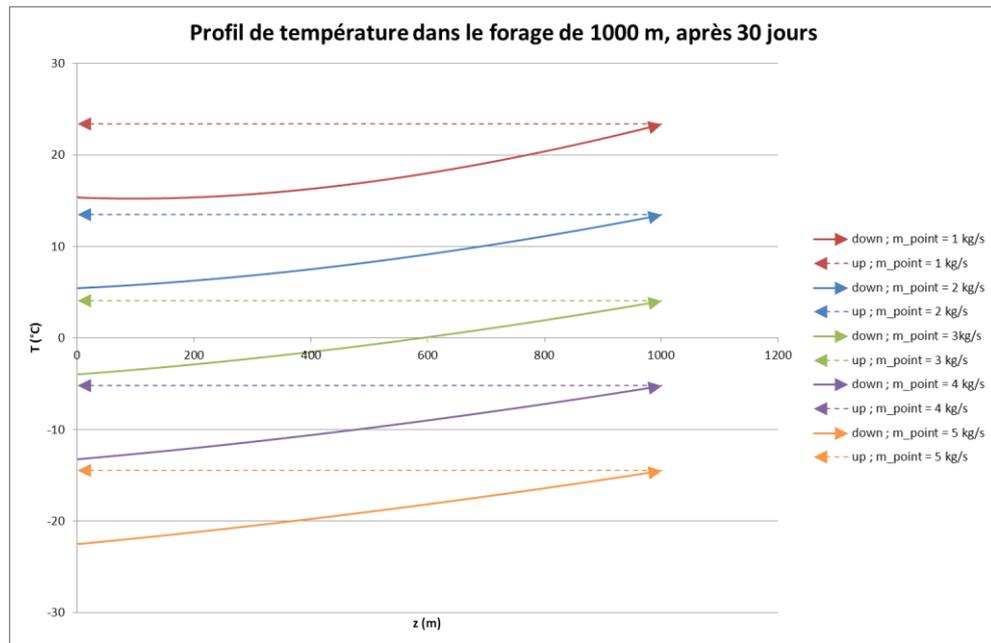


Figure 37 – Profil de température dans le forage de 1000 m, après 30 jours (tube parfaitement isolé)

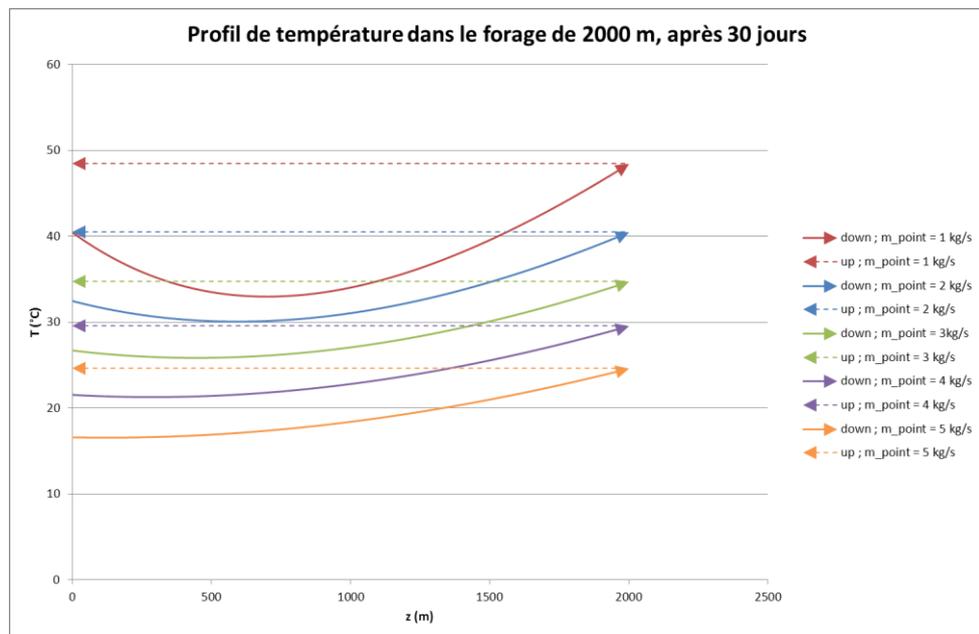


Figure 38 – Profil de température dans le forage de 2000 m, après 30 jours (tube parfaitement isolé)

b) Résistance thermique $R_{th} = 0,73 \text{ K.m/W}$ (double-tubage en acier)

- Évolution temporelle de la température d'entrée d'échangeur géothermique

Les évolutions de température de fluide sont représentées en Figure 39 ($H = 1000 \text{ m}$) et Figure 40 ($H = 2000 \text{ m}$).

Après 30 jours de sollicitation, pour un prélèvement de 67 kW, la température en entrée de puits est de 6 °C sur le forage de 1000 m, de 20 °C sur le forage de 1500 m et de 33 °C sur le forage de 2000 m.

Le soutirage continu d'une puissance de 100 kW sur le forage de 1000 m a pour conséquence une température en entée de puits inférieure à 0 °C dès 230 h (au lieu de 240 h avec le tube parfaitement isolé).

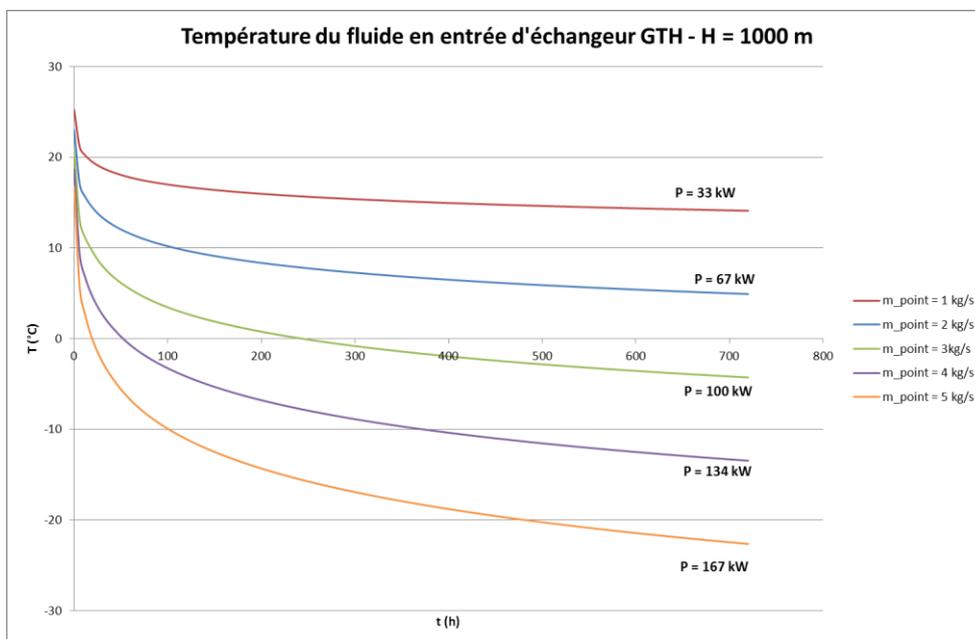


Figure 39 – Evolution de la température du fluide en **entrée** d'échangeur géothermique ($H = 1000 \text{ m}$, $R_{th} = 0,73 \text{ K.m/W}$) (la température de sortie d'échangeur géothermique est 8 °C supérieure).

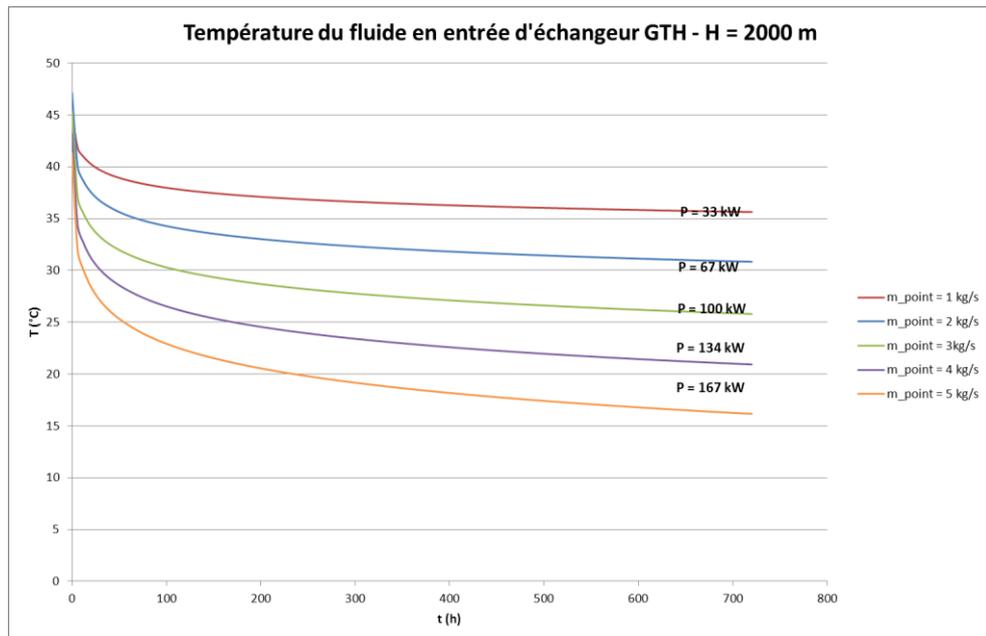


Figure 40 – Evolution de la température du fluide en **entrée** d'échangeur géothermique ($H = 2000$ m, $R_{th} = 0,73$ K.m/W) (la température de sortie d'échangeur géothermique est 8 °C supérieure).

- Profils de température dans le forage (après 30 jours)

Les profils de température sont donnés en Figure 41 ($H = 1000$ m) et Figure 42 ($H = 2000$ m). Pour le forage de 2000 m, Après 1 mois de soutirage à 167 kW en continu la température en entrée de puits est de $16,1$ °C (au lieu de $16,5$ °C avec le tube parfaitement isolé) ; elle est de $35,3$ °C pour un soutirage de 33 kW (au lieu de $40,3$ °C pour un tube parfaitement isolé).

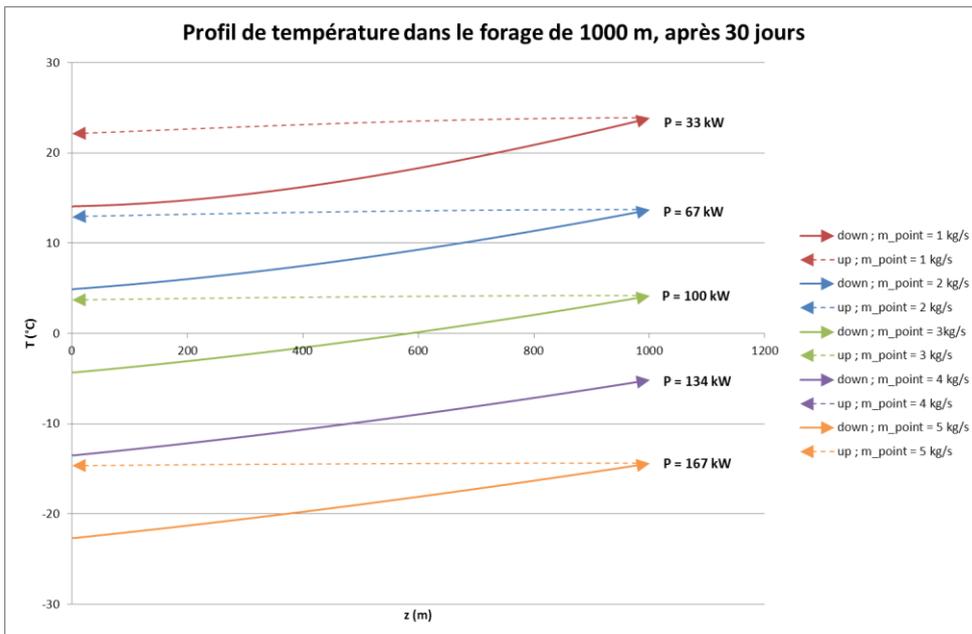


Figure 41 – Profil de température dans le forage de 1000 m, après 30 jours ($R_{th} = 0,73 \text{ K.m/W}$)

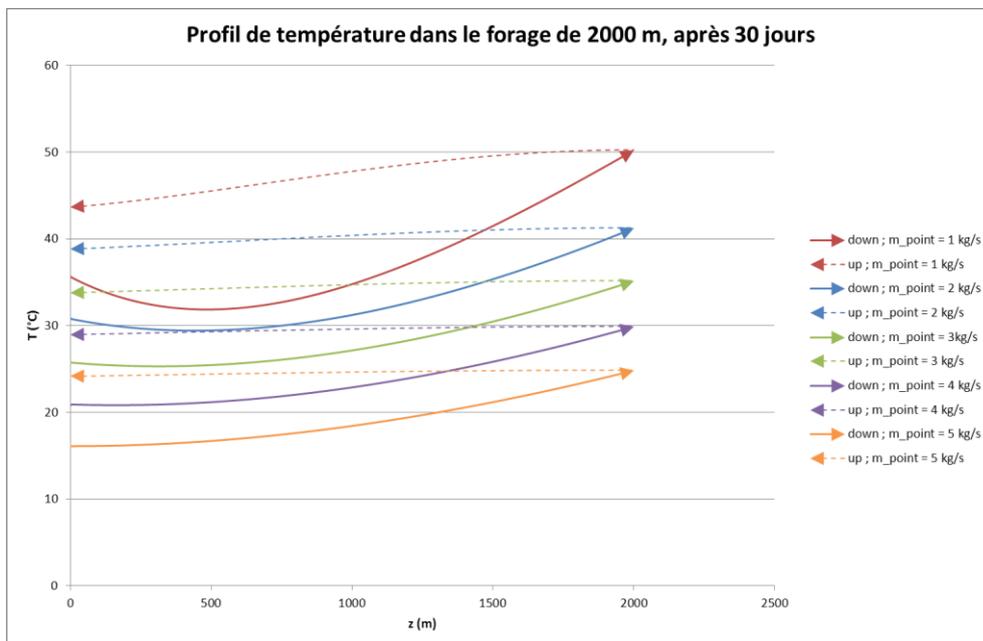


Figure 42 – Profil de température dans le forage de 2000 m, après 30 jours ($R_{th} = 0,73 \text{ K.m/W}$)

c) Résistance thermique $R_{th} = 0,073 \text{ K.m/W}$ (tube composite)

- Évolution temporelle de la température d'entrée d'échangeur géothermique

Les profils de température sont donnés en Figure 43 ($H = 1000 \text{ m}$) et Figure 44 ($H = 2000 \text{ m}$).

Après 30 jours de sollicitation, pour un prélèvement de 67 kW, la température en entrée de puits est de $1 \text{ }^\circ\text{C}$ sur le forage de 1000 m (au lieu de $6,6 \text{ }^\circ\text{C}$ pour le tube parfaitement isolé), de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ sur le forage de 1500 m et de $33 \text{ }^\circ\text{C}$ sur le forage de 2000 m.

Le soutirage continu d'une puissance de 100 kW sur le forage de 1000 m a pour conséquence une température en entrée de puits inférieure à $6 \text{ }^\circ\text{C}$ dès 230 h (au lieu de 240 h avec le tube parfaitement isolé).

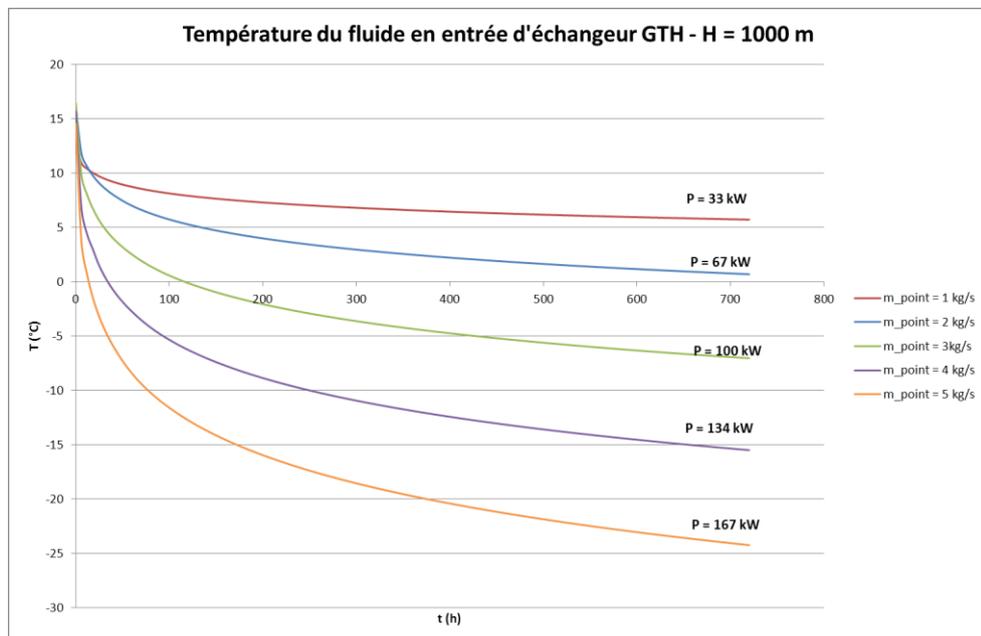


Figure 43 – Evolution de la température du fluide en **entrée** d'échangeur géothermique ($H = 1000 \text{ m}$, $R_{th} = 0,073 \text{ K.m/W}$) (la température de sortie d'échangeur géothermique est $8 \text{ }^\circ\text{C}$ supérieure).

Dans le cas du forage profond de 2000 m, le court-circuit thermique entre fluide montant et fluide descendant (cf. Figure 46) est tel que l'évolution de la température en entrée d'échangeur géothermique est peu intuitive : par exemple, avant 400 h, la température de retour à la sonde pour $P = 134 \text{ kW}$ est supérieure à celle pour $P = 33 \text{ kW}$.

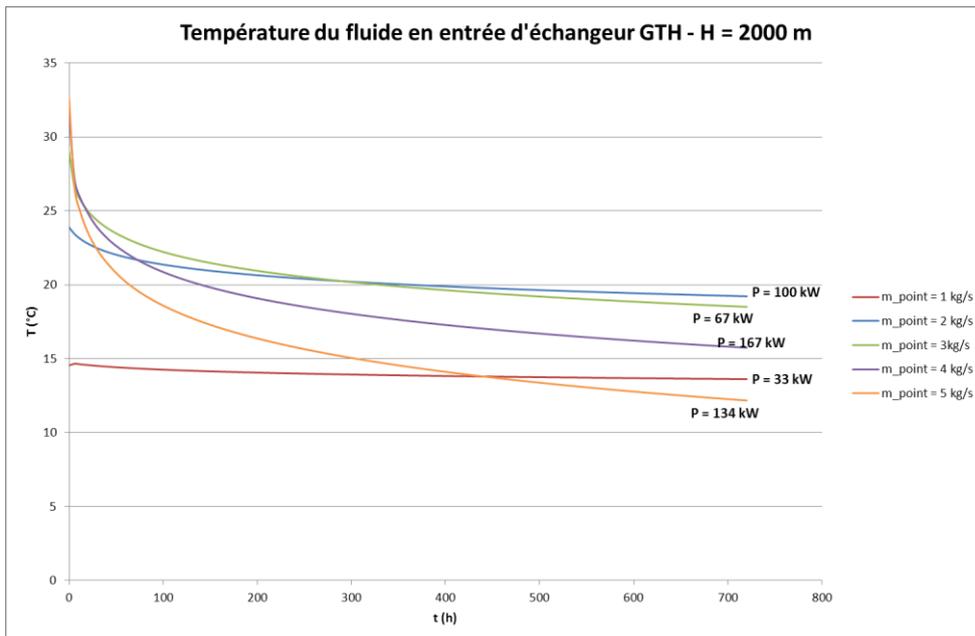


Figure 44 – Evolution de la température du fluide en **entrée** d'échangeur géothermique ($H = 2000$ m, $R_{th} = 0,073$ K.m/W) (la température de sortie d'échangeur géothermique est 8 °C supérieure).

- Profils de température dans le forage (après 30 jours)

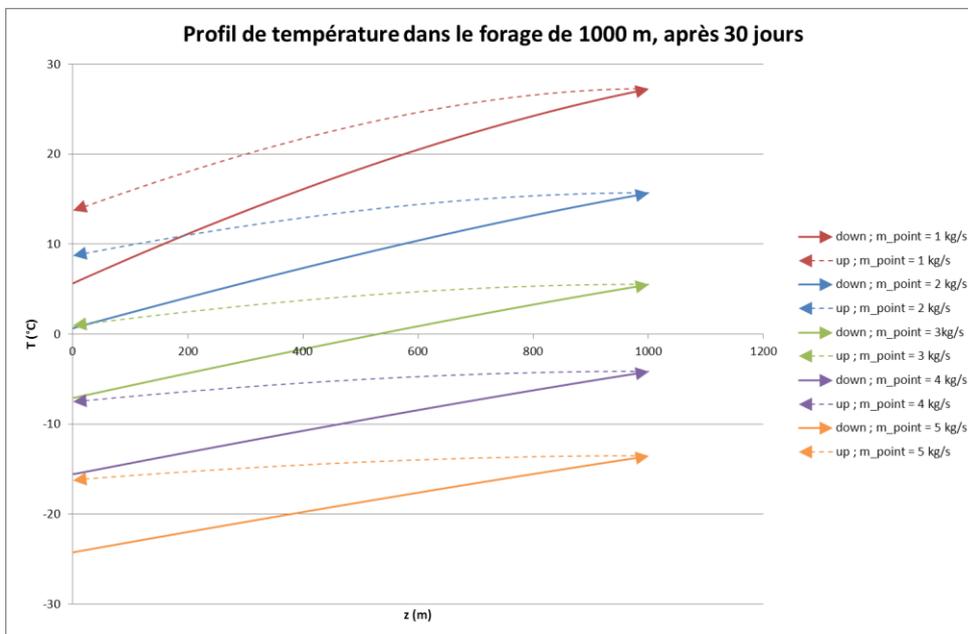


Figure 45 – Profil de température dans le forage de 1000 m, après 30 jours ($R_{th} = 0,073$ K.m/W)

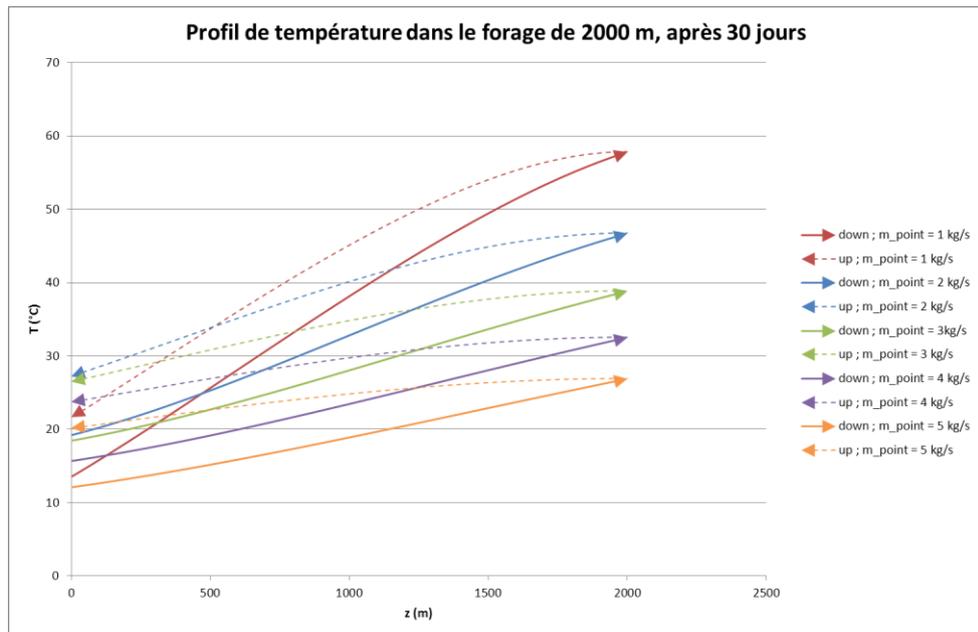


Figure 46 – Profil de température dans le forage de 2000 m, après 30 jours ($R_{th} = 0,073 \text{ K.m/W}$)

d) Résistance thermique $R_{th} = 7,3 \times 10^{-3} \text{ K.m/W}$

L'évolution temporelle de la température d'entrée d'échangeur géothermique et les profils de température pour un tube ayant une résistance thermique environ dix fois supérieure à celle d'un tube en acier, sont données en Figure 47 à Figure 50.

Dès le début de la mise en exploitation, la température en sortie d'échangeur est inférieure à 0 °C , aussi bien pour $H = 1000 \text{ m}$ que $H = 2000 \text{ m}$.

Par conséquent, d'un point de vue thermique, le tube en acier ne convient pas en tant que tube central d'un échangeur géothermique profond.

- Évolution temporelle de la température d'entrée d'échangeur géothermique

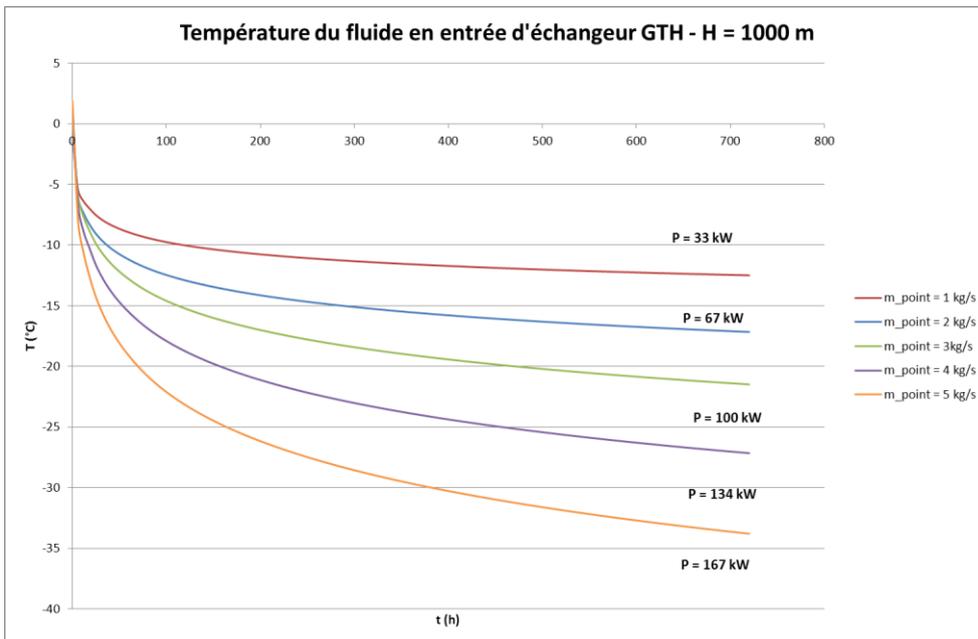


Figure 47 – Evolution de la température du fluide en **entrée** d'échangeur géothermique ($H = 1000 \text{ m}$, $R_{th} = 0,0073 \text{ K.m/W}$) (la température de sortie d'échangeur géothermique est $8 \text{ }^\circ\text{C}$ supérieure).

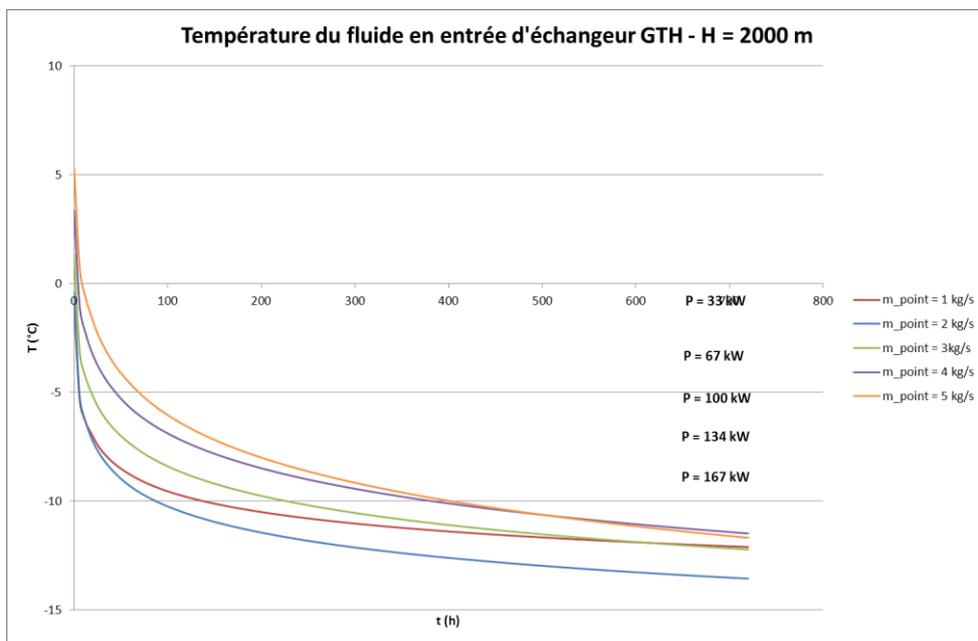


Figure 48 – Evolution de la température du fluide en **entrée** d'échangeur géothermique ($H = 2000 \text{ m}$, $R_{th} = 0,0073 \text{ K.m/W}$) (la température de sortie d'échangeur géothermique est $8 \text{ }^\circ\text{C}$ supérieure)

- Profils de température dans le forage (après 30 jours)

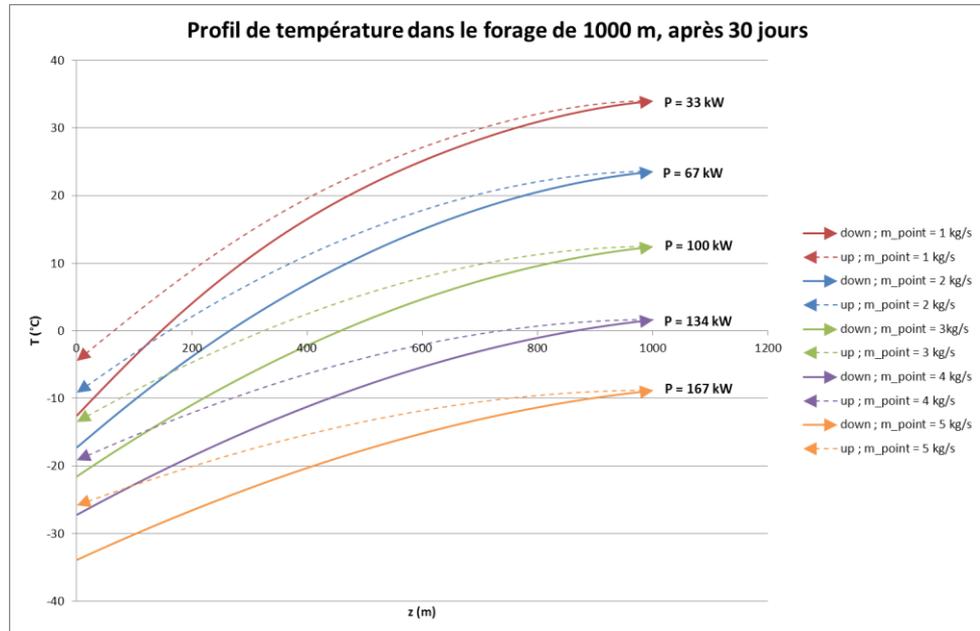


Figure 49 – Profil de température dans le forage de 1000 m, après 30 jours ($R_{th} = 0,0073$ K.m/W)

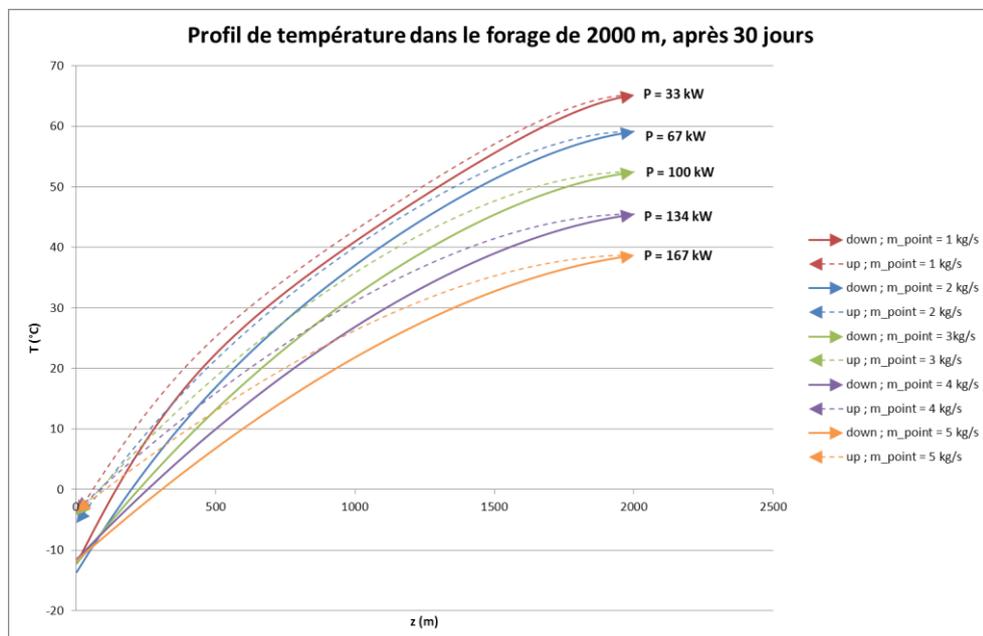


Figure 50 – Profil de température dans le forage de 2000 m, après 30 jours ($R_{th} = 0,0073$ K.m/W)

4.5.2. Calcul de la puissance échangée à température d'entrée constante

On peut imaginer une utilisation où l'échangeur géothermique profond est connecté au retour d'un réseau de chaleur. La température d'injection est alors maintenue constante (dans ce qui suit, on prend 30 °C), le fluide parcourt l'échangeur et est réchauffé de quelques °C.

Nous avons calculé sur 10 ans la température de sortie d'échangeur géothermique, la puissance échangée et le bilan d'énergie annuel pour des forages profonds de 2000 m ($R_{th} = 0,72 \text{ K.m/W}$), pour des débits de masse variant de 1 kg/s à 5 kg/s.

La température de sortie de l'échangeur géothermique est représentée en Figure 52. Après 10 ans, la température de sortie est de 38,6 °C pour un débit de 1 kg/s et de 32,4 °C pour un débit de 5 kg/s. Un débit de 2 kg/s permet de maintenir un écart de température E/S supérieur à 5 °C (5,4 °C).

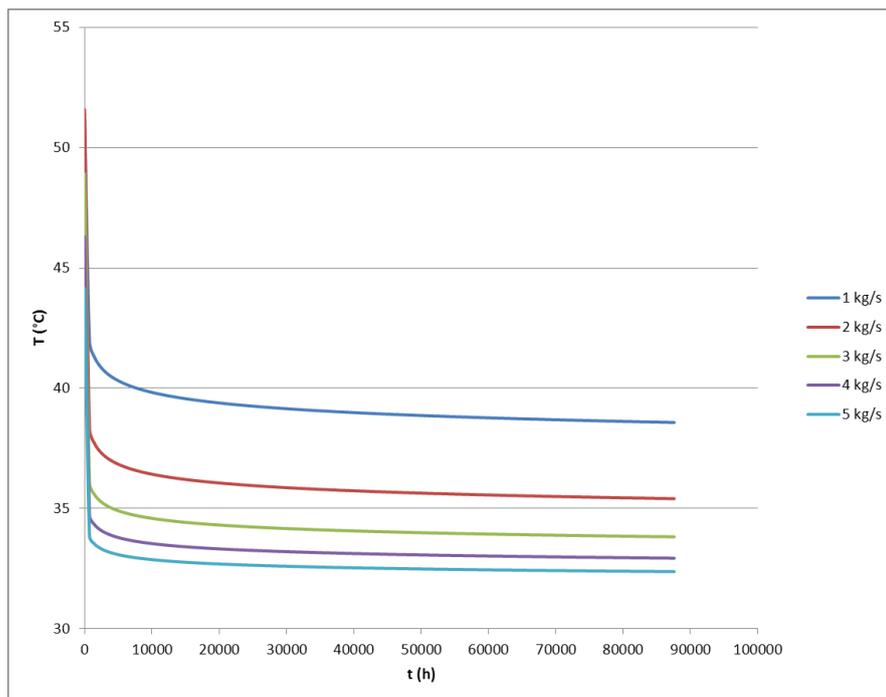


Figure 51 – Evolution sur 10 ans de la température de sortie de l'échangeur géothermique ($H = 2000 \text{ m}$) lors d'une injection à température constante (30 °C) pour différents débits de masse

L'évolution de la puissance échangée est représentée en Figure 52. Après 10 ans, la puissance échangée est de 35,9 kW pour un débit de 1 kg/s, de 48,0 kW pour un débit de 3 kg/s et de 49,7 kW pour un débit de 5 kg/s. La puissance atteint une limite autour de 50 kW lorsque le débit augmente : Au-delà d'un débit aux alentours de 3 kg/s, la

puissance échangée stagne lorsque le débit augmente et par conséquent la température de sortie diminue.

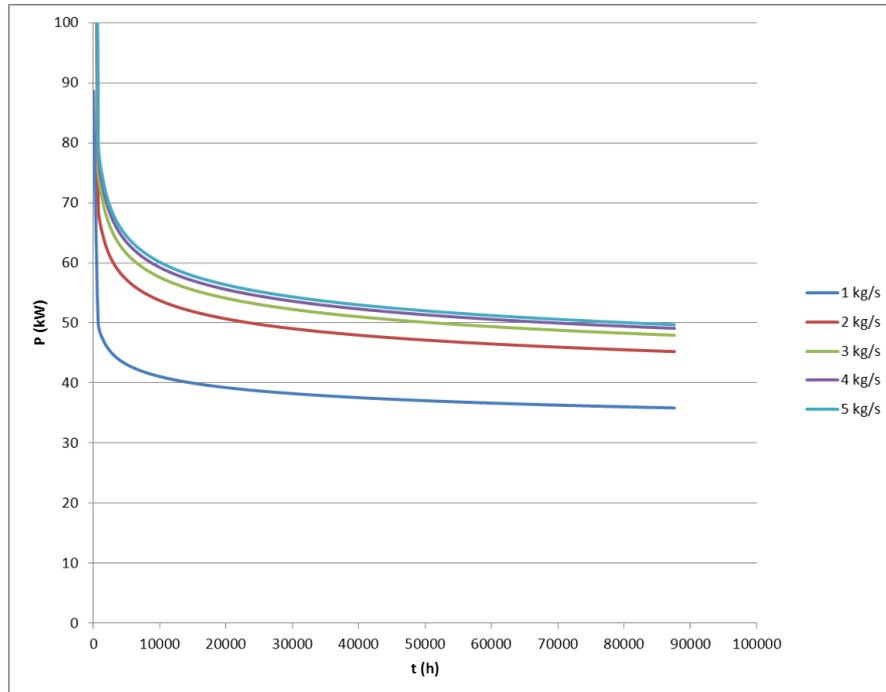


Figure 52 – Evolution sur 10 ans de la puissance échangée (profondeur de l'échangeur $H = 2000$ m) lors d'une injection à température constante (30 °C) pour différents débits de masse

Le bilan en énergie annuelle extraite du forage est représenté en Figure 53. Après 10 ans de circulation, la quantité d'énergie annuelle extraite est de 315 MWh pour un débit de 1 kg/s, de 422 MWh pour un débit de 3 kg/s et de 437 MWh pour un débit de 5 kg/s. On arrive à la même conclusion que pour l'analyse de l'évolution de la puissance échangée : au-delà d'un débit de 3kg/s, l'augmentation du débit dans l'échangeur géothermique implique une augmentation négligeable de la quantité d'énergie extraite et entraîne une diminution de la température en sortie d'échangeur.

Le champ de température autour du forage après 10 ans d'injection à température constante est représenté en Figure 54. La perturbation thermique n'excède pas quelques dizaines de mètres (cf. profils de température en Figure 55).

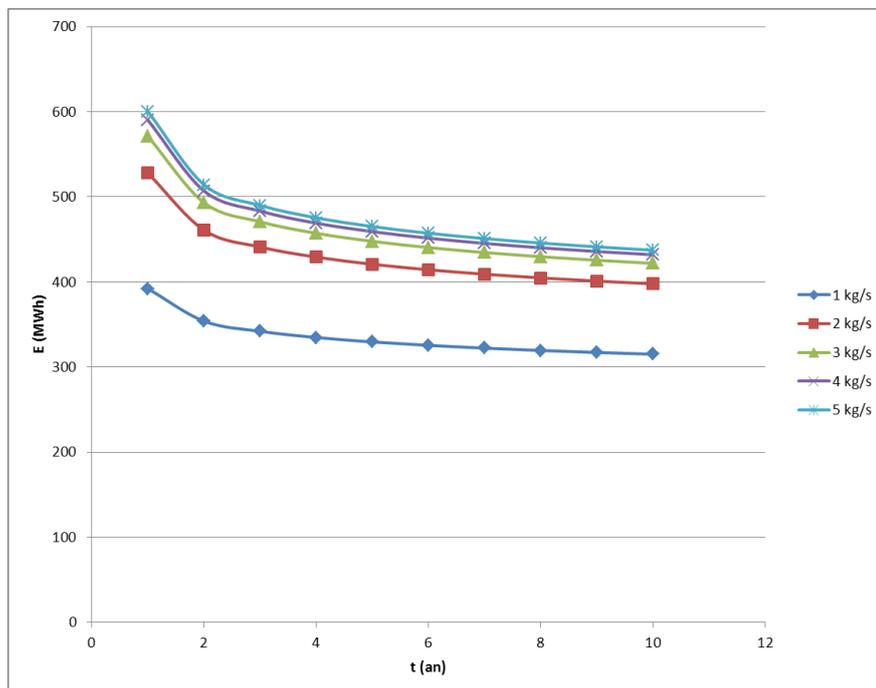


Figure 53 – Evolution sur 10 ans de la quantité annuelle d'énergie thermique extraite du forage (profondeur $H = 2000$ m) lors d'une injection à température constante (30 °C) pour différents débits de masse

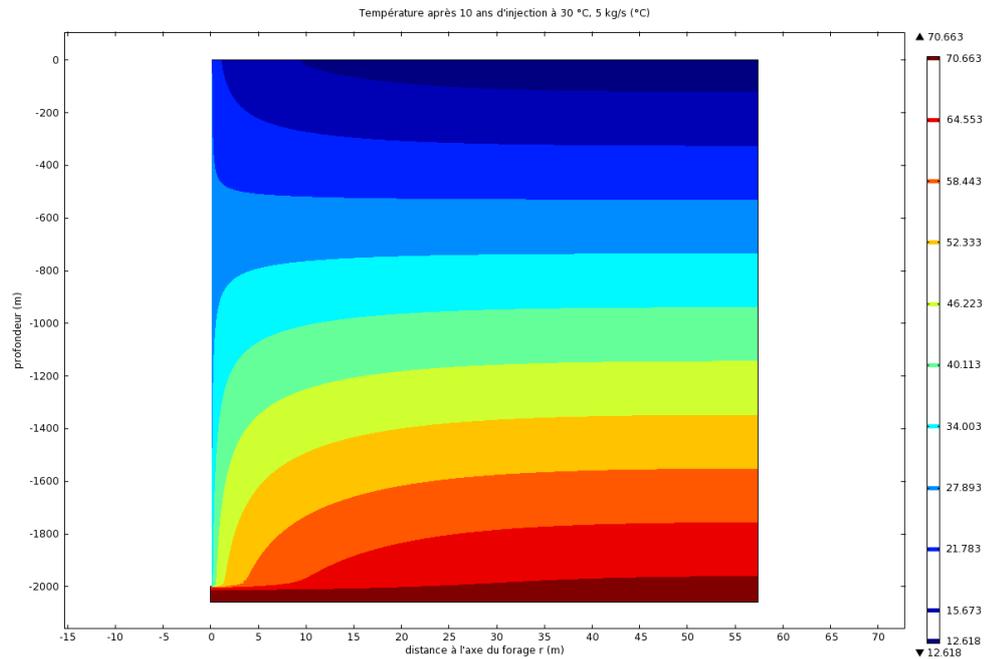


Figure 54 – Champ de température (°C) autour du forage (profondeur $H = 2000$ m) après 10 ans d'injection à température et débits constants (30 °C, 5 kg/s).

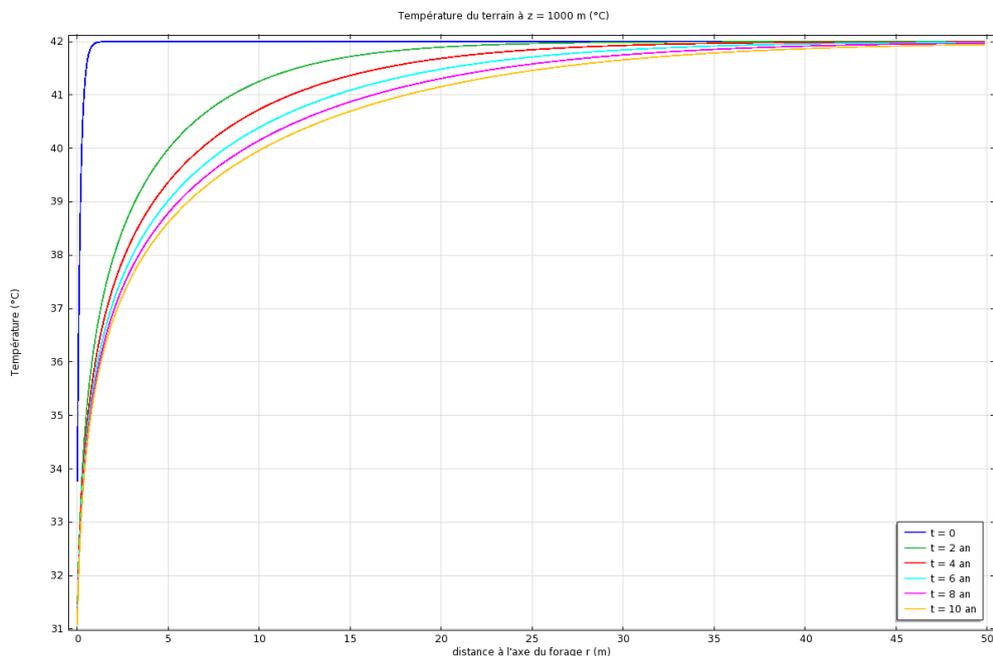


Figure 55 – Profils de température à 1000 m de profondeur en fonction de la distance à l'axe du forage (profondeur du forage : 2000 m), à différents instants. Injection à température et débits constants (30 °C, 5 kg/s).

La consommation électrique annuelle de la pompe de circulation est représentée en Figure 56. Cette consommation atteint 7 MWh pour le débit le plus élevé considéré (5 kg/s). Dans ce cas, après 10 ans de fonctionnement, le COP (rapport entre l'énergie thermique extraite du forage et la consommation du circulateur) est de 68. Ainsi, la consommation électrique du circulateur est très faible devant la quantité d'énergie thermique extraite du forage.

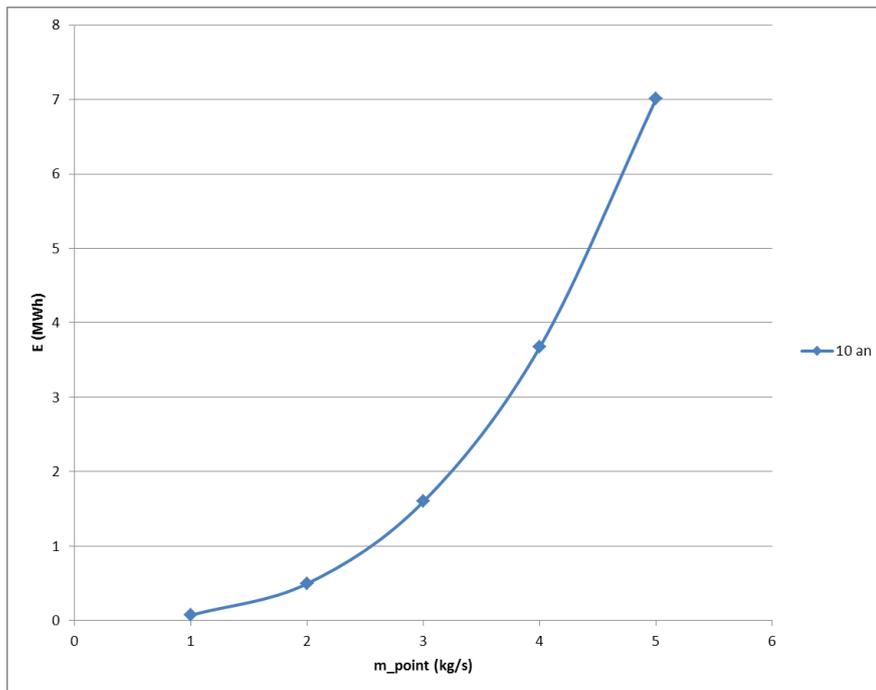


Figure 56 – Consommation électrique annuelle de la pompe de circulation en fonction du débit de masse sur la 10^{ème} année (profondeur H = 2000 m)

4.6. ESTIMATION DES PERFORMANCES D'UNE PAC RELIÉE À UNE SGV PROFONDE (SANS APOINT ÉNERGÉTIQUE)

La méthode décrite en 4.3 (p. 44) a été mise en œuvre pour plusieurs valeurs de puissances maximales appelées par le bâtiment (de 50 kW à 350 kW) et profondeurs de forage (de 1000 à 2000 m), résumées en Tableau 9. Rappelons que le temps équivalent de fonctionnement de la PAC à pleine charge est de 1800 h/an. Les modélisations sont effectuées avec le même profil de puissance appelée, réajusté aux valeurs de puissance-crête.

Nous modélisons un tube en composite uniquement pour H = 1000 m, étant donné l'importance du court-circuit thermique pour H = 1500 m et H = 2000 m (cf. 4.5.1.c) p 69).

Les calculs sont particulièrement longs, et du fait que le nombre d'éléments augmente avec la durée d'exploitation modélisée, le temps nécessaire à un calcul croît plus rapidement que la durée d'exploitation modélisée. Ainsi, la modélisation d'une exploitation d'un an nécessite environ 6 h ; environ 30 h pour 3 an ; environ 4 j pour 7 an d'exploitation.

La durée d'exploitation modélisée est par défaut de 1 an, sauf pour le forage profond de 2000 m avec une puissance crête de 350 kW modélisé sur 7 ans. Les résultats sur 7 ans nous ont permis de valider une méthode de quantification de la dégradation du COP annuel sur une longue période de temps (plusieurs années à plusieurs dizaines années), se basant uniquement sur les valeurs d'énergie consommée par le compresseur aux années 2 et 3.

R_{th} (K.m/W)	H (m)	$P_{cal,max}$ (kW)						
		50	100	150				
0,73	1000	50	100	150				
	1500	50	100	150	200	250		
	2000	50	100	150	200	250	300	350
0,073	1000	50	100	150				

Tableau 9 – Configurations modélisées pour une exploitation dynamique en fonction de la résistance thermique du tube central, de la profondeur du forage et de la puissance maximale appelée par le bâtiment (pas d'appoint énergétique)

On présente ici les principaux résultats pour une PAC reliée à un forage de profondeur 2000 m, pour une puissance crête de 350 kW (besoin annuel : 640 MWh), dont le fonctionnement a été modélisé sur 7 ans.

Pour les autres configurations :

- Les évolutions de température de fluide caloporteur sont données en Annexe ;
- Les bilans énergétiques sont présentés directement dans l'étude économique.

4.6.1. Évolution temporelle du débit de fluide caloporteur

L'évolution du débit de fluide caloporteur dans l'échangeur géothermique (donnée d'entrée du modèle énergétique) est présentée en Figure 57. Une puissance calorifique crête de 350 kW correspond à un débit masse maximal de 16,8 kg/s.

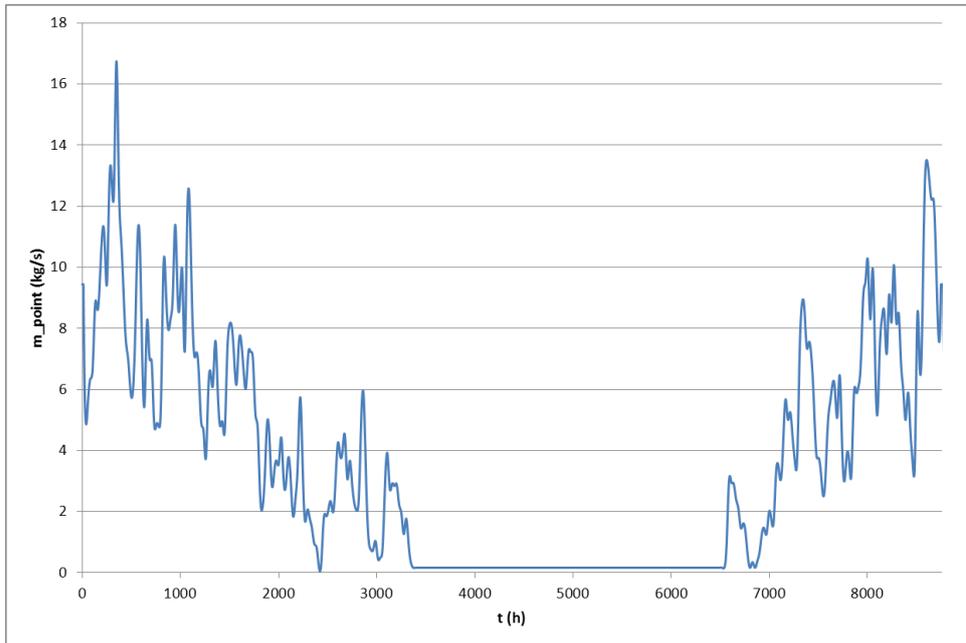


Figure 57 – Evolution temporelle du débit masse de fluide caloporteur sur une année d'exploitation ($H = 2000 \text{ m}$; $P_{cal,max} = 350 \text{ kW}$).

4.6.2. Évolution temporelle de la température de fluide caloporteur et de la puissance

Les évolutions temporelles des températures en entrée et sortie de sonde géothermique et les courbes de puissance sont présentées respectivement en Figure 58 et Figure 59.

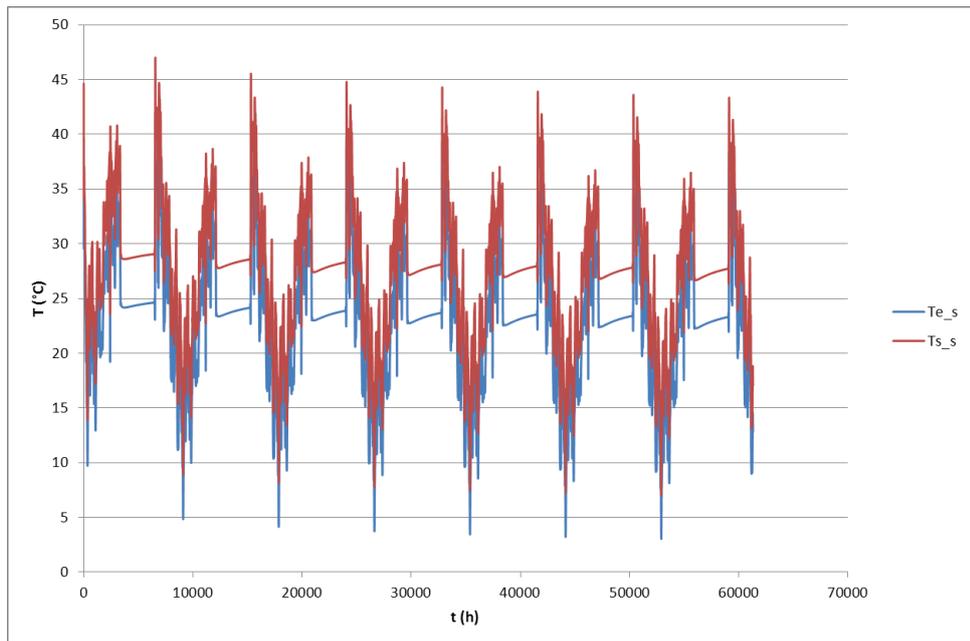


Figure 58 – Evolution sur 7 ans des températures d'entrée et de sortie de sonde géothermique (respectivement T_{e_s} et T_{s_s}) ($H = 2000\text{ m}$; $P_{cal,max} = 350\text{ kW}$).

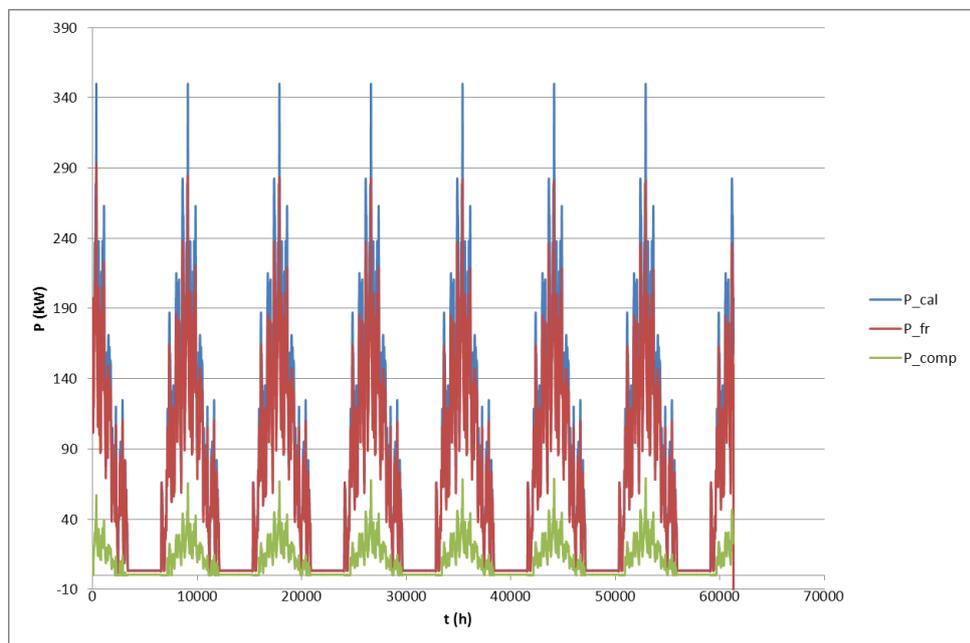


Figure 59 – Evolution sur 7 ans de la puissance calorifique (P_{cal}), de la puissance frigorifique (P_{fr}) et de la puissance électrique consommée par le compresseur de la PAC (P_{comp}) ($H = 2000\text{ m}$; $P_{cal,max} = 350\text{ kW}$).

La température de sortie de sonde est supérieure à 35 °C en début et en fin de saison de chauffe (faible demande en chaleur), ce qui permet une alimentation directe du réseau de chauffage. À l'opposé, lors du pic de consommation, la température d'entrée d'échangeur atteint un minimum annuel. On observe une légère diminution de la température du fluide au cours de l'exploitation (cf. Figure 60) : Ainsi, la température minimale annuelle d'entrée d'échangeur passe de 4,8 °C en année 1 à 3,0 °C en année 7.

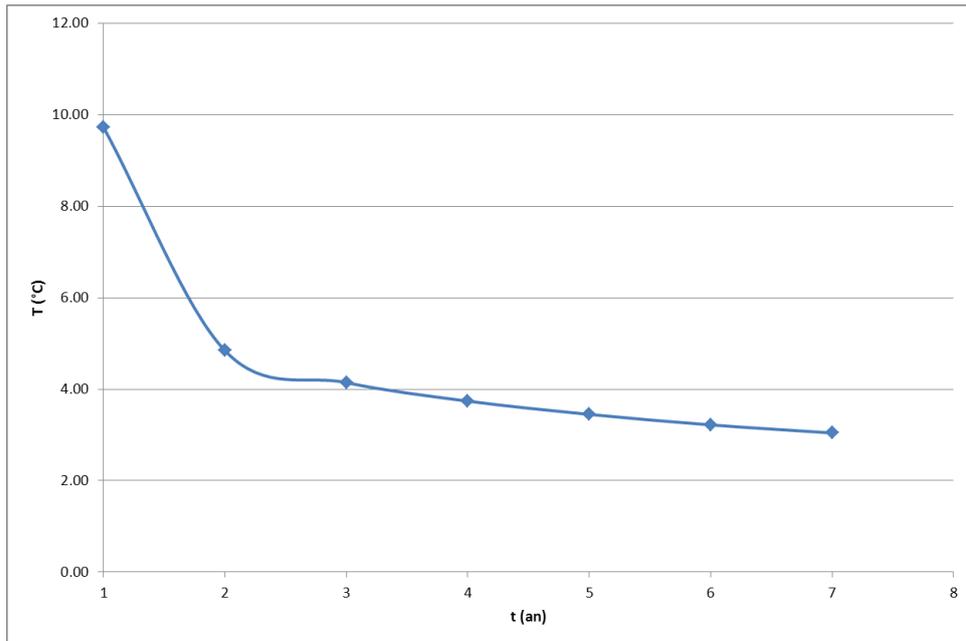


Figure 60 – Evolution sur 7 ans de la température minimale annuelle du fluide caloporteur ($H = 2000 \text{ m}$; $P_{cal,max} = 350 \text{ kW}$).

Étant donnée les hypothèses sur la nature du fluide caloporteur (eau pure dépourvue d'antigel), la température minimale dans l'échangeur doit être positive. **Par conséquent, pour un forage de 2000 m de profondeur, la puissance calorifique maximale du bâtiment relié à la PAC permettant une exploitation pérenne de la ressource géothermale semble être de 350 kW.**

4.6.3. Évolution pluriannuelle du bilan d'énergie annuel et du COP

L'évolution des principaux paramètres de l'exploitation est donnée au Tableau 10. La consommation électrique du circulateur n'est pas négligeable et représente 15 % de la consommation électrique totale. Le COP est ici défini comme le rapport entre l'énergie calorifique et l'énergie consommée par le compresseur de la PAC et le circulateur de la SGV.

Le COP subit une légère baisse au cours de l'exploitation, et passe de 7,6 en année 1 à 6,8 en année 7 (cf. Figure 61), ce qui s'explique par un refroidissement de la matrice

rocheuse. Cette baisse reste limitée et diminue au cours du temps : le COP diminue de 0,4 entre l'année 1 et l'année 2 et de 0,4 entre l'année 1 et 7.

Année	Énergie calorifique (MWh)	Énergie frigorifique (MWh)	Énergie électrique totale consommée (MWh)	Énergie électrique consommée par le circulateur (MWh)	COP	Température minimale du fluide dans l'échangeur (°C)
1	642.84	570.92	84.27	12.36	7.63	9.72
2	642.83	562.68	92.53	12.38	7.27	4.84
3	642.92	560.72	94.59	12.39	7.11	4.14
4	642.80	559.46	95.73	12.39	7.00	3.74
5	642.84	558.66	96.58	12.39	6.93	3.45
6	642.86	558.03	97.22	12.40	6.88	3.22
7	642.83	557.47	97.76	12.40	6.83	3.04

Tableau 10 – Bilans d'énergie, COP et température minimale du fluide dans l'échangeur en fonction de l'année d'exploitation

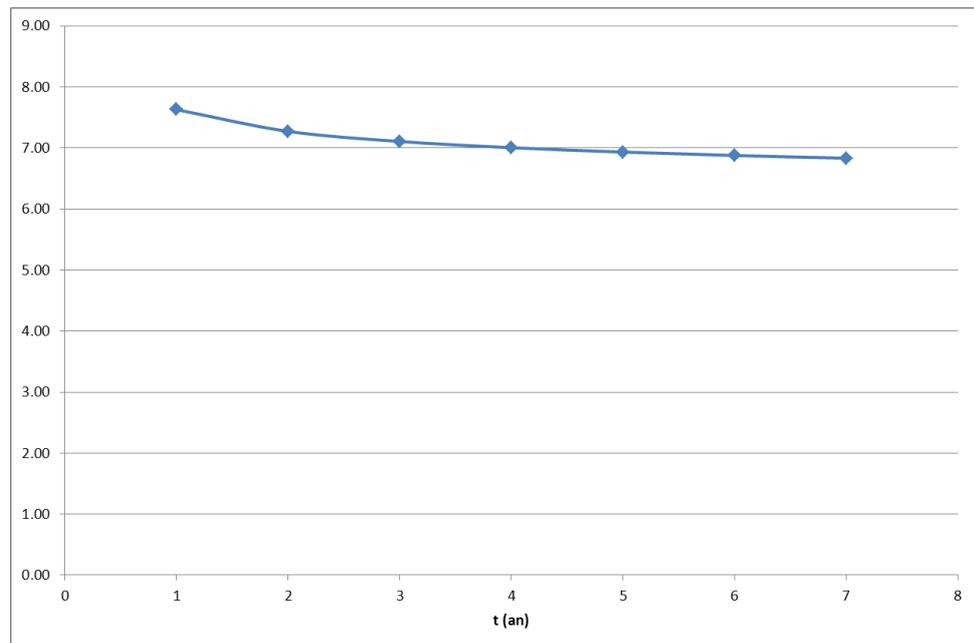


Figure 61 – Evolution sur 7 ans du COP de l'installation ($H = 2000 \text{ m}$; $P_{cal,max} = 350 \text{ kW}$).

4.6.4. Développement d'une méthode d'évaluation de l'évolution de la consommation annuelle du compresseur sur une longue période à partir d'une modélisation sur 3 ans

Du fait du refroidissement de la matrice rocheuse, l'énergie électrique consommée par le compresseur de la PAC augmente cycle après cycle d'exploitation.

La durée d'un calcul étant de plusieurs heures, on cherche une méthode permettant d'évaluer cette augmentation sur le long terme à partir de résultats sur quelques années d'exploitation.

On suppose que l'énergie électrique consommée par le compresseur en fonction de l'année d'exploitation i peut se mettre sous une forme simple :

$$E_{elec,comp}(i) = a + b \ln(i) + c \ln^2(i) \quad (31)$$

La Figure 62 représente l'énergie électrique consommée par le compresseur en fonction de l'année d'exploitation (cycle). La corrélation de la forme ci-dessus, basée sur les cycles 2 à 7, permet de reproduire fidèlement les résultats du modèle numérique : L'énergie consommée par le compresseur à la 7^{ème} année d'exploitation, égale à 85,36 MWh (d'après les résultats du modèle numérique) est alors estimée à 85,33 MWh.

Une corrélation basée uniquement sur les résultats des cycles 2 et 3, de forme :

$$E_{elec,comp}(i) = a + b \ln(i) \quad (32)$$

donne une énergie consommée par le compresseur à la 7^{ème} année d'exploitation de 86,49 MWh, soit une surestimation de 1,3 %. Cette méthode entraîne une légère surestimation de l'évolution pluriannuelle de la consommation électrique. On juge que cet écart est raisonnable et par conséquent on applique cette méthode de correction aux résultats des modélisations sur 3 ans.

Pour la configuration modélisée ici ($H = 2000 \text{ m}$; $P_{cal,max} = 350 \text{ kW}$), on a : $a = 5,06 \text{ MWh}$; $b = 76,64 \text{ MWh}$.

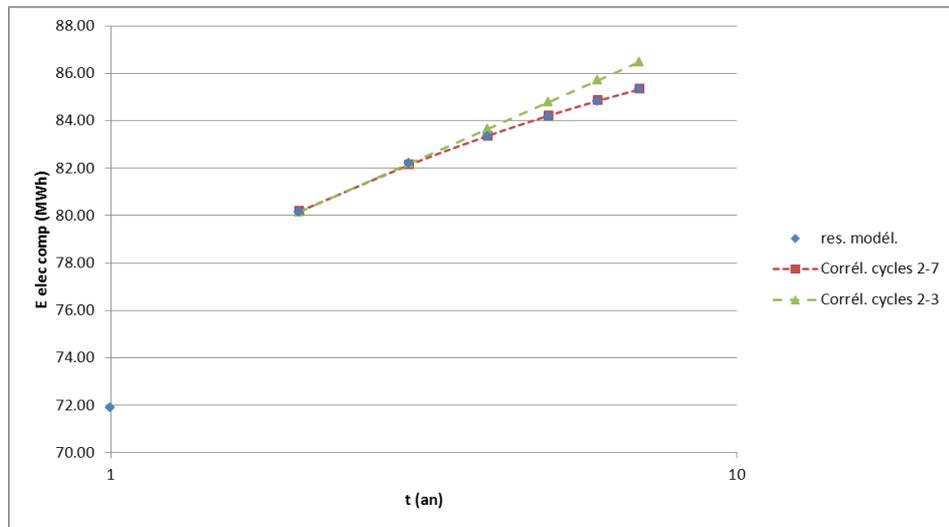


Figure 62 – Energie électrique consommée par le compresseur en fonction de l'année d'exploitation : résultats du modèle numérique ; corrélation basée sur les cycles 2 à 7 ; corrélation basée sur les cycles 2 et 3 ($H = 2000 \text{ m}$; $P_{cal,max} = 350 \text{ kW}$).

4.7. ESTIMATION DES PERFORMANCES D'UNE PAC RELIÉE À UNE SGV PROFONDE AVEC APPOINT ÉNERGÉTIQUE

La méthode décrite en Figure 25 a été mise en œuvre pour plusieurs valeurs de puissances maximales appelées par le bâtiment et profondeurs de forage, résumées en Tableau 9. Le temps de fonctionnement équivalent de la PAC est de 1800 h/an. L'appoint est dimensionné à 50 % de la puissance crête, la PAC couvre alors 90 % des besoins. L'appoint a deux rôles :

- Limiter la baisse de la température de fluide caloporteur durant les pointes de consommations ;
- Augmenter la quantité d'énergie extraite du forage, et ainsi améliorer la rentabilité de l'exploitation.

R_{th} (K.m/W)	H (m)	$P_{cal,max}$ (kW)	Durée d'exploitation modélisée (an)	Température E/S du réseau de distribution (°C)
0,073	1000	200	1	35/30
0,73	1500	400	1	35/30
0,73	2000	600	1	35/30
0,073	1000	150	3	35/30
0,73	1500	300	3	35/30
0,73	2000	500	3	35/30
0,73	2000	500	3	45/40

Tableau 11 – Configurations modélisées pour une exploitation dynamique en fonction de la résistance thermique du tube central, de la profondeur du forage et de la puissance maximale appelée par le bâtiment (pas d'appoint énergétique)

Les modélisations se sont déroulées en deux phases : Trois valeurs de puissance crête ont été choisies pour les trois profondeurs considérées (cf. Figure 63 à Figure 65), pour une durée d'exploitation de 1an. Pour les 3 profondeurs modélisées, la température de fluide est proche de 0 °C lors des pointes de consommations, par conséquent nous réalisons de nouvelles modélisations avec des puissances plus faibles (cf. Figure 66 à Figure 69).

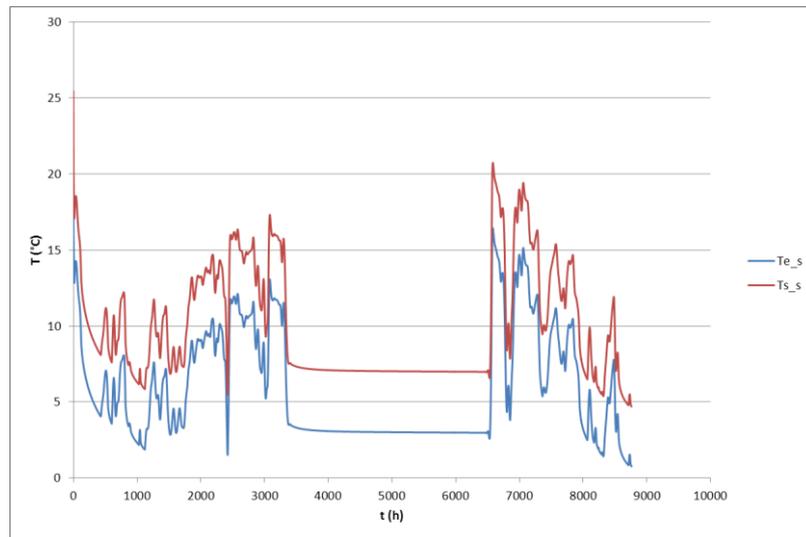


Figure 63 – Evolution des températures d'entrée et de sortie de sonde géothermique (respectivement T_{e_s} et T_{s_s}) (tube composite, $H = 1000$ m ; $P_{cal,max} = 200$ kW, $P_{cal,appoint} = 0,5 P_{cal,max}$).

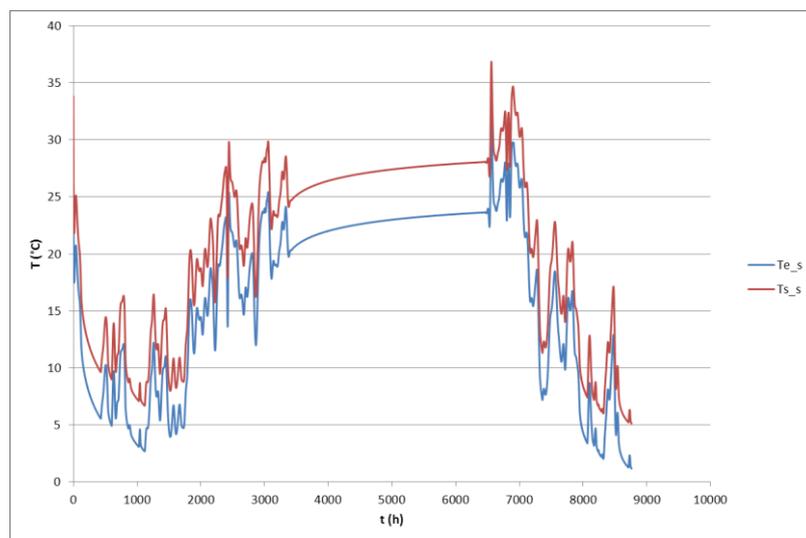


Figure 64 – Evolution des températures d'entrée et de sortie de sonde géothermique (respectivement T_{e_s} et T_{s_s}) (double-tubage en acier, $H = 1500$ m ; $P_{cal,max} = 400$ kW, $P_{cal,appoint} = 0,5 P_{cal,max}$).

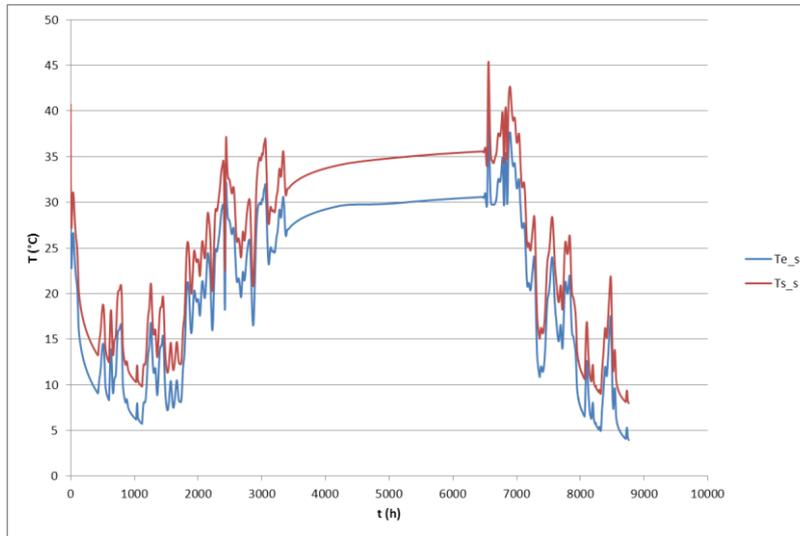


Figure 65 – Evolution des températures d'entrée et de sortie de sonde géothermique (respectivement T_{e_s} et T_{s_s}) (double-tubage en acier, $H = 2000$ m ; $P_{cal,max} = 600$ kW, $P_{cal,appoint} = 0,5 P_{cal,max}$).

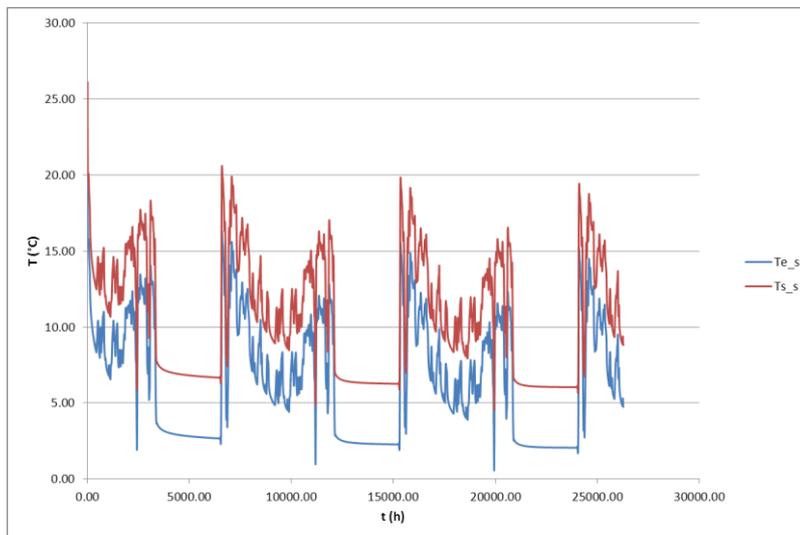


Figure 66 – Evolution des températures d'entrée et de sortie de sonde géothermique (respectivement T_{e_s} et T_{s_s}) (tube composite, $H = 1000$ m ; $P_{cal,max} = 150$ kW, $P_{cal,appoint} = 0,5 P_{cal,max}$).

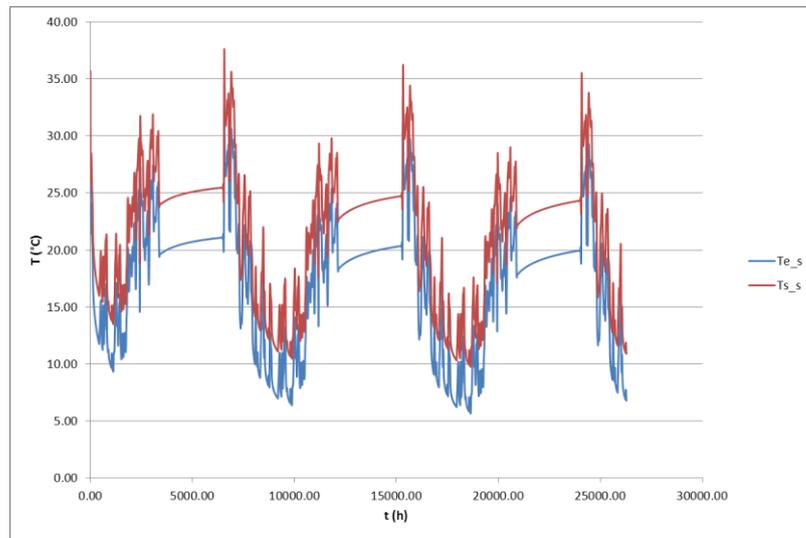


Figure 67 – Evolution des températures d'entrée et de sortie de sonde géothermique (respectivement T_{e_s} et T_{s_s}) (double-tubage en acier, $H = 1500\text{ m}$; $P_{cal,max} = 300\text{ kW}$, $P_{cal,appoint} = 0,5 P_{cal,max}$).

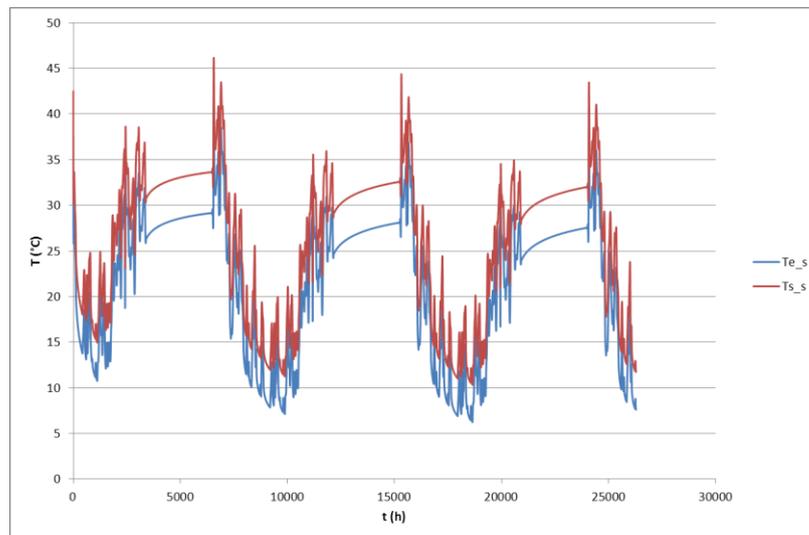


Figure 68 – Evolution des températures d'entrée et de sortie de sonde géothermique (respectivement T_{e_s} et T_{s_s}) (double-tubage en acier, $H = 2000\text{ m}$; $P_{cal,max} = 500\text{ kW}$, $P_{cal,appoint} = 0,5 P_{cal,max}$).

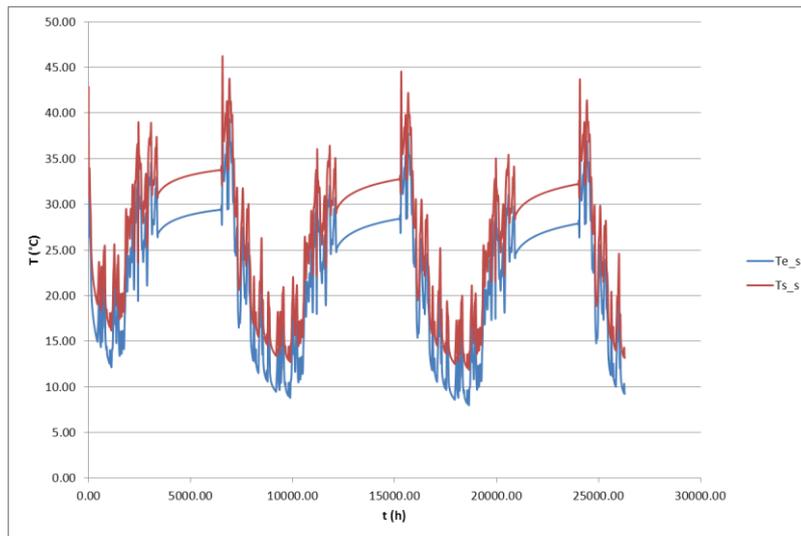


Figure 69 – Evolution des températures d'entrée et de sortie de sonde géothermique (respectivement $T_{e,s}$ et $T_{s,s}$) (double-tubage en acier, $H = 2000$ m ; $P_{cal,max} = 500$ kW, $P_{cal,appoint} = 0,5 P_{cal,max}$; $T_{s,cond} = 45$ °C).

On envisage un appoint à l'électricité et un appoint au gaz.

Afin d'estimer les performances énergétiques de ces systèmes, nous avons calculé le COP en énergie primaire. Le facteur de conversion Énergie primaire / Énergie secondaire est pris égal à 2,58. Ainsi, le COP en énergie primaire à l'année i , noté $COPEP(i)$, s'exprime par dans le cas de l'appoint au gaz :

$$COPEP_{ap.GAZ}(i) = \frac{E_{cal,an}}{2,58 * E_{elec,tot}(i) + E_{appoint,an}} \quad (33)$$

Et dans le cas de l'appoint à l'électricité :

$$COPEP_{ap.ELEC}(i) = \frac{E_{cal,an}}{2,58 * (E_{elec,tot}(i) + E_{appoint,an})} \quad (34)$$

La méthode exposée en 4.6.4 permet une estimation de l'évolution du COP sur 20 ans à partir des résultats sur les 3 1ères années d'exploitation (cf. Figure 70 à Figure 73). Pour les scénarios calculés sur 3 ans (cf. Tableau 11), le COP en énergie primaire est compris entre 1,87 et 2,00 dans le cas d'une chaudière au gaz. Dans le cas d'un appoint à l'électricité, le COP en énergie primaire est environ égal à 1,6 (pour une température de départ de condenseur de 35 °C) et 1,4 (pour une température de départ de condenseur de 45 °C).

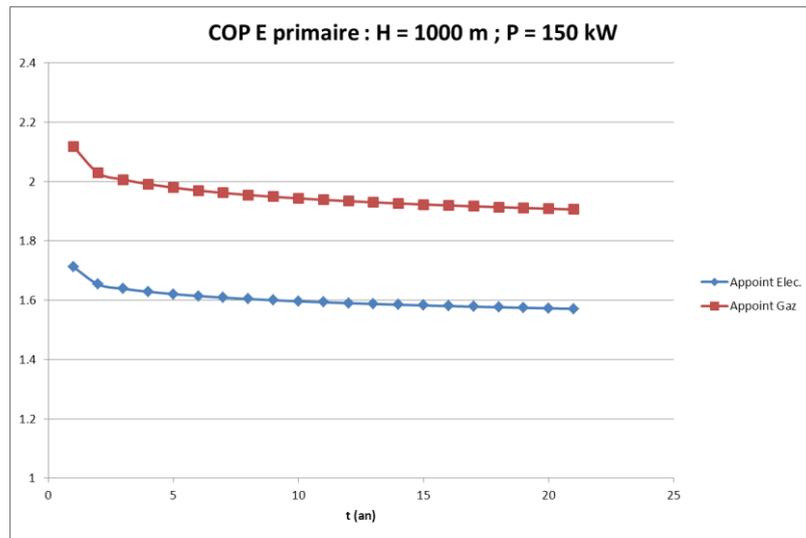


Figure 70 – Evolution du Cop en Energie primaire sur 20 ans (tubage composite, $H = 1000 \text{ m}$; $P_{cal,max} = 150 \text{ kW}$, $P_{cal,gaz} = 0,5 P_{cal,max}$)

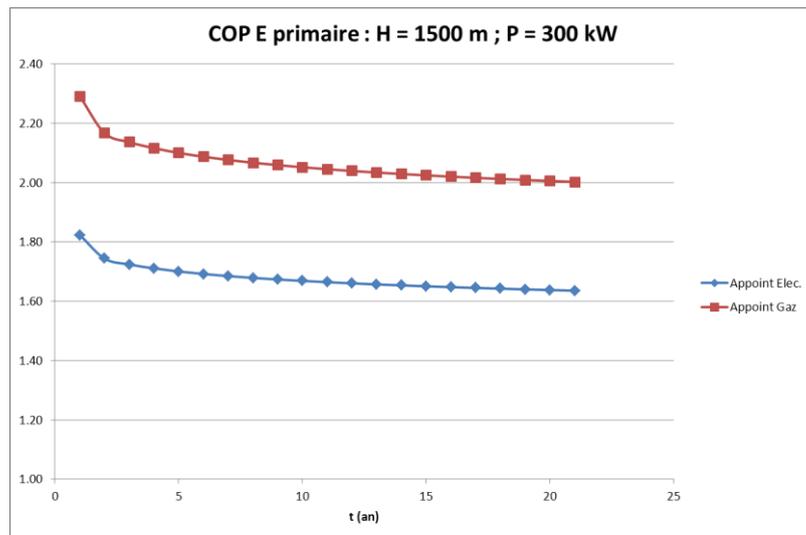


Figure 71 – Evolution du Cop en Energie primaire sur 20 ans (double-tubage en acier, $H = 1500 \text{ m}$; $P_{cal,max} = 300 \text{ kW}$, $P_{cal,gaz} = 0,5 P_{cal,max}$)

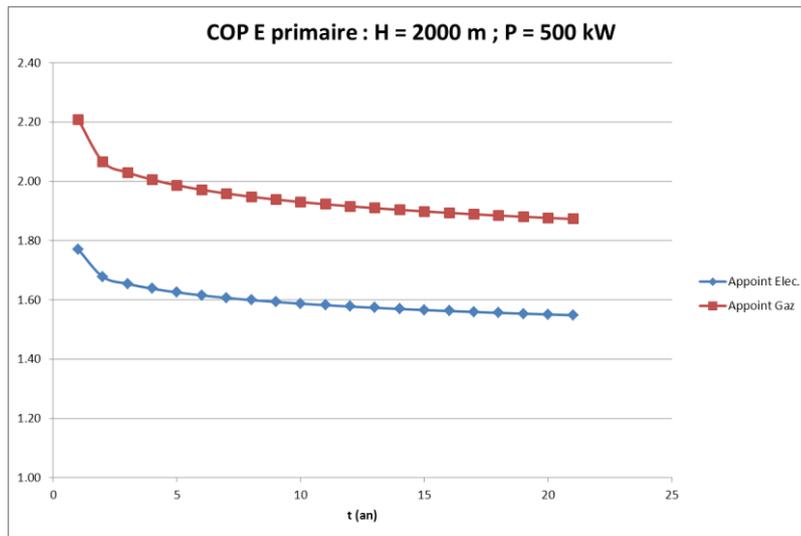


Figure 72 – Evolution du Cop en Energie primaire sur 20 ans (double-tubage en acier, $H = 2000\text{ m}$; $P_{cal,max} = 500\text{ kW}$, $P_{cal,gaz} = 0,5 P_{cal,max}$)

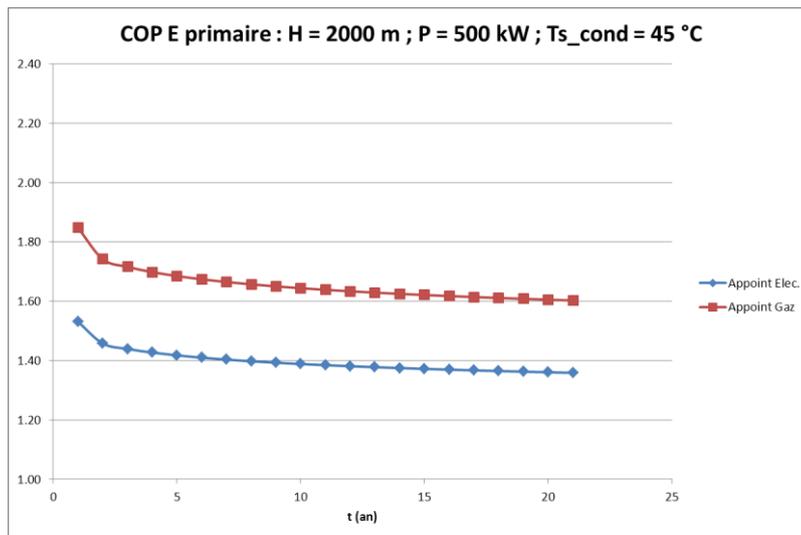


Figure 73 – Evolution du Cop en Energie primaire sur 20 ans (double-tubage en acier, $H = 2000\text{ m}$; $P_{cal,max} = 500\text{ kW}$, $P_{cal,gaz} = 0,5 P_{cal,max}$; $T_{s,cond} = 45\text{ °C}$)

5. Analyse économique

L'intérêt économique de la reconversion de forages profonds désaffectés (ex. forage pétrolier, gazier ou de prospection géothermique) en opération géothermique par la technologie des sondes profondes semble intéressant du fait de l'économie du coût de forage (en général, à plus de 400 m de profondeur). Le coût du forage profond peut représenter en moyenne jusqu'à 66% du coût total d'une opération de géothermie.¹

Néanmoins, la technologie des sondes profondes géothermiques (basse énergie) exigent un gros consommateur de chaleur. D'après les modélisations dynamiques (cf. 4.6), les puissances thermiques fournies en surface sont de l'ordre de 100 à 500 kW. Elle est donc principalement destinée au chauffage urbain collectif par mini réseau de chaleur, à un bâtiment du secteur tertiaire de taille importante, et à certaines applications industrielles ou encore à la balnéothérapie et au chauffage des serres.

La validation d'une opération de géothermie de sondes profondes nécessite, en plus des études préalables inhérentes à tout projet², une étude technico-économique préliminaire (ou préfaisabilité). Elle vise avant tout à comparer plusieurs solutions ou variantes d'une solution, en fonction des coûts et d'en rejeter celles qui ne présentent pas d'intérêt économique ou technologique (en terme d'efficacité énergétique).

Dans une seconde phase de l'étude de préfaisabilité, une variante est privilégiée pour être mieux étudiée afin d'en préciser la rentabilité et de cerner les points qu'il sera plus important d'étudier lors de l'étude de faisabilité (étude technico-économique détaillée). C'est sur la base de cette dernière que la décision finale sera prise d'engager ou non les opérations de géothermie.

L'illustration suivante donne un aperçu de la réduction des incertitudes à différentes phases des études technico-économiques. Elle est tirée de « Outils d'analyse des projets d'énergie propre », RETScreen International, disponible sur le site des Ressources Naturelles du Canada : <http://www.retscreen.net/>

¹ Augustine C., Tester J.W. and B. Anderson (2006). A comparison of geothermal with oil and gas well drilling costs. Thirty-First Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, January 30-February 1, 2006. SGP-TR-179.

² Voir par exemple le document de l'ADEME (2012) « Mise en place de Pompe(s) à chaleur géothermique(s) sur aquifère superficiel ou sur champ de sondes : Cahier des charges type étude de faisabilité. ADEME Ile de France Version 1.0 du 01/02/2012 (http://ile-de-france.ademe.fr/IMG/pdf/Cdc_etude_faisa_PAC_v1_01-02-2012.pdf).

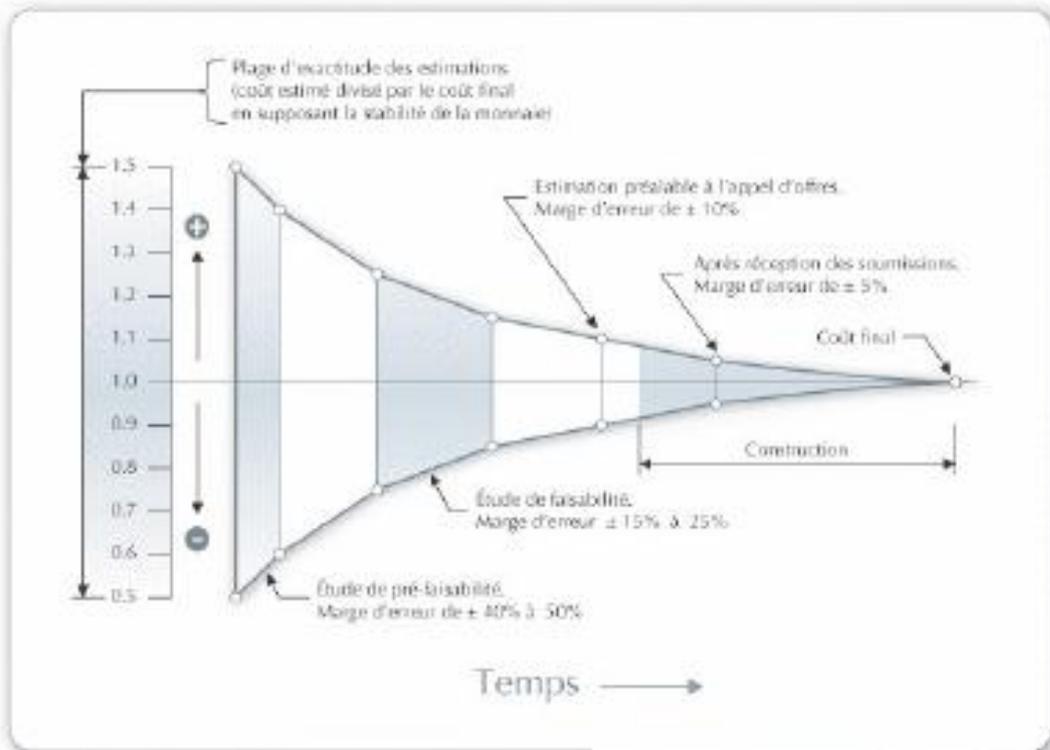


Figure 74 – Précision des évaluations économiques de projet (d’après Gordon, 1989)

L’analyse économique présentée dans ce chapitre vise à fournir des ordres de grandeur (étude de pré-faisabilité) et des références en termes de rentabilité économique de la reconversion de forages profonds désaffectés en opération de géothermie. Les questions de financement de l’opération ne sont pas abordées dans cette analyse.

5.1. BILANS ENERGETIQUES TYPES ET SCÉNARIOS

5.1.1. Besoins et puissances thermiques types

Pour rappel (cf. 4.3.1.b) p. 46), les besoins énergétiques (chauffage) sont définis à partir d’un profil type de consommation :

- Bâtiment d’habitation localisé à Orléans en label **RT2000**
- Un temps équivalent de fonctionnement de la pompe à chaleur à pleine charge de **1800 h/an**

Pour chaque forage, plusieurs puissances calorifiques en crête sont considérées, allant de 50 kW à 500 kW.

5.1.2. Scénarios « géothermie »

En concordance avec les simulations thermiques, 22 scénarios économiques sont étudiés (cf. Tableau 12). Ces scénarios sont définis par croisement des caractéristiques suivantes :

- Puissance de crêtes appelées par le bâtiment : 50 kW à 500 kW
- Profondeur du forage : H = 1000 m, 1500 m et 2000 m
- Mode d'exploitation du forage : directe (sans PAC) ou indirecte (avec PAC)
- Matériaux de la sonde coaxiale : composites ou double-tubage en acier.
- Appoint (gaz ou électrique).

Le tableau ci-dessous résume le bilan énergétique des 22 scénarios retenus. Les bilans d'énergie retenus dans la valorisation économique sont ceux établis à la troisième année de fonctionnement dans le modèle énergétique. Pour les configurations pour lesquelles le fonctionnement n'est modélisé que sur un an, on prend dans le modèle économique une énergie électrique consommée par la PAC égale à 115 % de la valeur calculée par le modèle énergétique sur la première année.

Scénarios	Profondeur du forage (m)	Technologie de tube central	Puissance de crête (kW)	Température de départ circuit chauffage (°C)	Energie Calorifique fournie (MWh/an)	Energie électrique consommée (hors appoint) (MWh/an)	Energie d'appoint (MWh/an)	COP en Energie secondaire	COP en Energie primaire	TdR (an)	Coût global de la chaleur sur 25 ans (c€/kWh) par GTH
Scénarios sans appoint											
1	1000	Composite	50	35	92	16	0	5.80	2.25	28.09	15.8
2			100	35	184	33	0	5.52	2.14	19.37	9.5
3	1000	Double Tubage Acier	50	35	92	13	0	6.84	2.65	36.98	24.0
4			100	35	184	31	0	6.01	2.33	26.95	13.5
5	1500		50	35	92	6	0	16.61	6.44	42.47	31.5
6			100	35	184	22	0	8.38	3.25	31.94	17.3
7	2000		150	35	275	38	0	7.22	2.80	26.35	12.7
8			50	35	92	1	0	137.99	53.49	45.02	36.4
9			100	35	184	1	0	152.19	58.99	32.54	18.2
10			150	35	275	8	0	34.04	13.19	29.07	14.6
11			200	35	367	29	0	12.84	4.98	25.45	11.9
12			250	35	459	50	0	9.25	3.58	22.81	10.3
13	2000	Acier	300	35	551	71	0	7.79	3.02	19.85	8.8
14			350	35	643	95	0	6.80	2.63	18.21	8.1
Scénarios avec appoint gaz (50 % de la puissance crête)											
15	1000	Composite	150	35	276	46	20	-	2.01	19.02	8.9
16	1500	Double Tubage Acier	300	35	551	85	39	-	2.14	20.24	8.9
17	2000		500	35	918	150	65	-	2.03	17.61	7.8
18	2000	Acier	500	45	918	182	65	-	1.72	18.14	8.1
Scénarios avec appoint électricité (50 % de la puissance crête)											
19	1000	Composite	150	35	276	46	20	4.23	1.64	16.02	7.9
20	1500	Double Tubage Acier	300	35	551	85	39	4.45	1.72	17.87	8.1
21	2000		500	35	918	150	65	4.27	1.65	15.40	7.1
22	2000	Acier	500	45	918	182	65	3.72	1.44	15.87	7.4

Tableau 12 – Synthèse du bilan énergétique et économique pour les différents scénarios « géothermie » retenus. Les temps de retour sur investissement (TdR) et le coût global de la chaleur (au MWh produit) sur 25 ans sont aussi indiqués.

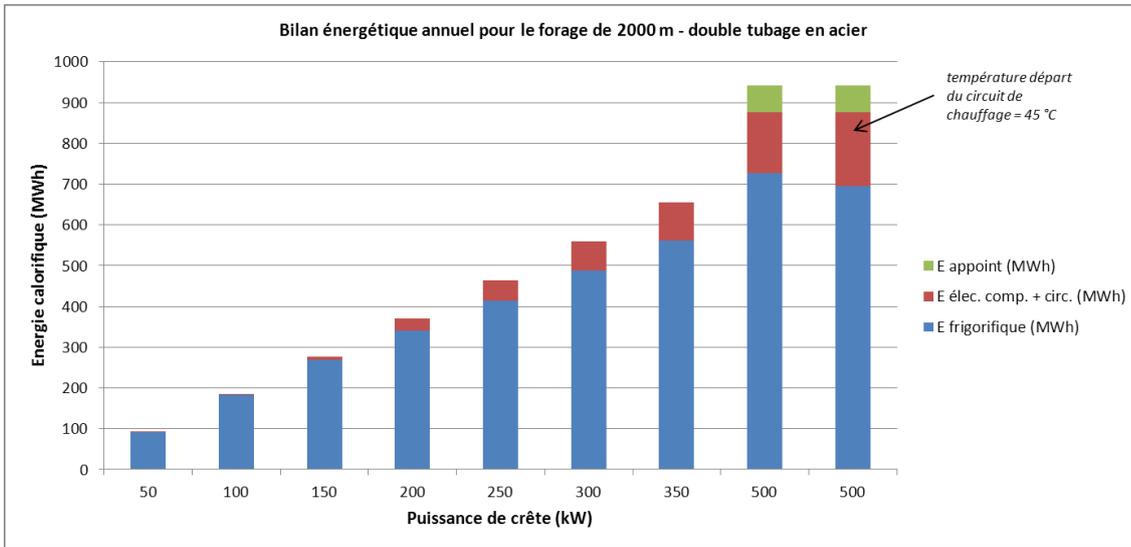


Figure 75 - Bilan énergétique annuel pour le forage de 2000 m en fonction de la puissance crête installée - double tubage en acier. L'énergie calorifique est la chaleur fournie au bâtiment. Energie frigorifique (énergie prélevée au terrain) en bleu ; Energie électrique consommée par le compresseur et le circulateur en rouge ; Energie consommée par l'appoint en vert.

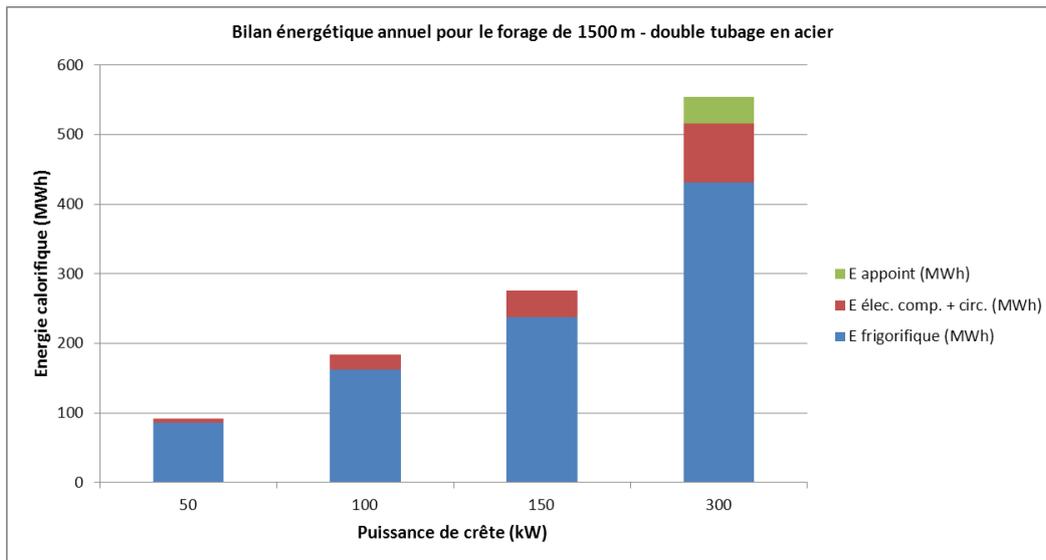


Figure 76 - Bilan énergétique annuel pour le forage de 1500 m en fonction de la puissance crête installée - double tubage en acier. L'énergie calorifique est la chaleur fournie au bâtiment. Energie frigorifique (énergie prélevée au terrain) en bleu ; Energie électrique consommée par le compresseur et le circulateur en rouge ; Energie consommée par l'appoint en vert.

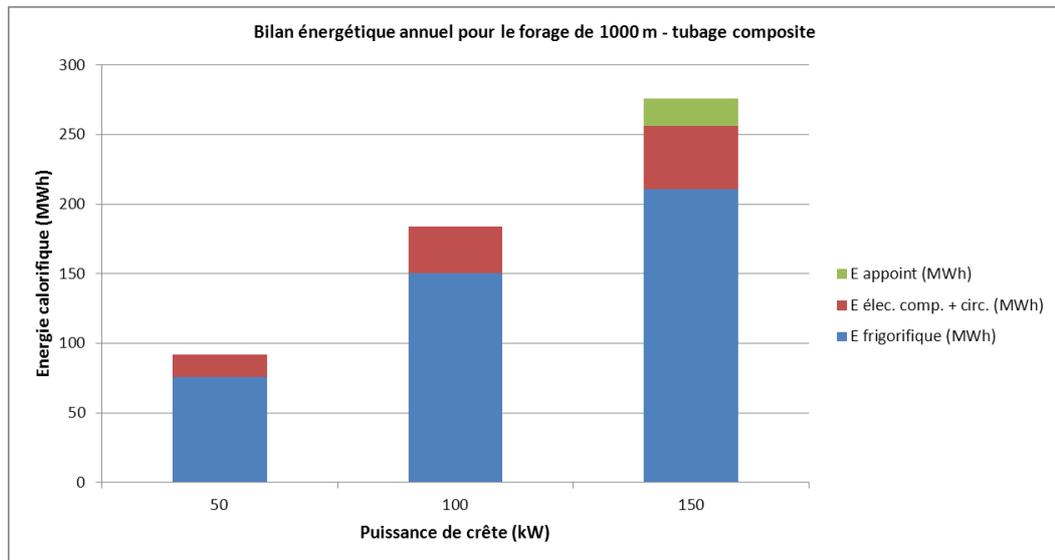


Figure 77 - Bilan énergétique annuel pour le forage de 1000 m en fonction de la puissance crête installée - tubage en composite. L'énergie calorifique est la chaleur fournie au bâtiment. Energie frigorifique (énergie prélevée au terrain) en bleu ; Energie électrique consommée par le compresseur et le circulateur en rouge ; Energie consommée par l'appoint en vert.

5.1.3. Scénarios de référence : chaudière gaz

Le système géothermique est comparé à une solution de référence correspondant à une chaudière à gaz naturel (ex. chaudière à condensation centralisée), en prenant un rendement égal à 90 %.

Les scénarios de référence sont définis sur la base des puissances maximales identiques aux scénarios géothermiques (cf. Tableau 13). Les besoins (énergie fournie) et les consommations de gaz correspondantes sont donnés dans le tableau suivant.

Scénarios	Puissance de crête (kW)	Energie Calorifique fournie (MWh/an)	Gaz consommé (MWh/an)	Coût global de la chaleur sur 25 ans (c€/kWh)
1	50	92	102	13.8
2	100	184	204	12.3
3	150	275	306	11.9
4	200	367	408	11.6
5	250	459	510	11.5
6	300	551	612	11.4
7	350	643	714	11.3
8	400	734	816	11.3
9	450	826	918	11.3
2	500	918	1020	11.2

Tableau 13 – Bilan énergétique et économique des scénarios de référence (chaudière à gaz).
Le coût global de la chaleur (au MWh produit) sur 25 ans est aussi indiqué.

5.2. MÉTHODOLOGIE DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

Un modèle de calcul économique sous Excel est développé pour évaluer la viabilité économique des différents scénarios géothermie sur sondes profondes en comparaison des scénarios de référence. Cette section présente les définitions et les équations utilisées dans le modèle de calcul. Elles sont basées sur des concepts économiques usuels :

- Temps de Retour (TdR) de l'investissement que constitue la géothermie par rapport à une chaudière gaz ;
- Coût global de production de la chaleur sur 25 ans.

5.2.1. Coût global

Dans la terminologie française des projets énergétiques, l'analyse en coût global implique la prise en compte de tous les éléments constitutifs du prix de revient de la chaleur :

- P4 : coûts d'investissement (études préalable, achats fonciers, travaux de génie civil, équipements, etc.) ;
- P3 : coûts de renouvellement et de gros entretien (ex. nettoyage ou réparation d'un forage, renouvellement de la PAC, etc.)
- P2 : coûts d'entretiens courants et de maintenances annuelles
- P1 : coûts énergétiques (électricité, gaz, fioul, ...).

Dans cette étude, les coûts de de maintenance et de renouvellement (P2 et P3, noté P23 par la suite) sont regroupés dans une même rubrique. Ils sont exprimés en pourcentage du coût d'investissement (noté I par la suite).

Les coûts de maintenance et de renouvellement (notés C_m par la suite) et les coûts énergétiques (C_e par la suite) représentent les coûts de fonctionnement (aussi appelés coûts d'exploitation). Ils sont désignés par C_f , avec $C_f = C_m + C_e$.

5.2.2. Prise en compte de l'actualisation et de l'inflation

- **Taux d'actualisation**

Les coûts d'investissement initial (I) sont consentis la première année (année 1), alors que les coûts de fonctionnement (C_f) sont annuels et surviennent tout au long de la durée de vie du projet. Le concept d'actualisation permet de ramener à une base de temps commune (actuel) les composantes du coût global :

$$\text{Coût global actualisé} = I + \sum_{t=1}^T \frac{Cm_t + Ce_t}{(1+a)^T}$$

(33)

Où a est le taux d'actualisation annuel et T la durée de vie de l'investissement.

En analyse économique, le taux d'actualisation correspond au taux d'intérêt monétaire (prix du temps) auquel est ajouté un taux de risque, matérialisé par la prime de risque (par exemple, surcoût dû à des problèmes techniques dans la réalisation du projet).

Le choix d'un taux d'actualisation suscite de nombreuses controverses chez les économistes et dépend, en partie, de la méthode d'actualisation choisie ; Ces méthodes sont présentées en Annexes. Pour les projets de géothermie, il est recommandé d'utiliser un taux faible compris entre 2 et 6 %. Un taux d'actualisation moyen de 4% est considéré dans cette analyse. Une analyse de sensibilité aux taux d'actualisation est menée sur un projet.

- **Taux d'inflation**

En général dans une étude technico-économique préliminaire, les coûts sont exprimés en euros constants (hors inflation). Pour prendre en compte l'évolution des coûts d'exploitation (maintenance et énergie), il est plus juste d'utiliser des euros courants à travers un taux d'actualisation déflaté ou réel (noté i') à l'aide de la formule suivante :

$$i' = \frac{1+i}{1+p} - 1$$

(33)

Où i est un taux d'actualisation nominal et p le taux d'inflation. Lorsque le taux d'inflation est faible, le taux d'actualisation réel peut-être approximé par la différence entre le taux nominal et le taux d'inflation.

Dans cette étude, le taux d'inflation retenu est de 2%. Tous les coûts estimés sont présentés en euros courants, y compris les coûts énergétiques.

- **Taux d'évolution des prix de l'énergie**

Les solutions de géothermie sont caractérisées par des coûts d'exploitation plus faibles par rapport aux solutions d'énergie fossile. Cependant, les économies d'exploitation prévisionnelles de la géothermie dépendent très fortement de l'évolution des tarifs de l'énergie (électricité et gaz). Cette évolution est prise en compte comme dans les calculs de Temps de Retour sur investissement et de coût de revient.

Les taux annuels d'accroissement des tarifs énergétiques retenus sont respectivement de 5 % pour l'électricité et de 9% pour le gaz. Ces taux d'évolution sont basés sur les hypothèses et tendance des prix des énergies dans le futur issues du rapport commun de l'AIE et de l'ADEME publié en 2010 (AIE-ADEME, 2010).

5.2.3. Critères de rentabilité économique de projet

Dans cette étude, nous calculons deux indicateurs de la rentabilité d'un projet :

- (i) Le Temps de Retour (TdR) de l'investissement que constitue la géothermie par rapport à une chaudière gaz ;
- (ii) Le Coût global de production de la chaleur sur 25 ans, pour la solution géothermique et pour la solution dite « de référence » (chaudière gaz).

- **Temps de Retour sur investissement (TdR) :**

Le TdR est défini comme l'année qui égalise l'investissement et les bénéfices annualisés B_n (exprimés en euros courants) sur les N années de fonctionnement :

$$I + \sum_{n=1}^{TdR} \frac{B_n}{(1+a)^n} = 0$$

(35)

Dans ce projet, on définit l'investissement I comme la différence entre le coût de réalisation de l'opération de géothermie I_{GTH} et le coût de la chaudière et de sa mise en place I_{GAZ} :

$$I = I_{GTH} - I_{GAZ}$$

(36)

Le bénéfice annualisé est défini comme la différence entre les coûts d'exploitation respectifs de la géothermie $C_{GTH,n}$ et de la chaudière $C_{CHAUD,n}$:

$$B_n = C_{GTH,n} - C_{CHAUD,n} \quad (37)$$

Ainsi, le TdR est un indicateur permettant de comparer la rentabilité de l'opération de géothermie par rapport à une chaudière au gaz.

L'étude de sensibilité réalisée par la suite montre que la rentabilité de l'installation est très sensible à la variation des coûts, en particulier ceux de l'énergie. Ainsi, **on ne peut se contenter de calculer le TdR en faisant le ratio de l'investissement sur le bénéfice annuel.**

En notant α l'augmentation annuelle de chaque poste de dépense, le TdR (exprimé en nombre d'années) est la solution de l'équation :

$$I + (C_{m,GTH} - C_{m,CHAUD}) \frac{1 - \beta_m^{TdR}}{\frac{1}{\beta_m} - 1} - C_{GAZ,CHAUD} \frac{1 - \beta_{GAZ}^{TdR}}{\frac{1}{\beta_{GAZ}} - 1} + C_{ELEC,GTH} \frac{1 - \beta_{ELEC}^{TdR}}{\frac{1}{\beta_{ELEC}} - 1} + C_{APP,GTH} \frac{1 - \beta_{APP}^{TdR}}{\frac{1}{\beta_{APP}} - 1} = 0 \quad (38)$$

Avec :

$C_{m,GTH}$: Coût de maintenance de l'opération de géothermie (à l'année 1)

$C_{m,CHAUD}$: Coût de maintenance de la chaudière (à l'année 1)

$C_{ELEC,GTH}$: Coût de l'électricité consommée par l'installation de géothermie (à l'année 1)

$C_{GAZ,CHAUD}$: Coût du gaz consommé par la chaudière (à l'année 1)

$C_{APP,GTH}$: Coût de l'appoint énergétique consommé par l'installation de géothermie (à l'année 1) – gaz ou électricité

Chaque paramètre β_k des K postes de dépense est défini par :

$$\beta_k = \frac{1 + \alpha_k}{1 + i} \quad (39)$$

- **Coût global de production de la chaleur :**

Le coût global de production de la chaleur est calculé, sauf mention contraire, sur une durée $N = 25$ ans.

Le coût global de production de la chaleur par géothermie $C_{GLOB,GTH}$ est :

$$C_{GLOB,GTH} = I_{GTH} + C_{m,GTH} \frac{1 - \beta_m^N}{\frac{1}{\beta_m} - 1} + C_{ELEC,GTH} \frac{1 - \beta_{ELEC}^N}{\frac{1}{\beta_{ELEC}} - 1} + C_{APP,GTH} \frac{1 - \beta_{APP}^{TdR}}{\frac{1}{\beta_{APP}} - 1}$$

(40)

Le coût global de production de la chaleur par la chaudière gaz $C_{GLOB,CHAUD}$ est :

$$C_{GLOB,CHAUD} = I_{CHAUD} + C_{m,CHAUD} \frac{1 - \beta_m^N}{\frac{1}{\beta_m} - 1} + C_{CHAUD,GAZ} \frac{1 - \beta_{GAZ}^N}{\frac{1}{\beta_{GAZ}} - 1}$$

(41)

5.3. HYPOTHÈSES : ESTIMATION DES DIFFÉRENTS COÛTS

Dans cette section sont présentées les différentes hypothèses considérées pour l'analyse économique :

5.3.1. Coûts d'investissement

Pour les scénarios géothermiques, les coûts d'investissement comprennent essentiellement l'investissement supplémentaire pour équiper le forage fermé en sonde géothermique. Les coûts des études préalables et de contrôle de forage existant sont relativement faibles. En investissement de surface, les coûts d'investissement de la pompe à chaleur si elle est installée (scénarios « géothermie ») ou de la chaudière à gaz (scénarios de référence) sont estimés en fonction des puissances de crête installées.

- **Coût des études préalables**

L'équipement d'un forage existant par des sondes géothermiques requiert des études préalables pour identifier le potentiel thermique du forage (faisabilité technique) à partir des données existantes. En cas d'exploitation, aux coûts des études, s'ajouterait des coûts administratifs (dossier de déclaration et autorisation, assurances travaux, coût de la garantie). Le coût total de ce poste de dépense est estimé à titre indicatif à 70 000 €.

- **Coût de contrôle du forage**

Il est supposé que le forage désaffecté est opérationnel pour l'installation de la sonde coaxiale. Le forage ne nécessite pas de travaux de conversion supplémentaire ou de modification du tubage. Par contre, il est pris en compte une diagraphie du forage.

Sur la base de devis des bureaux d'études, le coût de diagraphie est estimé à 7 € par mètre linéaire. Il comprend l'introduction de sondes de température, d'un diamétreur et un contrôle par caméra.

- **Coût de la sonde coaxiale**

Il existe très peu de données sur les prix des sondes profondes. Le Tableau 14 donne une estimation moyenne, à dire d'experts, du coût des sondes coaxiales, installation non comprise.

	Sondes en acier inoxydable	Sondes composites
Coût unitaire moyen (€/ml)	230 €/ml	70 €/ml
Coût total (k€)		
1000 m	230 k€	70 k€
1500 m	345 k€	<i>non traité</i>
2000 m	460 k€	<i>non traité</i>

Tableau 14 - Coût d'investissement des sondes coaxiales (hors mise en place)

La durée de vie d'une sonde géothermique (acier ou composite) est prise égale à 90 ans. Le coût de mise en place est estimé à 75 € / mètre de tubage (valeur identique pour le composite et le double-tubage en acier).

- **Coût de la PAC et de la chaudière à gaz**

La PAC est dimensionnée en fonction de la puissance nécessaire pour couvrir les besoins avec une hypothèse de rendement de 100%. Le coût de PAC, avec compresseur et circulateur d'énergie, est estimé à partir du coût unitaire moyen exprimé en €/kW (cf. Tableau 15).

Puissance PAC	€/kW
Faible < 100 kW	425
Moyenne 101 – 299 kW	350
Moyenne à forte > 300 kW	280

Tableau 15 - Coût unitaire d'investissement de la PAC

Pour les scénarios de référence, le coût d'investissement de la chaudière est estimé à un coût unitaire moyen majoré à 250 €/kW.

Les durées de vie moyenne d'une PAC et de la chaudière à gaz sont prises égales à 25 ans.

Les coûts d'investissement des réseaux de distribution et de canalisation ne sont pas pris en compte dans cette analyse.

5.3.2. Coûts de maintenance et d'entretien des installations

Les coûts de maintenance et renouvellement de la **sonde géothermique** concerne :

- la surveillance périodique des indicateurs qui permettent de suivre le bon fonctionnement de la sonde (indicateur de température, pression, débit du fluide caloporteur) ;
- l'entretien général de la tête de forage.

Ces coûts sont estimés à dire d'expert à 1 % par an du coût l'investissement de la sonde.

Le coût annuel d'entretien et de maintenance de la **PAC** est estimé à 10% du coût de l'investissement de la PAC. Le calcul économique étant réalisé sur une durée de 25 ans, ce pourcentage n'intègre pas le renouvellement de PAC après cette période (la sonde continue à être opérationnelle jusqu'à 90 ans).

Pour la solution de référence, les coûts d'entretien et de maintenance de la **chaudière à gaz** sont évalués à 8% du montant d'investissement par an.

Le Tableau 16 ci-dessous synthétise les différents paramètre et données intervenant dans l'estimation des coûts d'investissement (I) et de maintenance (Cm).

Nom paramètre	Unité	Coût	Description paramètre
Coûts d'investissements			
C_Etude	€	70 000	Coût des études préalables (hors diagraphie forage)
C_diagr	€/m	7	coût diagraphie de forage
C_forage	€/m	0	Travaux complémentaires du forage désaffecté
C_sonde_acier	€/m	230	Coût de la sonde en acier (hors installation)
C_sonde_comp	€/m	70	Coût de la sonde en composite (hors installation)
C_équip	€/m	75	Coût équipement forage (installation de la sonde + annexes)
dv_sonde	année	90	Durée de vie de la sonde
C_PAC1	€/kW	425	Coût unitaire pour puissance < 100 kW
C_PAC2	€/kW	350	Coût unitaire pour puissance ente 100 et 300 kW
C_PAC3	€/kW	280	Coût unitaire pour puissance > 300 kW
dv_PAC	année	25	Durée de vie de la PAC
C_ChGaz	€/kW	250	Chaudière classique à Gaz
Rdt_ChGaz	%	90%	Rendement de la chaudière à Gaz
dv_ChG	année	25	Durée de vie de la chaudière à gaz
Coûts de maintenance et d'entretien			
Ce_sonde	%	1%	Maintenance & entretien de la sonde
Ce_PAC	%	10%	Maintenance & entretien PAC
Ce_ChG	%	8%	Maintenance & entretien de la chaudière à gaz

Tableau 16 – Hypothèses sur les coûts d'investissement et d'entretien

5.3.3. Coûts de l'énergie

Selon les scénarios, les coûts de l'énergie concernent l'électricité pour la consommation de la PAC (compresseur et circulateur) et le chauffage d'appoint électrique et le gaz naturel pour les consommations de la chaudière ou de l'appoint gaz pour les scénarios géothermiques avec appoint gaz.

Étant données les puissances de crête simulées (50 à 500 kW), les options tarifaires proposés par EDF et GDF-Suez (année 2011) sont les suivantes : ³

Électricité :

- Option tarif vert MU correspondant à une consommation énergétique moyenne et proposée par EDF aux entreprises et aux collectivités pour une fourniture d'électricité en haute ou moyenne tension.

³ Site EDF : <http://edfpro.edf.com/abonnement-et-contrat/les-prix/les-prix-de-l-electricite/tarif-bleu-49192.html>

- Abonnement : 770 € HT
- Énergie : 0.063 €/kWh

Gaz naturel :

- Option B2S proposée par GDF-Suez aux entreprises et aux collectivités. Elle correspond à un abonnement pour un besoin énergétique annuel compris entre 350 MWh et 5 GWh.
- Abonnement : 916 € HT
- Énergie : 0.044 €/kWh

En général, le choix d'une option dépend d'une négociation pour la totalité de l'approvisionnement du site. Les tarifs considérés sont des hypothèses de travail pour l'estimation du coût actuel de l'énergie (année 1 du projet). L'estimation du coût total actualisé de l'énergie prend en compte aussi les taux d'évolution des tarifs énergétiques sur la durée de vue du projet (Cf. section 5.2.2). Le Tableau 17 résume les paramètres spécifiques aux tarifs de l'énergie.

Nom paramètre	Unité	Valeur	Description paramètre
Abn_Elec	€/an	770	Abonnement électricité Professionnels (Puissance souscrite 36 kVA=29kW)
Px_Elec	€/kWh	0.063	Tarif jaune de l'électricité - heure hiver
V_Px_Elec	% par an	5%	Variation du prix de l'électricité
Beta_Elec		1.00962	Rapport : $(1 + V_Px_Elec) / (1 + tx_actualisation)$
Abn_Gaz	€/an	916	Abonnement électricité Professionnels (Puissance souscrite 36 kVA=29kW)
Px_Gaz	€/kWh	0.044	Tarif B2S en heure pleine hiver
V_Px_Gaz	% par an	9%	Variation du prix du gaz
Beta_Gaz		1.04808	Rapport : $(1 + V_Px_Gaz) / (1 + tx_actualisation)$
V_Px_Maint	% par an	2%	Taux d'inflation appliqué aux coûts de maintenance
Beta_Maint		0.98077	Rapport : $(1 + inflation) / (1 + tx_actualisation)$

Tableau 17 – Hypothèses sur les tarifs de l'électricité et le gaz

5.4. RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

À partir des hypothèses économiques considérées, une synthèse des principaux indicateurs économiques est présentée dans cette section.

5.4.1. Coût global

Les Figure 78 à Figure 81 présentent les coûts globaux des différents scénarios étudiés. Ces coûts sont estimés pour une période de 25 ans, correspondant à la durée de vie de PAC et de la chaudière à gaz.

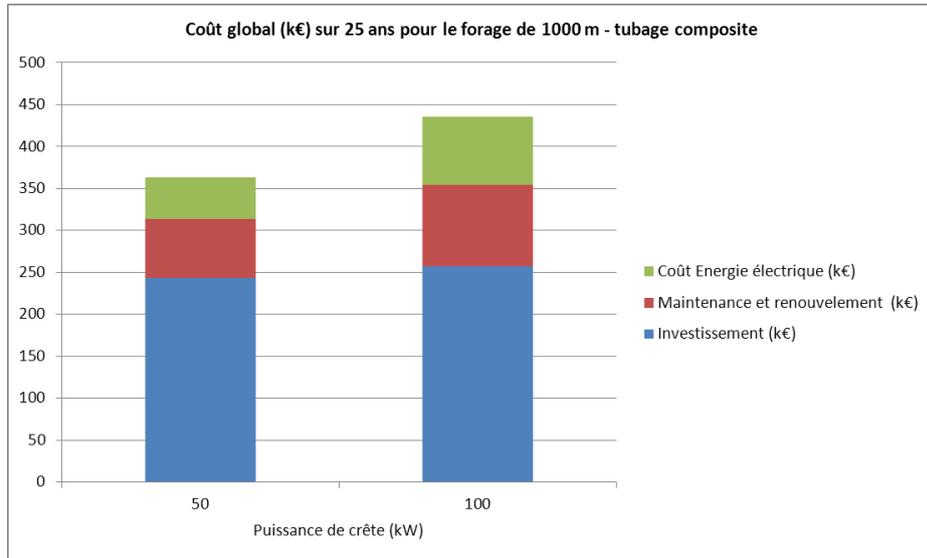


Figure 78 – Coût global sur 25 ans pour les scénarios géothermiques 1 et 2 (pas d'appoint)

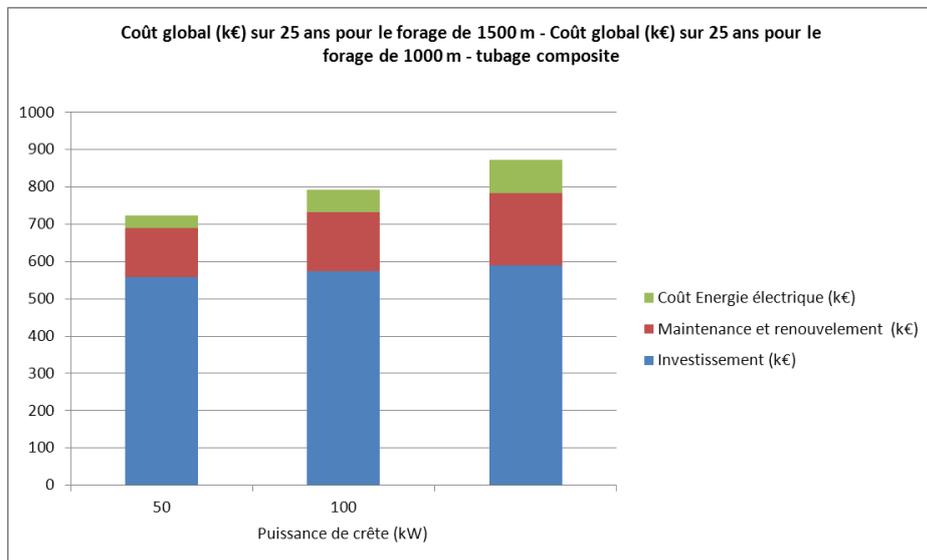


Figure 79 – Coût global sur 25 ans pour les scénarios géothermiques 5, 6 et 7 (pas d'appoint)

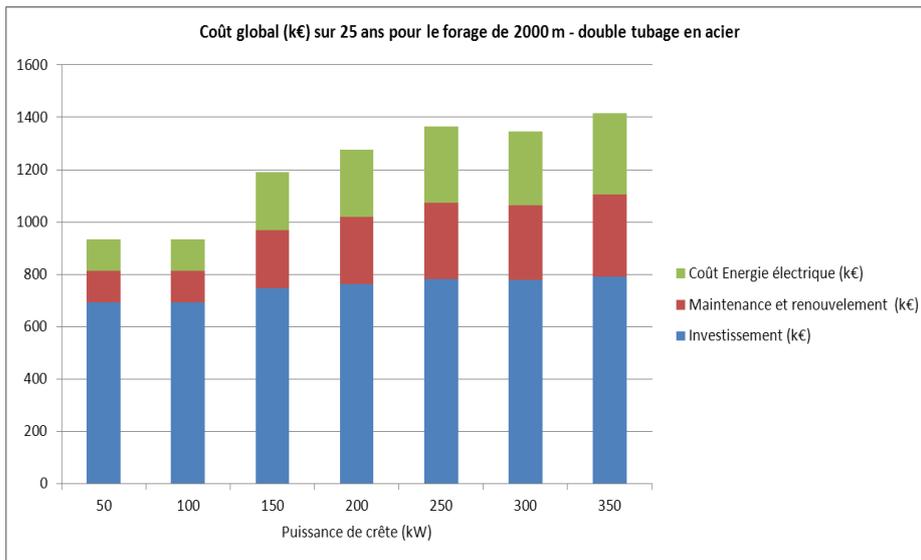


Figure 80 - Coût global des scénarios géothermiques 8 à 14 (sans appoint)

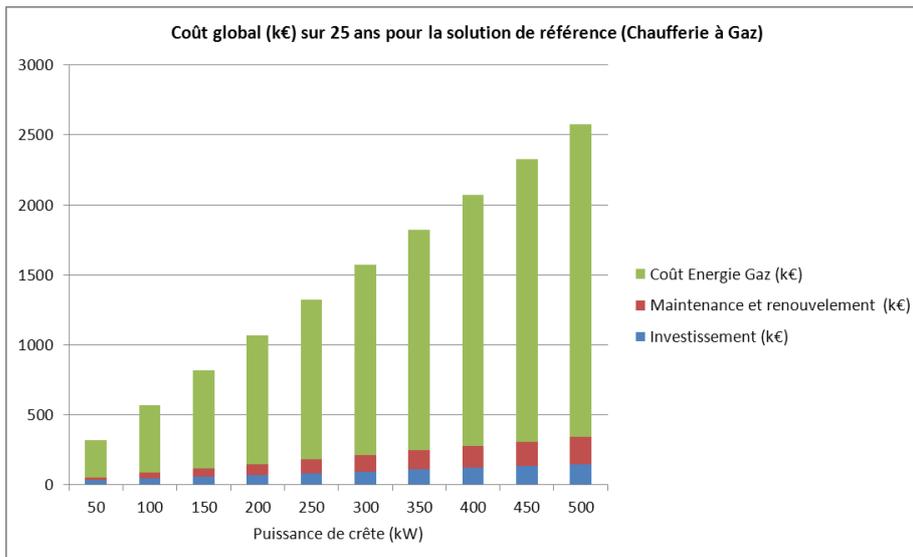


Figure 81 - Coût global des scénarios de référence (chaufferie gaz)

La Figure 80 montre que la part des coûts d'investissement reste prépondérante dans la constitution du coût global, même si le coût de réalisation du forage est nul.

Ceci s'explique par le coût relativement élevé du tubage central, aussi bien pour les tubages composites (70 k€ pour les scénarios à 1000 m) que pour les double-tubages en acier (460 € pour les scénarios à 2000 m). Les coûts d'exploitation (maintenance et

énergie) représentent moins de 50% du coût global. Le coût d'énergie seul est compris entre 3 et 27% du coût global.

À l'inverse pour les scénarios de référence (chaudière gaz) à puissance équivalente (Figure 81), le coût de l'énergie reste le poste le plus conséquent. Il représente environ 80% du coût global.

5.4.2. Coût du MWh produit

Le coût du MWh produit, calculé sur 25 ans, est donné dans les Tableau 18 (géothermie) et 19 (chaudière gaz).

Scénarios	Profondeur du forage (m)	Technologie de tube central	Puissance de crête (kW)	Température départ circuit chauffage (°C)	Energie Calorifique fournie (MWh/an)	Energie électrique consommée (hors appoint) (MWh/an)	Energie d'appoint (MWh/an)	TdR (an)	Coût global de la chaleur sur 25 ans (c€/kWh) par GTH
Scénarios sans appoint									
1	1000	Composite	50	35	92	16	0	28.09	15.8
2			100	35	184	33	0	19.37	9.5
3	1000	Double Tubage Acier	50	35	92	13	0	36.98	24.0
4			100	35	184	31	0	26.95	13.5
5	1500		50	35	92	6	0	42.47	31.5
6			100	35	184	22	0	31.94	17.3
7			150	35	275	38	0	26.35	12.7
8	2000		50	35	92	1	0	45.02	36.4
9			100	35	184	1	0	32.54	18.2
10			150	35	275	8	0	29.07	14.6
11			200	35	367	29	0	25.45	11.9
12			250	35	459	50	0	22.81	10.3
13		300	35	551	71	0	19.85	8.8	
14			350	35	643	95	0	18.21	8.1
Scénarios avec appoint gaz (50 % de la puissance crête)									
15	1000	Composite	150	35	276	46	20	19.02	8.9
16	1500	Double Tubage Acier	300	35	551	85	39	20.24	8.9
17	2000		500	35	918	150	65	17.61	7.8
18	2000		500	45	918	182	65	18.14	8.1
Scénarios avec appoint électricité (50 % de la puissance crête)									
19	1000	Composite	150	35	276	46	20	16.02	7.9
20	1500	Double Tubage Acier	300	35	551	85	39	17.87	8.1
21	2000		500	35	918	150	65	15.40	7.1
22	2000		500	45	918	182	65	15.87	7.4

Tableau 18 – Coût du MWh produit et Temps de retour pour les différents scénarios géothermie.

Scénarios	Puissance de crête (kW)	Energie Calorifique fournie (MWh/an)	Gaz consommé (MWh/an)	Coût global de la chaleur sur 25 ans (c€/kWh)
1	50	92	102	13.8
2	100	184	204	12.3
3	150	275	306	11.9
4	200	367	408	11.6
5	250	459	510	11.5
6	300	551	612	11.4
7	350	643	714	11.3
8	400	734	816	11.3
9	450	826	918	11.3
2	500	918	1020	11.2

Tableau 19 – Coût du MWh produit, pour les différents scénarios de référence (chaudière gaz).

Selon les scénarios, le coût de production de chaleur par géothermie est compris entre 7,1 et 36,4 c€/MWh, à comparer avec le coût de chaleur de la solution de référence qui varie entre 11,2 et 13,8 €/kWh selon la puissance de crête.

La Figure 81 montre que la chaleur géothermique (sans appoint) est économiquement plus intéressante que la chaleur de la chaudière pour des puissances supérieures à 250 kW avec un forage de 2000 m (courbe rouge de la figure). Pour des forages à 1000 m et 1500 m, la géothermie peut être compétitive pour des puissances inférieures : 100 kW et 200 kW respectivement.

Le scénario géothermique le plus économique correspond à une sonde de 2000 m pour une puissance souscrite de 500 kW avec PAC et appoint électrique (0.071 €/kWh). Pour une puissance équivalente, le coût de production de chaleur à partir d'une chaufferie à gaz est de 1,4 fois plus élevé (0.112 €/kWh).⁴

⁴ A titre de comparaison, le prix de vente de chaleur produite pour les réseaux de chaleur en région parisienne est de l'ordre de 0.1125 €/kWh.

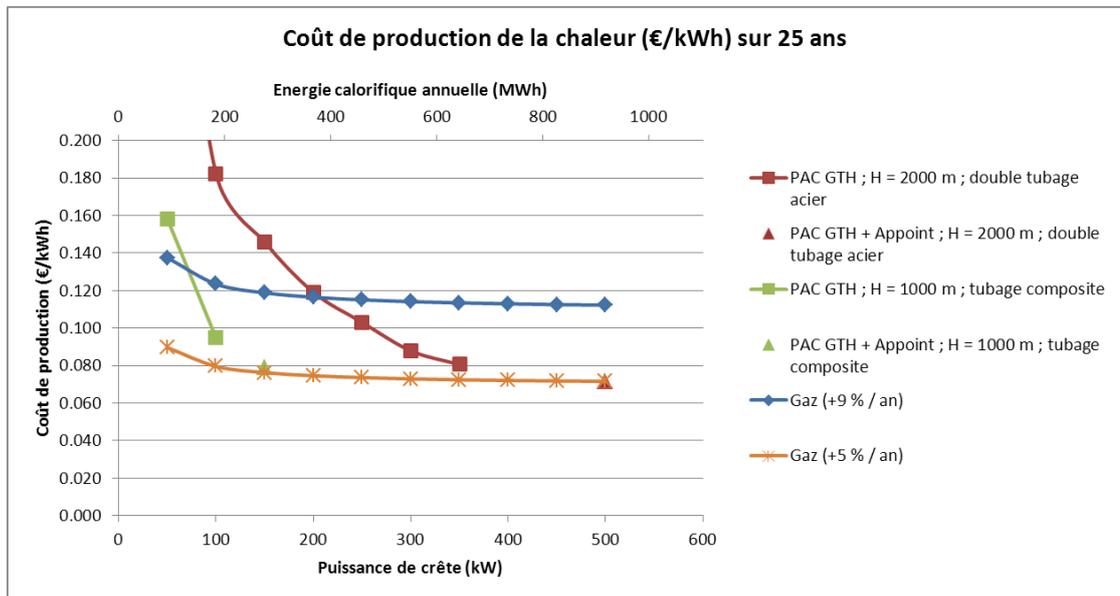


Figure 82 - Coût de production de la chaleur pour différents scénarios

5.4.3. Temps de retour sur investissement

Les temps de retour des opérations de géothermie sont estimés à partir des surcoûts d'investissement et des économies en coût de fonctionnement (actualisé) par rapport aux solutions de référence.

Les temps de retour varient entre 15 à 45 ans et sont décroissant par rapport à la puissance souscrite pour une profondeur de forage donnée (cf. Tableau 18 p 109). Cependant, pour une même puissance souscrite, par exemple 100 kW, les investissements sont d'autant plus rapidement amortis pour un forage à 1000 m que pour les forages à 1500 ou 2000 m (cf. Figure 83).

Pour des scénarios avec appoint énergétique à l'électricité, **une exploitation optimale du forage permet d'atteindre des temps de retour sur investissement de 15 ans environ**, en particulier pour :

- Une puissance crête de 150 kW sur un forage de 1000 m équipé d'un tube en composite ;
- Une puissance crête de 500 kW sur un forage de 2000 m équipé d'un double-tubage en acier.

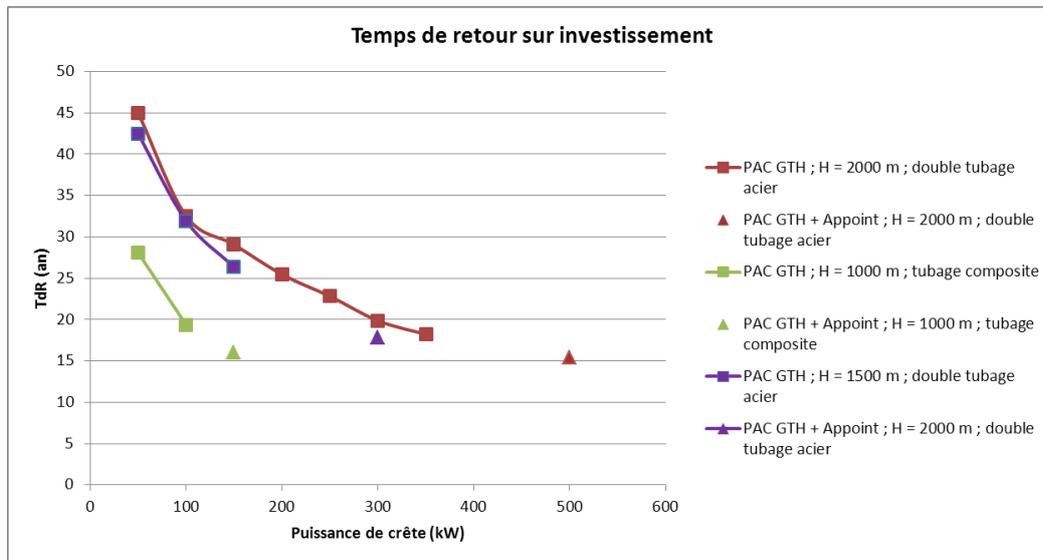


Figure 83 – Temps de retour sur investissement estimés en fonction de la puissance installées, pour les trois profondeurs de forage considérée. L'appoint est au gaz.

5.5. ANALYSE DE SENSIBILITÉ

Une analyse de sensibilité aux paramètres macro-économiques et propre au projet est menée pour les scénarios 19, 21 et 22 (pour lesquels **l'appoint est fourni par l'électricité**) :

- Sensibilité au coût de l'énergie (électricité et gaz) ;
- Sensibilité à l'actualisation ;
- Sensibilité au coût du tubage central.

5.5.1. Sensibilité au coût de l'électricité

La Figure 84 montre que, pour une augmentation du prix du gaz de 9 %/an, le coût global de production de la chaleur sur 25 ans par géothermie (scénario 21) reste inférieur au coût global de production de la chaleur sur 25 ans par une chaudière gaz, même pour une augmentation du prix de l'électricité de 12 %/an.

En revanche, pour le même scénario, si l'augmentation du prix du gaz est de 5 %/an, le coût global de production de la chaleur sur 25 ans par géothermie est proche du coût global de production de la chaleur sur 25 ans par une chaudière gaz uniquement si l'augmentation du prix de l'électricité est de 4 à 5 %/an.

Les Figure 85 et Figure 86 permettent d'estimer la sensibilité du TdR à l'évolution du coût de l'électricité. Pour le scénario 21 :

- Si l'augmentation du prix du gaz est de 9 %/an, le TdR est de 15 ans (resp. 17 ans) pour une augmentation annuelle de + 3%/an du prix de l'électricité (resp. +9 %/an).
- Si l'augmentation du prix du gaz est de 5 %/an, le TdR est de 22 ans pour une augmentation annuelle de + 3%/an du prix de l'électricité, et il n'y a pas de retour sur investissement si cette augmentation est supérieure ou égale à 8 %/an.

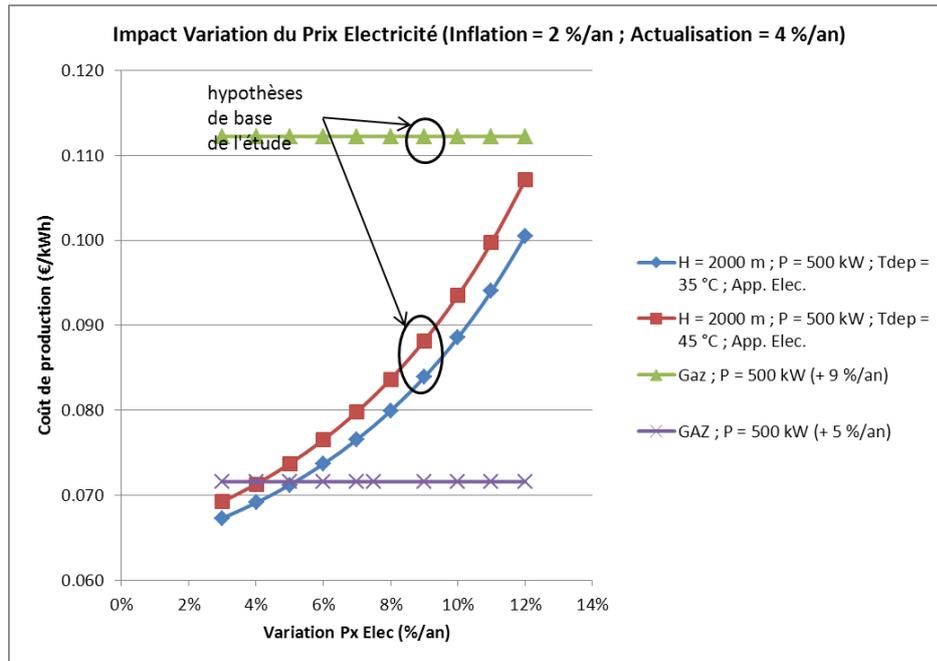


Figure 84 – Coût global de production de la chaleur sur 25 ans en fonction de l'augmentation annuelle du prix de l'électricité, pour les scénarios Géothermie n° 21 et 22 et pour une chaudière au gaz, pour deux valeurs de l'augmentation annuelle du prix du gaz (+ 5 %/an et 9 %/an)

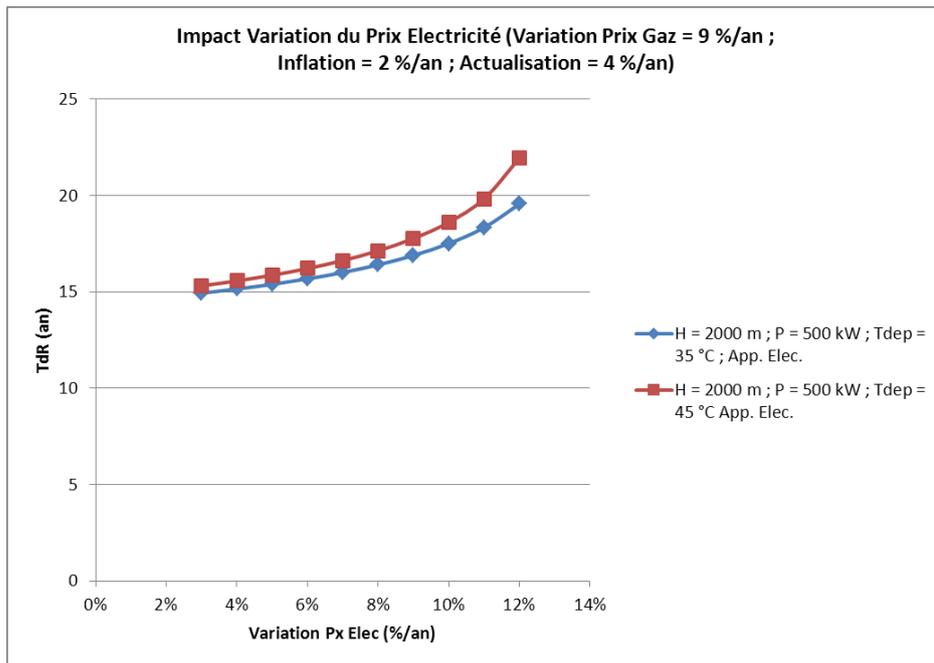


Figure 85 – Temps de retour sur investissement en fonction de l’augmentation annuelle du prix de l’électricité, pour les scénarios Géothermie n° 21 et 22. Augmentation annuelle du prix du gaz : + 9 %/an

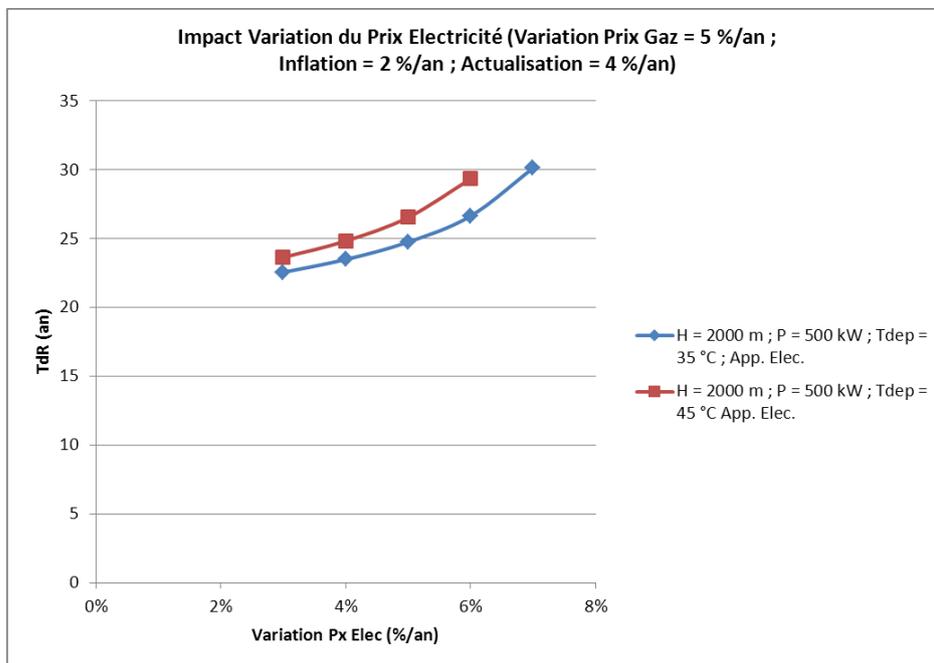


Figure 86 – Temps de retour sur investissement en fonction de l’augmentation annuelle du prix de l’électricité, pour les scénarios Géothermie n° 21 et 22. Augmentation annuelle du prix du gaz : + 5 %/an

5.5.2. Sensibilité au coût du gaz

La Figure 87 montre que, pour l'hypothèse de base de l'étude d'une augmentation du prix de l'électricité de + 5 %/an, le coût global de production de la chaleur sur 25 ans par géothermie (scénario 21) est inférieur au coût global de production de la chaleur sur 25 ans par une chaudière gaz tant que l'augmentation du prix du gaz est inférieure à + 5 %/an.

La Figure 88 montre que, pour le scénario 21, si l'augmentation du prix du gaz est inférieure à + 5 %/an, il n'y a pas de retour sur investissement. Une augmentation du prix du gaz de + 12 %/an réduit le TdR à 12 ans.

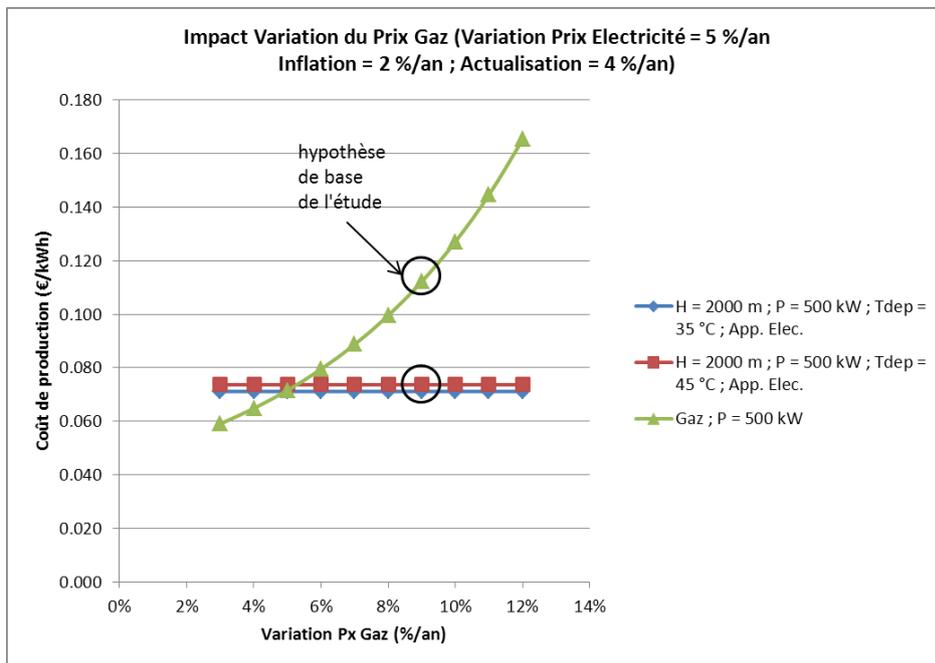


Figure 87 – Coût global de production de la chaleur sur 25 ans en fonction de l'augmentation annuelle du prix du gaz, pour les scénarios Géothermie n° 21 et 22 et pour une chaudière au gaz. Augmentation annuelle du prix de l'électricité : + 5 %/an

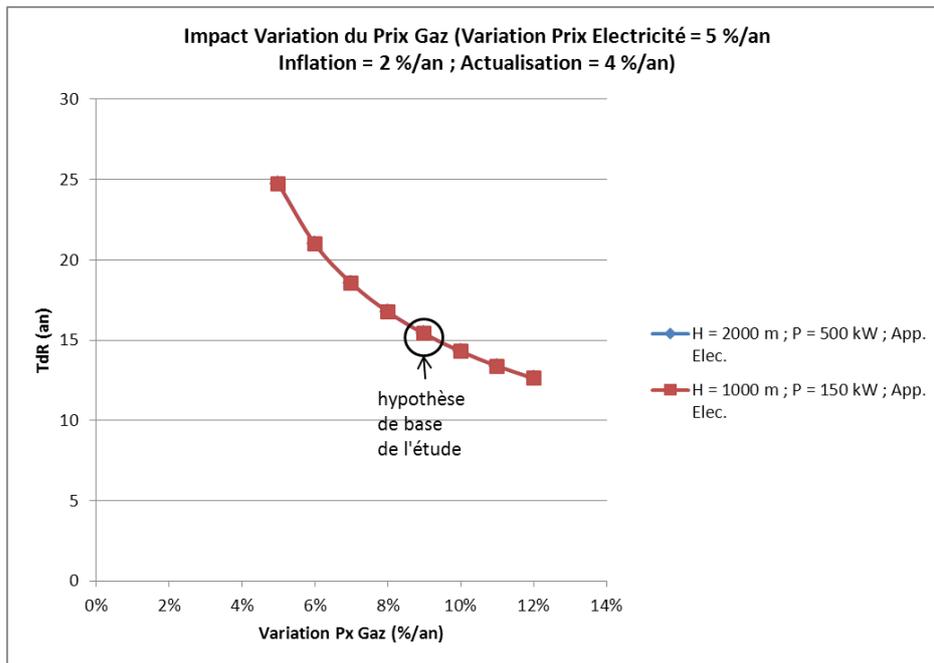


Figure 88 – Temps de retour sur investissement en fonction de l'augmentation annuelle du prix du gaz, pour les scénarios Géothermie n° 21 et 22. Augmentation annuelle du prix de l'électricité : + 5 %/an

5.5.3. Sensibilité à l'actualisation

Qualitativement, une valeur élevée de l'actualisation a pour conséquence de dissuader l'investissement.

La Figure 89 montre que si l'actualisation est prise égale à 9 %/an, le coût global de production de la chaleur sur 25 ans par géothermie (scénario 21) est alors égal au coût global de production de la chaleur sur 25 ans par une chaudière gaz.

La Figure 90 montre que le temps de retour sur investissement est de 14 ans pour une actualisation de 2 %/an et de 22 ans pour une actualisation de 9 %/an (scénario 21).

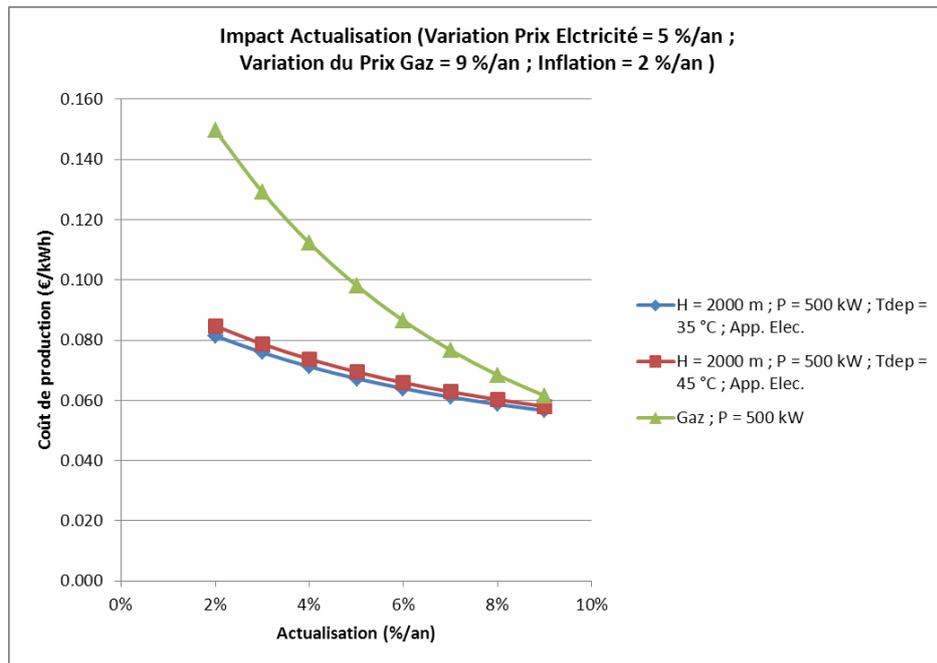


Figure 89 – Coût global de production de la chaleur sur 25 ans en fonction de l'actualisation, pour les scénarios Géothermie n° 21 et 22

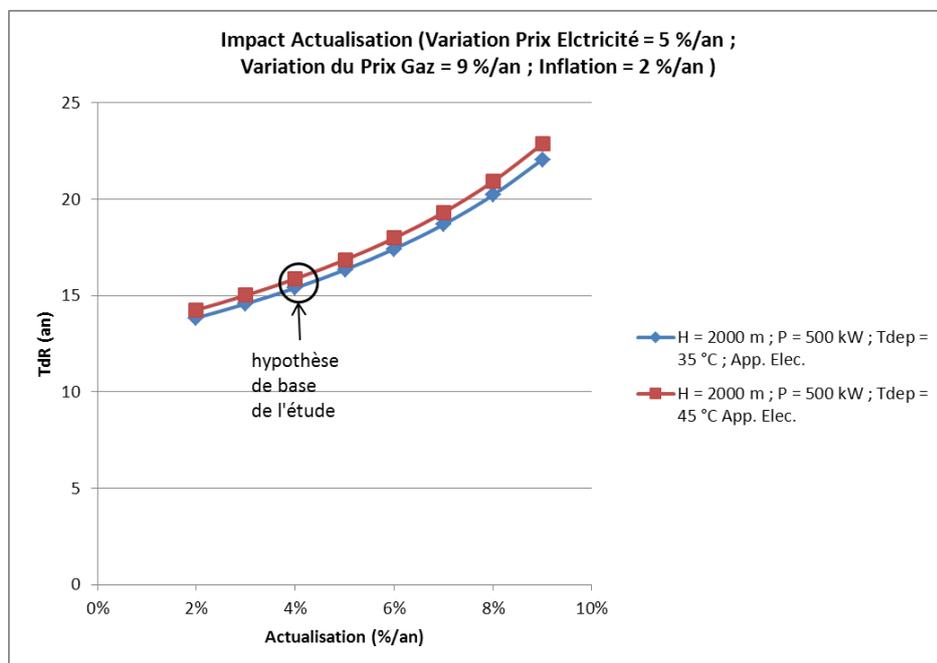


Figure 90 – Temps de retour sur investissement en fonction de l'actualisation, pour les scénarios Géothermie n° 21 et 22.

5.5.4. Sensibilité au coût du tubage central

Dans le cas d'une PAC sur échangeur géothermique profond, l'investissement, et en particulier l'équipement du forage, représente une part importante des coûts de production de la chaleur.

On a estimé (cf. ci-dessus) le mètre linéaire de double-tubage en acier mis en place à 305 €/ml.

La Figure 91 montre que, pour le scénario 21, le TdR est de 12 ans si le double-tubage en acier et sa mise en place est de 214 €/ml et de 16 ans si le double-tubage en acier et sa mise en place est de 336 €/ml.

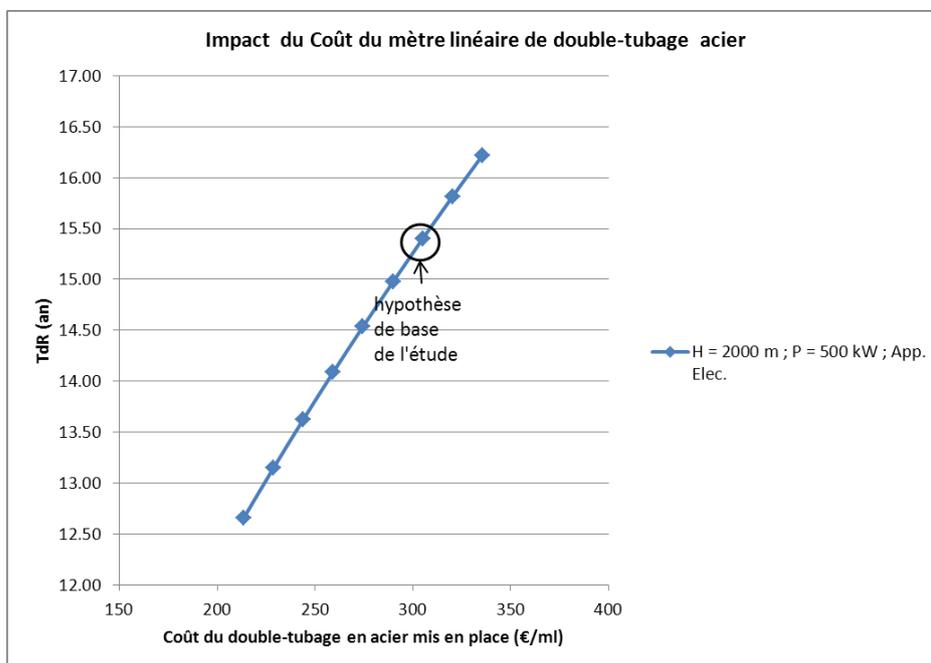


Figure 91 – Temps de retour sur investissement en fonction du coût du mètre linéaire de double-tubage en acier (incluant la mise en place), pour le scénario Géothermie n° 21.

6. Conclusions

Un retour d'expérience collecté à l'échelle européenne a montré que des opérations de PAC sur forage profond transformé en échangeur géothermique en boucle fermée fonctionnent depuis les années 1990.

Nous avons développé un modèle énergétique dynamique d'un échangeur géothermique profond couplé à une pompe à chaleur et à un bâtiment, afin de calculer les performances énergétiques d'un tel système. Nous avons estimé les différents postes de dépense de la reconversion et de l'exploitation de l'installation géothermique, en particulier à partir du bilan énergétique établi dans la phase de modélisation énergétique, et nous avons exprimé le coût de production de la chaleur par géothermie, qui est comparé au coût de production de la chaleur par une chaudière au gaz.

Nous avons considéré un bâtiment équipé d'émetteurs de chaleur à basse température, pour lequel le temps équivalent de fonctionnement de la pompe à chaleur est de 1800 h/an. Nous avons par ailleurs considéré que le sous-sol est caractérisé par un gradient géothermique de 3 °C / 100 m et une conductivité thermique de 2 W/(K.m). Nous avons réalisé une modélisation technico-économique pour plusieurs scénarios de profondeur de forage (de 1000 m à 2000 m), deux technologies d'équipement du forage et de puissance de l'installation (de 50 kW à 500 kW).

Nous avons calculé qu'une installation de puissance maximale appelée par le bâtiment de 500 kW, constituée d'un forage de 2000 m équipé d'un tube central isolant, avec une pompe à chaleur dimensionnée à 250 kW (couvrant 90 % de la consommation annuelle en chauffage, les 10 % restant étant couvert par un appoint au gaz), a un COP en énergie primaire compris entre 1,9 et 2,0.

Avec les hypothèses de l'étude, en particulier une augmentation du prix de l'électricité de 5 %/an, une augmentation du prix du gaz de 9 %/an, une actualisation de 4 %/an et une inflation de 2 %/an, et sans considérer aucune aide publique, nous avons établi que le coût de production global de la chaleur calculé sur 25 ans est de 7,8 c€/kWh pour le scénario précédemment cité contre 10,3 c€/kWh par une chaudière au gaz. Le temps de retour sur investissement est alors de 17 ans (15 ans en cas d'un appoint électrique).

La viabilité économique de l'opération de géothermie présente une forte sensibilité à la variation du prix du gaz. À titre d'exemple, si l'augmentation du prix du gaz est de 5 %/an, le coût de production de la chaleur par une chaudière gaz, calculé sur 25 ans, est de 7,2 c€/kWh.

La sensibilité au coût de l'électricité est moins marquée : pour une augmentation du prix de l'électricité de 10 %/an, le temps de retour sur investissement est de 18 ans au lieu de 15 ans (scénario précédemment cité, avec appoint électrique).

7. Bibliographie

1. **Rampnoux N., Vallaëys S.** Evaluation des risques des anciens forages pétroliers pour les eaux souterraines et l'environnement de la région PACA. s.l. : BRGM, 1999. R 40347.
2. **Chartier, R.** Inventaire du potentiel géothermique en région Rhône-Alpes Etat des lieux et étude du potentiel . s.l. : BRGM, 2012. BRGM/RP-60684-FR.
3. **C., Garibaldi.** Détermination des températures profondes du bassin du sud-est de la France et relations entre anomalies thermiques, géologie et circulations hydrothermales par modélisation 3D (Thèse de l'Université de Nice-Sophia Antipolis). s.l. : BRGM, 2010.
4. **D., BONTE.** Les températures profondes dans les bassins sédimentaires en France : Identification des anomalies thermiques (rapport de stage BRGM/Université de Montpellier 2). 2007.
5. **SIA.** SIA 384/6 - Normes pour sondes géothermiques verticales. s.l. : Société suisse des ingénieurs et des architectes, 2010.
6. **Sachs O., Eberhard M.** Tiefen-EWS Oftringen (706 m): Direktheizen mit einer 40-mm-2-Kreis PE-Tiefen-Erdwärmesonde [Sonde profonde de Oftringen (706 m) : Chauffage direct avec une sonde double-U profonde constituée de tubes PE de diamètre 40 mm]. s.l. : Bundesamt für Energie BFE, Suisse, 2010. SI/500248 bzw. SI/500'248-01.
7. **Lesueur, H.** Etat de l'Art des échangeurs souterrains des pompes à chaleur géothermales - Présentation des techniques disponibles. s.l. : BRGM, 2009.
8. **Prenzlau, Services techniques de la ville de.** [En ligne] 05 décembre 2012. http://www.stadtwerke-prenzlau.de/CMS1/pdf/Flyer_Geothermie.pdf.
9. **Kohl T., Brenni R., Eugster W.** System performance of a deep borehole heat exchanger. Geothermics. 2002, pp. 687-708.
10. **Eugster W. J., Füglistner H.** Tiefe Erdwärmesonde Weggis - Messkampagne zur Dokumentierung der neuen Einflüsse beim Ausbau der Abnehmerleistung. s.l. : Bundesamtes für Energie (Suisse), 2003.
11. **Esser, Robert.** Super C: Heizen mit Erdwärme ist gescheitert [Super-C : le chauffage par géothermie est un échec]. Aachener Zeitung. [En ligne] 12 janvier 2011. [Citation : 02 décembre 2011.] <http://www.az-web.de/artikel/1513450>.

12. Fiche descriptive du projet Super-C. Leipziger Institut für Energie GmbH (IE Leipzig). [En ligne] [Citation : 1 Décembre 2011.] <http://www.ie-leipzig.com/IE/Geothermie/Portal/Projekte/Aachen.pdf>.
13. **Borrenkott, Axel.** Erdwärme für das SuperC: Der Leuchtturm der Forschung [Géothermie pour le Super-C : Le phare de la recherche]. Aachener Zeitung. [En ligne] 24 août 2011. [Citation : 2 décembre 2011.] http://www.az-web.de/news/hochschule-detail-az/1787463?&_jumps=0&_g=Erdwaerme-fuer-das-SuperC-Der-Leuchtturm-der-Forschung.
14. **Kessels, W.** Auslegung tiefer Erdwärmesonden und Perspektiven durch hydraulische Anregung, Steigrohrertüchtigung und Bohrlochinstabilitäten . s.l. : 10. Workshop der FKPE-Arbeitsgruppe "Bohrlochgeophysik und Gesteinsphysik", 2009.
15. —. Ringraumanregung zur Steigerung der Wärmeentzugsleistung von Erdwärmesonden. s.l. : Geothermiekongress 2009 Bochum, 2009.
16. —. Thermische Auslegung der tiefen Erdwärmesonde Laer - Teil 2.
17. **F., Cauneau.** Mécanique des fluides. s.l. : Les Presses de l'Ecole des Mines, 2008.
18. **Kessels, W.** Auslegung tiefer Erdwärmesonden. s.l. : Congrès GeoTherm, 2011.
19. **Gourgues A-F., Haudin J-M.** Matériaux pour l'ingénieur. s.l. : Les Presses de l'Ecole des Mines, 2006.
20. **Halliday, Resnick, Walker.** Fundamentals of Physics. s.l. : Wiley, 1997.
21. **W., Kessels.** Vorrichtung als mechanisch vom Steigrohr in Bohrungen weitgehend entkoppelte poröse thermische Isolierung. DE 10 2010 010 850 A1 2011.09.15 Allemagne, 15. Septembre 2011.
22. **H-J., Bayer.** Geothermal energy sensor, is made up of two individual sensors and insulating elements are arranged between individual sensors and both are fixed to each other by one or multiple connecting elements. DE 102007024561 (A1) Allemagne, 27 novembre 2008.
23. **Teissier, J. P.** Forage géothermique "Le Teich-Pirac 1" GTLP 1. Rapport de fin de travaux et d'essais. s.l. : BRGM, 1983. BRGM/83-SGN-770-AQI.
24. **LANSIART, M. et RUHARD, J.P.** Commune du Teich (33).Projet de pisciculture de Monsieur Zinsius. Etude d'impact. s.l. : BRGM, 1988. BRGM/88-SGN-928-AQI.
25. **M., Philippe.** Développement et validation expérimentale de modèles d'échangeurs géothermiques horizontaux et verticaux pour le chauffage de bâtiments résidentiels, Thèse. s.l. : BRGM, CSTB, 2010.
26. **Software, DHI-WASY.** FEFLOW - White Papers Vol. V. 2010.

27. **Serghides, T.K.** Estimate friction factor accurately. Chemical Engineering. 1984, Vol. 91, 5.

Annexe 1

Note technique n° 11 « Abandon et fermeture des forages » - Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie (novembre 1997)

Ministère de l'Economie,
des Finances et de l'Industrie



Secrétariat
d'Etat à l'Industrie

Abandon et fermeture des forages

Note technique n° 11

Novembre 1997

**DIVISION NATIONALE DES EAUX
MINÉRALES ET THERMALES**

**BUREAU DE RECHERCHES
GÉOLOGIQUES ET MINIÈRES**

Abandon et fermeture des forages

R É S U M É

Méthode directe d'acquisition de données sur un gisement, le forage d'eau minérale entre en contact avec une ressource qui se doit d'être stable dans le temps. Or la réalisation d'un forage peut induire la mise en communication de l'aquifère d'eau minérale avec d'autres horizons de qualité distincte. Ces relations peuvent modifier la qualité de l'eau minérale et créer des désordres. Ainsi, si dans le cadre des forages d'exploitation toutes les précautions sont généralement prises pour préserver la qualité du fluide recherché, il doit impérativement en être de même pour les forages non équipés, qu'ils soient abandonnés ou voués à d'autres usages.

L'abandon et la fermeture des forages constituent donc un aspect à part entière dans la protection de l'environnement et en particulier dans la protection des ressources d'eau minérale. Les techniques impliquées pour ces actions nécessitent une analyse détaillée du contexte hydrogéologique et des conditions de réalisation d'un ouvrage pour répondre à chaque cas particulier.

Note Technique DNEMT n° 11

SOMMAIRE

1. INTRODUCTION.....	1
2. RAPPELS THÉORIQUES SUR LA CIRCULATION DES EAUX SOUTERRAINES.....	1
3. ASPECT RÉGLEMENTAIRE - RESPONSABILITÉ.....	2
4. ETUDES PRÉALABLES A LA PROCÉDURE D'ABANDON.....	2
5. FERMETURE DÉFINITIVE (Abandon de forage).....	3
5.1 Conditions générales de réalisation.....	3
5.2 Isolement des niveaux-réservoirs dans le découvert (figure 2).....	4
5.3 Isolation du découvert.....	4
5.4 Isolement des annulaires non cimentés (cf. figure 4 schéma a).....	4
5.5 Bouchon sur tête de tubage ou coupe de tubage (cf. figure 4 schéma b).....	5
5.6 Isolement complémentaire des annulaires cimentés (cf. figure 4 schéma c).....	5
5.7 Bouchage en surface (cf. figure 5 schéma a).....	5
5.8 Récupération des équipements en tête d'ouvrage.....	5
6. FERMETURE PARTIELLE OU TEMPORAIRE.....	5
7. CONCLUSION.....	6
BIBLIOGRAPHIE.....	7

Abandon et fermeture des forages

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Mode de circulation entre aquifères dans un forage (rappel théorique)

Figure 2 : Isolement de niveaux-réservoirs dans le découvert

Figure 3 : Isolement du découvert

Figure 4 : Isolement des annulaires et des têtes ou des coupes de tubage

Figure 5 : Bouchage en surface et tête de piézomètre

Note Technique DNEMT n° 11

Abandon et fermeture des forages

1. INTRODUCTION

Les émergences d'eaux minérales, qu'elles soient naturelles ou forées, sont des points qui correspondent à des lieux de circulation préférentielle, c'est-à-dire permettant une exploitation à un débit donné d'un fluide de qualité donnée et stable dans le temps.

La réalisation de forages dans un gisement d'eau minérale, que les travaux soient réalisés pour améliorer la connaissance du site (reconnaissance) ou les conditions de captage, permet en général une mise en communication de l'aquifère cible (contenant l'eau minérale recherchée) avec d'autres horizons (aquifères profonds ou de surface).

Lorsqu'il s'agit d'ouvrage de captage de la ressource minérale, les conditions d'équipement du forage sont conçues pour assurer la maîtrise des relations entre aquifères.

Dès lors que le forage est abandonné, il constitue un point fragile du système qui, s'il n'est pas convenablement traité, peut être à l'origine de pollutions ou modifications plus ou moins graves d'une ressource d'eau minérale.

Au fil du temps, la structure d'un ouvrage abandonné va se détruire par corrosion et mettre en communication toutes les formations géologiques au droit du forage. On risque par conséquent de mélanger des niveaux aquifères de mauvaise qualité avec des niveaux plus intéressants. Cela peut aboutir à la destruction partielle ou totale de l'aquifère. A cette interférence entre niveaux géologiques, s'ajoute l'introduction dans l'ouvrage abandonné des eaux de surface comme des eaux de pluie, ou plus grave encore, des eaux polluées.

L'abandon d'un ouvrage est donc un problème sérieux qu'il faut traiter avec soin. Sur le principe, il s'agit d'une opération qui entre dans le cadre très large de la politique de l'environnement (conservation des ressources).

L'objet de la présente note technique est de synthétiser les prescriptions et recommandations techniques considérées comme les règles de l'art, admises dans le cadre de l'instruction de l'abandon ou du délaissement d'ouvrages.

Le principe de la fermeture est la restauration de l'isolation des différents niveaux-réservoirs. Une attention particulière devra être apportée aux niveaux à protéger en raison de leur exploitation actuelle ou future.

2. RAPPELS THÉORIQUES SUR LA CIRCULATION DES EAUX SOUTERRAINES

Il est admis dans le langage courant que l'eau coule de haut en bas (elle descend). Cela traduit un écoulement en surface selon les lois de la gravité. Dans le sous-sol, le fluide obéit à un déplacement lié à des pressions, il y a transfert depuis les pressions les plus élevées vers les pressions les plus faibles. Ainsi pour 2 aquifères superposés, séparés par un niveau imperméable, le flux de transfert entre les 2 niveaux aquifères dépend de la pression relative de chacun d'eux comme l'illustre la figure 1.

- 1 -

Note Technique DNEMT n° 11

Abandon et fermeture des forages

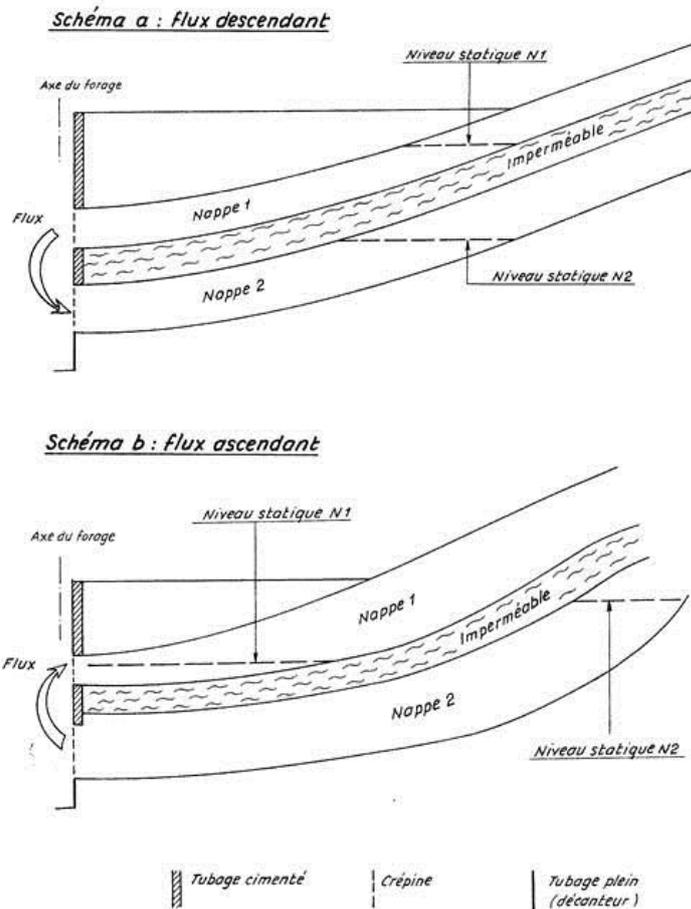


Figure 1 - Mode de circulation entre aquifères dans un forage (rappel théorique)

Supposons dans l'exemple proposé que la nappe 1 soit de qualité différente de la nappe 2 et que cette dernière représente notre réserve d'eau minérale. Dans le schéma a, le risque de contamination de la réserve d'eau minérale est fort (flux descendant de 1 vers 2). Dans le schéma b, le risque paraît moins évident, les écoulements ayant lieu de 2 vers 1.

Ce rappel théorique a pour objet de montrer que si la relation entre différents niveaux aquifères est à contrôler de manière stricte, le risque encouru en un site donné, eu égard à la protection d'une ressource, est étroitement lié au contexte hydrogéologique.

On retiendra que, quel que soit le risque hydrogéologique, il convient d'exiger de reconstituer l'étanchéité entre

Abandon et fermeture des forages

nappes superposées dans les cas où une des nappes concernées est polluée bactériologiquement.

3. ASPECT RÉGLEMENTAIRE - RESPONSABILITÉ

Si le problème de communication entre les nappes aquifères n'est pas explicitement traité dans les textes réglementaires, la loi sur l'eau constitue le guide en la matière compte-tenu du fait que ses dispositions ont pour objet (article 2) "*une gestion équilibrée de la ressource en eau visant à assurer la protection contre toute pollution et la restauration de la qualité des eaux souterraines de manière à satisfaire les exigences de la conservation et du libre écoulement des eaux*".

Ainsi toutes les précautions doivent être prises pour assurer un maintien de la qualité d'un aquifère. On notera que certains travaux, dont les forages sous certaines conditions, entrent dans la nomenclature des opérations soumises à déclaration ou à autorisation (point 1.1.0 - 4.3.0 - 6.1.0) et nécessitent une procédure réglementaire par laquelle peut être demandée l'analyse de l'impact (ou des risques) inhérent à un projet.

Pour ce qui concerne la responsabilité quant à l'abandon de forages, il est clair que le maître d'ouvrage est responsable d'une part de la prise de décision conduisant à l'abandon définitif ou provisoire d'un puits et d'autre part du respect des dispositions légales en la matière.

Le maître d'œuvre est responsable de la réalisation technique de l'abandon conformément aux directives du maître d'ouvrage et aux règles techniques. Il lui incombe notamment :

- de rédiger le rapport d'intervention de l'abandon,
- de faire ou faire réaliser l'inspection périodique des sites provisoirement délaissés conformément à la demande du maître d'ouvrage et dans le respect des contraintes administratives ou légales.

4. ETUDES PRÉALABLES A LA PROCÉDURE D'ABANDON

Dans le but d'améliorer les conditions de sécurité concernant la protection des niveaux aquifères en préalable aux travaux d'abandon proprement dits, il est nécessaire d'avoir une bonne connaissance de l'ouvrage. A cet effet, les opérations suivantes peuvent être préconisées :

- Analyse et synthèse des documents sur lesquels sont consignés les événements survenus lors de la foration initiale (notamment zones à pertes, à venues, stabilité des formations, etc...).

L'analyse des diagraphies complète également la connaissance des terrains traversés. Les problèmes éventuels rencontrés en cours d'exploitation doivent également être analysés.

- Diagnostic de l'ouvrage avant de lancer la procédure d'abandon. Cette phase permet de vérifier l'état du puits afin d'établir concrètement le programme d'abandon. Suivant le cas et la complexité de l'ouvrage à traiter, on peut être amené à procéder aux opérations suivantes :

- 3 -

Abandon et fermeture des forages

- Contrôle du fond de puits afin de vérifier la présence ou non d'éboulement en fond de puits.
 - Calibrage des tubages par outil de diagraphie (mécanique, ultrasonique ...) afin de connaître les zones de corrosion éventuelles (et/ou dépôts). Dans certains cas, un contrôle par vidéo caméra peut être également effectué.
 - Vérification de la qualité de la cimentation annulaire des tubages par diagraphie.
 - Connaissance de la qualité chimique et des circulations du fluide en place afin de choisir une qualité de ciment compatible avec ceux-ci et d'autre part pouvoir, le cas échéant, lui adjoindre un inhibiteur de corrosion.
 - Un test simple, de mise en pression du tubage permet d'en vérifier son intégrité.
- Pour les forages de faible diamètre et faible profondeur, la cimentation sur toute la hauteur sera de règle compte tenu des faibles quantités en jeu (un diamètre 150 mm et une profondeur 100 m nécessitent environ 1,8 m³ de ciment).

5. FERMETURE DÉFINITIVE (Abandon de forage)

5.1 Conditions générales de réalisation

Les opérations de fermeture ne doivent pas rompre l'équilibre hydrostatique du sondage. Le fluide (boue, saumure inhibée, etc...) qui sera laissé entre les bouchons doit avoir une densité telle que le volume injecté équilibre la plus forte pression rencontrée pendant la foration de la phase considérée.

Les bouchons peuvent être mécaniques ou hydrauliques (ciment).

Le laitier de ciment généralement utilisé pour les bouchons hydrauliques pourra être remplacé par un autre liant (résine acrylique par exemple). Par simplification, le terme générique "ciment" est utilisé dans les développements qui suivent.

Quelques principes à respecter :

- Lorsque le forage est muni d'une bride pleine sur le sommet du tube de surface, celle-ci devra comporter un taraudage 1/2" avec vanne et manomètre afin de pouvoir connaître la pression amont à tout moment lors de l'opération d'obturation.
- Dans certains cas particuliers, les risques relatifs à la corrosion par les fluides en place ou par l'électrolyse due aux courants vagabonds peut réclamer des traitements anti-corrosion (inhibition) ou des procédures particulières d'abandon.

- 4 -

Note Technique DNEMT n° 11

Abandon et fermeture des forages

- La mise en place d'un bouchon de ciment devra se faire par injection sous pression au niveau souhaité (une cimentation gravitaire ne présente pas en général de garantie de mise en place adéquate).
- Le niveau atteint par le ciment dans les divers annulaires doit être connu avant d'établir le programme d'abandon.
- Les bouchons de ciment auront un volume minimum de 1 m³.

Nota : Dans la suite du document sont utilisés les termes découvert et annulaire. Le découvert correspond à la zone forée sans tubage, l'annulaire correspond à la zone située entre un tubage et le terrain.

5.2 Isolement des niveaux-réservoirs dans le découvert (figure 2)

De bas en haut, chaque niveau producteur sera isolé du niveau producteur suivant par un bouchon de ciment placé entre ces deux niveaux.

Un ensemble multicouches constitué de niveaux-réservoir minces, pris entre des niveaux argileux peu épais, sera traité comme un niveau réservoir unique. Toutefois, si ces couches sont susceptibles de contenir des fluides de nature différente et/ou à des régimes de pression différents, le bouchon de ciment devra également couvrir cet ensemble.

Ces bouchons seront mis en place par circulation (c'est-à-dire avec une pompe d'injection et non de façon gravitaire).

5.3 Isolation du découvert

Un bouchon de ciment sera posé à cheval sur le sabot (base) du dernier cuvelage. Il sera mis en place par circulation (figure 3 schéma a)

En cas de perte de circulation lors de la mise en place d'un bouchon de ciment, on pourra se contenter d'un bouchon mécanique plein (Bridge plug) surmonté d'un bouchon de ciment (figure 3 schéma b).

Dans certains cas, lorsque la complétion⁽¹⁾ est laissée dans le forage, la crépine pourra être remplie par du gravier, surmonté par un bouchon de ciment (figure 3 schéma c).

5.4 Isolement des annulaires non cimentés (cf figure 4 schéma a)

S'il existe des annulaires (espace terrain-tubage) non remplis de ciment et comportant des niveaux susceptibles d'être des réservoirs, et si ces niveaux communiquent entre eux ou communiquent avec la surface, il faudra les isoler :

(1) Complétion : Colonne de captage équipant le forage (par exemple : crépine + massif filtrant).

Abandon et fermeture des forages

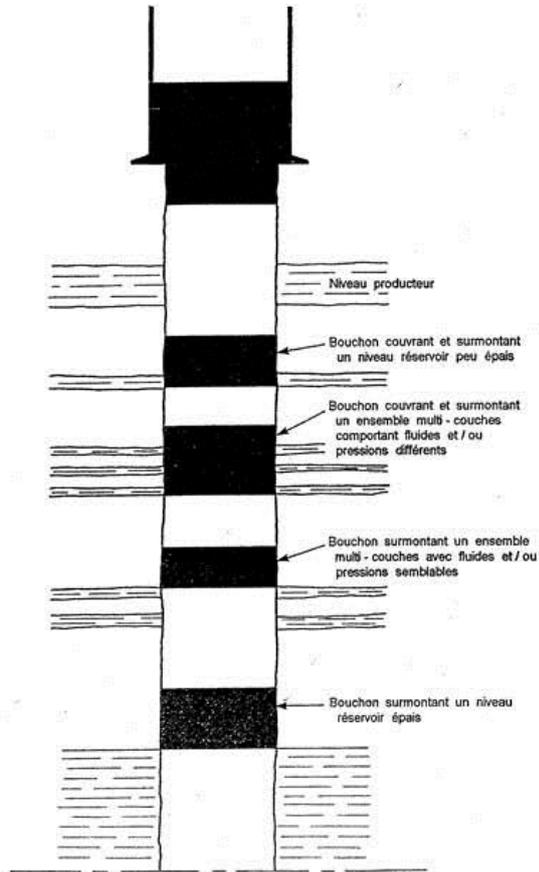


Figure 2 - Isolement de niveaux-réservoirs dans le découvert

Abandon et fermeture des forages

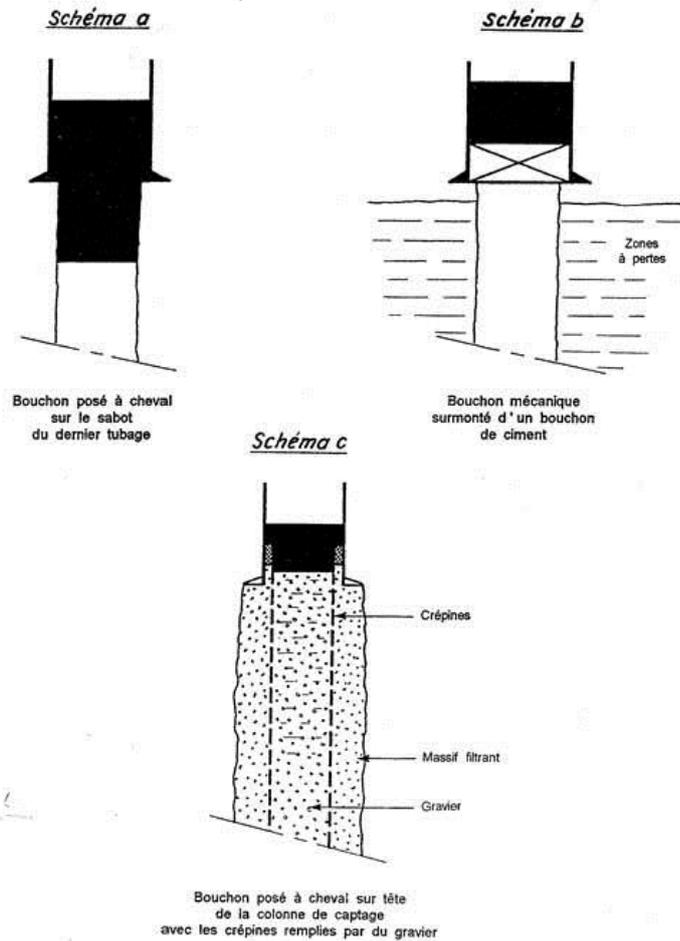


Figure 3 - Isolement du découvert

- soit par injection sous pression (squeeze) ou circulation de ciment par des perforations,
- soit par injection sous pression (squeeze) de ciment par l'espace annulaire à partir de la tête de puits.

Si le tubage a été coupé et retiré, l'isolement se fera par mise en place de bouchons comme pour le découvert (point 2 ci-dessus).

5.5 Bouchon sur tête de tubage ou coupe de tubage (cf. figure 4 schéma b)

Un bouchon sera mis en place par circulation à cheval sur chaque coupe du tubage ou sur la tête du tubage. Les coupes de tubage pourront également être isolées par un bouchon mécanique plein ancré dans le tubage supérieur à moins de 20 mètres de la coupe et surmonté par un bouchon de ciment.

Abandon et fermeture des forages

5.6 Isolement complémentaire des annulaires cimentés (cf. figure 4 schéma c)

Si la qualité de la gaine de ciment annulaire terrain-tubage est douteuse et s'il y a risque de percement du tubage par corrosion, des bouchons seront placés à l'intérieur du tubage pour interdire tout risque de communication entre deux niveaux-réservoirs, de pression et/ou de fluides différents, situés au droit de la partie cimentée de ce tubage.

5.7 Bouchage en surface (cf. figure 5 schéma a)

Un bouchon sera mis en place par circulation, le haut du bouchon sera situé à moins de 10 m sous le niveau du sol (généralement au niveau du sol).

5.8 Récupération des équipements en tête d'ouvrage

La récupération des tubages libres et de la tête de puits pourra être effectuée après que soit vérifiée l'absence de pression (sécurité pour contenir toute éruption) dans les annulaires (ouverture ou perforation, remplissage, observation). Elle sera programmée de façon que soit satisfaits les impératifs d'isolation et de bouchage prévus dans les paragraphes 5.1 à 5.7 et remplies les conditions de test décrites au chapitre 4.

6. FERMETURE PARTIELLE OU TEMPORAIRE

Deux cas peuvent être distingués.

6.1 Fermeture partielle lorsque l'horizon à exploiter est situé au dessus du fond de puits.

L'isolement des niveaux situés au-dessous du niveau qu'il est prévu d'exploiter sera le même que dans le cas d'un bouchage définitif paragraphes 5.1 à 5.7 ci-avant.

6.2 Fermeture temporaire lorsque l'exploitant envisage de revenir sur le puits pour en reprendre son exploitation, l'approfondir ou pour exploiter un autre niveau-réservoir

Les opérations de fermeture temporaire seront effectuées selon les paragraphes 5.4 à 5.7 ci-dessus, l'isolation de la partie réservoir permettra une remise en exploitation si nécessaire.

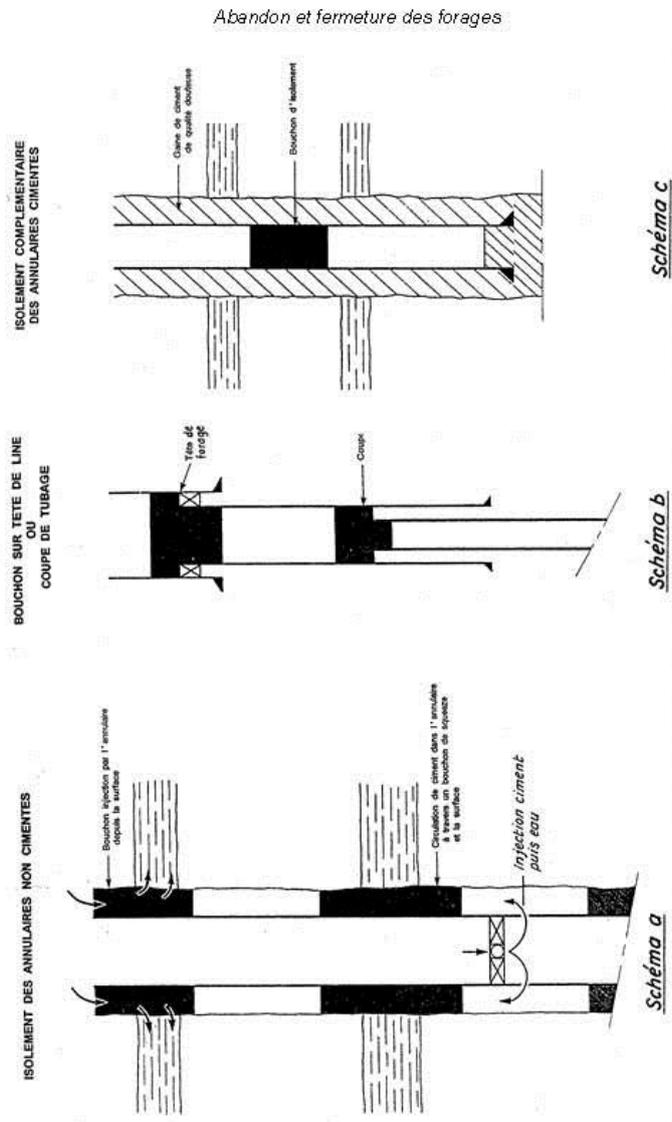


Figure 4 - Isolement des annulaires et des têtes ou des coupes de tubage

Abandon et fermeture des forages

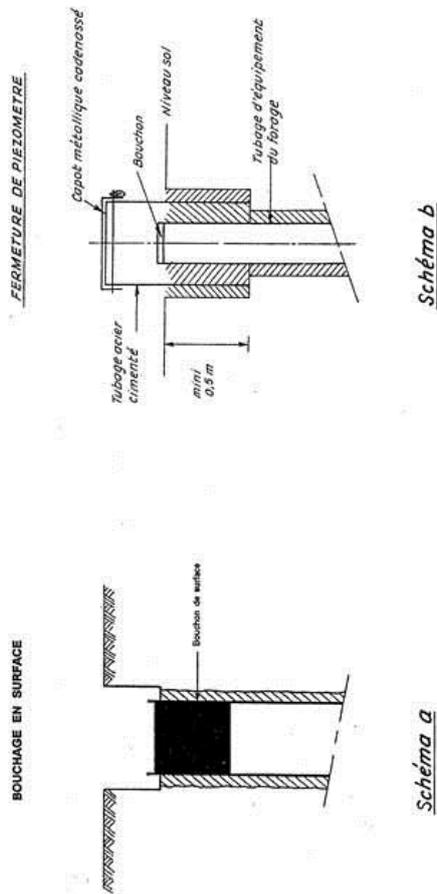


Figure 5 - Bouchage en surface et tête de piézomètre

Afin de garantir l'intégrité du réservoir, un bouchon mécanique (Bridge plug) sera ancré au sabot du dernier tubage et sera surmonté par un bouchon de ciment (fig. 3 - schéma b).

Nota : *Un ouvrage qui n'est pas abandonné totalement peut être utilisé en piézomètre pour certains besoins spécifiques (niveau piézométrique, point prélèvement qualité ...). Dans tous les cas, il est utile que l'aménagement de tête de puits permette d'assurer la sécurité du point. Pour ce faire, il est conseillé de mettre en place un tubage acier cimenté, coiffant le tubage d'équipement du forage et cadenassé. Ce tubage acier de protection dépassera du sol ou pourra se situer sous une plaque type égout. La figure 5 schéma b permet de visualiser une fermeture de piézomètre.*

7. CONCLUSION

Abandon et fermeture des forages

Les forages constituent des points d'observation très intéressants donc très utilisés pour l'étude des gisements. Ces mêmes points peuvent aussi, si leur conception ne suit pas les règles de l'art, induire des nuisances importantes pour l'environnement. La mise en communication d'un niveau aquifère d'eau minérale avec d'autres niveaux aquifères (supérieurs ou inférieurs, profonds ou de surface), par l'intermédiaire d'un forage, peut modifier les caractéristiques de l'eau concernée dont on sait qu'elles doivent rester constantes dans le temps (cf définition d'une eau minérale).

C'est pourquoi, il est indispensable que les forages réalisés, tout particulièrement ceux concernant un gisement d'eau minérale, bénéficient d'une attention renforcée non seulement pendant mais également après leur réalisation, que ce soit dans le cadre d'une procédure d'abandon ou dans le cadre d'une procédure de fermeture pour usage spécifique.

Les conditions d'abandon des forages nécessitent une analyse détaillée des contextes hydrogéologique et technique de réalisation des ouvrages afin de mettre en œuvre la technique d'obturation la plus adaptée dans un souci de conservation de l'environnement.

Abandon et fermeture des forages

BIBLIOGRAPHIE

- **Abandon et fermeture des forages - Prescriptions et recommandations techniques - Rapport ANTEA - NT007/EAU/94 - 09/94 E. BERTET (document interne)**

- **Guide de bonne pratique et de contrôle des forages d'eau pour la protection de l'environnement - Rapport 38261 - BRGM - 09/95 (document public)**

Note Technique DNEMT n° 11

- 12 -

Annexe 2

Propriétés thermo-physiques des terrains

Valeurs extraites de la SIA-384-6 (5)

	Type de roche	Conductivité thermique λ W/(m.K)		Capacité thermique spéc. ρc MJ/(m ³ .K)		Densité ρ 10 ³ kg/m ³
		Plage des valeurs	Valeur de calcul recommandée	Plage des valeurs	Valeur de calcul recommandée	
Terrains meubles	Argile sèche	0,4 – 1,0	0,6	1,5 – 1,6	1,5	1,8 – 2,0
	Argile saturée d'eau	0,9 – 2,3	1,4	2,0 – 2,8	2,3	2,0 – 2,2
	Sable sec	0,3 – 0,8	0,5	1,3 – 1,6	1,4	1,8 – 2,2
	Sable saturé d'eau	1,5 – 4,0	2,3	2,2 – 2,8	2,4	1,9 – 2,3
	Gravier/pierres, sec	0,4 – 0,5	0,4	1,3 – 1,6	1,4	1,8 – 2,2
	Gravier/pierres, saturé d'eau	1,6 – 2,0	1,7	2,2 – 2,6	2,3	1,9 – 2,3
	Moraine compacte	1,7 – 2,4	1,8	1,5 – 2,5	2,0	1,9 – 2,5
	Tourbe	0,2 – 0,7	0,4	0,5 – 3,8	1,6	0,5 – 0,8
Roches sédimentaires	Roche molassique suisse	voir tableau 7		1,8 – 2,6	2,1	2,4 – 2,7
	Argilite	1,1 – 3,5	1,9	2,1 – 2,4	2,2	2,4 – 2,6
	Grès		2,3	1,8 – 2,6	2,1	2,2 – 2,7
	Conglomérat/brèche	1,3 – 5,1	2,6	1,8 – 2,6	2,1	2,2 – 2,7
	Roche marneuse	1,5 – 3,5	2,1	2,2 – 2,3	2,2	2,3 – 2,6
	Roche calcaire	2,5 – 4,0	2,8	2,1 – 2,4	2,2	2,4 – 2,7
	Roche sulfatée (anhydrite, gypse)	1,3 – 2,8	1,6		2,0	
Roches de fond magmatiques	Granite	2,1 – 4,1	2,8	2,1 – 3,0	2,4	2,4 – 3,0
	Diorite	2,0 – 2,9	2,3		2,7	2,9 – 3,0
	Gabbro	1,7 – 2,5	2,0		2,6	2,8 – 3,1
Roches de fond métamorphes	Schistes argileux	1,5 – 2,6	1,9	2,2 – 2,5	2,3	2,4 – 2,7
	Marbre	1,3 – 3,1	1,9		2,0	2,5 – 2,8
	Quartzite	5,0 – 6,0	5,3		2,1	2,5 – 2,8
	Micaschistes	1,5 – 3,1	2,0	2,2 – 2,4	2,3	2,4 – 2,7
	Gneiss	1,9 – 4,0	2,6	1,8 – 2,4	2,0	2,4 – 2,7
	Amphibolite	2,1 – 3,6	2,6	2,0 – 2,3	2,1	2,6 – 2,9
Matériaux divers	Mélange de ciment/bentonite (remplissage durci)		0,8		3,0	1,2
	Béton	0,9 – 2,0	1,4		1,8	2,0 – 2,42
	Glace (-10 °C)		2,32		1,87	0,91
	Polyéthylène (PE100)		0,4		1,63	0,96
	Air (0 °C – 20 °C)		0,02		0,0012	0,00124
	Acier		60,0		3,12	7,8
	Eau (10 °C)		0,6		4,15	0,99

Annexe 3

Propriétés thermo-physiques du fluide et corrélations

Dans toutes les modélisations numériques, on suppose que le fluide caloporteur est de l'eau.

Les **propriétés thermo-physiques** du fluide dans la gamme de température [0 °C; 60 °C] sont présentées dans les graphes ci-dessous (26).

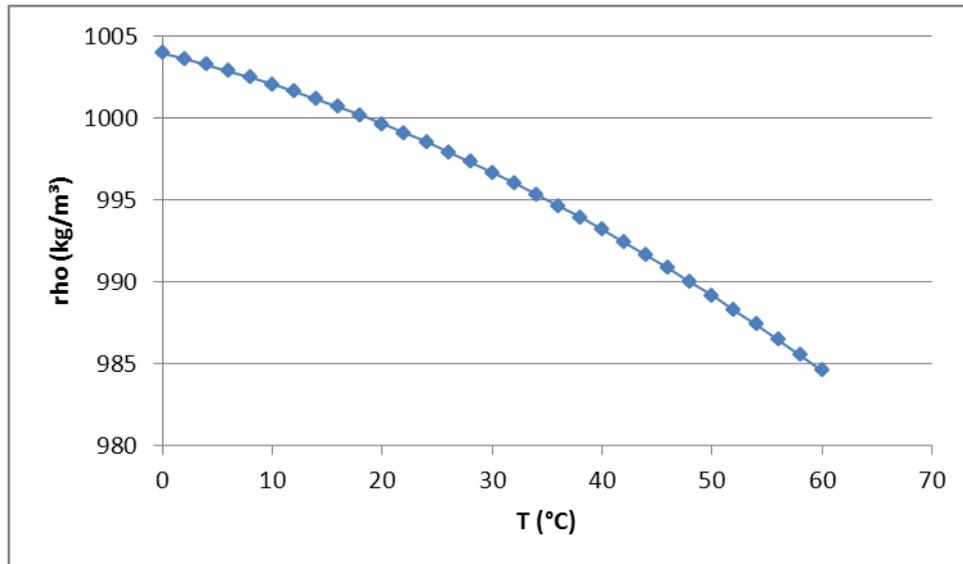


Figure 92 – Masse volumique de l'eau en fonction de la température

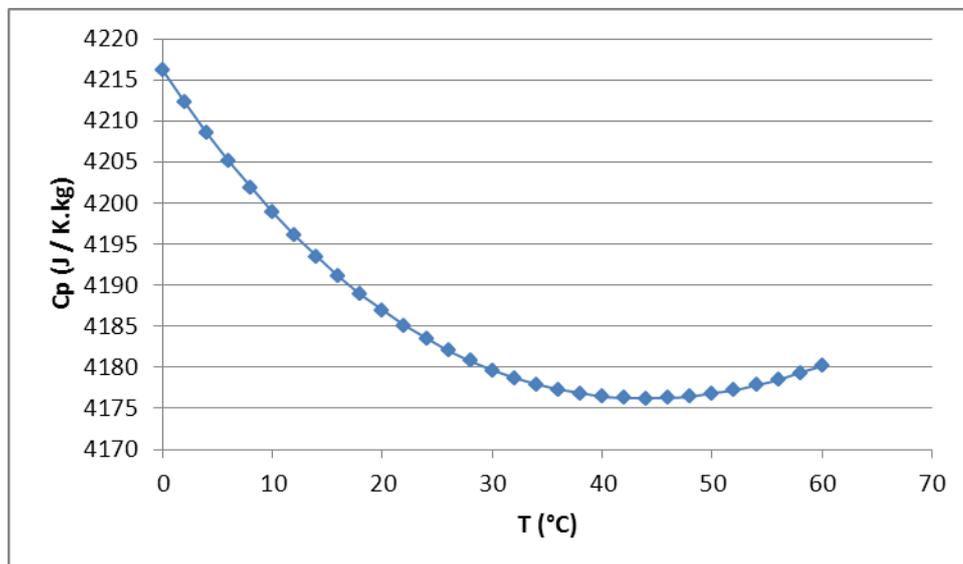


Figure 93 – Capacité calorifique massique de l'eau en fonction de la température

Les variations de masse volumique et de capacité thermique étant faibles sur l'intervalle d'étude, ces deux propriétés sont prises constantes dans le modèle numérique.

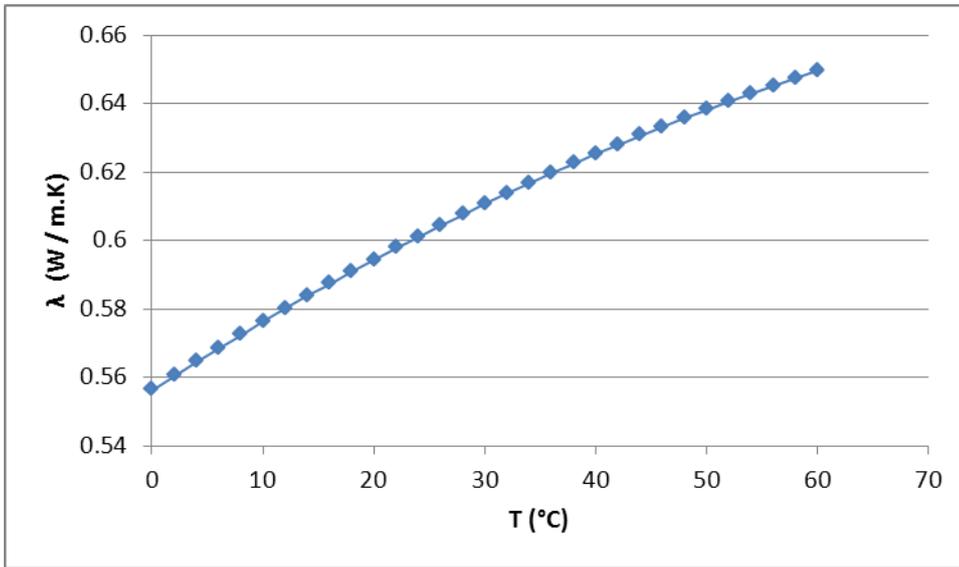


Figure 94 – Conductivité thermique de l'eau en fonction de la température

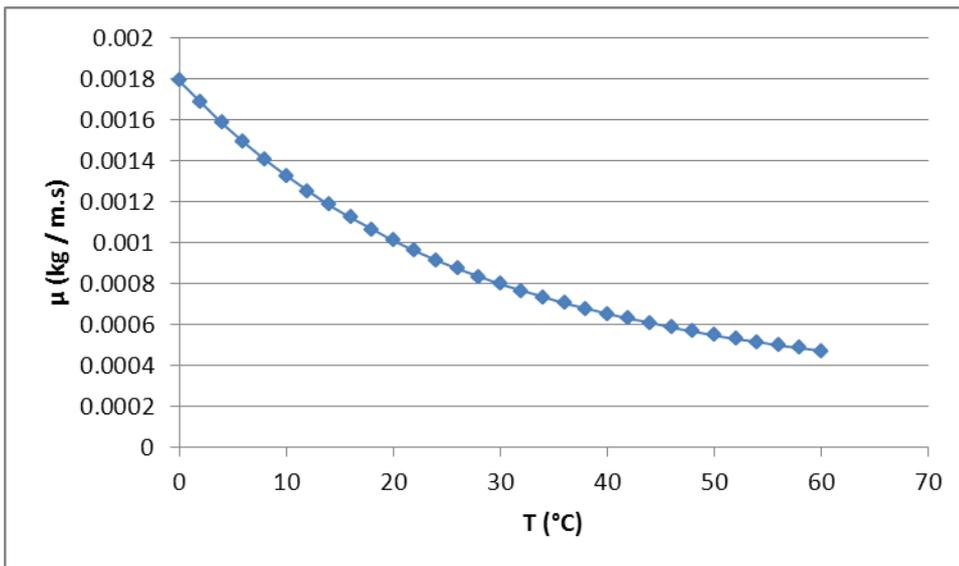


Figure 95 – Viscosité dynamique de l'eau en fonction de la température

On introduit le nombre de Prandtl Pr , défini par :

$$Pr = \frac{\mu C_p}{\lambda}$$

(42)

Il s'agit du rapport de la viscosité dynamique μ , qui caractérise la diffusion de la quantité de mouvement et de la diffusivité thermique qui caractérise la diffusion de chaleur. On considère que Pr n'est fonction que de la température T du fluide.

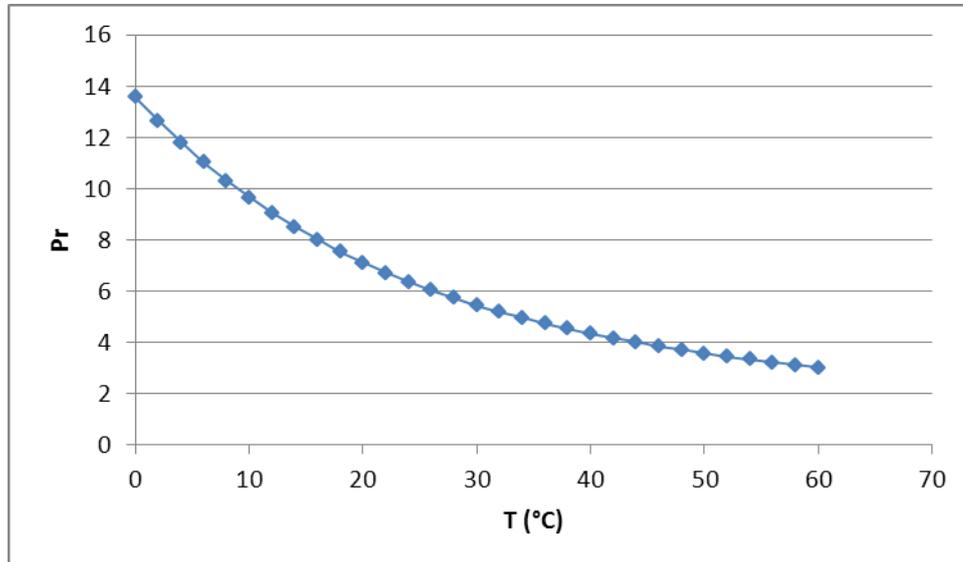


Figure 96 – Nombre de Prandtl en fonction de la température

Caractérisation de l'écoulement ; calcul du coefficient de transfert thermique convectif, et des pertes de charges

Caractérisation de l'écoulement :

Le calcul du Nombre de Reynolds Re permet de caractériser l'écoulement (laminaire ou turbulent). On considère que l'écoulement est laminaire si $Re < 2000$; et turbulent si $Re > 3000$.

Dans le tube intérieur, le Reynolds est donné par :

$$Re_i(T) = \frac{2\rho_{fl}V_i r_{i,i}}{\mu(T)}$$

(43)

Et dans le tube extérieur par :

$$Re_e(T) = \frac{2\rho_{fl}V_e(r_{e,i} - r_{i,e})}{\mu(T)}$$

(44)

Où V_i (resp. V_e) sont les vitesses dans l'annulaire interne (resp. externe) ;

Calcul de la résistance thermique de convection :

Pour quantifier le transfert thermique par convection, on calcule un nombre sans dimension, appelé Nusselt (Nu), qui caractérise le gradient thermique à la paroi. Ce nombre fait intervenir la conductivité thermique du fluide et une dimension géométrique caractéristique de son écoulement (26). Les valeurs numériques sont généralement données par des formules empiriques.

Les résistances thermiques $R_{th,fl,i,e}$ et $R_{th,fl,e}$ sont reliées au nombre de Nusselt dans le tube extérieur par :

$$R_{th,fl,i,e}(T) = \frac{1}{\lambda_{fl}(T)\pi Nu_e(T)} \frac{(r_{e,i} - r_{i,e})}{r_{i,e}}$$

(45)

$$R_{th,fl,e}(T) = \frac{1}{\lambda_{fl}(T)\pi Nu_e(T)} \frac{(r_{e,i} - r_{i,e})}{r_{i,i}}$$

(46)

La résistance thermique $R_{th,fl,i,i}$ est reliée au nombre de Nusselt dans le tube intérieur par :

$$R_{th,fl,i,i}(T) = \frac{1}{\lambda_{fl}(T)\pi Nu_i(T)}$$

(47)

Les corrélations utilisées pour le calcul du Nu sont les suivantes (26) :

$$Nu_i = \begin{cases} 4,364 & \text{si } Re_i < 2300 \\ \frac{\left(\frac{\xi(Re_i)}{8}\right) Re_i Pr}{1 + 12,7 \sqrt{\frac{\xi(Re_i)}{8}} (Pr^{2/3} - 1)} & \text{si } Re_i > 10000 \\ (1 - \gamma(Re_i)) 4,364 + \gamma(Re_i) \frac{(0,0308/8) 10^4 Pr}{1 + 12,7 \sqrt{0,0308/8} (Pr^{2/3} - 1)} & \text{si } 2300 < Re_i < 10000 \end{cases} \quad (48)$$

$$Nu_e = \begin{cases} 3,66 + \left(4 - \frac{0,102}{\frac{r_{i,e}}{r_{e,i}} + 0,02}\right) \left(\frac{r_{i,e}}{r_{e,i}}\right)^{0,04} & \text{si } Re_e < 2300 \\ \frac{\left(\frac{\xi(Re_e)}{8}\right) Re_e Pr}{1 + 12,7 \sqrt{\frac{\xi(Re_e)}{8}} (Pr^{2/3} - 1)} \left(\frac{0,86 \left(\frac{r_{i,e}}{r_{e,i}}\right)^{0,84} + 1 - 0,14 \left(\frac{r_{i,e}}{r_{e,i}}\right)^{0,6}}{1 + \frac{r_{i,e}}{r_{e,i}}} \right) & \text{si } Re_e > 10000 \\ (1 - \gamma(Re_e)) \left[3,66 + \left(4 - \frac{0,102}{\frac{r_{i,e}}{r_{e,i}} + 0,02}\right) \left(\frac{r_{i,e}}{r_{e,i}}\right)^{0,04} \right] + \gamma(Re_e) \left[\frac{(0,0308/8) 10^4 Pr}{1 + 12,7 \sqrt{0,0308/8} (Pr^{2/3} - 1)} \left(\frac{0,86 \left(\frac{r_{i,e}}{r_{e,i}}\right)^{0,84} + 1 - 0,14 \left(\frac{r_{i,e}}{r_{e,i}}\right)^{0,6}}{1 + \frac{r_{i,e}}{r_{e,i}}} \right) \right] & \text{si } 2300 < Re_e < 10000 \end{cases} \quad (49)$$

Avec les deux fonctions auxiliaires :

$$\xi(Re) = (1,8 \log_{10}(Re) - 1,5)^{-2} \quad (50)$$

$$\gamma(Re) = \frac{Re - 2300}{7700} \quad (51)$$

Calcul des pertes de charge :

Les pertes de charge linéaires $\Delta p_{lin,i}$ (Pa/m) dans l'annulaire intérieur sont données par (26) :

$$\Delta p_{lin,i} = \frac{\rho V_i^2}{4 r_{i,i}} f(Re_i) \quad (52)$$

Et dans l'annulaire extérieur par (26) :

$$\Delta p_{lin,e} = \frac{\rho V_e^2}{4(r_{e,i} - r_{i,e})} f(Re_e) \quad (53)$$

Avec la fonction $f(Re)$ (corrélations de Hagen-Poiseuille si $Re < 3000$ et de Serghides si $Re > 3000$ (27)) :

$$f(Re) = \begin{cases} \frac{64}{Re} & \text{si } Re < 3000 \\ \left(A(Re) - \frac{(B(Re) - A(Re))^2}{C(Re) - 2B(Re) + A(Re)} \right)^{-2} & \text{si } Re > 3000 \end{cases}$$

(54)

$$\begin{cases} A(Re) = -2\log_{10} \left(\frac{\frac{\varepsilon}{D}}{3,7} + \frac{12}{Re} \right) \\ B(Re) = -2\log_{10} \left(\frac{\frac{\varepsilon}{D}}{3,7} + \frac{12A(Re)}{Re} \right) \\ C(Re) = -2\log_{10} \left(\frac{\frac{\varepsilon}{D}}{3,7} + \frac{12B(Re)}{Re} \right) \end{cases}$$

(55)

Où le paramètre ε/D est la rugosité relative du tube (prise égale à zéro dans toute l'étude).

Annexe 4

Paramètres de la modélisation numérique

A. PRINCIPE DE LA MODELISATION NUMERIQUE

La construction du modèle numérique d'échangeur géothermique profond est réalisée en trois étapes :

- I. Création de la géométrie du forage ;
- II. Déclaration des phénomènes physiques décrits et des champs à résoudre (dans le cas de l'équation de la chaleur, il s'agit de la température), de leurs domaines d'application respectifs, et des valeurs initiales et conditions aux limites associées ;
- III. Maillage de la géométrie : le maillage dépend du phénomène physique modélisé et de la précision recherchée dans les résultats numériques. Dans les zones présentant une évolution marquée (fort gradient), pour la problématique traitée à proximité du forage, le maillage doit être plus fin que dans la zone à faible gradient.

Un maillage fin présentera un plus grand nombre de degrés de libertés qu'un maillage grossier, et le temps de résolution des systèmes d'équations et la capacité mémoire requise seront plus importants. Un compromis doit être trouvé entre le nombre d'éléments et le temps de calcul. Une étude de sensibilité du maillage a été réalisée : Dans un premier temps, les calculs sont réalisés avec un maillage fin ; ce maillage est ensuite peu à peu dégradé, on vérifie que les valeurs du champ calculées dévient peu des valeurs calculées avec le maillage fin.

La plupart des éléments du modèle sont paramétrables :

- géométrie : taille du domaine d'étude ; profondeur et diamètre du forage ;
- grandeurs thermophysiques : conductivité thermique et capacité calorifique de la roche ; résistance thermique du tubage central de l'échangeur géothermique ;
- conditions d'exploitation : température et débit d'injection dans le forage.

Physiquement, le matériau de stockage (le domaine « sol ») est de taille illimitée. Dans le cadre du modèle développé, celui-ci est de taille finie. Par conséquent, le volume d'étude doit être suffisamment large pour que la température aux limites du volume d'étude (i.e. loin du champ de sonde) ne soit pas affectée pas les échanges à proximité de celui-ci.

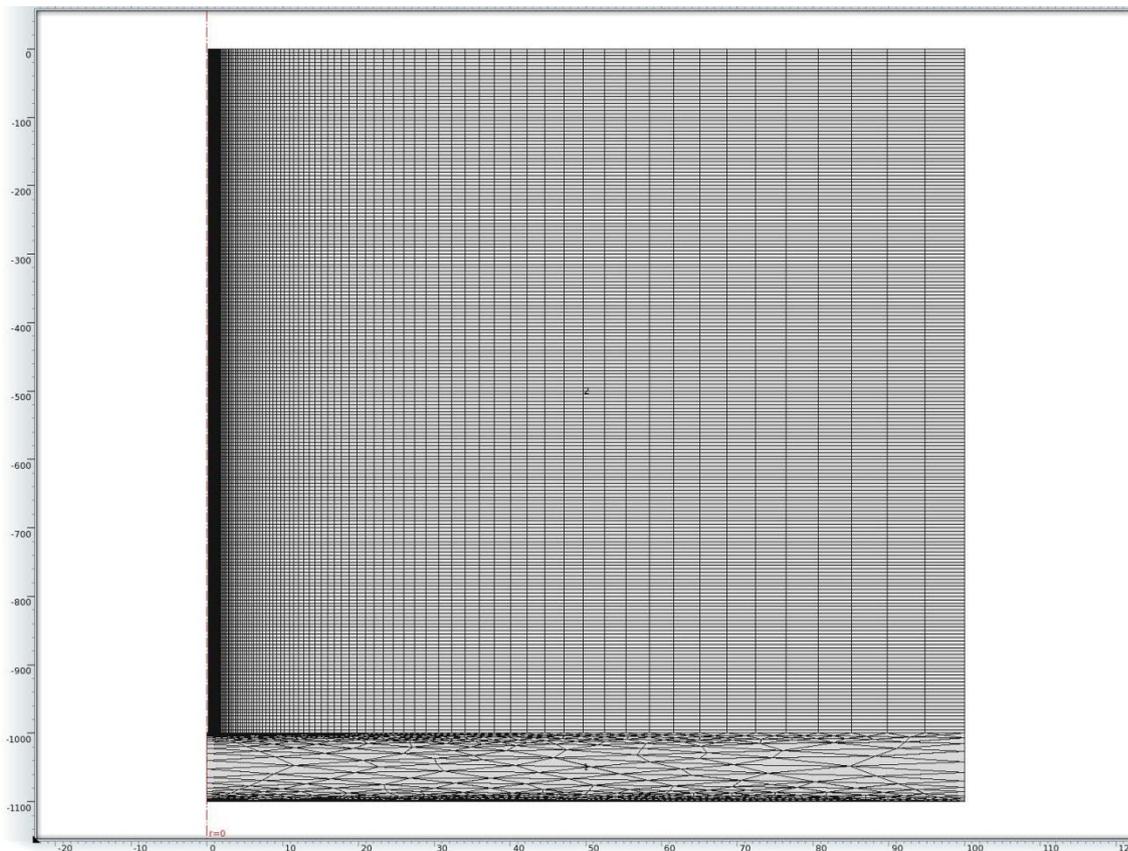


Figure 97 – Vue du maillage du domaine « sol » autour d'un échangeur géothermique vertical profond de 1000 m. Le maillage du sol jusqu'à 1000 m est constitué de blocs hauts de 5 m. La largeur des blocs est plus faible à proximité du forage (zone de gradient température élevé). La base du bloc est maillé en éléments triangulaires.

B. ENVIRONNEMENT MATERIEL DES CALCULS

Pour couvrir ses besoins de simulations, le BRGM dispose d'un serveur de calcul nommé « DOGGER » constitué de 320 processeurs et qui développe environ 1,6 téraFLOPS (10^{12} opérations par seconde). Il est composé de deux sous-grappes (« LIAS » & « MALM ») accessibles à travers le même gestionnaire de batch. Le cluster LIAS utilisé regroupe 16 nœuds dotés de 4 cœurs par nœuds. Les processeurs sont des AMD Opteron 2.6 Ghz Dual Core. Suivant le nombre de degrés de libertés du modèle, de 1 à 8 cœurs peuvent être sollicités.

Annexe 5

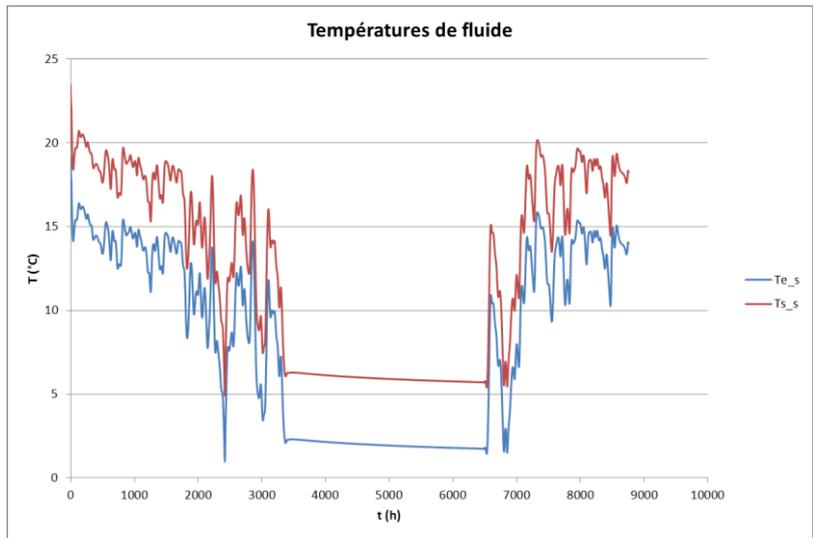
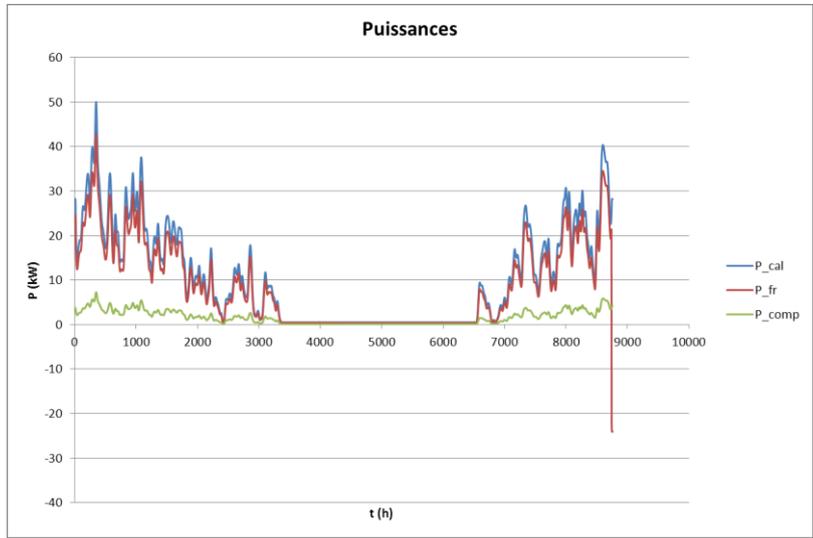
Résultats de la modélisation dynamique

Modélisations sur 1 an sans appoint énergétique.

Légende du tableau :

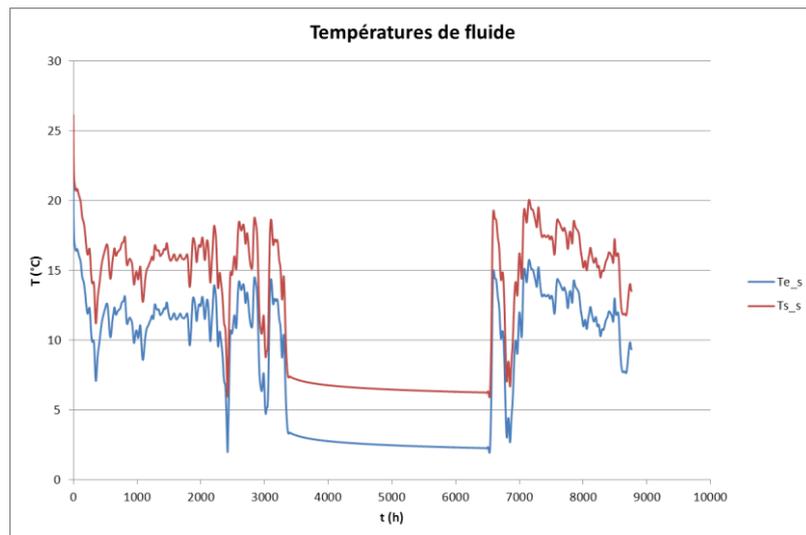
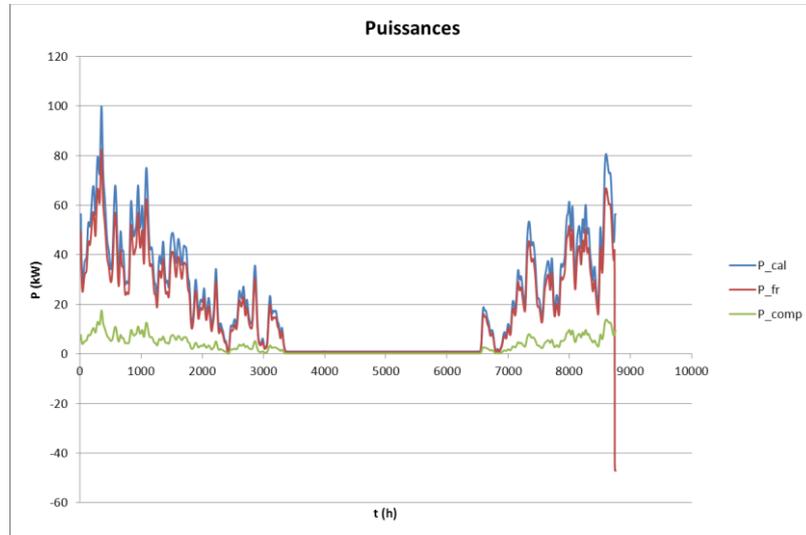
- **E cal** : Énergie calorifique (fournie au bâtiment)
- **E fr** : Énergie frigorifique (prélevée au sous-sol)
- **E elec tot** : Énergie consommée par le compresseur et le circulateur
- **E elec pomp** : Énergie consommée par le circulateur
- **COP** : Cop en énergie secondaire (= $E_{cal} / E_{elec,tot}$)
- **T min** : Minimum de la température du fluide caloporteur

$H = 1000 \text{ m}$; $R_{th} = 0,073 \text{ K.m/W}$; $P_{cal,max} = 50 \text{ kW}$:



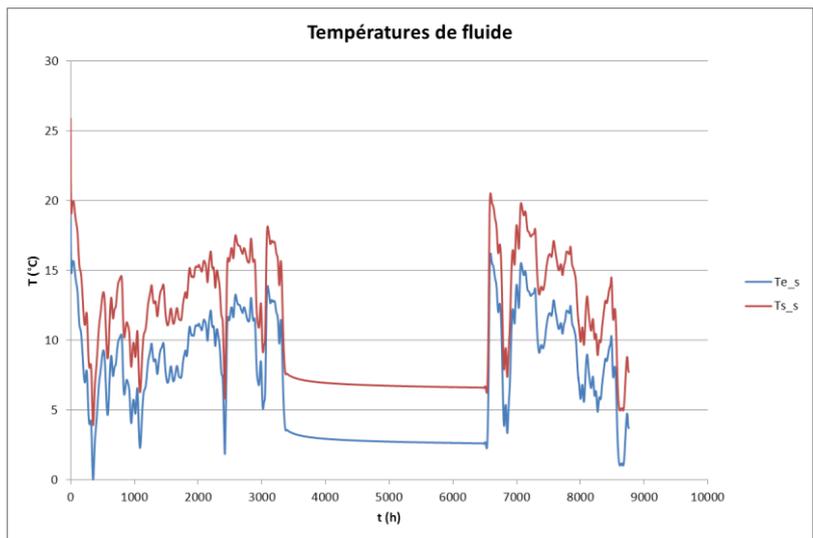
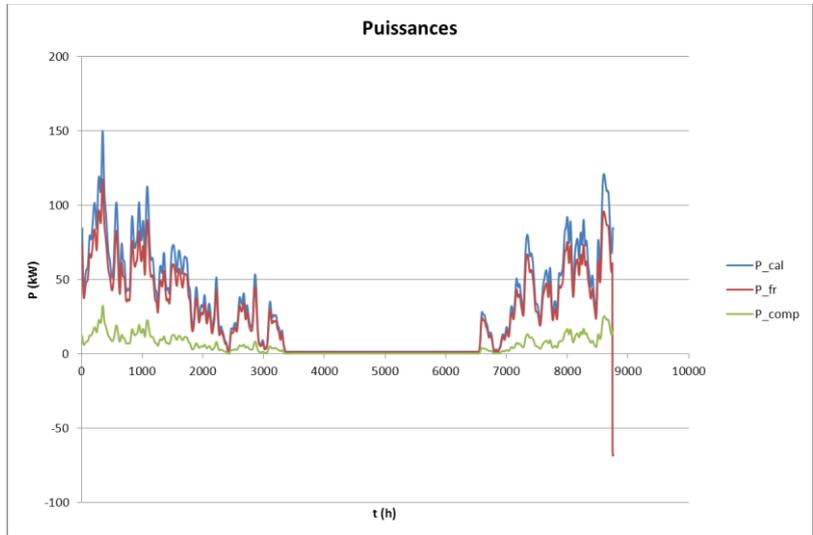
E cal (MWh)	E fr (MWh)	E elec tot (MWh)	E elec pomp (MWh)	COP	Tmin (°C)
91.8256384	78.0741949	13.7752258	0.02377883	6.6659988	1.27663422

H = 1000 m ; R_{th} = 0,073 K.m/W ; P_{cal,max} = 100 kW :



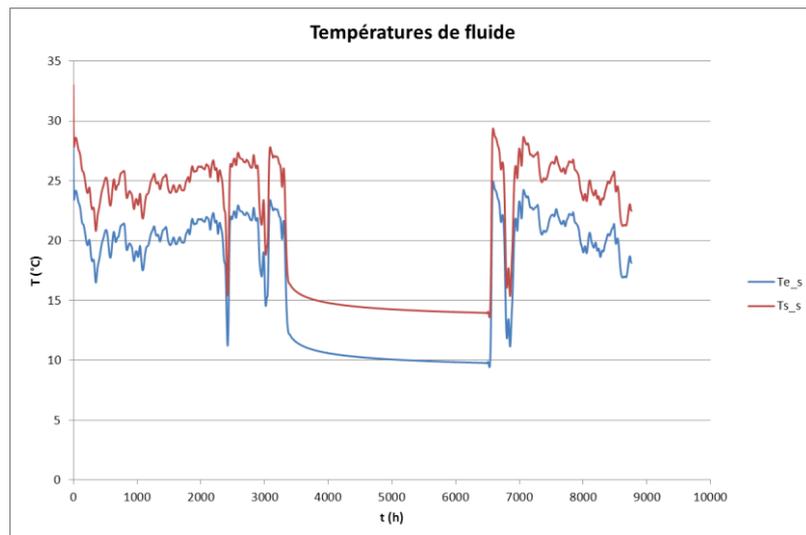
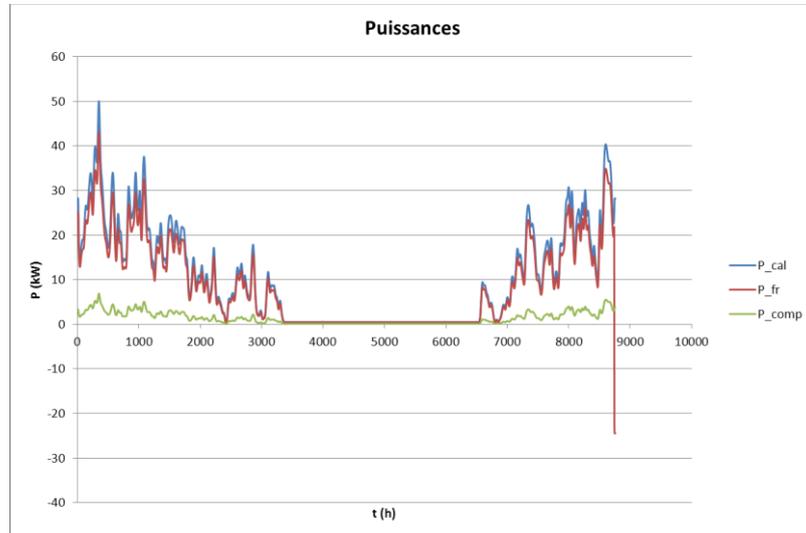
E cal (MWh)	E fr (MWh)	E elec tot (MWh)	E elec pomp (MWh)	COP	Tmin (°C)
183.653646	154.909656	28.9126984	0.1687308	6.35200642	1.96527546

H = 1000 m ; R_{th} = 0,073 K.m/W ; P_{cal,max} = 150 kW :



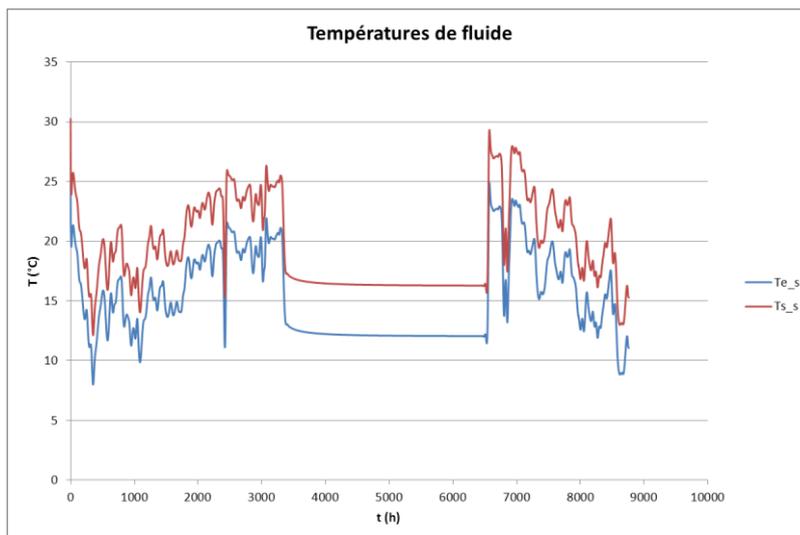
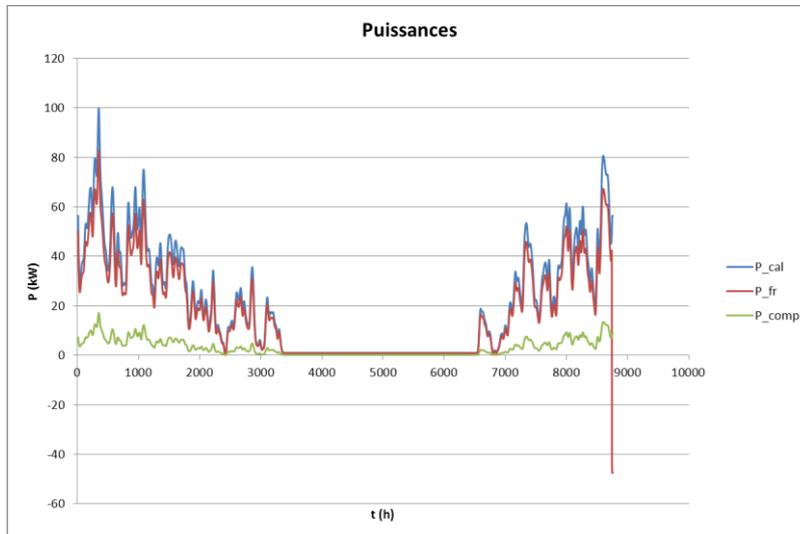
E cal (MWh)	E fr (MWh)	E elec tot (MWh)	E elec pomp (MWh)	COP	Tmin (°C)
275.492623	227.836359	48.2006498	0.54440581	5.71553754	0.02411256

H = 1000 m ; R_{th} = 0,73 K.m/W ; P_{cal,max} = 50 kW :



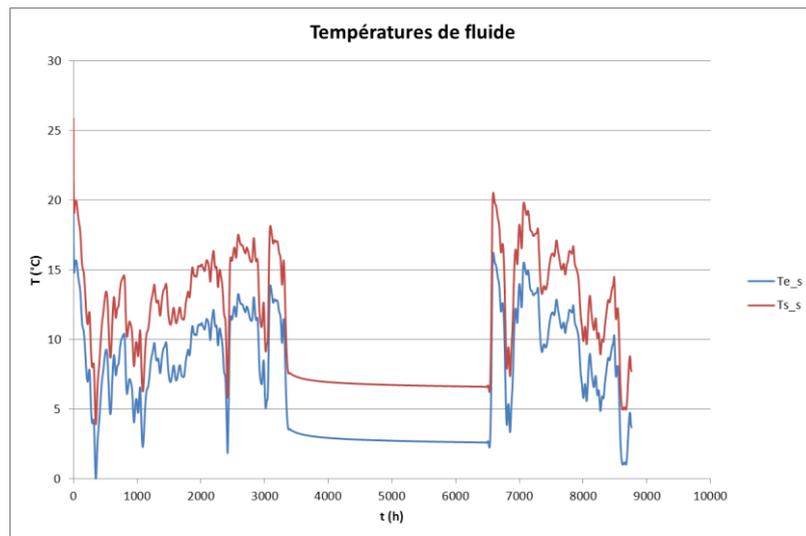
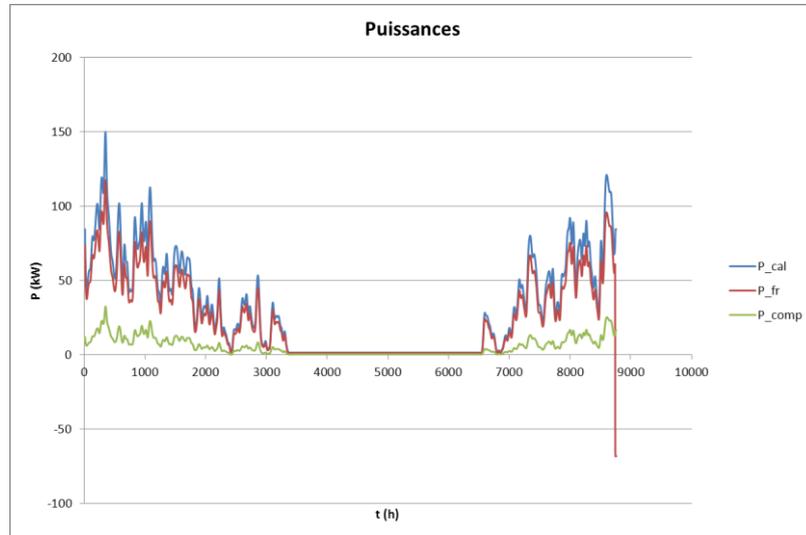
E cal (MWh)	E fr (MWh)	E elec tot (MWh)	E elec pomp (MWh)	COP	Tmin (°C)
91.8247112	80.182812	11.665679	0.02378155	7.87135589	9.45119866

H = 1000 m ; R_{th} = 0,73 K.m/W ; P_{cal,max} = 100 kW :



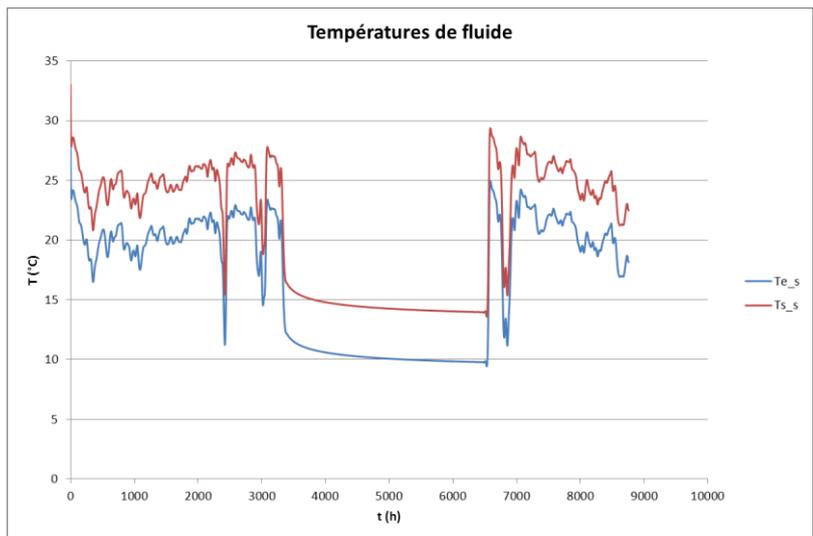
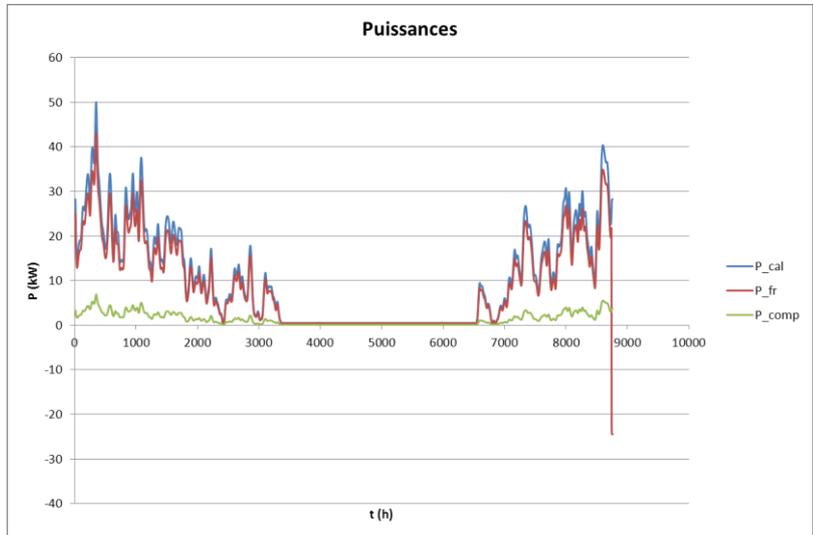
E cal (MWh)	E fr (MWh)	E elec tot (MWh)	E elec pomp (MWh)	COP	Tmin (°C)
183.659052	157.266371	26.5615294	0.16885152	6.91447582	7.99436895

H = 1000 m ; R_{th} = 0,73 K.m/W ; P_{cal,max} = 150 kW :



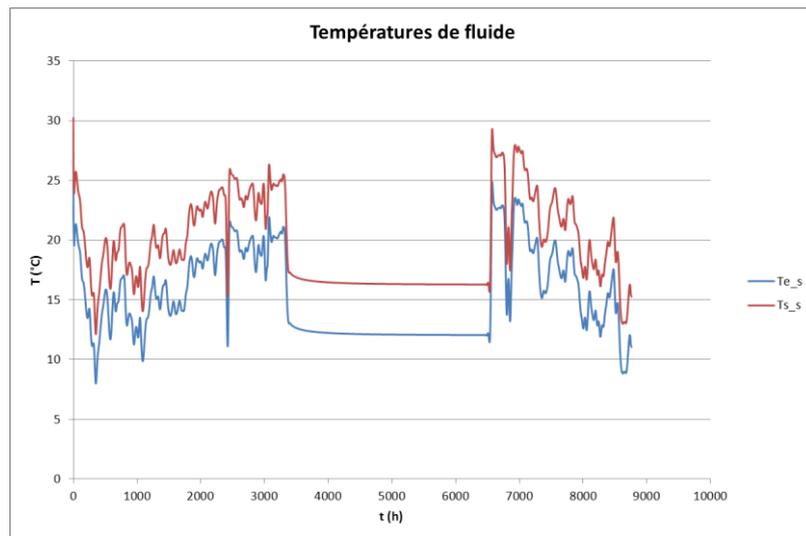
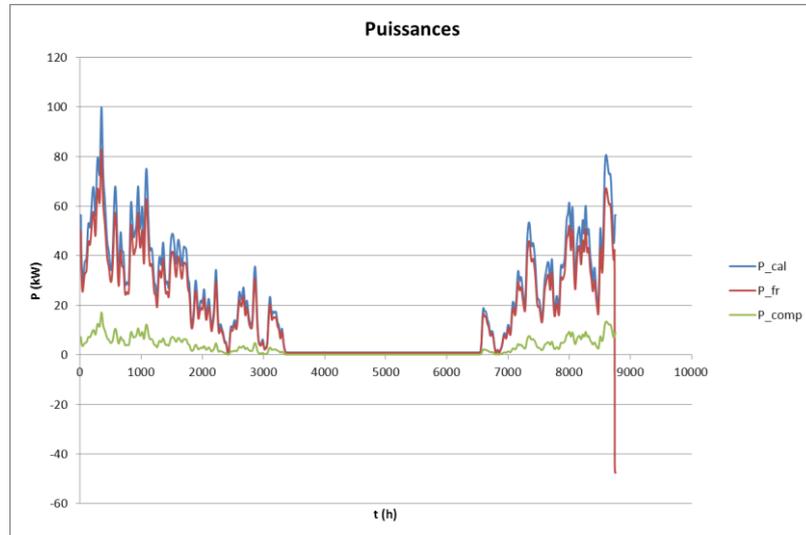
E cal (MWh)	E fr (MWh)	E elec tot (MWh)	E elec pomp (MWh)	COP	Tmin (°C)
275.492623	227.836359	48.2006498	0.54440581	5.71553754	0.02411256

H = 1500 m ; R_{th} = 0,73 K.m/W ; P_{cal,max} = 50 kW :



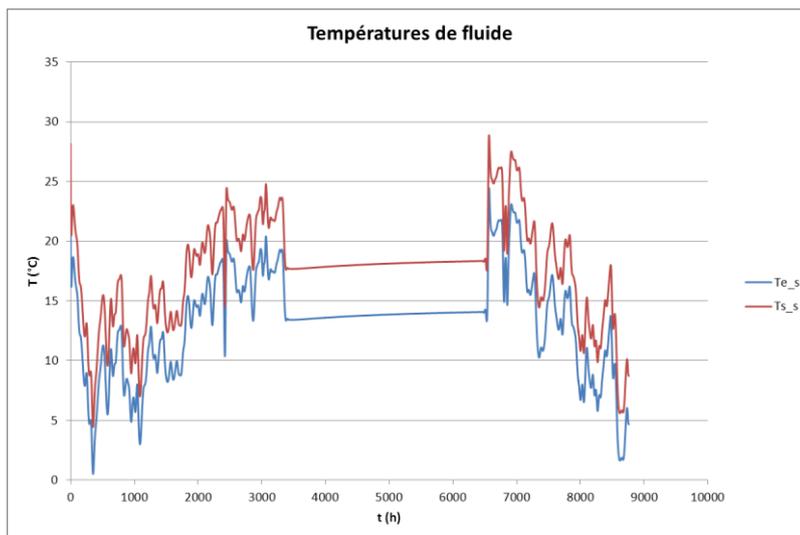
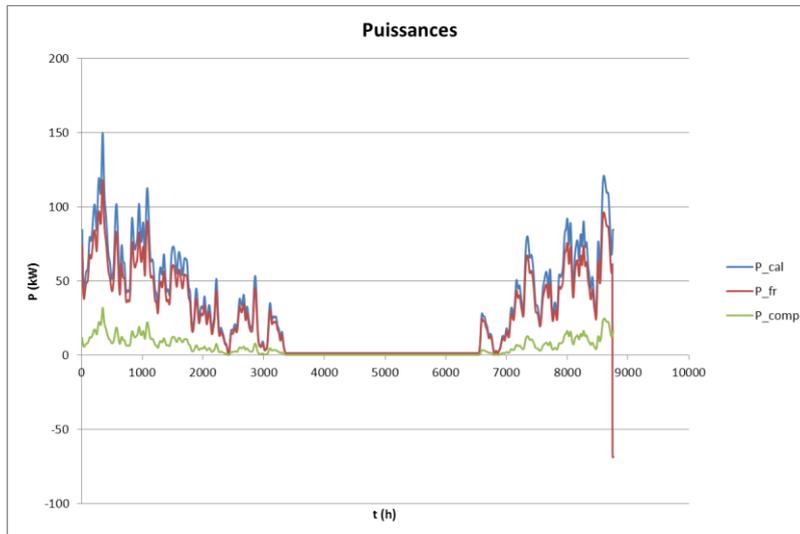
E cal (MWh)	E fr (MWh)	E elec tot (MWh)	E elec pomp (MWh)	COP	Tmin (°C)
91.8247112	80.182812	11.665679	0.02378155	7.87135589	9.45119866

H = 1500 m ; $R_{th} = 0,73 \text{ K.m/W}$; $P_{cal,max} = 100 \text{ kW}$:



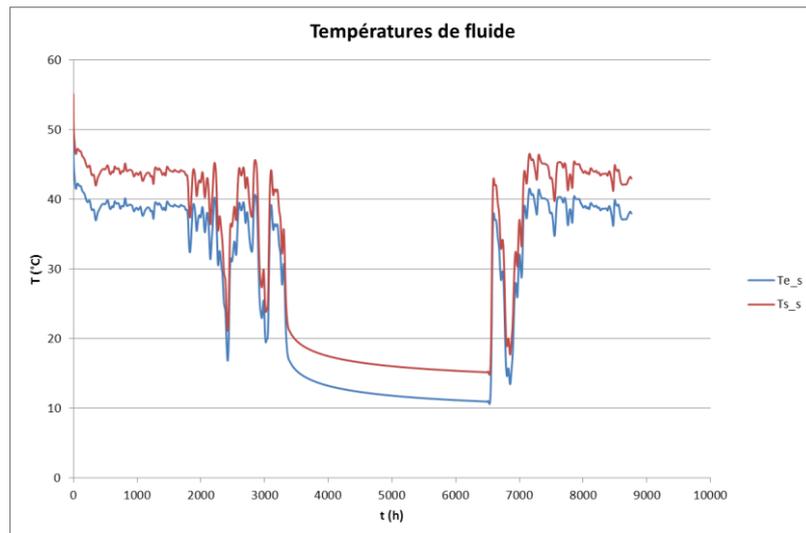
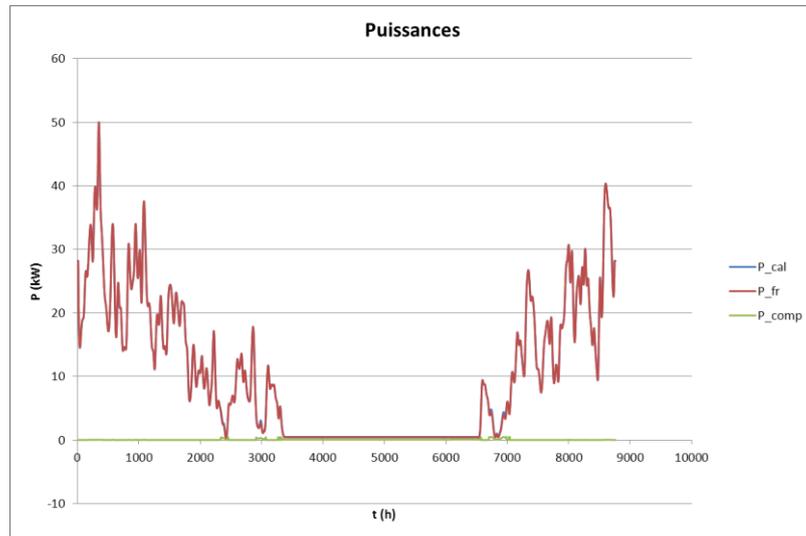
E cal (MWh)	E fr (MWh)	E elec tot (MWh)	E elec pomp (MWh)	COP	Tmin (°C)
183.659052	157.266371	26.5615294	0.16885152	6.91447582	7.99436895

H = 1500 m ; R_{th} = 0,73 K.m/W ; P_{cal,max} = 150 kW :



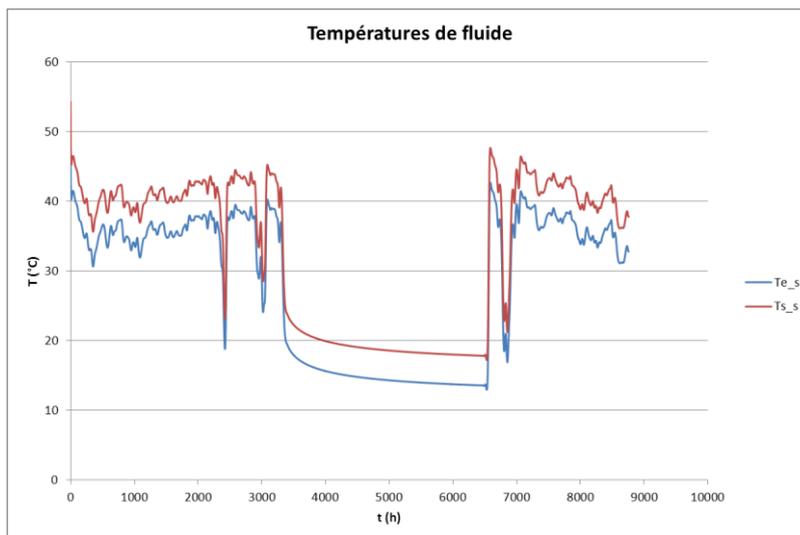
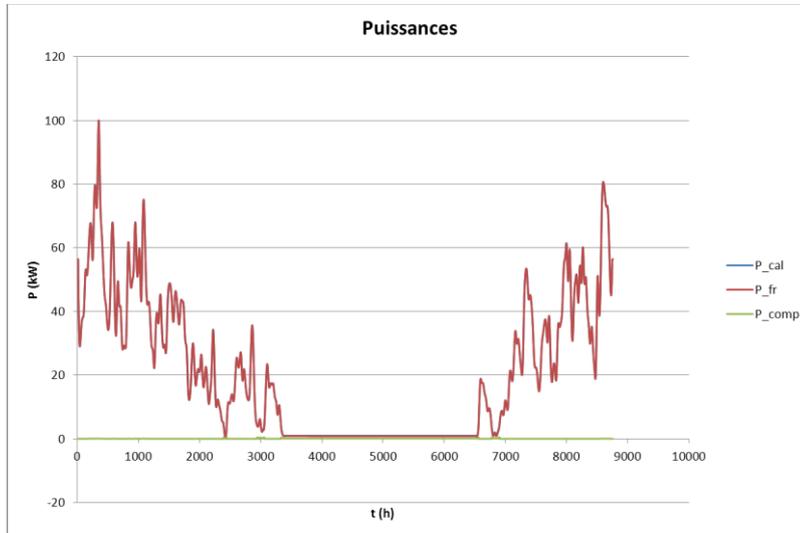
E cal (MWh)	E fr (MWh)	E elec tot (MWh)	E elec pomp (MWh)	COP	Tmin (°C)
275.489542	230.427744	45.6063527	0.54465054	6.0405958	0.52200252

H = 2000 m ; R_{th} = 0,73 K.m/W ; P_{cal,max} = 50 kW :



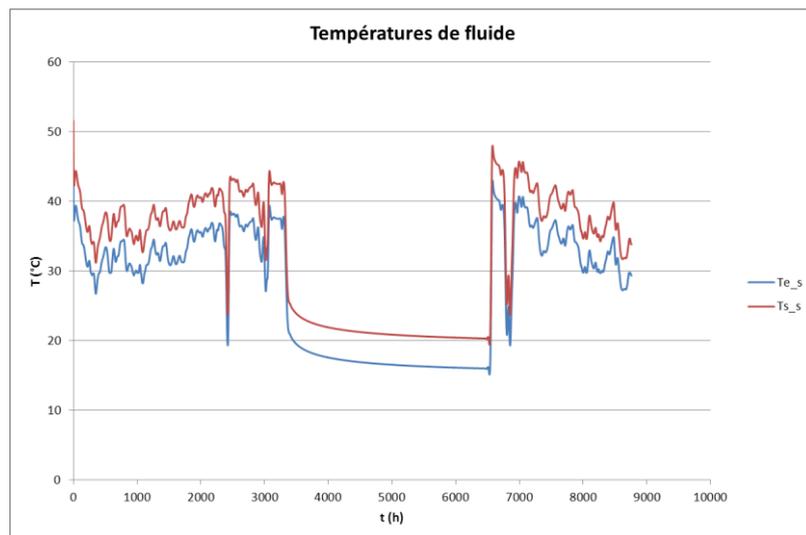
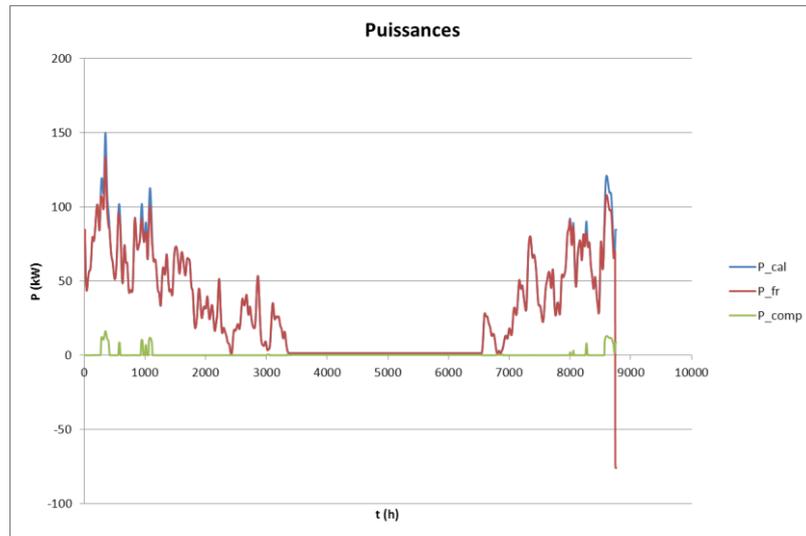
E cal (MWh)	E fr (MWh)	E elec tot (MWh)	E elec pomp (MWh)	COP	Tmin (°C)
91.8204486	91.2843366	0.57860293	0.04323486	158.69337	10.6561765

H = 2000 m ; R_{th} = 0,73 K.m/W ; P_{cal,max} = 100 kW :



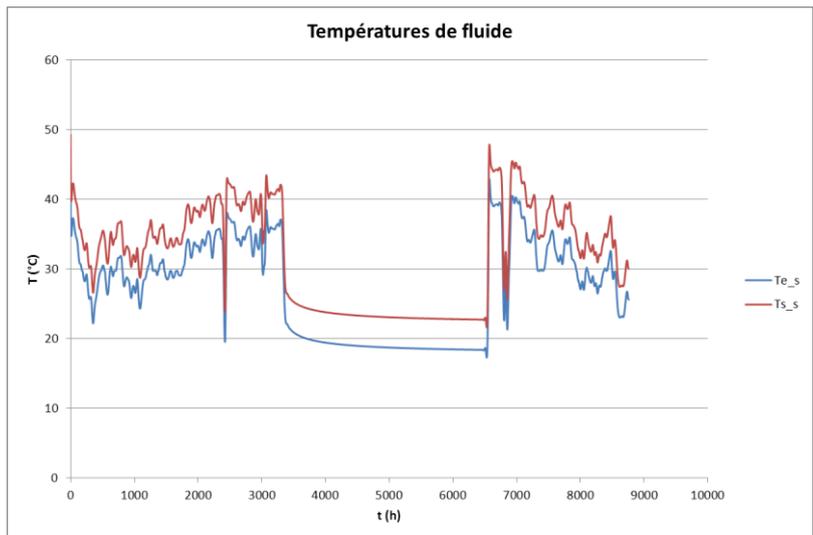
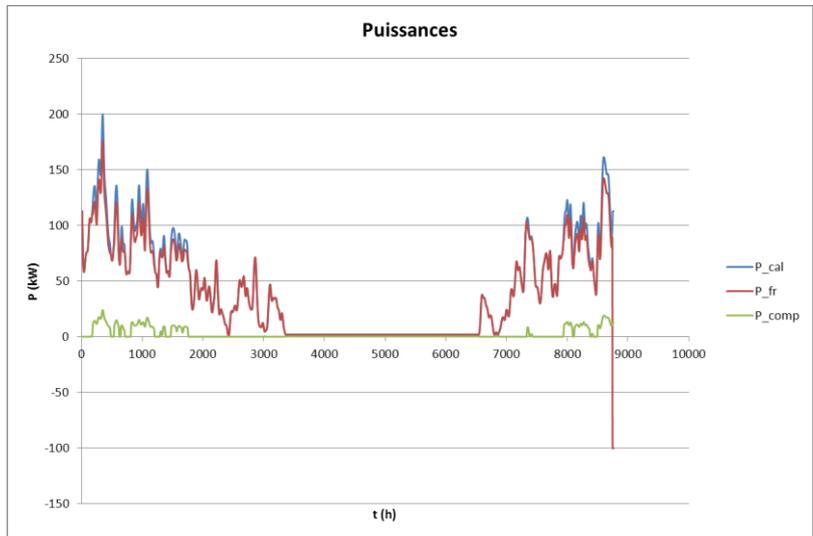
E cal (MWh)	E fr (MWh)	E elec tot (MWh)	E elec pomp (MWh)	COP	Tmin (°C)
183.657847	182.919692	1.04938924	0.31266834	175.014037	13.0110496

H = 2000 m ; R_{th} = 0,73 K.m/W ; P_{cal,max} = 150 kW :



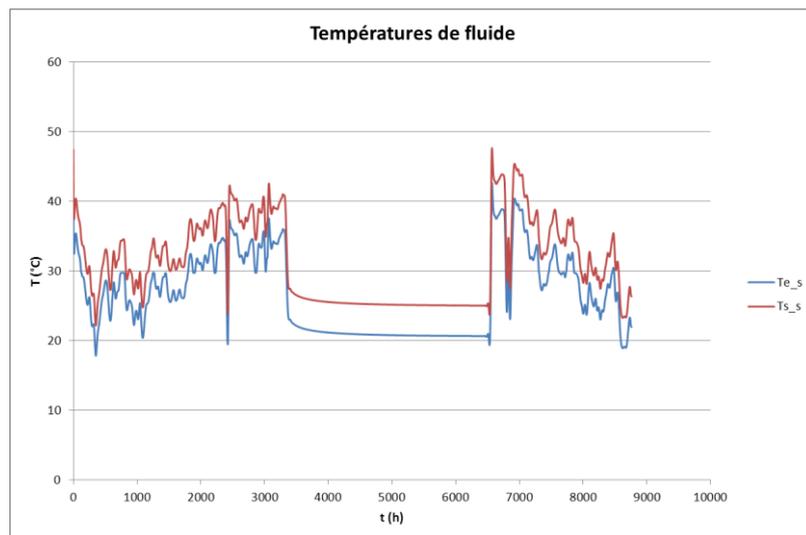
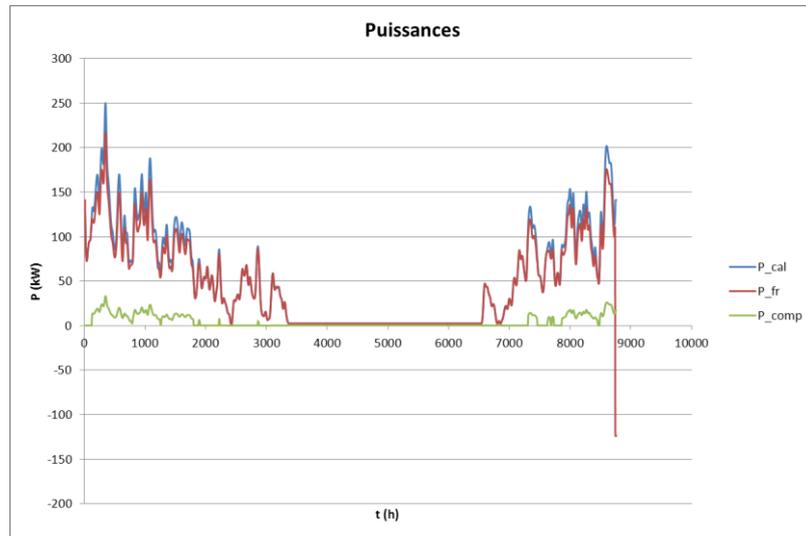
E cal (MWh)	E fr (MWh)	E elec tot (MWh)	E elec pomp (MWh)	COP	Tmin (°C)
275.486323	269.460506	7.03738613	1.01392284	39.1461145	15.2168899

H = 2000 m ; R_{th} = 0,73 K.m/W ; P_{cal,max} = 200 kW :



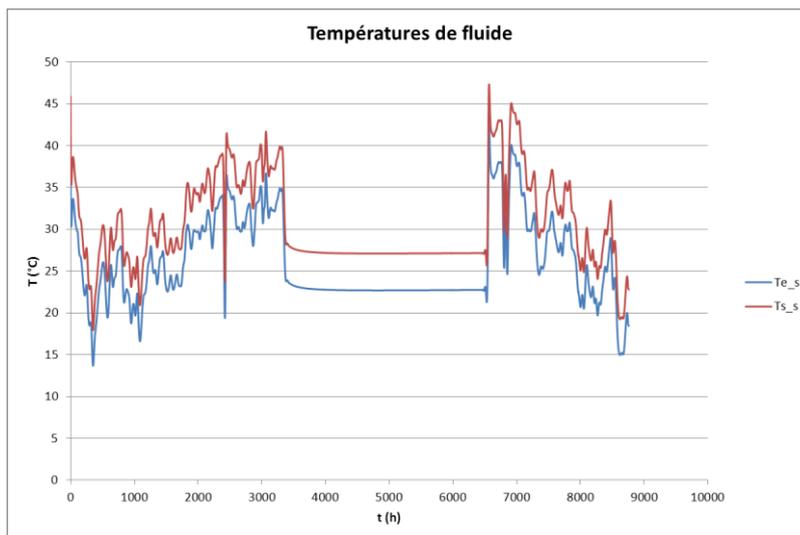
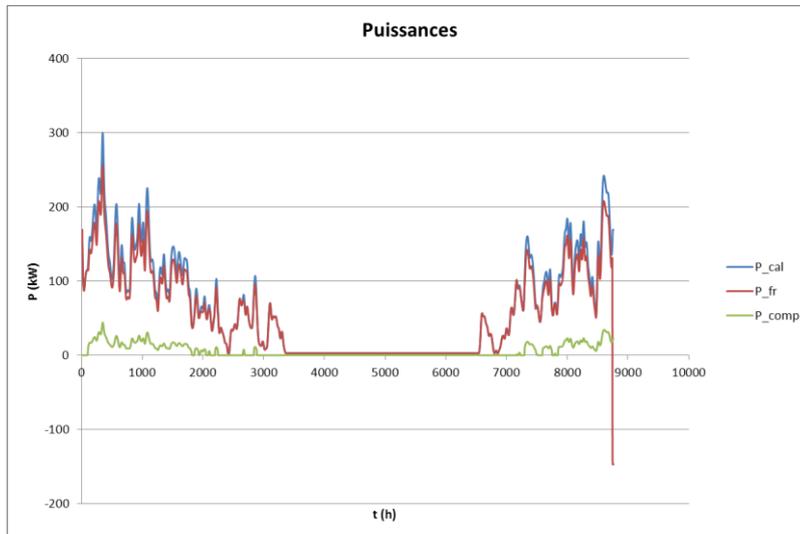
E cal (MWh)	E fr (MWh)	E elec tot (MWh)	E elec pomp (MWh)	COP	Tmin (°C)
367.268871	344.749223	24.870511	2.35069276	14.7672427	17.3829815

H = 2000 m ; R_{th} = 0,73 K.m/W ; P_{cal,max} = 250 kW :



E cal (MWh)	E fr (MWh)	E elec tot (MWh)	E elec pomp (MWh)	COP	Tmin (°C)
459.161659	420.530835	43.1803005	4.54305372	10.6335911	17.856787

H = 2000 m ; R_{th} = 0,73 K.m/W ; P_{cal,max} = 300 kW :



E cal (MWh)	E fr (MWh)	E elec tot (MWh)	E elec pomp (MWh)	COP	Tmin (°C)
550.981972	497.286073	61.5004756	7.8057948	8.95898717	13.6705802



Centre scientifique et technique
Département Géothermie
3, avenue Claude-Guillemin
BP 36009 – 45060 Orléans Cedex 2 – France – Tél. : 02 38 64 34 34