

9. Ressources géothermiques profondes

9.1 Introduction

Dans le canton de Genève, aucune manifestation thermique de surface ($> 25\text{ °C}$) n'est recensée comme témoin de circulations profondes. Seul le forage d'exploration géothermique de Thônex réalisé en 1993 a permis une première investigation du sous-sol profond. L'exploitation des ressources géothermiques profondes s'effectue au moyen de doublets dans les aquifères profonds (APR) ou de la technologie des systèmes géothermiques stimulés (Enhanced Geothermal Systems, EGS). Déterminer le potentiel de ces ressources géothermiques est un enjeu de taille car elles sont les seules parmi les énergies décarbonées, avec les rejets thermiques (déchets, incinération des ordures, etc.) et la biomasse, à pouvoir alimenter un chauffage à distance de grande extension, voire même, si les niveaux de température sont favorables, coproduire électricité et chaleur.

Les deux premières parties de ce chapitre sont consacrées d'une part à la technologie d'exploitation des aquifères profonds et leur utilisation en Suisse et dans les pays voisins, et d'autre part à l'état de la technologie des systèmes géothermiques stimulés (EGS) et de leur développement.

La troisième partie concerne l'établissement du potentiel géothermique des aquifères profonds dans le canton. Il a été réalisé selon les étapes suivantes :

- Détermination des caractéristiques hydrogéologiques des formations géologiques potentiellement aquifères en profondeur.
- Détermination des structures profondes, à l'aide des informations géologiques et géophysiques (sismique), présentées sous forme de cartes régionales et de cinq coupes géologiques.
- Calcul du potentiel géothermique des formations et identification des structures favorables au moyen des informations réunies précédemment et du gradient géothermique connu dans le Bassin genevois.

9.2 Exploitation des aquifères profonds

9.2.1 Concept technique général

Définitions

Le nom aquifère vient du latin « aqua » : l'eau et « ferre » : porter, il s'agit donc d'une roche qui contient de l'eau pouvant être mobilisée. Dans cette étude, la limite à partir de laquelle le terme aquifère profond est utilisé a été fixé à 400 m de profondeur et au-delà de 4'500 m de profondeur les formations aquifères n'ont pas été évaluées. L'eau présente dans ces formations géologiques est plus ou moins chaude et minéralisée en fonction de la durée de son parcours, des roches traversées et de la profondeur qu'elle a atteinte.

Les plus anciennes exploitations de ces ressources sont représentées par le thermalisme qui utilise des remontées exceptionnelles en surface de ces fluides chauds. Etant donné qu'il n'existe pas de telles manifestations dans le canton de Genève, il faut effectuer des forages avant de pouvoir investiguer directement les fluides profonds.

L'exploitation thermique des aquifères profonds consiste à capter des fluides géothermiques, à les amener à la surface, à en extraire la chaleur à des fins de chauffage ou de production électrique, puis à les réinjecter en profondeur.

Modes d'exploitation

Dans la plupart des cas, les fluides contenus dans les aquifères profonds sont moyennement à fortement minéralisés et contiennent certains gaz en quantité plus ou moins abondante, ce qui les rend impropres à la consommation usuelle et n'autorise pas à les rejeter après refroidissement dans une rivière, un lac, ou dans une nappe phréatique de faible profondeur. Après l'usage thermique de ces fluides profonds, il est par conséquent nécessaire de les refouler dans le même aquifère au moyen d'un second forage (puits d'injection) et ainsi éviter tout impact sur l'environnement. L'autre avantage notoire de ce mode d'exploitation est de conserver la totalité du fluide dans l'aquifère et de n'extraire que la chaleur, ce qui permet de maintenir la pression hydraulique dans le forage de production et de ne pas augmenter les coûts de pompage au cours du temps.

Dans le cas rare où les eaux souterraines profondes ne sont que faiblement minéralisées et non sulfurées, il est envisageable, après le refroidissement, d'obtenir l'autorisation d'évacuer l'eau dans le réseau hydrographique de surface (OFEN, 1998). Seul un puits de production (singlet) suffira alors.

Dans la plupart des installations, le fluide géothermique est produit par une pompe électrique immergée placée dans la partie supérieure du forage (50-200 m). Dans quelques rares cas où la pression artésienne de l'aquifère est suffisamment élevée, le forage est mis en production sans pompe.

Le mode d'exploitation à deux puits est appelé un doublet géothermique (Figure 9-1). Un forage de production apporte l'eau chaude à la surface au moyen de la pompe immergée vers un échangeur de chaleur situé à proximité de la tête de puits. Celui-ci permet immédiatement de transmettre l'énergie géothermique à un circuit secondaire, ce qui évite les problèmes de corrosion et de dépôt dans les conduites du réseau de chauffage par l'eau géothermale.

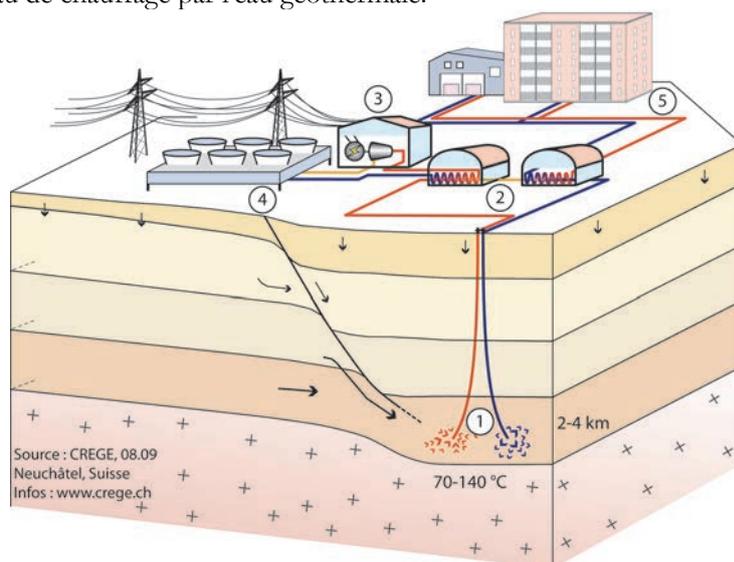


Figure 9-1. Schéma d'un système d'exploitation d'un aquifère profond (Graphique : CREGE, 2009). 1. Forages de production et de réinjection. 2. Echangeurs de chaleur. 3. Centrale électrique : turbine et générateur (si la température le permet). 4. Système de refroidissement à air. 5. Réseau de chauffage à distance.

Afin d'éviter un court-circuit provoqué par une circulation trop rapide dans l'aquifère entre le forage d'injection et le forage de production et par conséquent l'arrivée du front froid après quelques années seulement, la base des puits doit se situer à une distance suffisante – généralement entre 300 et > 1'000 m, selon la profondeur, la perméabilité et le débit de production. Depuis les premières réalisations géothermiques, la typologie des doublets a évolué. Si, dans les années 1970, on utilisait généralement des puits verticaux espacés en surface, depuis les années 1980, on réalise les deux forages à partir d'une plateforme commune à quelques mètres l'un de l'autre et l'on atteint l'espacement voulu en profondeur grâce à une déviation d'un ou des deux forages. Néanmoins, dans le cas de l'installation de Riehen (BS), les deux forages ont été forés en 1988-89 verticalement et à environ 1 km de distance, car il s'agissait de la première installation du genre en Suisse et du premier forage géothermique profond de la région bâloise.

En cas de température insuffisante pour un usage direct dans un CAD (chauffage à distance), une pompe à chaleur (PAC) peut être utilisée afin de rehausser le niveau de température et d'augmenter la production de chaleur. Une autre option consiste à construire une centrale hybride (bivalente) avec une autre source d'énergie (bois, déchets, etc.). Dans ce cas, la chaleur géothermique sert à préchauffer le retour du fluide du CAD. Les niveaux de températures nécessaires à l'exploitation d'un système de chauffage varient sensiblement selon le type de bâtiments et la valorisation de la chaleur géothermique d'un aquifère doit tenir compte de ce paramètre dès les premières investigations (Figure 9-2).

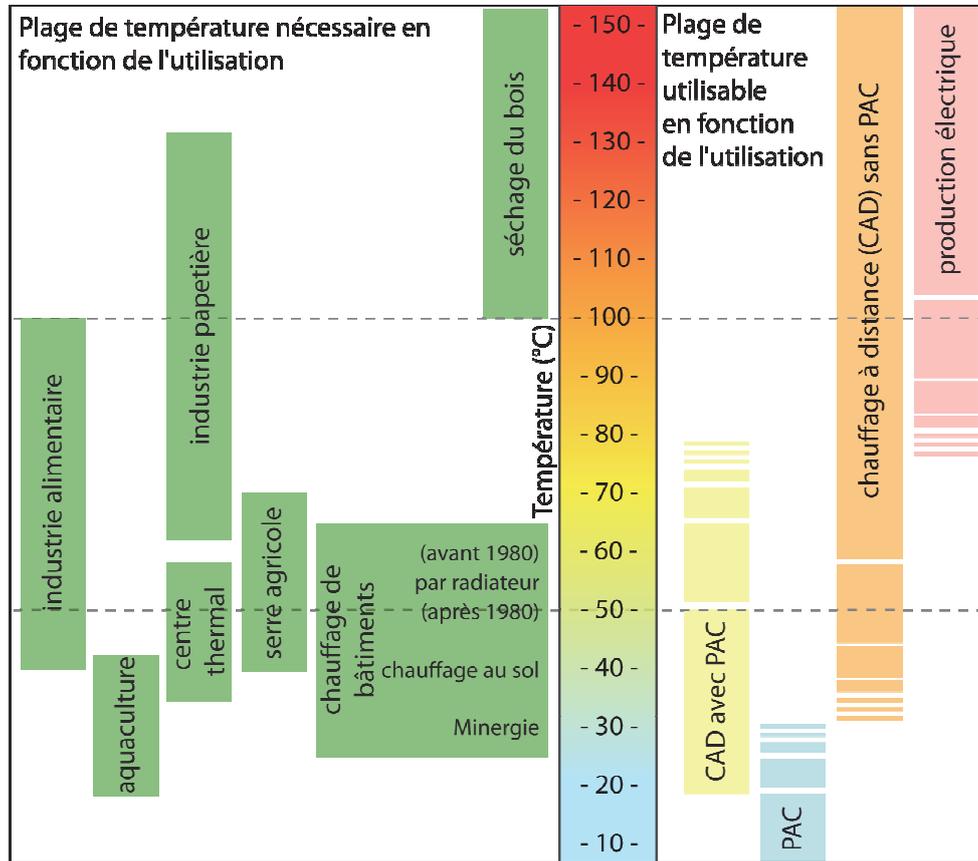


Figure 9-2. Diagramme des différentes utilisations possibles de la chaleur des aquifères profonds (Graphique : CREGE, 2009).

9.2.2 Phases de réalisation

Afin d'assurer le maximum de chances de succès à un projet de géothermie profonde, sa réalisation doit passer par un certain nombre de phases lors de l'évaluation, de la prospection et de la réalisation proprement dite :

- Concept
- Phase A : Préfaisabilité
- Phase B : Faisabilité
- Phase C : Avant-projet
- Phase D : Réalisation des forages
- Phase E : Construction de l'installation et mise en service

La première phase dite de concept peut être exécutée simultanément sur plusieurs zones d'intérêt potentiel, aboutissant à la sélection d'un ou plusieurs sites prioritaires. Les phases suivantes sont spécifiques à chaque site et sont généralement menées séparément.

Concept

- Evaluation des données existantes du sous-sol, des consommateurs et du potentiel géothermique.
- Proposition pour l'étude de pré faisabilité (Phase A).

Phase A : Pré faisabilité

- Vérification des hypothèses géologiques avancées à ce jour pour obtenir une image de la géologie profonde aussi précise que possible, sur la base des documents géologiques disponibles (cartes, coupes, profils lithostratigraphiques, etc.), ainsi que de l'interprétation des lignes sismiques existantes.
- Déterminer la profondeur des cibles géothermiques sur les sites sélectionnés comme favorables par l'étude de valorisation de la chaleur (sites de forage à proximité des principaux utilisateurs de chaleur).
- Estimer le débit exploitable grâce aux informations hydrogéologiques disponibles et calculer le domaine de température des eaux sur la base du gradient géothermique.
- Au moyen des informations géologiques les plus réalistes, du débit exploitable et des coûts des forages profonds, déterminer le potentiel de valorisation économique de l'énergie en estimant le nombre et la densité des consommateurs potentiels.
- Proposition et recommandation pour l'étude de faisabilité (Phase B).

Phase B : Faisabilité

- Etude technico-économique : montage financier, business plan, étude de la valorisation de la chaleur, planification et estimation des coûts des forages, recherche de financement pour la phase C sur le(s) site(s) sélectionné(s).
- Campagnes de prospection géophysiques (si nécessaire), étude d'impact, information publique.
- Evaluation du potentiel géothermique local et sélection d'un site de forage.
- Proposition pour l'avant-projet (Phase C).

Phase C : Avant-projet

- Appel d'offres pour la réalisation du premier forage, pour la préparation du chantier de forage et options pour le deuxième forage.
- Demandes d'autorisation pour les travaux.
- Finalisation du montage financier et du business plan.
- Etude détaillée du réseau de chauffage à distance (si nécessaire).
- Campagne d'information.

Phase D : Réalisation des forages

- Forage du 1er puits, et du deuxième puits en cas de succès. Chaque forage étant achevé par des mesures, des tests et l'équipement du puits.
- Remise en état du site de forage.
- Information publique.

Phase E : Construction de l'installation et mise en service

- Construction de la centrale et connexion au réseau de chauffage.
- Connexion des forages en surface (échangeur de chaleur, pompe de réinjection).
- Raccordement au réseau de chauffage.

9.2.3 Techniques, équipements, coûts

Les opérations de forage sont réalisées dans le but d'atteindre un réservoir géothermique et de pouvoir apporter à la surface le fluide caloporteur avec une température et un débit suffisant pour assurer la rentabilité économique du projet. Pendant le processus de foration, l'appareil de forage (rig, foreuse, plateforme de forage) remplit des fonctions diverses. Il doit notamment assurer la rotation de l'outil de forage (trépan, tricône) pour atteindre la zone de production du réservoir géothermique. D'autre part, la circulation de la boue de forage est vitale pour maintenir le forage ouvert et accessible et pour faire remonter les débris de roche (cuttings). Finalement, la puissance de l'appareil de forage doit permettre de retirer en tout temps le train de tiges hors du trou et d'assurer le contrôle du poids sur l'outil de forage pour garantir un taux de pénétration optimum.

Appareils et chantier de forage

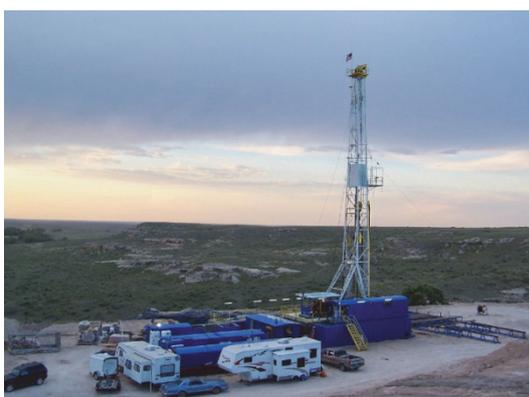
Le choix d'un appareil de forage approprié est l'une des plus importantes décisions lors de la planification d'un forage. Le rig doit posséder une marge de sécurité suffisante (puissance) et des spécifications techniques appropriées au type de forage prévu (profondeur, diamètre). Les rigs utilisés pour des forages géothermiques profonds sont similaires à ceux qui sont engagés pour l'exploration pétrolière ou gazière, avec toutefois quelques différences (Figure 9-3). En effet, les débits de production du fluide géothermique doivent être significativement plus élevés que ceux des hydrocarbures et par conséquent les diamètres de puits et de tubage sont généralement plus grands.



Foraco BF830 : 1'500 m



Foraco BF831 : 1'500 m



Ideco H-525 : 2'000 m



Drillmec G-102 : 2'500 m



Ideco 1200 : 3'500 m



Terra Invader TI-350 : 5'000 m

Figure 9-3. Exemples d'appareils de forage capables d'atteindre diverses profondeurs.

A titre d'exemple, les puits réalisés pour des doubles géothermiques dans le Bassin parisien nécessitent des appareils de forage permettant d'atteindre 2'000 m de profondeur avec une certaine marge de sécurité, c'est-à-dire un rig pouvant pénétrer au moins 2'500 m. Une superficie de 4'000 m² est nécessaire à l'installation du chantier sans aucune restriction de place, mais elle peut être réduite de moitié en zone urbaine dense où les parcelles sont limitées en nombre et en surface (Figure 9-4).

Le chantier de forage du projet EGS à Bâle avait une superficie de 12'000 m² mais en 4 parties séparées. Sur la figure 9-5, la surface où se trouve posé le rig atteint 5'000 m².

L'appareil de forage de très grande taille choisi pour réaliser le puits dévié de prospection gazière à Noville (VD) de 4'298 m de longueur forée était installé sur un chantier d'une superficie de 10'000 m² (Figure 9-5). Dans le Bassin genevois, les formations aquifères potentielles pour la géothermie se situent entre 1.5 et 4.5 km de profondeur, donc la superficie nécessaire pour installer des chantiers de forage pourrait varier de 2'000 à 6'000 m² environ.

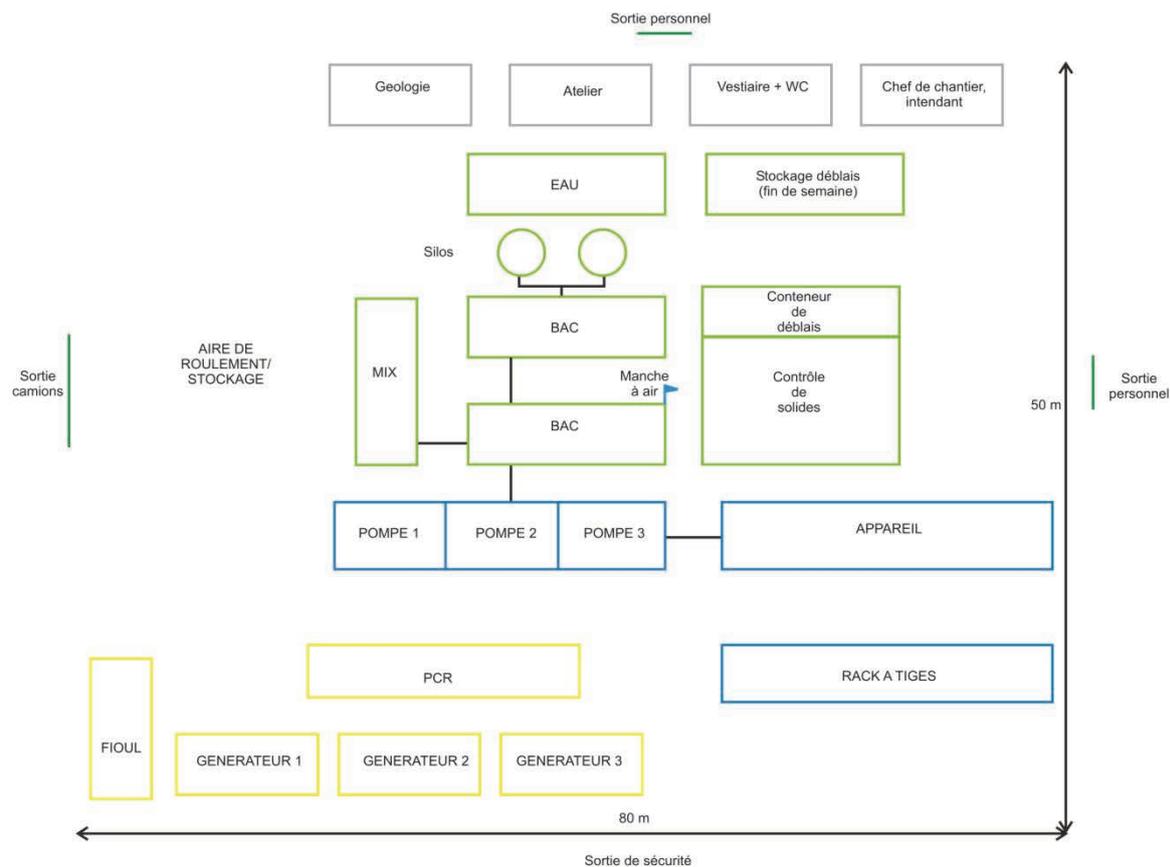


Figure 9-4. Emprise du chantier de forage d'un doublet géothermique pour atteindre un réservoir entre 2'000 et 3'000 m de profondeur (Ungemach & Antics, 2009).



Forage géothermique Basel-1 (profondeur 5000 m) (photo Geopower Basel AG)



Forage d'exploration gazière Noville-1 (longueur forée 4298 m) (photo Daniel Willi SA)

Figure 9-5. Exemples de chantiers de forages très profonds

La durée des opérations de forage est très variable et dépend évidemment de la profondeur finale mais également de la connaissance géologique préalable des terrains à perforer et du nombre de tests à effectuer. Dans une région où de nombreux forages existent, la durée des opérations diminue

sensiblement. Par exemple, un puits géothermique dévié dans l'aquifère du Dogger du Bassin parisien et réalisé avec un appareil de grande dimension prend actuellement 30 à 35 jours pour atteindre une profondeur verticale de 1'800 m (forage, diagraphies, complétion et tests), ce qui représente une vitesse moyenne de forage de 55 m/jour. Cette rapidité est due à l'excellente connaissance acquise durant les 40 ans d'expérience de la géothermie en Ile de France. Au cours du projet européen EGS de Soultz en Alsace, le deuxième forage de 5'000 m de profondeur (GPK-3) a été réalisé en 144 jours seulement, ce qui représente une vitesse moyenne de forage de 35 m/jour. Dans une zone de prospection peu ou pas connue, les durées de forage peuvent augmenter de 50 % en raison des surprises géologiques rencontrées (types de roche, épaisseurs, zones de fractures, etc.).

Lorsque le doublet géothermique est achevé, le chantier est démonté et le terrain est remis en état. Si la centrale de chauffage n'est pas construite sur la même parcelle, les têtes de puits et les conduites aller-retour peuvent être intégralement enterrées. Des plaques métalliques au sol pour accéder aux têtes de puits seront alors les seuls témoins de la présence du doublet.

Mesures et tests des forages

Lorsque le forage profond est terminé ou lors d'une phase de tubage intermédiaire, on procède aux mesures de nombreux paramètres dans le forage au moyen d'outils de diagraphies géophysiques suspendus à un câble (logging). Ces opérations sont très importantes car elles apportent des renseignements détaillés sur les caractéristiques des formations géologiques et des aquifères rencontrés lors de la perforation. Elles ne doivent pas être négligées, car leur coût ne représente que 2 à 5 % du prix total du forage. De plus, les débris de roches (cuttings) sont déterminés visuellement en continu par le géologue de forage et certains échantillons peuvent être analysés de manière plus détaillée en laboratoire.

Afin de pouvoir estimer la productivité ou l'injectivité d'un forage, des tests hydrauliques sont engagés lorsqu'un réservoir potentiel est atteint en cours de forage ou à la fin de celui-ci, dans la partie non tubée du fond du puits. Le test le plus classique est l'essai de pompage par paliers de débits successifs, d'une durée allant de quelques heures à quelques semaines. Sa fonction est d'abord de nettoyer le forage et ensuite de pouvoir calculer le débit et la température de production à long terme lors de la future exploitation. D'autres tests plus complexes peuvent être engagés si nécessaire tels que des essais de production et/ou d'injection entre packers. Finalement, des prélèvements seront analysés pour connaître le chimisme du fluide géothermique et les risques de corrosion et/ou de dépôt de minéraux sur les parois des forages et des conduites de surface.

Dans le cas d'un doublet, l'un des deux forages servira pour l'injection du fluide refroidi et donc un test d'injectivité permet également d'évaluer les performances de ce puits. En effet, malgré leur proximité dans l'aquifère profond (distance horizontale de 300 à >1'000 m), les deux puits n'auront pas exactement les mêmes caractéristiques thermiques, hydrauliques et chimiques.

Equipement des forages

L'équipement des forages (tubage, pompe, tête de puits) dépend de la profondeur du puits, de la température et du débit de production, mais surtout des caractéristiques chimiques du fluide qui sera produit puis réinjecté. Si le fluide n'est pas corrosif, un matériel standard sera utilisé, mais des aciers spéciaux devront être considérés pour les tubages et la tête de puits si la salinité du fluide géothermique est élevée et/ou si les caractéristiques du fluide dans les conduites (après l'échangeur et dans le puits de réinjection) provoquent des phénomènes de corrosion et/ou de dépôt.

Si nécessaire, un traitement chimique peut être installé sur le puits de production. Il consiste en l'injection d'un inhibiteur de corrosion (composé organique de type phosphonate, polyacrylate) au fond du puits pour protéger l'ensemble de la boucle géothermale. La formation d'un film protecteur ralentit la corrosion et empêche la croissance cristalline de minéraux secondaires (Figure 9-6).

Il existe de nombreux inhibiteurs de corrosion et la sélection est faite en fonction du chimisme de l'eau et de la présence plus ou moins abondante de gaz (surtout H₂S et CO₂) et de bactéries. Les inhibiteurs de corrosion ont plusieurs fonctions : anticorrosif, anti-dépôt, dispersant et biocide.

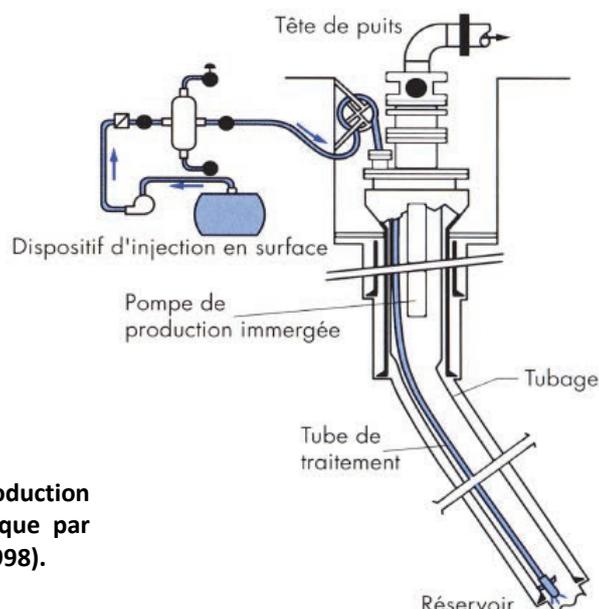


Figure 9-6. Schéma d'une tête de puits de production et de son tubage avec un traitement chimique par injection en fond de puits (Lemale & Jaudin, 1998).

Coût et économie du projet

Les coûts de forage d'un doublet géothermique sont difficiles à quantifier au préalable, sans connaître le site du chantier et de la centrale, la période choisie, le nombre de forages et la profondeur finale. Tous ces critères influencent fortement les prix et seul un appel d'offre préliminaire puis un appel d'offre détaillé permettront de préciser les coûts. Le prix du mètre de forage évolue rapidement en fonction de l'offre et de la demande sur le marché du forage pétrolier, et donc du prix du baril de pétrole ! La disponibilité des appareils de forage permettant une exploration entre 2'000 et 4'000 m de profondeur peut également atteindre un seuil critique et retarder la réalisation d'un projet de plusieurs mois voire davantage. Actuellement, aucune compagnie en Suisse ne possède d'appareil de forage (rig) pouvant atteindre 2'000 m ou plus.

Dans le rapport final de l'étude PDGN (2010), un tableau donnait les coûts de forage pour des ouvrages de 500 à 3'600 m de profondeur. Les prix des forages profonds sont fortement montés depuis le milieu des années 2000 et oscillent depuis ces dernières années, mais les ordres de grandeur peuvent être conservés. Certaines estimations plus ou moins précises, liées à des projets de géothermie profonde en Suisse, sont aussi mentionnées dans le Tableau 9-1.

Tableau 9-1 : Coût estimé en Suisse de forages géothermiques équipés, sur la base de cotations de plusieurs entreprises en 2008 et 2009 pour plusieurs projets dans différents environnements géologiques.

Profondeur du forage (m)	Coût moyen estimé d'un forage (Mio CHF)	Référence
500	1.2 ± 0.1	(1)
1'000	2.5 ± 0.2	
1'500	3.7 ± 0.4	
2'000	6.4 ± 0.6	
2'500	9.2 ± 1.0	
1'000	2.5	Projet AGEPP (2)
2'300	9.0	
3'600	11.0	
Doublet à 2'500 m	13 ± 2.0 (pour 2 forages)	Projet GP LaCôte (3)
Doublet à 3'000 m	17 ± 2.0 (pour 2 forages)	

(1) Commun. écrite de Geothermal Explorers, 2008 ; (2) Dewarrat & Bianchetti, 2009 ; (3) Bianchetti et al. 2009

Le coût total d'un projet géothermique dépend évidemment de l'existence, de la transformation ou de la construction d'un réseau de chauffage à distance. Le cas de l'installation géothermique récente d'Unterhaching dans le Bassin molassique bavarois en Allemagne, avec production de chaleur et d'électricité, permet de comparer les prix des différents composants de l'opération (Tableau 9-2).

Tableau 9-2. Estimation des coûts de l'opération géothermique d'Unterhaching (Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG 2009).

Composants	Coût en Mio CHF * (Mio €)	%
2 forages (producteur = 3'446 m et injecteur = 3'864 m de profondeur), y compris mesures et tests	33 (22)	30.5
Pompes de production et d'injection	4.5 (3)	4
Centrale électrique de type Kalina (3.4 MW _e)	22.5 (15)	21
Conduite de surface entre les 2 forages (3.6 km)	3 (2)	3
Réseau de chauffage à distance en expansion (à fin 2008 : 28 km, 30 MW _t)	45 (30)	41.5
Total à fin 2008	env. 108 (72)	100

* Taux de change appliqué : 1 € = 1.5 CHF

Une étude de faisabilité technico-économique devra être réalisée simultanément au choix d'une zone de prospection, mais avant la sélection du site de forage proprement dit. Cette étude doit permettre de quantifier les consommateurs potentiels de chaleur, la valorisation de la chaleur et le prix de vente prévisionnel du kWh thermique.

Aspects environnementaux

L'impact positif des installations de géothermie en aquifères profonds est principalement attribué à la substitution de CO₂ et d'autres gaz émis par des combustibles fossiles. Généralement, l'exploitation des aquifères profonds passe par un doublet, et par conséquent, l'intégralité du fluide géothermique (eau, gaz, sels dissous) est réinjecté dans la même formation après son usage thermique.

La principale question environnementale est liée au chantier provisoire de forage. Comme tout chantier de construction, il engendre du trafic et du bruit supplémentaires. La différence fondamentale avec la construction d'un bâtiment est liée à la durée journalière du travail. En effet, afin de sécuriser les travaux de forage et de minimiser les coûts, un forage profond est presque toujours réalisé 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7. Des mesures antibruit sont prises dès la conception du projet de forage, telles que la localisation et l'organisation du chantier, le type de machines et les parois antibruit.

En amont des procédures d'autorisation auxquelles sera soumis le projet lors de sa concrétisation, un examen préalable des principaux impacts environnementaux devra être réalisé pour vérifier la faisabilité et la pertinence du projet du point de vue de la protection de l'environnement.

Selon l'Ordonnance relative à l'étude d'impact sur l'environnement (OEIE), un projet de géothermie profonde est assujéti à la procédure de l'étude d'impact sous le chiffre 21.4 de l'OEIE (installations géothermiques y compris celles qui exploitent la chaleur des nappes phréatiques) d'une puissance de 5 MW_{th}. Si le doublet géothermique délivre une puissance inférieure à 5 MW_{th}, il est soumis à une procédure plus légère (notice d'impact).

Cet examen préalable des principaux impacts environnementaux doit porter sur les différentes phases du projet : phase de mise en œuvre, phase d'exploitation et phase de mise hors service. Pour chacune d'entre elles, l'impact des critères suivants doit être examiné et quantifié : trafic routier, bruit et vibrations, sismicité induite, air, eaux de surface, eaux souterraines, milieu naturel et paysage, sols, sites pollués et gestion des déchets.

Acceptation sociale du projet

Même si les bénéfices environnementaux et économiques d'une opération de géothermie profonde sont a priori reconnus, de manière générale l'acceptation sociale de grands projets énergétiques quels qu'ils soient n'est jamais gagnée d'avance et doit être prise en compte dès le début du projet. Une collaboration avec la population locale doit être instaurée et des réponses honnêtes doivent être données aux questions et aux craintes formulées. Une information complète et répétée doit être fournie régionalement et localement, tant auprès des autorités communales que de la population et des écoles. Des séances et des documents d'information seront planifiés déjà lors des phases préliminaires et pendant la réalisation du forage des visites de chantier seront organisées.

Les meilleures solutions technologiques et organisationnelles doivent être appliquées, afin de garder une image positive du projet en particulier et de la géothermie en général auprès de la population et des futurs consommateurs. En effet, une image dégradée en raison d'erreurs techniques ou d'un manque de transparence sera très difficile à restaurer.

9.2.4 Développement de la géothermie en aquifère profond dans les pays voisins

France

Le développement de la géothermie française a pris son envol lors des deux crises de l'énergie des années 1970, avec une importante activité entre 1978 et 1987. La plus ancienne centrale géothermique est celle de Melun au sud de Paris, qui date de 1969 et fonctionne toujours. Actuellement, quelque 60 centrales géothermiques sont en fonction, dont 31 se trouvent dans le Bassin parisien (Ile-de-France) et 18 dans le Bassin aquitain (sud-ouest) (Boissier et al. 2010, ADEME-BRGM, 2004). Elles sont utilisées essentiellement pour du chauffage urbain de quartiers résidentiels. Dans le Bassin parisien, le fluide géothermal profond de l'aquifère du Dogger entre 1'800 et 2'000 m de profondeur est fortement salé (généralement entre 15 et 30 g·l⁻¹) et ne peut évidemment pas être rejeté en surface après son usage calorifique. C'est pourquoi, toutes les installations géothermiques du Bassin parisien sont basées sur le principe du doublet. En 2008, la puissance totale installée des centrales géothermiques pour l'usage direct était de 345 MW_{th} ce qui permettait de chauffer près de 170'000 équivalents logements.

Plus aucun forage n'a été réalisé de 1987 à 2007, principalement en raison du coût très bas des énergies fossiles et d'une TVA beaucoup plus élevée pour la géothermie que pour les combustibles fossiles. De plus, 19 centrales géothermiques ont été fermées dans le Bassin parisien depuis 1986, pour des raisons économiques et financières, mais aussi pour des problèmes techniques dus à la corrosion des tubages et des conduites par les eaux géothermales. Ces problèmes sont désormais maîtrisés depuis une quinzaine d'années et actuellement, de nouveaux projets sont en cours, notamment dans le Bassin parisien en raison du coût des combustibles fossiles et d'une nouvelle politique énergétique.

Exemple d'un doublet géothermique à Fresnes

La centrale géothermique de Fresnes (Val-de-Marne, Ile-de-France) comporte un doublet de forages déviés d'une profondeur de 1'800 m dans les calcaires du Dogger. A leur base ils sont distants de près de 2'000 m. Commencée en 1985 alors que le pétrole valait 35 dollars US le baril, l'opération de géothermie de Fresnes a été mise en service en 1986, au moment où le baril ne cotait plus que 12 dollars. Seul le sud de la commune est alors desservi, avec 3'600 équivalent-logements. Le doublet de forages offre une température en tête de puits de 73 °C et la centrale comporte deux échangeurs à plaques de titane. En 1999, la ville de Fresnes et la Société Fresnoise de Chaleur raccordent de nouveaux ensembles immobiliers qui portent le réseau à 4'500 équivalent-logements. Une centrale de cogénération est également mise en service en 1998 avec une desserte du nord de la ville. Le nombre d'équivalent-logements desservis aujourd'hui à Fresnes atteint 5'350.

Allemagne

Quelques 162 centrales géothermiques utilisent des fluides chauds provenant d'aquifères profonds, situés dans les bassins sédimentaires de la Bavière et du nord de l'Allemagne, ainsi que du Fossé rhénan. Il s'agit principalement de centrales de chauffage à distance, souvent combinées avec des centres thermaux et des serres agricoles. Les températures des eaux exploitées varient entre 25 et 160 °C, les débits de 1 à 150 l·s⁻¹.

A fin 2009, la puissance totale installée était de 255 MW_{th} (Schellschmidt et al, 2010). Au contraire de la France, on a observé ces dernières années en Allemagne une forte progression de la géothermie en aquifères profonds, avec de nombreux projets. La nouvelle centrale transfrontalière avec l'Autriche de Simbach-Braunau permet de fournir depuis 2001 une puissance installée de 40 MW_{th}, dont 7 MW_{th} par la géothermie, avec une eau très peu minéralisée (1.1 g·l⁻¹), captée dans les calcaires du Malm par un forage dévié long de 3'203 m (Goldbrunner, 2001).

La récente loi sur l'énergie en vigueur depuis 2004 favorise les énergies renouvelables et la géothermie notamment par le rachat à prix coûtant de l'électricité produite par des centrales éoliennes, photovoltaïques ou géothermiques. De nombreux projets en aquifères profonds à des températures atteignant ou dépassant 100 °C ont vu le jour, dans le but de générer une petite production d'électricité au moyen d'une centrale à fluide binaire (cycle organique de Rankine ou de Kalina), simultanément à l'usage thermique direct de la ressource. Actuellement, quatre centrales géothermiques à fluide binaire, avec une production conjointe de chaleur et d'électricité, sont en activité. : Landau (3.0 MW_e) et Bruchsal (0.5 MW_e) dans le Fossé rhénan, Unterhaching (3.5 MW_e) dans le Bassin molassique bavarois (Figure 9-7) et Neustadt-Glewe (0.23 MW_e) dans le Bassin du Nord. Finalement, des demandes de permis de prospection des ressources géothermiques profondes ont été déposées pour 150 sites en Allemagne.

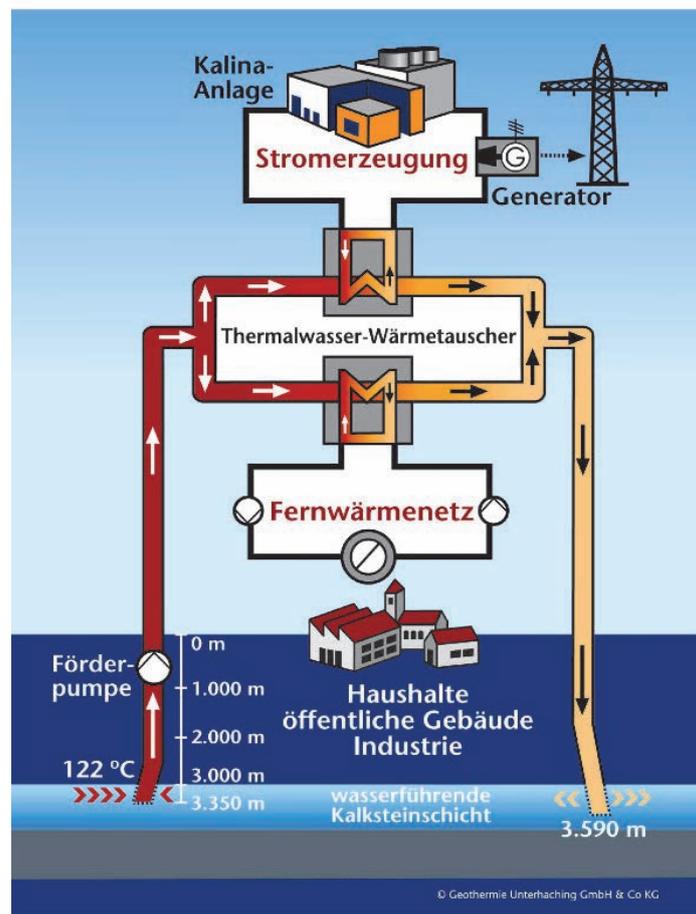


Figure 9-7. Schéma de la centrale géothermique d'Unterhaching, Allemagne (Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG 2009)

Autriche

Malgré une longue tradition d'utilisation des ressources géothermiques pour le thermalisme et les bains, les aspects énergétiques de la géothermie n'ont été développés que récemment, notamment depuis l'entrée de l'Autriche dans l'Union européenne. Des ressources géothermiques existent dans la plupart des provinces autrichiennes, mais elles ne sont exploitées que dans deux régions : le Bassin Styrien et le Bassin molassique de Haute-Autriche. Les températures des eaux exploitées varient entre 33 et 95 °C, avec des débits jusqu'à 81 l·s⁻¹. Au total, une douzaine d'exploitations géothermiques sont en fonction pour le

chauffage d'hôtels, de centres thermaux ou pour des habitations au moyen de réseaux de distribution de chaleur. A fin 2009, la puissance totale installée était de 77 MW_{th} pour les installations en aquifères profonds (Goldbrunner, 2010). Trois petites centrales de production électrique à Altheim (1.0 MW_e), Bad Blumau (0.2 MW_e) et Braunau-Simbach (0.22 MW_e) fonctionnent au moyen de turbines ORC (cycle organique de Rankine) avec des fluides géothermiques à 105 - 110 °C.

Italie

Malgré l'existence de très nombreuses sources chaudes et un thermalisme traditionnel important ainsi que le caractère pionnier de la géothermie haute température pour la production d'électricité, la géothermie en aquifère profond de moyenne température ne s'est pas développée, malgré la présence d'un potentiel vraisemblablement important dans plusieurs bassins sédimentaires. Quelques systèmes de chauffage existent pour des villages proches des centrales géothermiques électriques, pour des groupes de serres agricoles et des installations de pisciculture. Les centrales géothermiques exploitant des aquifères profonds ne sont qu'une dizaine et l'on ne recense qu'une seule installation avec un grand réseau de chauffage à distance à Ferrare d'une puissance de 14 MW_{th}. A fin 2009, la puissance totale des installations géothermiques basée sur les aquifères profonds en Italie, peut être estimée selon les sources entre 636 et 765 MW_{th} (Lund et al., 2010 ; Buonasorte et al, 2010). Ce chiffre inclut l'utilisation thermique des résidus de chaleur des centrales géothermiques de haute température en Toscane pour des serres agricoles et de l'aquaculture.

9.2.5 Développement de la géothermie en aquifère profond en Suisse

Jusqu'en 1974, le développement de la géothermie par aquifères profonds en Suisse était quasiment inexistant (Vuataz & Fehr, 2000). L'utilisation des eaux chaudes provenant des profondeurs était confinée au remplissage des piscines de stations thermales. La première réalisation géothermique pour le chauffage de bâtiments en complément avec l'exploitation d'un établissement thermal a vu le jour à Lavey-les-Bains, grâce à la réalisation en 1972 d'un forage d'une profondeur de 200 m pouvant délivrer une eau à 62 °C avec un débit de 6.7 l·s⁻¹ (Jaffé et al., 1976).

Dès la première crise pétrolière en 1974, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a mis en place une politique d'encouragement des énergies renouvelables et notamment de la géothermie avec la création en 1975 d'une Commission fédérale de géothermie et du stockage souterrain de chaleur (KGS). Celle-ci avait pour mission de clarifier les aspects scientifiques, techniques et économiques liés à la géothermie et d'en promouvoir la connaissance et le développement. Les travaux de la KGS se concrétisèrent en 1981 avec l'édition d'une « Synthèse des données géothermiques » (Rybach et al., 1981). Des cartes furent publiées avec indication du gradient géothermique calculé à partir des mesures de température fournies par les forages pétroliers profonds. Un manuel spécifique fut conçu pour aider les réalisateurs d'installations et les promoteurs à mettre en œuvre des projets (OFEN, 1992).

Les premières études régionales ont identifié le Plateau suisse comme la zone la plus favorable pour l'exploitation d'aquifères profonds visant à l'approvisionnement de réseaux de chauffage à distance. Dans le Bassin molassique, dont l'épaisseur varie de quelques mètres à plus de 3'000 m, les grès de la Molasse marine supérieure sont relativement perméables, du moins dans le Nord de la Suisse. Plus en profondeur, trois horizons formés de roches dures fissurées (calcaires, dolomies et évaporites) sont potentiellement aquifères : le Malm, le Dogger et le Trias (Muschelkalk supérieur). Les régions les plus favorables pour atteindre ces aquifères par des forages profonds avec un investissement économiquement rentable se situent sur le Plateau au nord et à l'ouest de la Suisse, ainsi qu'au pied sud de la chaîne du Jura.

Pour cette raison, dès 1980, deux projets de prospection régionale des ressources géothermiques ont été réalisés, l'un dans la région comprise entre Zurzach (AG) au nord et Schinznach (AG) au sud et l'autre le long du pied sud du Jura entre Bad Lostorf (SO) et Genève, en passant par Biemme (NEFF, 1980 et 1984 ; Burger & Gorhan, 1986 ; Gorhan & Griesser, 1988). Ces études ont été financées par le Nationaler Energie-Forschungs-Fonds (NEFF) et exécutées par un groupe de recherche comprenant des instituts d'universités et d'écoles polytechniques, ainsi que des bureaux d'ingénieurs. Le Muschelkalk supérieur, considéré comme un aquifère potentiel important, a été la cible de 5 forages de prospection réalisés dans le NW de la Suisse jusqu'à une profondeur de 400 m.

Durant cette même période, les cantons, les communes et autres milieux intéressés par l'exploitation géothermique des aquifères profonds n'étaient pas à même de supporter seuls le financement de forages profonds, relativement coûteux, avec le risque de ne pas obtenir une productivité suffisante. Aussi la Confédération décida-t-elle, en 1987, d'assurer pour une période de 10 ans une couverture du risque géologique pour des forages dont la profondeur dépassait 400 m, avec un montant global de 15 millions de CHF. En cas d'insuccès, il était prévu de rembourser aux promoteurs jusqu'à 50 % des coûts de forage et de tests. Plus tard, une subvention fut mise en place jusqu'en 1997, couvrant à titre d'encouragement jusqu'à 25 % de ces coûts. L'octroi de la couverture du risque, de la subvention et le paiement des montants étaient effectués sur recommandation d'un groupe d'experts de la KGS, après évaluation préliminaire du projet et analyse des résultats du forage.

Avec cette couverture du risque géologique, 14 forages profonds (dont un doublet) ont été réalisés jusqu'en 1998, dont neuf sont exploités commercialement à ce jour (Tableau 9-3 ; Figure 9-8). Toutefois, par rapport aux objectifs de réussite fixés par les contrats avec la Confédération, seules quatre réalisations géothermiques ont été considérées comme des succès (Riehen, Bassersdorf, Bad Schinznach et Lavey-les-Bains) et deux comme des succès partiels (Saillon et Kreuzlingen). Pour ces projets, les températures des eaux profondes captées varient entre 26 et 69° C et les débits de production entre 4 et 23 l·s⁻¹. Les puissances géothermiques calculées en tête de puits sont comprises entre 0.3 et 5.5 MW_{th}.

La fin de la couverture du risque a eu pour effet d'arrêter la mise en place de nouveaux projets géothermiques visant à exploiter les aquifères profonds. Il aurait été pourtant souhaitable de mener une exploration géothermique plus systématique du sous-sol profond, au moyen de nouveaux forages notamment dans les niveaux aquifères peu connus des roches sédimentaires du Trias et dans ceux, moins profonds, du Malm et du Dogger, ainsi que dans les zones à forte densité de peuplement du Plateau suisse. A nouveau, la Confédération a mis en place dès 2009 une couverture du risque géologique pour les forages géothermiques profonds, mais seulement dans les cas où une production d'électricité est prévue, conjointement à l'exploitation de la chaleur.

Tableau 9-3. Caractéristiques des forages géothermiques profonds réalisés en Suisse entre 1983 et 1998 (Vuataz & Fehr 2000).

Forage	Canton	Prof. totale (m)	Formation aquifère	Tempér.: fond (f) ou tête (t) de puits (°C)	Débit de product. (l/s)	Puissance en tête de puits avec refroidissement à 10°C (kW th)	Minéralisation de l'eau (g/l)	Utilisation de la géothermie en 1999	Année de forage
Kloten	ZH	400	Molasse marine supér.	22.7 f 19.0 t	5.0	188	0.92	Quartier de 70 logements	1983
Riehen 1 (producteur)	BS	1547	Muschelkalk supér.	67.0 f 62.0 t	20	4350	18.2	Réseau de chauffage urbain	1988
Riehen 2 (injecteur)		1247		54.0 f	14	–	14.2		1988
Kreuzlingen	SG	655	Molasse marine supér.	30.0 f 26.5 t	3.7	255	0.87	Piscine	1988
Reinach	BL	1793	Muschelkalk supér.	72.0 f	0.10	26	46.2	Aucune	1989
St Moritz	GR	1600	Série de Chastelets Nappe de Platta	47.2 f 22.0 t	1.3	67	14	Aucune	1991
Bulle	FR	800	Molasse marine infér.	30.0 f	0.08	7	–	Aucune	1992
Bassersdorf	ZH	553	Molasse marine supér.	23.0 t	4.3	232	~1	Home médicalisé	1992-93
Weggis	LU	2302	Molasse continent. infér.	73.0 f	0	~70 (sonde géothermique)	–	3 petits immeubles	1992-93
Thônex	GE	2650	Crétacé infér., Jurass. supér.	88.5 f	3.1	765	~1	Aucune	1993
Weissbad	AI	1618	Molasse continent. infér.	45.0 f	0	~50 (sonde géothermique)	–	Centre thermal	1993
Schinznach Bad	AG	891 415	Muschelkalk sup.	63.0 f 44.5 t	8.3	1200	2.15	Centre thermal	1996
Saillon	VS	929	Lias, Trias	32.4 f 30.5 t	4.9	420	4.45	Centre thermal et école (en cours de montage)	1996
Lavey-les-Bains	VD	595	Cristallin Aiguilles Rouges	72.0 f 69.0 t	22.5	5550	1.4	Centre thermal	1997
Yverdon-les-Bains	VD	1440 256 500 1117	Crét. inf., Jurassique sup. et moyen	60 f 22 t 28 t 39 t	92 50 4.3	4590 3760 525	0.45 0.40 0.50	Aucune	1998

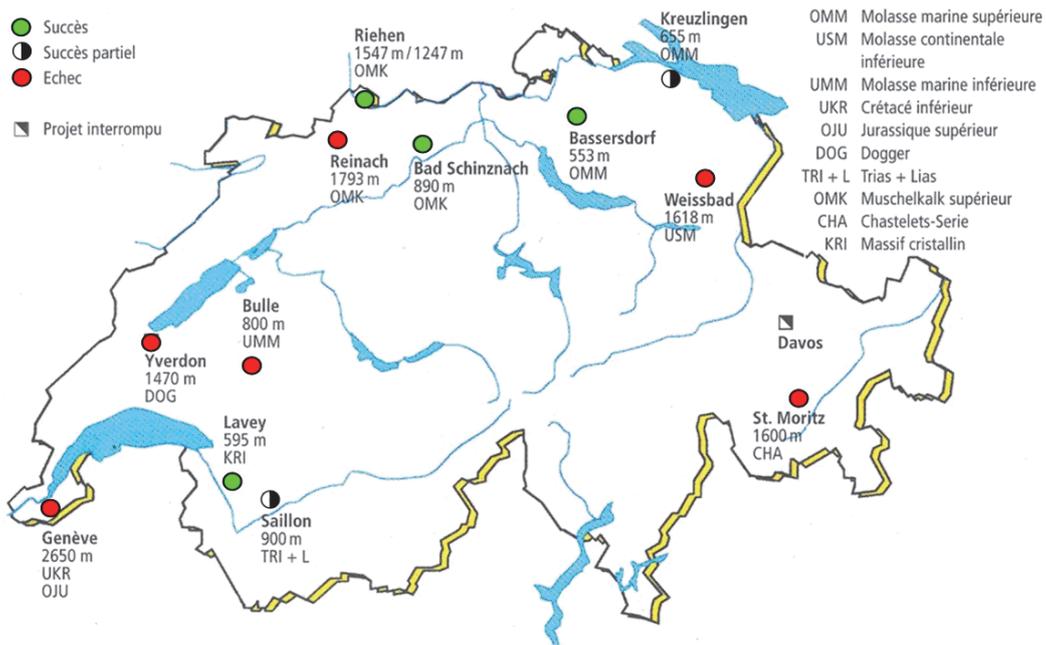


Figure 9-8. Situation, profondeur et état des projets de forages géothermiques profonds en Suisse effectués entre 1987 et 1998 avec l'aide de la Confédération (modifié d'après OFEN 1998).

La première centrale géothermique de Suisse fonctionnant sur le principe du doublet, a été mise en service en 1994 pour le réseau de distribution de chaleur de Riehen (Bâle-Ville). L'exploitation des eaux souterraines est réalisée par deux forages verticaux distants de 1 km. Le forage de production a une profondeur de 1'547 m et celui de réinjection atteint 1'247 m. La température de l'eau en tête de forage est de 62 °C. Le débit d'exploitation, qui était au début de 14 l·s⁻¹, a été porté à 20 l·s⁻¹ après acidification, par injection d'acide chlorhydrique qui a permis de dissoudre la calcite qui bouchait partiellement les fissures aquifères. L'aquifère exploité est celui du Muschelkalk supérieur et l'eau pompée, qui a une minéralisation de 18 g·l⁻¹ (env. la moitié de celle de l'eau de mer) est réinjectée dans le même aquifère. La puissance installée atteint 15 MW_{th}, dont environ le tiers est fourni par la géothermie. Le reste est assuré par deux pompes à chaleur, deux centrales de cogénération chaleur-force à gaz et trois chaudières d'appoint à mazout. L'investissement total a atteint 40 Mio CHF dont 6.2 Mio CHF pour les deux forages. Quelques 180 bâtiments sur territoire suisse sont chauffés par cette centrale et une zone étendue de nouvelles constructions située de l'autre côté de la frontière, à Lörrach (Allemagne), est approvisionnée en énergie depuis fin 2000 par une conduite transfrontalière de 600 m. Grâce à cette part de chauffage fournie par la géothermie, sur une année ce sont 900 t de CO₂, 2 t de SO₂ et 1 t de NO_x qui ne sont pas rejetées dans l'atmosphère (Oppermann, 2001).

Mentionnons enfin deux réalisations géothermiques plus modestes, celles de Seon (Argovie) et d'Itingen (Bâle-Campagne), où des forages peu profonds permettent l'exploitation de ressources géothermiques. A la recherche d'une nouvelle alimentation en eau potable, le village de Seon a mis en exploitation en 1997 un forage dans un aquifère graveleux, situé entre 268 et 320 m de profondeur et correspondant au remplissage d'un ancien surcreusement glaciaire de la Molasse (USM). Pompée avec un débit maximum de 25 l·s⁻¹, l'eau est légèrement minéralisée, dépourvue d'oxygène et possède une température de 19.6 °C. En raison du refroidissement nécessaire de l'eau pour le réseau d'eau potable, il a été décidé de tirer parti de cette énergie en couplant le système d'alimentation à une pompe à chaleur. Ainsi, en abaissant la température à 10 °C, une puissance thermique de 1.45 MW est disponible en sortie de forage, ce qui permet de chauffer à distance une soixantaine d'habitations (Matousek & Graf, 1998). En 1998, seule la moitié de cette énergie était utilisée, ce qui représentait déjà une économie de 200 tonnes de mazout par année.

A Itingen, l'exploitation de l'énergie géothermique se fait par un doublet foré dans les calcaires du Muschelkalk supérieur du Jura tabulaire. Le premier forage, vertical, exploite une eau à 22 °C, entre 262 et 291 m, avec un débit maximal de 5 l·s⁻¹. Le deuxième forage, incliné de 28°, distant de 3 m en surface et de 185 m à la base, sert à la réinjection des eaux pompées, trop minéralisées (5.3 g·l⁻¹). Avec un refroidissement de 12 °C, le potentiel de puissance fournie par ce forage est de 0.25 MW_{th}. Cette ressource permettrait de subvenir aux besoins d'environ 50 appartements à basse consommation construits selon le standard Minergie. En 2000, six habitations de la « Cité Solar One » fonctionnaient grâce à ce doublet géothermique (Häring et al., 2002).

Projets en cours en Suisse

Un certain nombre de projets en Suisse visant l'utilisation d'aquifères profonds sont en cours de réalisation, à des stades variables et selon des concepts différents :

- AGEPP (VD)
- Brigerbad + Brig - Glis (VS)
- Géothermie Profonde la Côte (VD)
- Riehen Plus (BS)
- St-Gall (SG)
- GeoNE (NE)
- Bienne (BE)

Le projet Alpine Geothermal Power Production (AGEPP) a pour but l'exploration et l'exploitation d'un aquifère profond sous la vallée du Rhône dans la région de Lavey-les-Bains. Dans ce but, un forage de 2.5 à 3 km est planifié pour capter un fluide géothermique à environ 100 °C dans les roches cristallines du Massif des Aiguilles-Rouges, afin d'alimenter un réseau de chauffage et, si les conditions s'y prêtent, de produire de l'électricité au moyen d'une petite centrale à fluide binaire. Actuellement, le mode d'exploitation retenu est en singlet ce qui impliquera un rejet du fluide géothermique dans le Rhône après son usage thermique.

Le but du projet Brigerbad était de prospecter et de capter pour le Thermalbad Brigerbad une eau thermale non influencée par les processus de mélange avec les eaux froides peu profondes dans les roches cristallines du Massif de l'Aar, au moyen d'un ou plusieurs forages de 300 à 600 m de profondeur. Ce projet a été un succès car il a permis d'augmenter la température, le débit et la stabilité de la ressource qui était initialement exploitée par le centre thermal au moyen de galeries horizontales peu profondes et de bassins de collecte directement dans la roche. Les résultats obtenus serviront de phase d'exploration préliminaire pour le futur projet Brig - Glis qui vise l'exploitation d'une ressource géothermique plus profonde afin d'alimenter un réseau de chauffage à distance et, si la température de la ressource le permet, une production d'électricité pourra également être envisagée. Il s'agit cependant de deux projets distincts par leur financement et leur but dans deux sites différents de la même région.

Le but du projet Géothermie Profonde La Côte est l'exploration et l'exploitation de l'énergie géothermique des aquifères profonds sur la côte lémanique, entre Nyon et Etoy. Les cibles sont les formations géologiques du Jurassique supérieur et moyen potentiellement aquifères, qui permettraient une exploitation pour des réseaux de chauffage à distance. Les sites présélectionnés possèdent d'une part une forte concentration de consommateurs de chaleur et d'autre part, ils se situent à proximité de grandes zones de failles où la perméabilité des roches est supposée plus élevée.

Le projet Riehen Plus a débuté en automne 2009 et comprend principalement deux volets : le premier consiste à réunir les réseaux de chauffage à distance de la commune de Riehen pour réduire les coûts administratifs en fusionnant les différents services et en optimisant la distribution de chaleur en été. En

effet, jusqu'à présent, la centrale géothermique est arrêtée durant l'été en raison de la faible demande. Cette situation devrait changer grâce à la construction des conduites de liaison entre les différents réseaux de chauffage à distance. Le deuxième volet concerne une augmentation de débit du fluide géothermique pompé qui passera de 18 à 22 l·s⁻¹. Ceci permettra d'augmenter la puissance de la centrale de chauffage. La production de chaleur actuelle atteint 10 à 12 GWh par an et avec l'augmentation du débit et l'optimisation de l'utilisation durant la période estivale, une production comprise entre 20 et 25 GWh par an serait atteinte. Le projet Riehen Plus va donc permettre une diminution des coûts d'exploitation, une augmentation de la production de chaleur géothermique et une baisse des émissions de CO₂ en diminuant la part de chaleur produite par le gaz naturel.

Le projet de la ville de St-Gall vise les aquifères du Jurassique supérieur et du Trias moyen avec des températures respectives estimées à 150 et 170 °C afin de pouvoir produire conjointement chaleur et électricité. La puissance estimée des futures installations est d'environ 30 MW thermiques et 3 MW électriques. Une campagne d'exploration géophysique a été menée début 2010 afin de parfaire la connaissance géologique et d'élaborer un modèle 3D des couches et des structures. Ce projet vient s'inscrire dans le plan énergétique de la ville de St-Gall dont le but est de s'affranchir des énergies fossiles pour le chauffage à l'horizon 2050.

Les deux derniers projets, GeoNE (canton de Neuchâtel) et Bienne sont encore dans leur phase de pré faisabilité. Tous deux visent une exploitation des aquifères profonds, mais aucun projet de forage n'est encore défini à ce jour.

9.2.6 Projets de géothermie profonde dans le Bassin genevois

Le seul projet d'exploration géothermique d'un aquifère profond réalisé dans le canton de Genève est celui de Thônex, dont le premier forage THX-1 date de 1993 (Jenny et al. 1995). En raison de la faiblesse du débit obtenu dans l'aquifère du Malm, ce projet a été arrêté et aucune autre tentative de prospecter un aquifère profond n'a été tentée depuis lors. A notre connaissance, aucun projet d'exploration géothermique profonde n'a été envisagé dans la partie française du Bassin genevois (Ain, Haute-Savoie) jusqu'à ce jour.

Par contre, un projet de géothermie de grande profondeur a débuté à Genève dès 1998. Il a été réalisé en parallèle au projet Deep Heat Mining Basel, mais avec un décalage d'environ quatre ans par rapport à l'avancement du projet bâlois. Il s'agissait d'un projet de type EGS, appelé Géothermie Grande Profondeur Genève (GGP Genève), qui visait à capter l'énergie géothermique du socle cristallin entre 5 et 6 km de profondeur, afin d'atteindre une température du réservoir de 200 °C et d'assurer une coproduction de chaleur et d'électricité.

En raison des événements sismiques induits par la stimulation hydraulique du forage Basel-1 à fin 2006, le projet EGS du bord du Rhin a été immédiatement stoppé, avant d'être définitivement arrêté trois ans plus tard, sur la base d'une étude d'évaluation du risque sismique régional mandaté par le canton de Bâle-Ville à un consortium international. En 2007, il a également été décidé de suspendre le projet GGP-Genève et de le recentrer quelques années plus tard sur la valorisation du forage géothermique de Thônex. C'est l'ensemble du territoire cantonal qui est maintenant concerné par une évaluation des ressources géothermiques profondes, d'abord les aquifères profonds (APR) et dans un futur plus lointain les systèmes géothermiques stimulés (EGS).

Au cours des investigations du projet GGP-Genève de 1998 à 2006, plusieurs étapes successives ont permis de mener les actions suivantes : recensement des sites potentiels, sélection du site des ouvrages (forages d'exploitation, centrale), validation du site, mise sur pied de la structure opérationnelle, planification énergétique, étude économique et plan financier (ScanE, SIG & ADHM, 2003 ; Projet GGP-Genève, 2004).

Parmi plusieurs emplacements possibles sélectionnés pour leurs critères géologiques, géographiques, domaniaux, environnementaux et énergétiques, un site avait été retenu à l'époque pour l'implantation de la future centrale de production et des forages d'exploitation. D'une superficie de 4 ha, il était localisé au sud de la presqu'île d'Aire, sur le territoire de la commune de Vernier, au voisinage nord de la station d'épuration. L'ensemble du projet avait été devisé à 90 millions de francs, qui se répartissaient de la manière suivante :

- 7 millions CHF pour les phases préliminaires et de validation du site (études et 1^{er} forage d'exploration et de contrôle sismique).
- 42 millions CHF pour la phase d'exploration (2^e et 3^e forages d'exploration et de contrôle sismique, 1^{er} et 2^e puits profonds d'exploitation).
- 41 millions CHF pour la phase de développement (3^e puits d'exploitation, stimulation et tests du réservoir, centrale de production, raccordements).

Dans la période de 1998 à 2006, l'équipe de projet GGP-Genève a mené à bien un certain nombre d'études détaillées :

- Faisabilité du site d'Aire pour les forages profonds, la centrale et le raccordement au réseau électrique et au réseau de chauffage à distance.
- Notice d'impact du site d'Aire.
- Evaluation et sélection de sites pour l'implantation des forages d'exploration et de contrôle sismique.
- Conditions géologiques et hydrogéologiques du site sélectionné de Peney pour la réalisation du 1^{er} forage d'exploration et d'écoute sismique.
- Evaluation des techniques et des coûts de forage.
- Etudes énergétiques.
- Etude économique et plan d'affaire préliminaire.

9.3 Technologie et développement des systèmes géothermiques stimulés (EGS)

9.3.1 Concept technique et état des connaissances

La technologie des systèmes géothermiques stimulés inclut déjà plus de 35 ans de recherche et de développement dans plusieurs pays (USA, Japon, Grande-Bretagne, Allemagne, France, Suisse, Australie) et sous de nombreux noms : Hot Dry Rock (HDR), Hot Fractured Rock (HFR), Hot Wet Rock (HWR), Deep Heat Mining (DHM), Enhanced Geothermal Systems (EGS), Petrothermal Systems, etc.

Les systèmes géothermiques profonds peuvent être classés selon la perméabilité de leur réservoir et donc de leur productivité. Dans la nature, on trouve aux deux extrémités du champ continu des perméabilités d'un côté les systèmes hydrothermaux, fortement perméables dont la faisabilité économique est prouvée, et de l'autre les systèmes quasi imperméables ne permettant pas une exploitation commerciale. Entre les deux se trouvent tous les systèmes géothermiques à faible ou moyenne perméabilité, qui nécessitent une stimulation du réservoir pour devenir économiques (Figure 9-9).

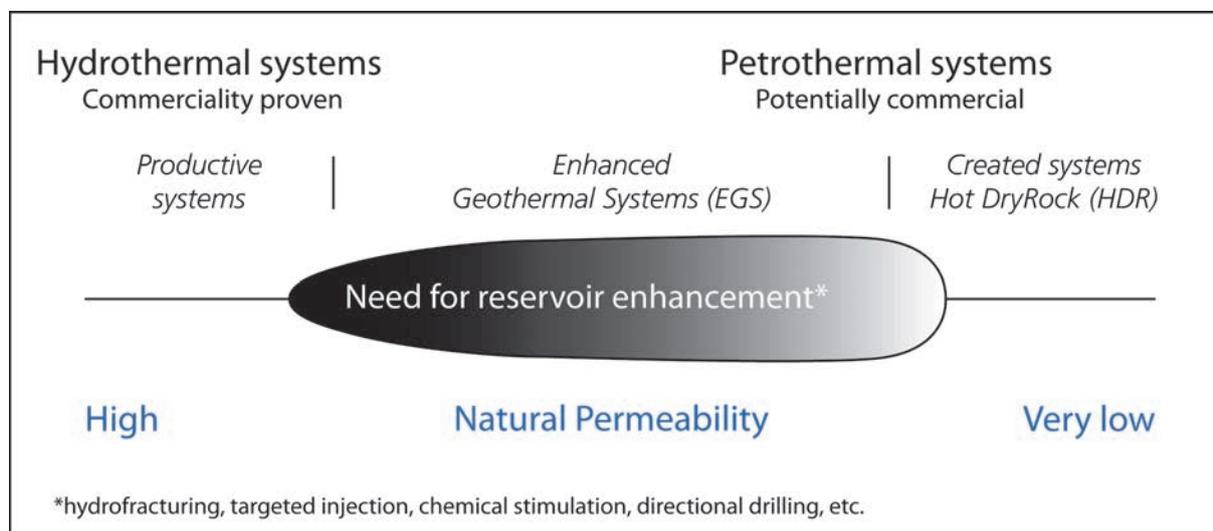


Figure 9-9. Illustration du domaine de perméabilité pour divers systèmes géothermiques (Graphique : CREGE 2009)

Tous les projets de R&D qui ont débuté dans les années 1970 et 1980 sur la base de fonds publics, se sont arrêtés avant la réalisation d'une centrale pilote, en raison de l'assèchement des ressources financières. Seul le projet européen de Soultz-sous-Forêts (Alsace, France) à financement mixte a vu son achèvement et l'inauguration de sa centrale pilote en 2008, après plus de 20 ans de recherche et de développement de la technologie EGS sur ce site. La première installation commerciale de type EGS, mais proche des conditions des systèmes hydrothermaux a vu le jour à Landau (Allemagne), également dans le fossé rhénan : elle a bénéficié de tout le savoir-faire acquis sur le projet de Soultz, ainsi que de conditions géologiques et techniques similaires, en raison de sa localisation.

Le projet Deep Heat Mining à Bâle est le seul projet EGS qui a été arrêté en raison d'événements sismiques, induits par la stimulation hydraulique du réservoir profond.

Jusqu'à présent, tous les projets EGS ont tenté de créer des réservoirs fracturés dans des roches de type granitique situées dans le socle cristallin à des profondeurs de 2 à 5 km et des températures entre 80 et 250°C. Chaque projet EGS a permis d'acquérir un certain savoir-faire dont les principaux aspects sont résumés dans le tableau 9-4.

Tableau 9-4. Synthèse des méthodes et technologies appliquées aux projets EGS (ENGINE Coordination Action, 2008 ; Tester et al., 2006 ; U.S. DOE, 2008).

Méthodes et technologies	Caractéristiques
Forages profonds, déviation et compléation	Réalisation de forages profonds verticaux ou déviés ; Pénétration dans le socle cristallin sous 1 à 3 km de sédiments ; Profondeur maximale des forages: 5 km ; Ecartement à la base des forages: max. 650 m.
Stimulation du réservoir	En priorité : stimulation hydraulique ; En complément : stimulation chimique ; Résultats et reproductibilité très variables.
Contrôle spatial de la fracturation	Réseau d'écoute sismique (géophones) mis en place dans des forages de moyenne profondeur ; Approche 3D du réservoir fracturé.
Diagraphies	Outils à haute température, notamment pour obtenir une imagerie des parois du puits (remplace partiellement le carottage).
Tests de production et d'injection	Tests en puits unique ou en doublet d'une durée de quelques jours à quelques mois.
Production	Production du fluide du réservoir par pompage (pompe immergée ou pompe à arbre long).
Réinjection	Réinjection du fluide au moyen d'une pompe de surface.
Sismicité induite	Enregistrement continu de la sismicité induite par la stimulation hydraulique, respectivement par l'exploitation du réservoir.
Volume du réservoir et évolution spatio-temporelle	Nouveaux traceurs chimiques et tests de traçage ; Mal connue par manque d'expérience (exploitation continue à Soultz de moins de 2 ans).
Durée de vie des forages d'exploitation	Peu connue, par manque d'expérience ; Dépend des conditions de stress pour les tubages et de la qualité chimique du fluide de la formation.
Conversion en électricité	Centrale à fluide binaire (ORC) de 1 à 4 MW _e .

Deux documents de synthèse ont été élaborés vers la fin des années 2000 sur le potentiel et la technologie EGS. Le premier représente la réflexion d'un groupe de travail du MIT sur le potentiel des systèmes géothermiques stimulés (EGS) pour les USA (Tester et al., 2006). Le deuxième est lié à l'Action de coordination européenne ENGINE : il s'agit d'un manuel des meilleures pratiques pour le développement des ressources géothermiques non conventionnelles, focalisé sur les EGS (ENGINE Coordination Action, 2008). Au fur et à mesure de l'avancement des projets EGS majeurs, de nombreux documents et volumes spéciaux de journaux ont consacré à tel ou tel projet, notamment celui de Soultz (Fritz & Gérard, 2010). De très nombreux articles provenant de congrès de géothermie se trouvent également réunis dans la base de données en libre service de l'International Geothermal Association (IGA) <www.geothermal-energy.org/304,iga_geothermal_conference_database.html>.

9.3.2 Questions en suspens et problèmes à résoudre

Au cours de chacun des projets EGS, des percées technologiques et des progrès décisifs ont été accomplis, mais pour approcher les conditions d'un développement économique des systèmes EGS, les principaux paramètres du réservoir géothermique doivent atteindre des valeurs qui, jusqu'à ce jour, n'ont pas encore été toutes égalées pour un réservoir donné dans les divers projets internationaux (Tableau 9-5).

Tableau 9-5. Valeurs recherchées pour les principaux paramètres d'un réservoir EGS (Garnish, 2002).

Paramètres	Valeurs obtenues dans les projets	Valeurs cibles minimales
Débit de production	$\leq 40 \text{ kg}\cdot\text{s}^{-1}$	50 - 100 $\text{kg}\cdot\text{s}^{-1}$
Température en tête de puits de production	$\leq 180 \text{ }^\circ\text{C}$	150 - 200 $^\circ\text{C}$
Surface totale effective de l'échangeur de chaleur souterrain	$> 2\cdot 10^6 \text{ m}^2$	$> 2\cdot 10^6 \text{ m}^2$
Volume de roche impliqué	$> 200\cdot 10^6 \text{ m}^3$	$> 200\cdot 10^6 \text{ m}^3$
Impédance du fluide	$< 0.23 \text{ MPa}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{s}^{-1}$	$< 0.1 \text{ MPa}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{s}^{-1}$
Perte de fluide	0 %	$< 10 \%$

Cependant, de nombreuses difficultés ont été rencontrées dans plusieurs domaines, qui ont eu pour effet des retards accumulés, voire des arrêts temporaires ou définitifs de plusieurs projets R&D. Une liste non exhaustive des questions en suspens et des problèmes à résoudre pour atteindre à moyen terme un véritable développement économique des systèmes EGS est présentée dans le tableau 9-6.

Tableau 9-6. Problèmes à résoudre et technologies à améliorer pour les systèmes EGS (Tester et al., 2006 ; U.S. DOE, 2008).

Tâches	Méthodes, outils et conditions à créer ou à améliorer
Caractérisation des sites potentiels	Développement de méthodes géophysiques pour détecter les structures dans le cristallin et les fractures perméables ; Développement de nouveaux outils de modélisation géologique 3D du réservoir potentiel.
Forages profonds, déviation et complétion	Diminution du coût des forages profonds (vitesse de pénétration, durée de vie des outils de forage) ; Nouveaux matériaux et concepts pour les tubages et l'équipement de complétion ; Augmentation de la profondeur de forage en routine de 5 à 6 km ; Moderniser les technologies de forage (forage slimhole, micro forage, spallation hydrothermale, plasma, etc.) ; Disponibilité des appareils de forage profond sur le marché.
Stimulation du réservoir	Techniques de modélisation de la stimulation et de l'identification des conduits d'écoulement ; Méthodes de stimulation hydraulique : augmentation de l'efficacité ; diminution et prévision du risque de sismicité induite ; Méthodes de stimulation chimique : concepts de réalisation ; nouveaux composants chimiques ; couplage avec la stimulation hydraulique.
Diagraphies	Développement d'outils résistants à haute température (imagerie du puits, diagraphies pendant le forage) ; Augmentation de la durée de vie des outils dans les conditions du réservoir.
Tests de production et d'injection	Développement d'outils fiables pour les conditions du réservoir : packers récupérables pour isoler les zones productrices, sondes de pression/température, autres sondes pour des paramètres physiques et chimiques.
Pompes de puits	Fiabilité et durée de vie des pompes immergées et des pompes à arbre long : profondeur de 300 à 500 m ; températures de 150 à 250 °C ; débit de 50 à >100 l·s ⁻¹ .
Réinjection	Mise au point de composants chimiques pour éviter les dépôts de minéraux dans les fissures proches des puits de réinjection.
Sismicité induite	Protocoles opérationnels limitant la sismicité induite par la stimulation hydraulique, respectivement par l'exploitation du réservoir.
Evolution du réservoir	Modélisation couplée des processus thermiques, hydrauliques, mécaniques et chimiques.
Durée de vie des forages d'exploitation	Expérimentation in situ des processus de corrosion ; Modélisation des processus de corrosion et de dépôts dans le réservoir et les installations de surface.
Effet d'échelle	Diminution du coût spécifique des installations : augmenter le nombre de forages et le volume des réservoirs ; accroître d'un ordre de grandeur au minimum (10 à 50 MW _e) la puissance des centrales électriques (actuellement entre 1 et 4 MW _e).

9.3.3 Situation des projets EGS dans le monde

Au plan mondial, le potentiel des systèmes géothermiques stimulés est gigantesque. Des estimations et des extrapolations ont été effectuées pour différents pays et continents. Ces chiffres ne sont que difficilement comparables d'une étude à l'autre si la méthode d'évaluation et la définition du potentiel ne sont pas clairement définies. A titre d'exemple le potentiel EGS pour les USA est estimé à 100 GW_e et une autre étude mentionne 450 GW_e pour l'ensemble de la planète, montrant évidemment de fortes incertitudes puisque l'ensemble des continents ne représente pas 5x la superficie des USA. En effet, des roches chaudes dans le socle cristallin sont présentes plus ou moins partout à des profondeurs pouvant être atteintes par la technologie actuelle de forage (< 10 km de profondeur). Pour générer de l'électricité à des coûts économiques, le réservoir géothermique doit égaler ou dépasser 150 °C, ce qui donne une profondeur d'au moins 4 km avec un gradient géothermique moyen de 30 à 35 °C·km⁻¹, comme pour la majeure partie des régions géologiquement stables (sans volcanisme ni tectonique active), telles que le Plateau suisse. Dans certaines régions, le gradient géothermique est nettement plus élevé (par ex. un graben ou une zone tectoniquement active) et l'on obtient une température plus élevée pour le système EGS choisi, ou alors la profondeur de forage est plus faible, ce qui dans les deux cas représente un net avantage économique.

Dans le monde, l'activité de recherche et de développement de la technologie EGS avance de manière très variable. En Suisse, depuis l'arrêt du projet bâlois, il n'y a plus de nouveau projet avéré. Par contre, plusieurs chercheurs travaillent depuis des années de manière continue sur le site EGS de Soultz et un projet de l'ETH-Zurich, GEOTHERM, met au point des modèles de processus couplés actifs dans les réservoirs EGS. Quelques projets de développement existent également en Allemagne, en Grande-Bretagne et aux USA, encore dans un stade préliminaire.

Dans la période qui a suivi l'arrêt du projet DHM de Bâle et le démarrage de la centrale du projet de Soultz, l'activité de prospection de surface et d'exploration par forage pour les EGS a pris une grande ampleur en Australie. En 2009, pas moins de 48 compagnies travaillant dans l'exploration des ressources géothermiques profondes, essentiellement les EGS, ont acquis pour une somme totale de 325 millions AUS\$ quelque 383 licences géothermiques sur une superficie de 358'400 km² du territoire australien, essentiellement dans la moitié sud. Une partie des ressources EGS se trouvent dans du socle fracturé entre 4 et 5 km de profondeur à une température de 200 à 290 °C. Les investissements pour la géothermie profonde (EGS incl.) durant la période 2002 à 2014 en Australie se monteraient à 2'700 millions US\$, dont 10% provenant de subsides gouvernementaux. Quant à la première centrale électrique pilote EGS d'Australie, elle devrait démarrer au début de 2012 dans le Cooper Basin. Ensuite, plusieurs centrales EGS de démonstration de 25 à 30 MW_e sont prévues dans les années qui suivent.

9.3.4 Projections à moyen terme

En Suisse, dès le milieu des années 2000 plusieurs tentatives ont tenté de mettre en place des financements, des programmes et des structures de R&D pour accélérer la prospection et le développement de la géothermie profonde et notamment des ressources EGS :

- Réseau de compétences CREGE créé à Neuchâtel en 2004 : actuellement, renommé SGnet, c'est une association formée de 62 membres institutionnels fonctionnant en réseau. On trouve des membres du réseau dans la plupart des projets de géothermie en Suisse.
- Motion Theiler déposée en 2007 : « Le Conseil fédéral est chargé de soumettre au Parlement une demande de crédit de 60 millions de francs, par la voie du message relatif à l'encouragement de la formation, de la recherche et de l'innovation pendant les années 2008 à 2011, aux fins de financer un programme de recherche en matière de géothermie profonde; cette somme sera budgétisée chaque année à partir de 2008. ». Cette motion a été largement acceptée par les deux chambres fédérales, mais n'a pas trouvé de financement dans le budget 2008 de la Confédération.

- Programme PROGEOTHERM : programme national de développement de la géothermie profonde en Suisse comportant trois domaines d'action et deux périodes de 4 ans : Formation spécialisée, Recherche & Développement, Pilote & Démonstration. Financé par l'Office fédéral de l'énergie, l'élaboration du programme PROGEOTHERM a été initiée dans la foulée de la motion Theiler et préparée par un groupe de travail formé de 14 spécialistes (Vuataz, éd., 2007). Aucune suite n'a été donnée à ce projet.
- Programme FEGES : sous l'égide de l'organisation faitière GEOTHERMIE.CH, le programme FEGES de recherche & développement pour la production d'électricité à partir des systèmes géothermiques stimulés (EGS) a été conçu et rédigé par un groupe de travail de la SSG/SVG. Il visait la création d'une coopérative nationale indépendante de R&D pour le développement de la technologie EGS dans un délai de 25 ans (Mégel, 2007). Aucune suite n'a été donnée à ce projet.

A moyen terme, plusieurs facteurs pourraient influencer positivement le développement des systèmes géothermiques EGS en Europe et en Suisse. Les premières avancées viendront vraisemblablement de l'Australie, avec la résolution des problèmes techniques limitant le développement des systèmes EGS, ainsi que le démarrage et l'exploitation de plusieurs centrales géothermiques de démonstration. De plus, l'établissement de nouvelles lois sur l'énergie ou des événements géopolitiques touchant l'approvisionnement en énergie pourraient faire avancer plus rapidement le développement des énergies indigènes en Europe et en Suisse, notamment les EGS.

Finalement, deux nouvelles entités ont été créées en 2010 en Suisse pour le développement industriel de la géothermie profonde et des EGS, qui vont certainement dynamiser la scène géothermique helvétique dans les années à venir :

- Centre de compétences en géothermie d'AXPO AG (Glattburg) : participation à un projet de géothermie profonde à Taufkirchen (Allemagne) et préparation de projets en Suisse.
- Geo-Energie Suisse SA (Bâle) : un consortium de sept entreprises énergétiques a créé un centre suisse de compétences pour la géothermie avec comme but la production à moyen terme d'électricité par la géothermie.

En conclusion, même si les systèmes géothermiques stimulés (EGS) possèdent un fort potentiel de production d'électricité et de chaleur en Europe et en Suisse, ils ne pourront faire réellement partie du mix énergétique que lorsque les barrières technologiques et économiques connues auront été surmontées. A ce moment-là, des centrales EGS de 10 à 50 MW_e pourront être installées de manière reproductible dans divers environnements géologiques et l'énergie produite pourra être vendue aux conditions du marché. Ce défi peut être relevé à l'horizon 2020 – 2050, mais il ne sera atteint qu'au moyen d'efforts politiques et financiers conséquents, inscrits dans la durée, en vue de la réalisation de plusieurs installations EGS pilotes dans les pays souhaitant le développement de la géothermie profonde.

9.4 Synthèse des données du sous-sol genevois

La région genevoise au sens cantonal est, d'un point de vue géologique, indissociable du reste du Bassin genevois. De ce fait la présente étude considère la région délimitée au sud-ouest par la faille du Vuache, à l'ouest par la Haute-Chaine du Jura, à l'est par le Mont Salève et au nord par une limite arbitraire qui est un prolongement vers le nord-ouest et le sud-est de la limite septentrionale du petit lac (Figure 9-10).

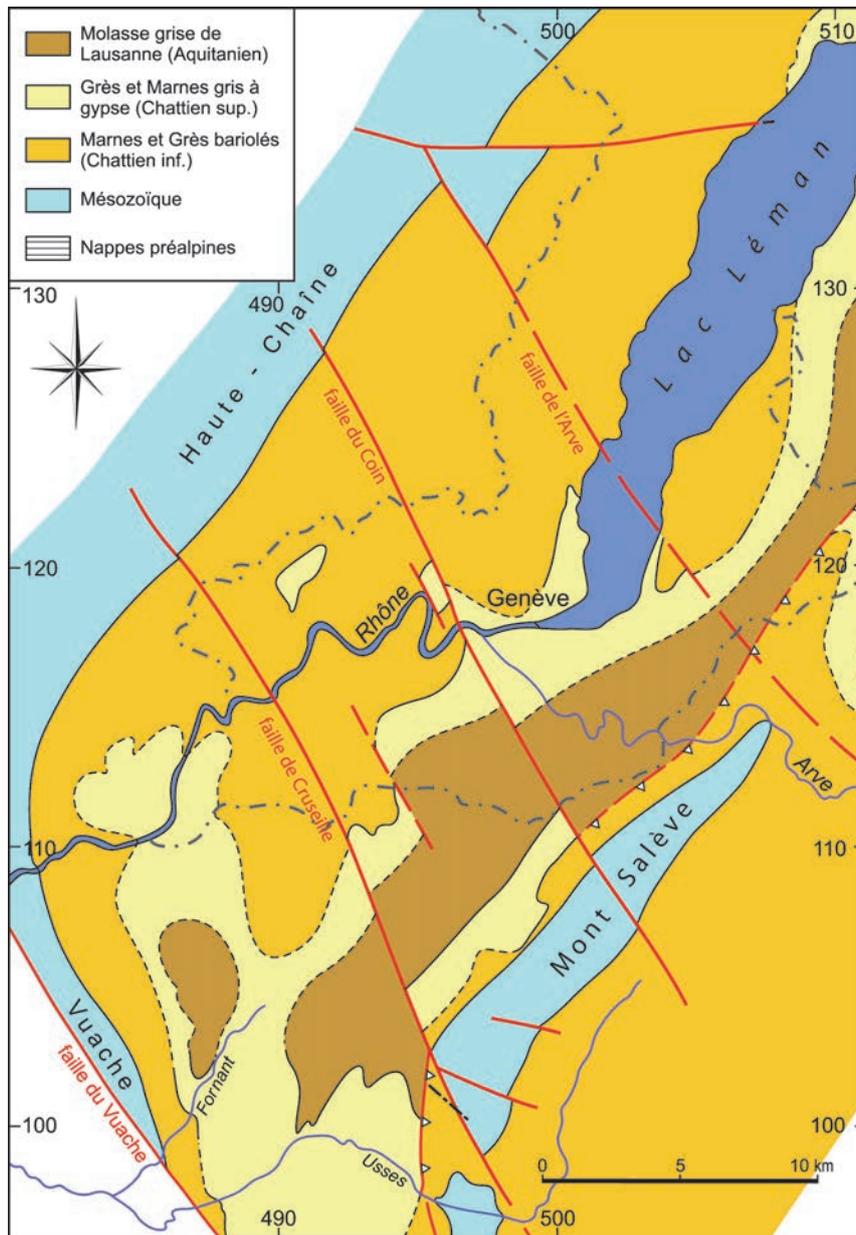


Figure 9-10. Situation de l'étude (modifié d'après Charollais et al., 2007).

9.4.1 Géologie

Le Bassin genevois est la partie la plus méridionale du plateau molassique suisse. Cette situation est particulière car la distance séparant le Jura des formations alpines est réduite relativement au reste de la Suisse. Les formations géologiques présentes dans le sous-sol genevois couvrent quatre ères géologiques. Elles sont présentées sur la figure 9-11 en allant des plus anciennes aux plus jeunes. Les informations présentées sont issues de recoupements entre les données des affleurements, lorsqu'ils existent, et celles recueillies grâce aux différents forages profonds effectués dans la région.

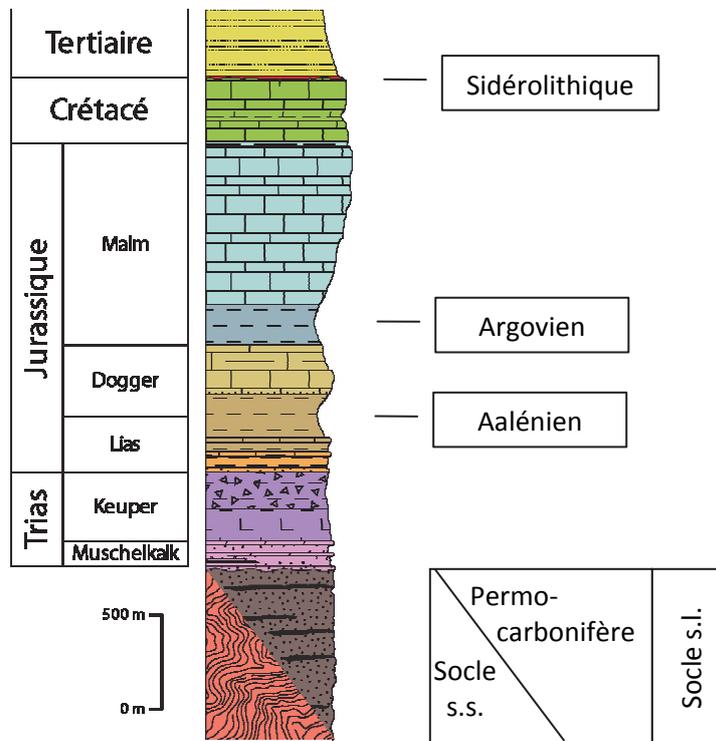


Figure 9-11. Stratigraphie synthétique des formations géologiques du Bassin genevois. A gauche : nom des périodes et des époques géologiques. A droite : dénomination utilisée dans ce rapport lorsqu'elle diffère du nom des époques géologiques.

Socle et Permo-carbonifère

Le socle s.s. est formé de roches magmatiques ou métamorphiques d'âge ante carbonifère qui ont subi l'orogénèse hercynienne. Lors de cette phase, des dépressions ou grabens d'orientation générale SW-NE à WSW-ENE se sont formés. Ils ont été comblés par des sédiments détritiques d'âge permien et carbonifère issu de l'érosion de la chaîne hercynienne. C'est ce qui est communément appelé graben permo-carbonifère. Morphologiquement on appelle « graben » les structures basses (vallée) et « horst » les parties hautes. Leur présence est suspectée sous le Jura et sous une bonne partie du plateau suisse (Figure 9-12). Sous le Bassin genevois ils ont vraisemblablement un aspect de demi-graben c'est-à-dire en escalier car les couches qui sont au-dessus s'approfondissent progressivement en direction des Alpes ne laissant la place qu'à un horst au lieu de deux. Ils forment, avec les roches magmatiques et métamorphiques, le socle s.l. qui a été intensément érodé à la fin de l'ère primaire (pénéplanation). A la fin de cette ère, la région genevoise est donc relativement plane et c'est sur cette surface que viendront se déposer les sédiments mésozoïques.

En bordure du Bassin genevois, le forage pétrolier d'Humilly-2 a atteint les formations permo-carbonifères à plus de 3'000 m de profondeur. Cependant du fait de leur profondeur et de leurs caractéristiques géophysiques, la cartographie des grabens est le plus souvent sujette à caution et leurs structures incertaines. Dans le forage d'Humilly-2, le Permo-carbonifère est une alternance de grès plus ou moins argileux et d'argile. C'est cette composition qui est considérée pour l'ensemble du canton en y ajoutant la présence, avérée par différentes lignes sismiques, d'importants bancs de charbon.

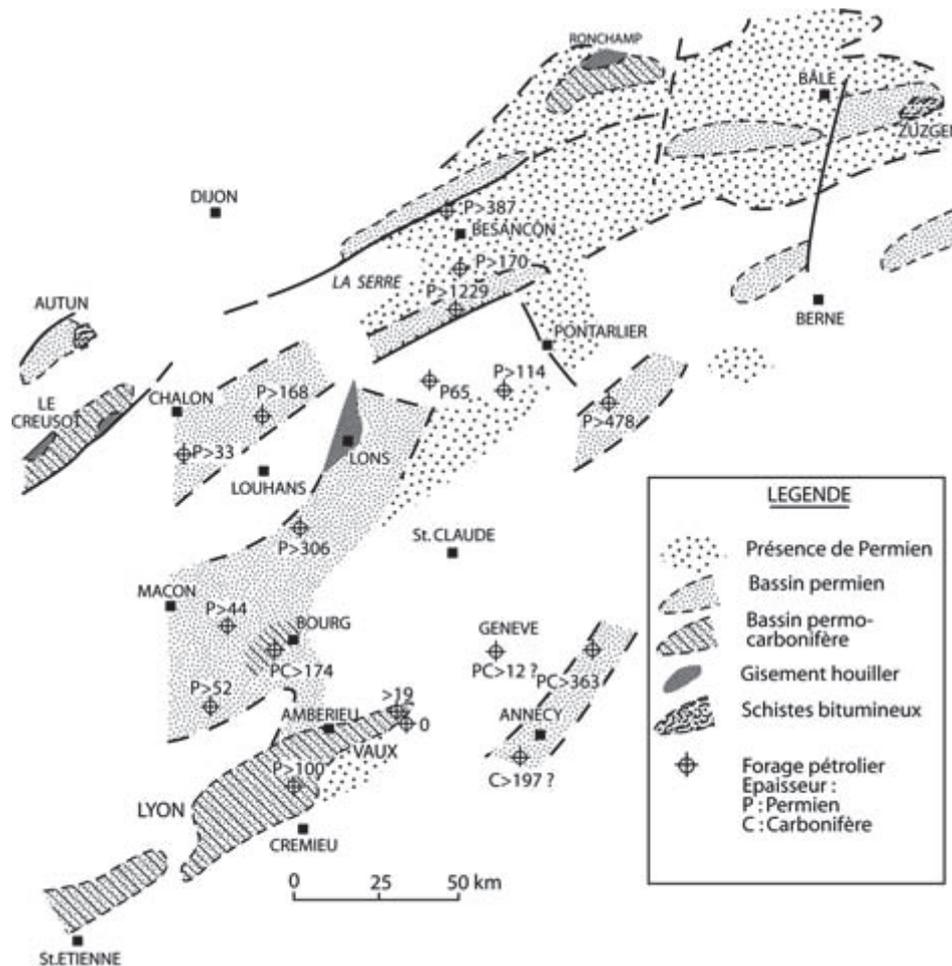


Figure 9-12. Essai de cartographie composite des Bassins permo-carbonifères (P. Chauve, d'après Rigassi, IFP-AFTP, et Bichet et Campy, 2009)

Les deux formations présentées précédemment forment le socle s.l. au-dessus duquel les formations d'âge mésozoïque sont venues se déposer et ont été déformées par l'orogénèse alpine. Il affleure dans le Massif central, dans les Vosges, le massif de la Serre et en Forêt Noire, il plonge doucement en direction des Alpes. Il affleure également au cœur de ces dernières sous la forme des massifs cristallins où il est également possible d'y trouver des formations permo-carbonifères comme, par exemple, dans le synclinal de Dorénaz (VS).

Mésozoïque

Lors de l'ère secondaire (Mésozoïque) se trouve, à l'emplacement du Jura actuel, une mer épicontinentale qui a déposé une importante couche de sédiments marins, majoritairement des calcaires et des marnes. Cette ère se subdivise en trois périodes : le Trias, le Jurassique et le Crétacé, en allant de la plus ancienne à la plus récente.

Trias (245 – 205 Ma)

Le faciès du Trias du Bassin genevois ainsi que celui du Jura est de type germanique. Il débute donc par un grès continental d'altération du socle : les grès bigarrés du Buntsandstein. Il s'ensuit la première transgression marine au Muschelkalk et les sédiments qui y sont associés sont composés de grès, d'argiles, de dolomies et d'évaporites qui attestent d'un milieu de dépôts peu profonds de type lagune. Au-dessus du Muschelkalk se trouve le Keuper, série composée de marnes et d'évaporites (sel gemme et gypse) qui ont été exploitées par le passé. Ce sont ces couches évaporitiques du Trias moyen qui ont permis aux couches plus jeunes du Jurassique et du Crétacé de se décoller pour former les plissements jurassiens et le Salève. Le Trias se termine au Rhétien par un épisode sans évaporites, formé d'argiles, de grès et de calcaire.

Jurassique (205 – 146 Ma)

Le Jurassique inférieur (Lias) commence par un approfondissement rapide de la mer épicontinentale et débute par un épisode carbonaté formé d'alternance de marnes et de calcaires argileux. Cette série est plus importante que dans le Jura avec une épaisseur de plus de 180 m rencontrée dans le forage d'Humilly-2 où un épisode moins marneux a également été rencontré proche du sommet. Le reste du Lias est essentiellement argileux et il est difficile de le différencier de l'Aalénien qui forme la base du Dogger (Jurassique moyen) car cette formation est également argileuse.

C'est vers le milieu du Dogger que se met en place la première plateforme carbonatée qui donne lieu à des dépôts calcaires plus ou moins argileux. Cette partie du Dogger datée du Bajocien – Bathonien fait plus de 250 m d'épaisseur dans le forage d'Humilly-2, où elle est composée de calcaires, de calcaires oolithiques, de calcaires marneux et de marnes.

Le Jurassique supérieur ou Malm débute par une sédimentation plus marneuse datant de l'Oxfordien avec plus de 200 m d'épaisseur. Il est suivi par une barre de calcaires massifs qui datent du Kimméridgien – Tithonien et qui sont plus ou moins argileux avec également quelques passées marneuses. L'ensemble fait plus de 450 m d'épaisseur. Ces dépôts attestent la présence d'une succession de plates-formes carbonatées jusqu'au Tithonien. Ce sont ces calcaires qui forment les falaises des crêtes de la Haute-Chaîne. Le Malm se termine par le Purbeckien avec une épaisseur d'environ 20 m. Il est plus marneux que le reste du Malm avec une différence de faciès importante entre les forages d'Humilly-2 et de Thônex-1 qui l'ont tous deux traversé. En effet, à Humilly, il est nettement plus calcaire qu'à Thônex car les marnes n'ont pas été rencontrées.

Crétacé (146 – 65 Ma)

Le Crétacé inférieur est marqué par une nouvelle transgression marine au Valanginien. A ce moment, une nouvelle plate-forme carbonatée s'installe. De ce fait, le Crétacé inférieur est essentiellement composé de formations calcaires à l'exception de l'Hauterivien inférieur. En effet, un approfondissement a eu lieu à cette époque et les dépôts sont plus marneux. Il s'agit des marnes d'Hauterive et elles sont épaisses d'environ 60 m à Thônex comme à Humilly. L'ensemble des formations du Crétacé inférieur représente une épaisseur de près de 300 m. Suite à une émergence généralisée, il s'agit des seuls sédiments crétacés présents dans la Haute-Chaîne mais également dans le Bassin genevois, le Crétacé supérieur et moyen ayant été érodés.

Tertiaire et Quaternaire

De cette émergence résulte la première formation d'âge tertiaire (vraisemblablement l'Éocène) qui est un sédiment continental appelé Sidérolithique. Il s'agit d'un grès d'une épaisseur maximum de quelques mètres qui est venu remplir les karsts et les fractures. Le reste du Tertiaire est essentiellement représenté par la Molasse qui est une formation détritique résultant de l'érosion des Alpes. La Molasse est, de ce fait, composée essentiellement de grès et de marnes. Une spécificité de la Molasse dans le canton de Genève montre que certains niveaux peuvent être riches en hydrocarbures (Molasse bitumineuse).

Le Quaternaire quant à lui n'est pas suffisamment épais pour entrer dans le domaine d'investigation profond et n'a donc que peu d'importance pour ce chapitre sur les APR. Il est essentiellement composé de dépôts d'origine glaciaire.

9.4.2 Contexte tectonique et sismicité naturelle

La formation des reliefs actuels a principalement eu lieu lors des phases tardives de l'orogénèse alpine, à la fin du Tertiaire. Les sédiments mésozoïques se sont décollés du socle grâce aux couches du Trias qui ont agi comme du savon et, dans la région genevoise, ils ont formé des plis sur rampes comme ceux de la Haute-Chaîne et du Salève qui s'enfoncent ensuite sous un Bassin molassique (respectivement le Bassin genevois et le Bassin savoyard). Pendant le Quaternaire, ces reliefs ont été, au moins par deux fois, recouverts par une calotte glaciaire qui les a modelés.

Il faut par conséquent distinguer la partie jurassienne du Bassin molassique où les sédiments secondaires sont peu déformés. Cette différence est vraisemblablement due à l'importante épaisseur de Molasse déjà présente lors des phases de déformation et qui a, par son poids, empêché les couches de se déformer.

Ces structures « jurassiennes » possèdent une orientation principalement NE-SW qui est la même que l'orientation supposée des grabens permo-carbonifères. Il est cependant possible de noter la présence d'autres structures d'orientation générale SE-NW sur la figure 9-10. Il s'agit de grandes failles décrochantes sénestres qui tronçonnent les sédiments secondaires : faille du Vuache, de Cruseilles, du Coin et de l'Arve. Ces failles, à l'exception de celle du Vuache, ne s'expriment pas en surface dans le Bassin genevois, mais elles s'y prolongent vraisemblablement comme l'atteste l'interprétation des lignes sismiques.

L'évolution de ces différentes structures se poursuit car elles sont liées à l'orogénèse alpine qui n'est pas terminée. Il existe donc une sismicité naturelle régionale et historique : plus de 150 séismes ont été répertoriés de 1322 à 1988. Dix de ces séismes d'une magnitude allant de 2.2 à 4.4 ont été analysés (Figure 9-13) : ils montrent des épïcêtres peu profonds compris entre 2 et 5 km, situés sur les fractures décrochantes.

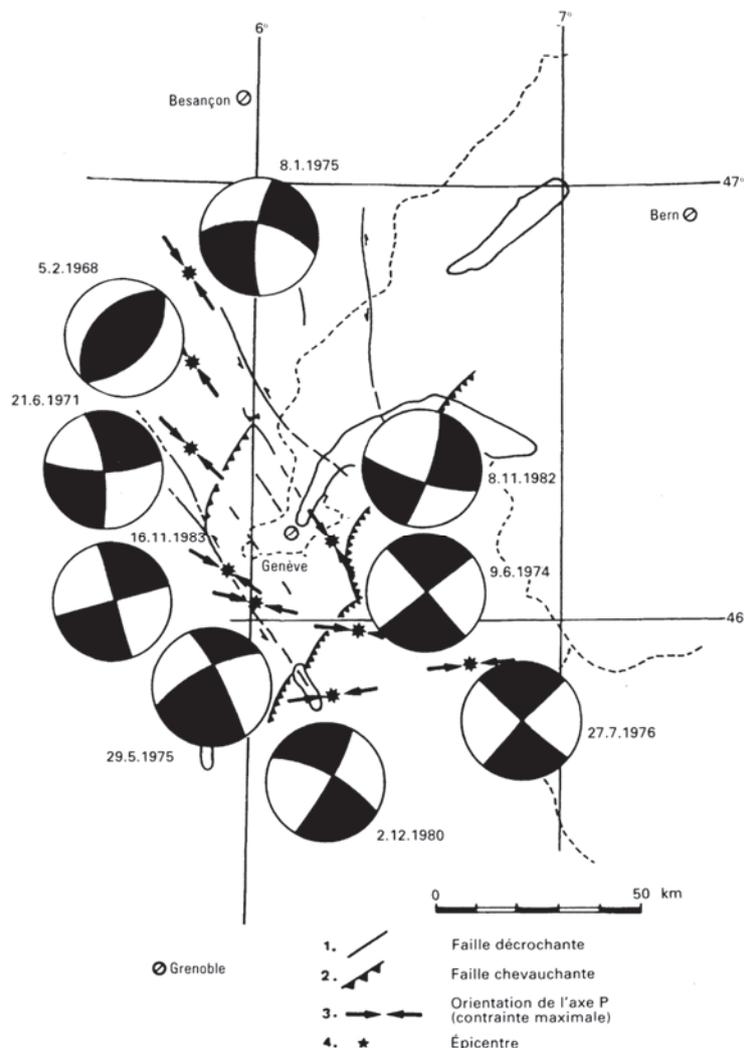


Figure 9-13. Localisation et mécanismes au foyer des séismes ressentis dans la région genevoise durant 20 ans (Donzeau et al., 1997).

9.4.3 Conditions hydrogéologiques et géothermiques

Formations aquifères

Les formations aquifères potentielles connues de Suisse occidentale (Figure 9-14) sont situées dans le Crétacé, le Malm, le Dogger, le Lias, le Trias et la Molasse. Même si la Molasse peut localement être aquifère, elle n'a pas été considérée dans cette étude du fait de sa relative faible profondeur et de l'extension limitée des niveaux potentiellement aquifères dans le Bassin genevois.

Dans le Tertiaire, citons également le cas particulier des calcaires inférieurs qui sont des calcaires d'eau douce. Charollais (2007) signale que ces calcaires ne sont pas toujours présents mais qu'ils peuvent parfois atteindre plusieurs dizaines de mètres d'épaisseur et qu'ils se trouvent à la base des séries molassiques. Il signale également que dans deux forages (L133 et SPM 11) il s'agissait d'un niveau de calcaires fracturés et karstifiés qui étaient aquifères et artésiens. La présence des calcaires inférieurs n'étant pas constante et leur profondeur relativement faible, cet aquifère potentiel ne sera pas considéré dans la présente étude.

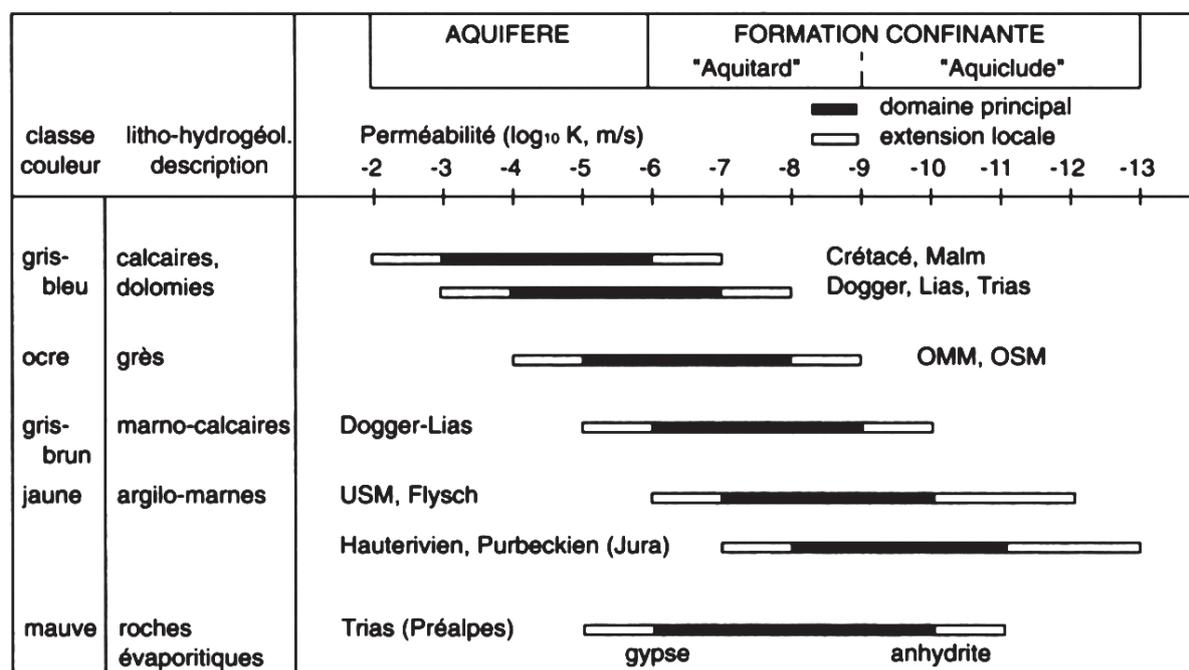


Figure 9-14. Domaines de conductivité hydraulique des horizons hôtes des principaux aquifères de Suisse occidentale (Pasquier et al., 1999).

Dans la région genevoise, les formations potentiellement aquifères sont représentées par les différents niveaux calcaires du Mésozoïque comme cela est décrit dans le tableau 9-7 pour les formations entre le Lias et le Quaternaire. Dans la plupart des cas, il s'agit d'aquifères fissurés et/ou karstiques. Ces formations ont également été traversées par les nombreux forages profonds présents en France voisine (Figure 9-15) ce qui a également permis de vérifier leurs caractéristiques.

La formation du Permo-carbonifère, dont la présence, l'épaisseur et la lithologie sont très peu connues dans le Bassin genevois, n'a pas été prise en considération dans l'évaluation du potentiel des aquifères profonds. Cependant, les conditions tectoniques et lithologiques pourraient rendre les grabens ou demi-grabens permo-carbonifères intéressants pour la géothermie des aquifères fissurés et/ou les systèmes géothermiques stimulés.

Tableau 9-7. Comportement hydrogéologique de l'ensemble des formations géologiques du Jura (Donzeau et al., 1997).

	Stratigraphie	Puissance	Lithologie	Observations
	Dépôts glaciaires et fluvio glaciaires (argiles à blocs, graviers, galets) en plaques sur les autres formations (puissance 0 à 40-50 m)			
	Tertiaire Turonien Cénomanién Albien	0 à 40-50 m	Grès, marnes, calcaires, molasses en niveaux de 2 à 15 m de puissance	En lambeaux préservés par l'érosion sur le calcaire urgonien ou en cœur de synclinaux
	Sommet de l'Urgonien érodé et karstifié (émersion anté-albienne)			
	Barrémien inférieur, Hauterivien supérieur et moyen	100 à 130 m	Calcaire, dont environ 70 m de calcaires massifs du faciès urgonien (Barrémien inférieur)	
	Marnes d'Hauterive Hauterivien inférieur et Valanginien supérieur	100 m	Plusieurs niveaux de 10 à 20 m de puissance, alternativement calcaires et marneux	
	Valanginien inférieur, Berriasien, Tithonien Kimméridgien, sommet de l'Oxfordien	500 à 600 m	Calcaires	Quelques niveaux de marnes (10 à 20 m) au Valanginien inférieur et au Tithonien (marnes de Vions, Purbeckien)
	Oxfordien supérieur	170 m	Alternances de marnes et de calcaires	
	Bathonien moyen et Bajocien	250 m	Calcaires	Un niveau marneux (10 m) : Bajocien moyen
	Lias		Argiles et marnes	

 Formation perméable

 Formation peu perméable