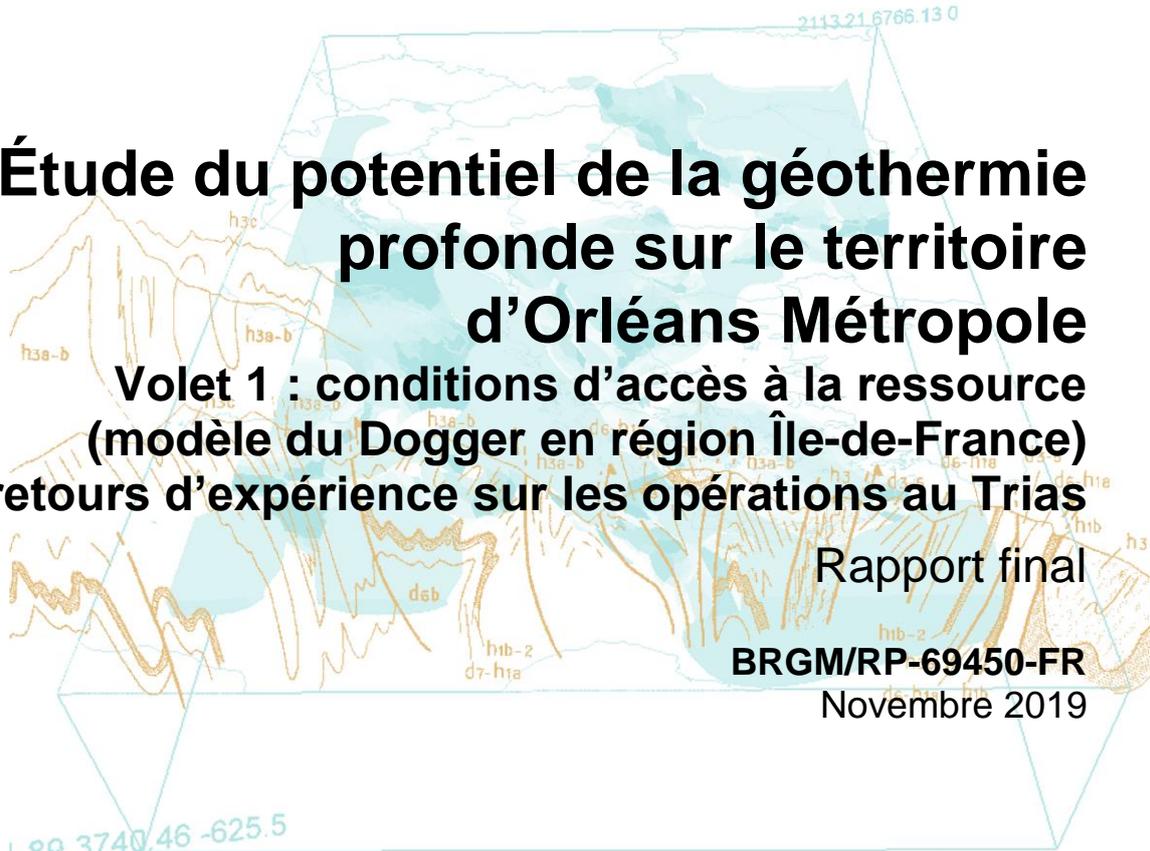


Document public



**Étude du potentiel de la géothermie  
profonde sur le territoire  
d'Orléans Métropole**  
**Volet 1 : conditions d'accès à la ressource  
(modèle du Dogger en région Île-de-France)  
et retours d'expérience sur les opérations au Trias**

Rapport final

BRGM/RP-69450-FR

Novembre 2019

ORLÉANS  
MÉTROPOLÉ



Géosciences pour une Terre durable

brgm



# Étude du potentiel de la géothermie profonde sur le territoire d'Orléans Métropole

## Volet 1 : conditions d'accès à la ressource (modèle du Dogger en région Île-de-France) et retours d'expérience sur les opérations au Trias

### Rapport final

**BRGM/RP-69450-FR**  
Novembre 2019

Étude réalisée dans le cadre du Marché de recherche et développement  
n° 183486

**Bugarel F., Salquèbre D., Hamm V.**

**Vérificateur :**

Nom : Sanjuan Bernard  
Fonction : Responsable d'unité  
Date : 11/12/2019  
Signature : 

**Approbateur :**

Nom : Saada Alain  
Fonction Directeur régional  
Date : 03/01/2020  
Signature : 

Le système de management de la qualité et de l'environnement  
est certifié par AFNOR selon les normes ISO 9001 et ISO 14001.  
Contact : [qualite@brgm.fr](mailto:qualite@brgm.fr)

**Mots-clés** : Géothermie profonde, Géothermie basse énergie, Exploration, Retours d'expériences, Dogger, Trias, Melleray, Orléans Métropole.

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

**Bugarel F., Salquèbre D., Hamm V.** (2019) - Étude du potentiel de la géothermie profonde sur le territoire d'Orléans Métropole - Volet 1 : Conditions d'accès à la ressource (modèle du Dogger en région Île-de-France) et retours d'expérience sur les opérations au Trias. Rapport final. BRGM/RP-69450-FR, 54 p., 13 fig., 2 tabl.

## Synthèse

Dans le cadre des objectifs du PCAET (Plan Climat Air Énergie Territorial), de la planification Horizon 2030-2050 et du Schéma Directeur Réseau de Chaleur, qui prévoit 65 000 logements supplémentaires à raccorder aux réseaux de chaleur, **Orléans Métropole souhaite pouvoir faire émerger, sur son territoire, des projets de géothermie.**

La géothermie de basse énergie (aquifères du Trias ou du Dogger), constitue une ressource potentielle sur le territoire de la Métropole. Ainsi, le présent rapport constitue **le premier volet de l'étude du potentiel de la géothermie de basse énergie sur le territoire d'Orléans Métropole**, dans le cadre du marché de recherche et développement, entre le BRGM et Orléans Métropole, qui a été notifié le 4 décembre 2018.

Cette étude présente le modèle de développement de la géothermie dans le Bassin parisien en capitalisant sur l'expérience acquise dans la région Île-de-France, sur l'aquifère du Dogger, mais également sur les quelques opérations anciennes au Trias des années 1980, en France, ainsi que les opérations plus récentes dans l'Europe du Nord (Danemark et Pays-Bas).

Le développement de la géothermie dans les principaux bassins sédimentaires (parisien et aquitain) a été possible, notamment, grâce à un dispositif de garantie permettant la couverture « court-terme » et « long-terme » des installations géothermiques et a également bénéficié des techniques de l'exploitation pétrolière. Si l'activité géothermique a ensuite baissé après 1980 (contre-choc pétrolier), une nette reprise de l'activité a eu lieu depuis 2007. La mise en place du Fonds de Chaleur Renouvelable et d'un Fonds de garantie unique a nettement favorisé cette relance.

L'aquifère carbonaté du Dogger (Jurassique moyen) a été la principale cible géothermique du Bassin parisien dans les années 1980 et depuis la relance en 2007. Toutefois, on dénombre 4 anciennes opérations ciblant l'aquifère sablo-gréseux du Trias réalisées dans les années 1980 (**Melleray sur le secteur d'Orléans Métropole**, Cergy-Pontoise, Achères et Châteauroux). Seule l'opération de Châteauroux en bordure de bassin où le Trias est moins profond (670 m) et réalisée en puits unique (sans réinjection) est toujours en fonctionnement. Pour les autres opérations (doublet de forages), elles ont été prématurément arrêtées, suite à des problèmes de réinjection (Melleray, Achères) ou ont montré une mauvaise productivité (Cergy-Pontoise).

Les principales causes ayant conduit à la fermeture de l'opération de Melleray en région Centre-Val de Loire sont exposées dans le rapport. Il en ressort nettement que les choix techniques appliqués à l'époque au puits de réinjection ont eu des conséquences fortes sur l'arrêt, puis l'abandon de l'opération.

Ces échecs anciens sur l'exploitation du Trias, en France, ont permis toutefois d'en tirer des enseignements sur la stratégie à adopter pour l'exploration et l'exploitation des formations triasiques. Ceci est d'autant plus vrai que le Trias est exploité dans d'autres pays (Danemark et Pays-Bas, notamment), avec des opérations anciennes et récentes, qui fonctionnent pour la plupart sans problème majeur.

Afin d'augmenter les chances de succès d'un projet de géothermie profonde, notamment des aquifères encore peu ou non exploités, une phase exploratoire en amont du forage d'exploitation devrait être envisagée. Si cela a été fait de manière systématique pour l'exploitation des hydrocarbures, cela commence seulement à se faire progressivement pour la géothermie. Le coût associée d'une phase exploratoire est le premier frein à sa mise en place systématique.

Cette phase exploratoire peut consister à réinterpréter des lignes sismiques existantes 2D ou 3D, ou réaliser de nouvelles campagnes sismiques (cas des projets en Alsace) afin d'accéder à une meilleure caractérisation du réservoir cible (profondeur, épaisseur totale), dans le cas de la sismique 2D et également extension latérale et épaisseur utile (voir porosité), dans le cas de la sismique 3D. Ces données croisées aux données de puits du secteur permettent de définir les meilleures zones d'implantation de forages. Ces forages peuvent être des forages exploratoires de plus petit diamètre, afin de réaliser des premiers tests hydrogéologiques pour confirmer la capacité du réservoir cible à produire ou réinjecter ou des forages d'exploitation de plus grand diamètre, mais avec des architectures adaptées.

Il est à noter que l'ADEME a engagé une réflexion sur le système de garantie actuellement en place, afin de mieux prendre en compte, dans la couverture du risque, le caractère exploratoire des projets dans les zones peu connues.

Un second volet plus spécifique sur l'état des connaissances des ressources du Dogger et du Trias, au droit d'Orléans Métropole, sur la base des forages profonds existants (forages d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures, forages géothermiques) et des données sismiques disponibles, sera effectué en 2020, avec la réalisation d'un modèle géologique 3D, qui viendra compléter et préciser, à l'échelle locale, le modèle réalisé dans le cadre du SIGES Centre Val de Loire.

# Sommaire

<b>1. Introduction .....</b>	<b>7</b>
<b>2. Conditions d'accès à la géothermie profonde .....</b>	<b>9</b>
2.1. LE POTENTIEL DE DÉVELOPPEMENT DE LA GÉOTHERMIE PROFONDE EN FRANCE MÉTROPOLITAINE .....	9
2.1.1. La géothermie profonde en France métropolitaine .....	9
2.1.2. Modèle d'exploitation du Dogger en région Île-de-France dans le bassin de Paris .....	11
2.1.3. Le développement des ressources géothermales potentielles autres que le Dogger .....	15
2.2. LES MÉCANISMES D'AIDES FINANCIÈRES POUR L'ACCÈS À LA RESSOURCE .....	16
2.2.1. Fonds de Chaleur Renouvelable .....	16
2.2.2. Fonds européen de développement régional (FEDER) .....	17
2.2.3. TVA à taux réduit .....	17
2.2.4. Les mécanismes d'aide pour la couverture des risques « géologiques » .....	17
<b>3. Le retour d'expérience des opérations géothermiques ayant ciblé le Trias .....</b>	<b>23</b>
3.1. LES OPÉRATIONS GÉOTHERMIQUES AU TRIAS DES ANNÉES 1980 .....	23
3.2. LES CARACTÉRISTIQUES PRINCIPALES DU TRIAS À L'ÉCHELLE DU BASSIN PARISIEN .....	25
3.3. ANALYSE DE L'OPÉRATION GÉOTHERMIQUE AU TRIAS DE MELLERAY .....	26
3.3.1. Les caractéristiques techniques du doublet de Melleray .....	26
3.3.2. Les principaux enseignements de l'exploitation du doublet de Melleray .....	29
3.4. SYNTHÈSE DES RETOURS D'EXPÉRIENCES SUR D'AUTRES OPÉRATIONS ...	32
3.4.1. Les anciennes opérations françaises au Trias .....	32
3.4.2. Les opérations récentes au Trias en Europe du Nord .....	34
3.4.3. Les opérations récentes de l'Albien / Néocomien en France .....	37
<b>4. Préconisations relatives au développement de la géothermie profonde sur le territoire d'Orléans Métropole.....</b>	<b>39</b>
4.1. PRÉCONISATIONS BASÉES SUR LES RETOURS D'EXPÉRIENCES .....	39
4.1.1. Stratégie d'exploration .....	39
4.1.2. Phases de conception du dispositif et de réalisation des travaux .....	39
4.1.3. Phase d'exploitation .....	39
4.2. ÉLABORATION D'UNE STRATÉGIE D'EXPLORATION ADAPTÉE AU TERRITOIRE D'ORLÉANS MÉTROPOLE .....	40
4.2.1. Considérations géographiques et géologiques à propos de l'exploration du Trias .....	40
4.2.2. Considérations techniques et économiques à propos de l'exploration du Trias .....	48
<b>5. Conclusions.....</b>	<b>51</b>
<b>6. Références bibliographiques .....</b>	<b>53</b>

## Liste des figures

Figure 1 : Exemples de différentes applications de la géothermie (source : <a href="http://www.geothermie-perspectives.fr/">http://www.geothermie-perspectives.fr/</a> ).....	9
Figure 2 : Les principaux gisements géothermiques français (source : BRGM).....	10
Figure 3 : Coupe schématique géologique du Bassin parisien passant par Orléans et position des principaux aquifères profonds (source : BRGM).....	11
Figure 4 : Schéma de principe de fonctionnement d'un doublet géothermique (source : ADEME/BRGM) .....	13
Figure 5 : Exemple de calcul des zones de succès total, succès partiel ou échec total par rapport à la puissance de référence P0 .....	20
Figure 6 : Localisation des opérations géothermiques au Trias réalisées dans le Bassin parisien...24	
Figure 7 : Coupes techniques des forages au Trias de Melleray (GMY-1 et GMY-2). ....	28
Figure 8 : Carte du potentiel géothermique du Trias à l'échelle du Bassin de Paris (Bouchot <i>et al.</i> , 2008) .....	41
Figure 9 : Représentation du modèle géologique 3D du Trias du Bassin parisien (projet CLASTIQ-2, Bouchot <i>et al.</i> , 2012) .....	42
Figure 10 : Bloc tridimensionnel des températures et cartes de perméabilité et de transmissivité du Trias extraites du modèle géothermique 3D du projet CLASTIQ-2 (Bouchot <i>et al.</i> , 2012) .....	43
Figure 11 : Maillage du modèle géologique, visible sur l'espace cartographique.....	44
Figure 12 : Extrait du log géo-hydrogéologique à Orléans .....	45
Figure 13 : Illustration des hétérogénéités dans un réservoir fluvial (corps perméables gréseux en jaune et dépôts à dominante argileuse en vert - source : Bouchot, 2008, d'après Weber, 1986) et de la trajectoire des forages.....	47

## Liste des tableaux

Tableau 1 : Caractéristiques principales du réservoir ciblé par les opérations au Trias (source : DOE) .....	25
Tableau 2 : Synthèse des caractéristiques des opérations au Trias (Bouchot et Bonijoly, 2014).....	33

# 1. Introduction

Ce rapport constitue **le premier volet de l'étude du potentiel de la géothermie de basse énergie, sur le territoire d'Orléans Métropole**, dans le cadre du marché de recherche et développement, entre le BRGM et Orléans Métropole, qui a été notifié le 4 décembre 2018.

Le rapport présente, dans une première partie, les **conditions d'accès à la ressource géothermale profonde**, dans le Bassin parisien, notamment l'expérience du Dogger en Île-de-France, ainsi que les **mécanismes d'aides financières**, qui ont contribué au développement de la géothermie dans le Bassin parisien. Dans une seconde partie, le rapport présente **l'expérience acquise relative à l'exploitation du Trias dans les années 1980, avec un focus sur l'opération de Melleray, localisée sur le territoire d'Orléans Métropole**. Un retour d'expérience est également présenté sur des opérations similaires, en Europe et Nord. Enfin, pour terminer, le rapport propose quelques préconisations pour une exploration future sur le territoire d'Orléans Métropole.

Ce rapport sera complété en 2020 par **un deuxième volet dédié à l'état des connaissances des ressources du Dogger et du Trias, au droit d'Orléans Métropole**, sur la base des forages profonds existants (forages d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures, forages géothermiques) et des données sismiques disponibles. Un **modèle géologique 3D local** sera réalisé, afin de disposer d'un outil d'aide à la décision pour l'implantation de futurs forages (géométrie structurale, modélisation des impacts hydrothermiques) et viendra compléter et préciser, à l'échelle locale, le modèle régional préexistant réalisé dans le cadre du SIGES Centre Val de Loire.



## 2. Conditions d'accès à la géothermie profonde

### 2.1. LE POTENTIEL DE DÉVELOPPEMENT DE LA GÉOTHERMIE PROFONDE EN FRANCE MÉTROPOLITAINE

#### 2.1.1. La géothermie profonde en France métropolitaine

Selon le niveau de température de la ressource géothermale, différents usages de la chaleur peuvent être envisagés comme le montre l'illustration suivante (cf. Figure 1).

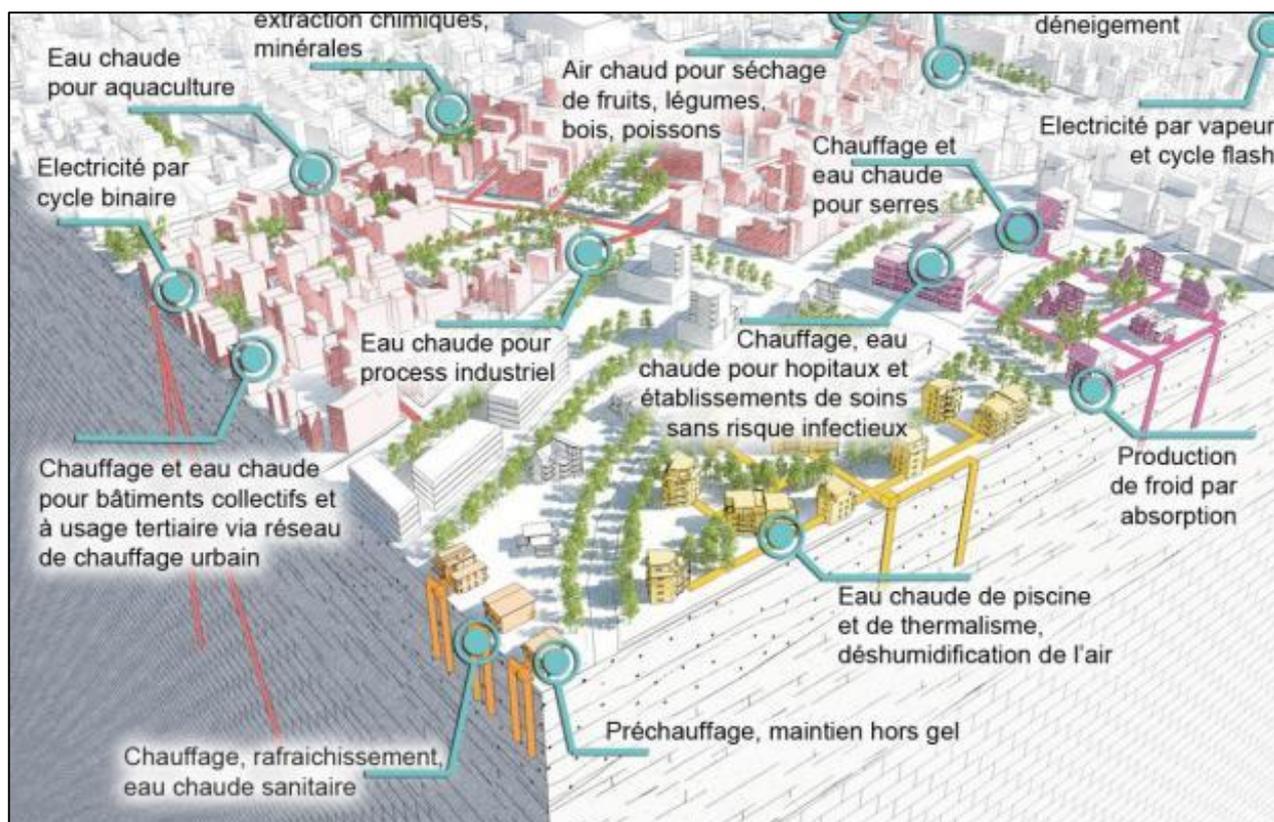


Figure 1 : Exemples de différentes applications de la géothermie  
(source : <http://www.geothermie-perspectives.fr/>).

En France, l'exploitation de la géothermie profonde a été développée dans les contextes sédimentaires des Bassins parisien et aquitain, à partir des années 1960-1970, en bénéficiant initialement des connaissances du sous-sol acquises par la recherche des hydrocarbures.

Les gisements géothermiques se trouvent dans les aquifères (ou réservoirs) profonds et continus, au sein des bassins sédimentaires (cf. Figure 2) où l'eau (ou fluide géothermal) circule dans les formations poreuses et perméables, correspondant généralement à une nature géologique (lithologie) à dominante calcaire ou sablo-gréseuse.

La France dispose, à ce jour, d'environ 70 installations géothermiques profondes dédiées, notamment, au chauffage urbain, mais également à d'autres usages (agricole, industriel), qui assurent la couverture de plus de 300 000 équivalent-logements (dont plus de 210 000 équivalent-logements en région parisienne), ce qui correspond à la substitution de plus de 100 000 tep, soit plus de 240 000 tonnes de CO<sub>2</sub> évitées annuellement.

Dans le Bassin parisien, et dans un contexte géologique similaire à celui d'Orléans (cf. Figure 3), la géothermie est considérée comme la première énergie renouvelable exploitée dans la région Île-de-France, avec une quarantaine de dispositifs géothermiques (dont la moitié dans le seul département du Val-de-Marne).

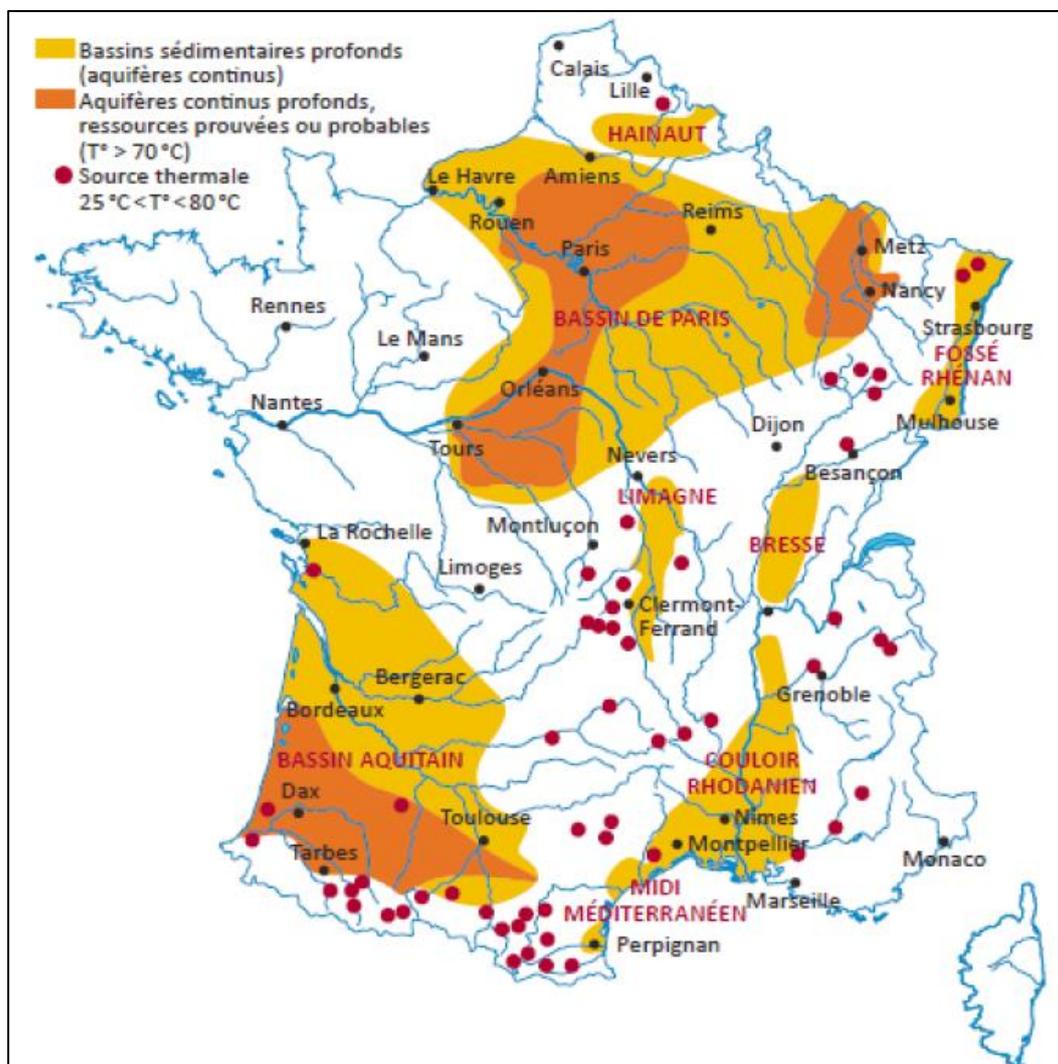


Figure 2 : Les principaux gisements géothermiques français (source : BRGM).

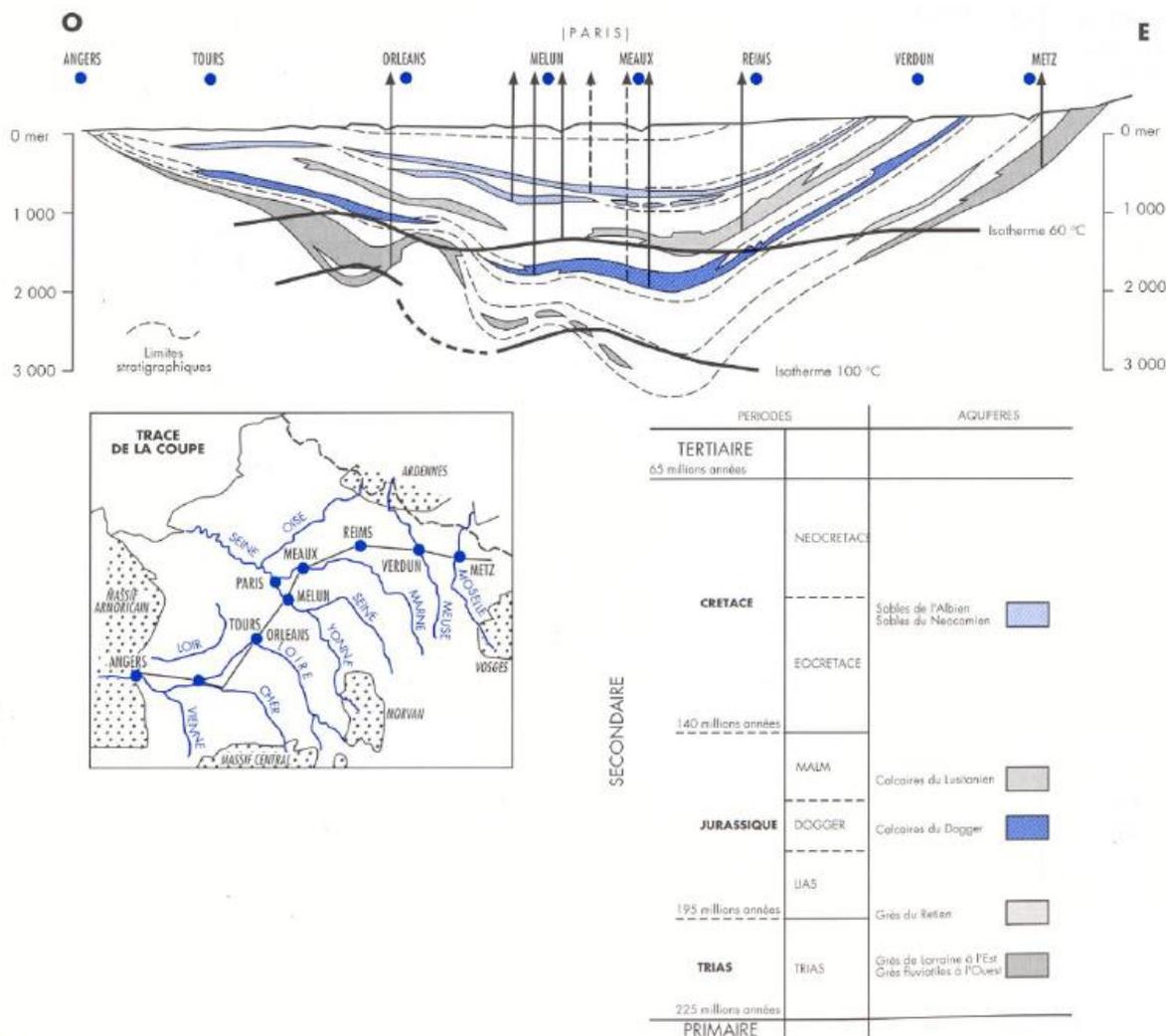


Figure 3 : Coupe schématique géologique du Bassin parisien passant par Orléans et position des principaux aquifères profonds (source : BRGM).

### 2.1.2. Modèle d'exploitation du Dogger en région Île-de-France dans le Bassin de Paris

#### **La maturité technologique de la filière française adaptée aux réseaux de chaleur**

L'exploitation de l'aquifère carbonaté du *Dogger* (Jurassique Moyen – cf. Figure 3) constitue une référence mondiale qui démontre la maturité de la filière française vis-à-vis de la **pérennité des installations géothermiques alimentant des réseaux de chaleur urbains**, avec la mise en œuvre des moyens techniques et financiers permettant de maîtriser notamment :

- les **problèmes d'exploitation** liés aux phénomènes de corrosion et/ou de dépôts affectant l'intégrité des équipements des forages (tubages, pompe immergée et colonne d'exhaure, canalisations de surface) par l'injection d'**inhibiteurs de corrosion** (réduction d'un facteur 10 des vitesses de corrosion perforant les tubages en acier), le maintien en pression du fluide dans toute la boucle géothermale pour éviter son dégazage, la filtration du fluide avant le passage dans les échangeurs de chaleur, ou la mise en place de tubages en matériau composite (cas du doublet de Melun l'Almont (77) réalisé en 1995, de deux réhabilitations de doublets de Chevilly-Larue et L'Hay-les-Roses (94) réalisées en 2015, et

plus récemment, d'un nouveau puits de production à Bonneuil-sur-Marne (94) réalisé en 2018) ;

- les **risques financiers** liés à l'aléa géologique, grâce à la disponibilité de fonds de garanties gérés par la SAF Environnement (cf. § 2.2.4) ;
- les **risques opérationnels** liés à la réalisation de forages profonds mobilisant des moyens de type pétrolier, dans un contexte urbain : les retours d'expérience des opérateurs (maîtres d'ouvrage publics et privés, bureaux d'études et maîtres d'œuvre, entreprises de forage) ont été analysés et confrontés pour élaborer un **guide de bonnes pratiques** (Hamm *et al.*, 2019) visant à établir les **règles de l'art** en la matière, afin de répondre, de manière spécifique, aux problématiques rencontrées en géothermie profonde (contraintes liées aux opérations de forage, tubages, cimentations, contrôle de déviation, complétion, diagraphies, développements et essais, et conditions d'exploitation).

Aujourd'hui, la conception des nouveaux dispositifs géothermiques permet d'envisager une **durée de vie des ouvrages de l'ordre d'une cinquantaine d'années**, en intégrant notamment la possibilité de réhabiliter les forages en procédant, par exemple, à des « rechemisages » (mise en place de tubage(s) de diamètre inférieur au tubage initial), après une trentaine d'années d'exploitation.

### ***Les dispositifs géothermiques au Dogger***

#### **Les principales caractéristiques de la ressource géothermale :**

Le réservoir géothermal du Dogger se trouve à une profondeur de l'ordre de **1 600 à 1 800 m, au droit de la région parisienne** (entre 1 000 et 1 200 m, au droit d'Orléans). Compte-tenu du gradient géothermique (3 °C pour 100 mètres en moyenne, sur l'ensemble du territoire métropolitain), la température du fluide est comprise entre **56 et 85 °C**, au niveau du réservoir, et sa salinité est élevée (**20 g/L en moyenne**).

La nature calcaire (lithologie) de ce réservoir permet d'exploiter la ressource avec des débits de pompage importants (**300 à 350 m<sup>3</sup>/h**), sans poser de problème technique au niveau de la production comme en réinjection.

#### **Les moyens de mobilisation de la ressource pour la production et la réinjection du fluide :**

Les dispositifs existants sont majoritairement constitués de **doublets de forages** (Figure 4) comprenant un puits de production (producteur) et un puits de réinjection (injecteur), qui permet de restituer à l'aquifère l'intégralité de la quantité d'eau prélevée. Dans le cadre du renouvellement récent (depuis une dizaine d'années) des moyens de production d'une majorité d'exploitations initiées dans les années 1980, de nouveaux doublets ont été créés (et les anciens doublets ont été fermés définitivement) ou des **triplets** ont été constitués, à partir des anciens doublets dont les puits existants ont été rechemisés pour servir d'injecteurs et un nouveau puits de production a été réalisé (8 opérations ont ainsi été réhabilitées en triplet en région Île-de-France).

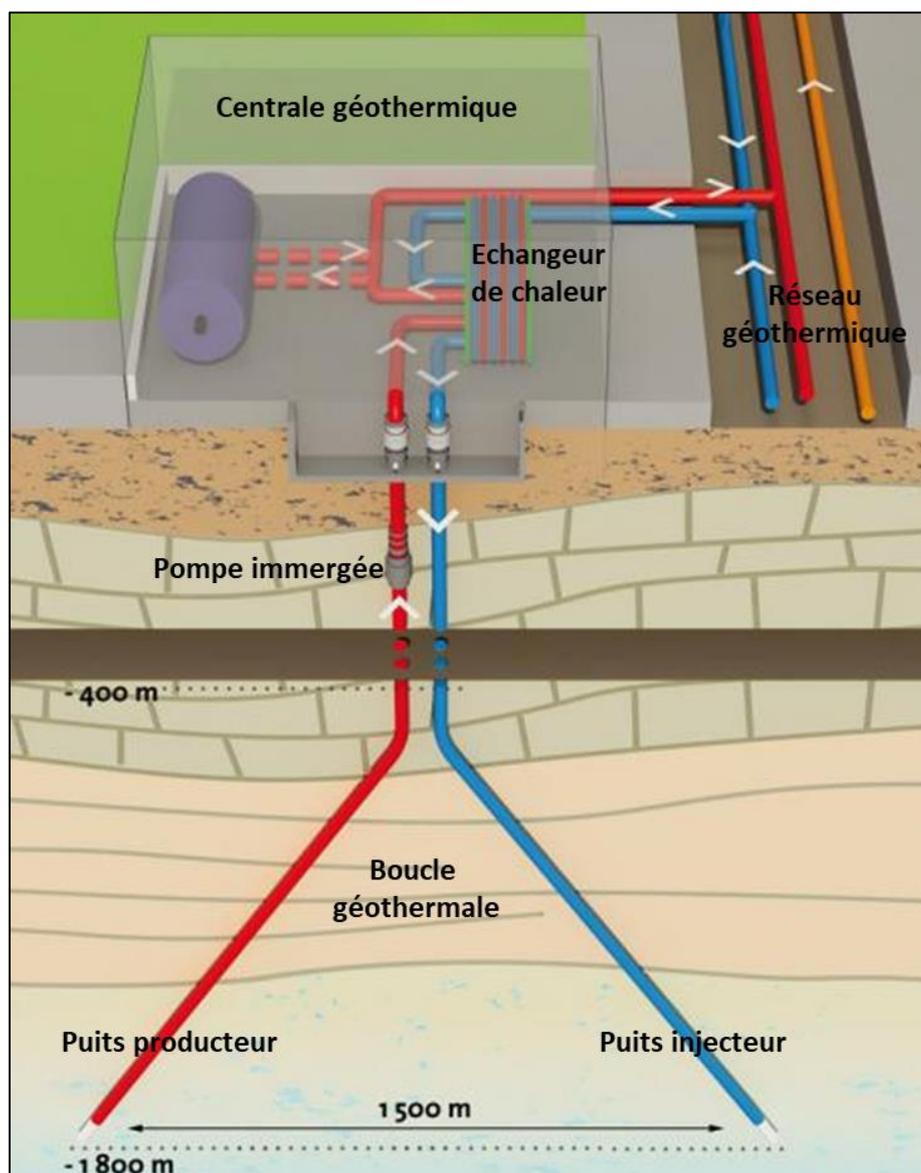


Figure 4 : Schéma de principe de fonctionnement d'un doublet géothermique (source : ADEME/BRGM).

**La réinjection du fluide dans le même aquifère d'origine est une obligation réglementaire** (article 17-2 de l'arrêté ministériel du 14 octobre 2016) pour tout nouveau projet de géothermie en France. Des dérogations peuvent être accordées dans des cas très spécifiques, justifiant clairement les raisons et arguments pour réinjecter le fluide géothermique en dehors de la formation productrice. La réinjection dans le même aquifère permet d'éviter le rejet des eaux en surface (impact environnemental lié à la qualité du fluide) et d'appauvrir quantitativement l'aquifère cible.

Elle induit, cependant, un risque de « **percée thermique** », qui correspond au recyclage au puits de production du fluide « froid » réinjecté dans la nappe, après le prélèvement des calories en surface. Les calories sont prélevées soit au travers des échangeurs de chaleur (échange direct), et/ou par l'intermédiaire d'une pompe à chaleur (PAC), qui constituent l'interface permettant de transférer les calories du fluide circulant dans la boucle géothermale (puits producteur, canalisations de surface, puits injecteur) au réseau d'eau secondaire (réseau géothermique).

Afin d'éviter que la percée thermique n'affecte trop rapidement la température de production du dispositif, l'écartement requis des points d'impact au réservoir des puits de production et d'injection est généralement de l'ordre de 1 500 mètres, compte-tenu du débit d'exploitation, de la température de réinjection et des caractéristiques hydrogéologiques du réservoir géothermal. Au stade des études de faisabilité, des modélisations numériques permettent de simuler le fonctionnement du dispositif pour optimiser son dimensionnement et contrôler ses impacts hydraulique et thermique sur le fonctionnement des dispositifs voisins.

### **La puissance thermique des dispositifs géothermiques au Dogger :**

Avec une température de réinjection de l'ordre de 30 à 40 °C, les puissances thermiques de ces dispositifs au Dogger sont de l'ordre de **10 MW** en pointe, avec une production annuelle permanente fournissant une énergie de l'ordre de **50 GWh par an pour un réseau de chauffage comptant en moyenne 5 000 équivalent-logements**. Les débits de production sont régulés en fonction des besoins saisonniers (chaleur et/ou eau chaude sanitaire). Les dispositifs géothermiques nécessitent une énergie d'appoint, lorsque la puissance thermique appelée par le réseau est supérieure à la capacité de production de la géothermie, et de secours, lorsque des interventions dans les puits sont nécessaires (changements de pompe de production notamment, dont la fréquence est de l'ordre de 5 ans).

### **Les principales contraintes d'exploitation :**

**Les têtes de puits (aériennes ou souterraines) doivent rester facilement accessibles** pour permettre les interventions ultérieures, qui peuvent nécessiter la mise en place d'un appareil de forage (ou machine) et de ses équipements (pompes de surface, bassins, matériels...), plus ou moins encombrants, en fonction de la nature des travaux à réaliser (réhabilitation, fermeture définitive). Cette aire de « *servicing* » est généralement de l'ordre de 1500 m<sup>2</sup> centrée, idéalement, sur les têtes de puits.

### **Les principales contraintes liées aux travaux de forage et les coûts d'investissement :**

Les travaux nécessitent l'aménagement d'une plateforme pour la mise en place d'un atelier de forage, suffisamment puissant pour travailler à ces profondeurs importantes (de l'ordre de 2 000 mètres, compte-tenu de la déviation des forages), de ses équipements et de bassins dédiés au traitement des fluides (boues de forage et fluide géothermal, lors des essais de production). L'emprise du chantier est généralement de l'ordre de 5 000 m<sup>2</sup>, idéalement rectangulaire et centré autour des têtes de forage pour faciliter la manutention des engins et le déroulement des travaux (évacuation des déblais de forage).

Pour des impératifs techniques (sécurité des travaux liée aux difficultés de maintenir les parois du trou en cours de forage), le **fonctionnement permanent du chantier** (24/24 heures et 7/7 jours) est impératif. Compte-tenu du contexte urbain de ce type de projet, le site d'implantation est donc à étudier, dès la phase préliminaire de faisabilité du projet, afin d'intégrer les contraintes du site d'un point de vue technico-économique et environnemental (impacts et mesures compensatoires à prévoir).

**Les travaux de forage d'un doublet au Dogger sont réalisés sur une période de 3 mois environ, et leur coût est de l'ordre de 9 M € HT.**

### **Le déroulement d'un projet et les principales contraintes réglementaires :**

L'ensemble d'un projet ciblant le réservoir du Dogger - mais aussi potentiellement un autre réservoir - peut être mené sur une **période de 2 ans**, au plus court, en intégrant, au préalable :

- une **étude de faisabilité technico-économique** ;
- l'établissement d'un **dossier réglementaire de demande de permis de recherche d'un gîte géothermique de basse température et d'ouverture de travaux exploratoires (PER-DOTEX)** ;
- son instruction administrative par la DRIEE en Île-de-France (DREAL en régions).

Les études et travaux relatifs à la construction d'une centrale géothermique, à proximité des têtes de puits, et ceux concernant le réseau de chaleur, rallongent ces délais et alourdissent les coûts d'investissement de ces projets très fortement capitalistiques, mais qui ont démontré leur rentabilité économique sur le long terme, avec des coûts de fonctionnement relativement réduits et un prix de l'énergie stable dans le temps.

D'un point de vue réglementaire, ces opérations nécessitent l'octroi d'un **permis d'exploitation de la ressource géothermale délivrée par arrêté préfectoral pour une période de 30 ans** renouvelable par période de 15 maximum et qui fixe les modalités du contrôle de l'exploitation, avec notamment des diagraphies réglementaires (instrumentations descendues dans les puits tous les 3 ans pour les puits d'injection et tous les 5 ans pour les puits de production permettant de suivre l'évolution de l'état des parois des tubages des forages).

#### **2.1.3. Le développement des ressources géothermales potentielles autres que le Dogger**

À l'échelle du territoire national, la géothermie de basse énergie, utilisée principalement pour des applications de chauffage, est développée depuis les années 70-80 dans le Bassin parisien (région Île-de-France - réservoirs de l'Albien / Néocomien et du Dogger) et dans le Bassin aquitain (14 opérations fonctionnent actuellement en puits de production uniques et captent différentes formations : sables de l'Éocène, calcaires et sables du Crétacé supérieur, calcaires et dolomie du Jurassique supérieur, grès du Trias).

Depuis 2012, de nouveaux projets de géothermie profonde (pour de la cogénération, production d'électricité et de chaleur) voient le jour en Alsace, dans le contexte sédimentaire du Fossé rhénan. Des travaux d'un nouveau doublet sont également en cours à Bordeaux Métropole, dans le Bassin aquitain.

Le développement de ce type de géothermie passe nécessairement par une phase d'exploration, avant de développer les techniques adaptées aux caractéristiques réelles de la ressource. Le développement de l'exploitation du Dogger a été permis par la connaissance géologique préalablement acquise dans le Bassin parisien (recherche pétrolière) et les pratiques ont ensuite été développées, avec la multiplication des exploitations (pompes, filtres, échangeurs, traitement anti-corrosion...).

Réglementairement, pour tout nouveau projet, la géothermie est confrontée de manière spécifique à la problématique liée à la réinjection locale du fluide géothermal dans le réservoir d'origine (régime des pressions, propagation du front thermique). Dans le cas des réservoirs clastiques, le principal problème d'exploitation, lié à la nature lithologique du réservoir (alternance de sables plus ou moins consolidés et d'argiles), est la réinjection qui peut remettre en cause la rentabilité économique d'une exploitation industrielle en limitant ou interdisant sa production.

Afin de réduire les risques pour l'ensemble des acteurs, une stratégie d'exploration pour le réservoir profond du Trias doit permettre d'optimiser les chances de succès des projets en réduisant les risques d'échec et en minimisant les impacts potentiels.

L'existence d'utilisateurs potentiels en surface et une volonté politique forte des collectivités territoriales sont des conditions indispensables à la réussite d'un tel projet, qui est, certes, innovant et prometteur, mais qui est assorti d'incertitudes, au regard du risque d'échecs et délais de réalisation des travaux. De même, l'organisation du projet doit bénéficier d'une structure simple qui facilite les prises de décisions, surtout pendant les phases opérationnelles (cf. retours d'expériences présentés chapitre 3).

## **2.2. LES MÉCANISMES D'AIDES FINANCIÈRES POUR L'ACCÈS À LA RESSOURCE**

### **2.2.1. Fonds de Chaleur Renouvelable**

Le Fonds de Chaleur Renouvelable est une aide au financement des installations produisant **de la chaleur renouvelable**, des réseaux de chaleur liés à ces installations et, dans certaines conditions, la production de froid renouvelable dans les secteurs de **l'habitat collectif, du tertiaire, de l'industrie et de l'agriculture**, pour permettre à ces technologies d'être économiquement compétitives par rapport aux installations utilisant une énergie conventionnelle.

Il s'inscrit dans la dynamique de la loi TEPCV (Transition Énergétique Pour la Croissance Verte) et de ses objectifs de 32 % d'Énergies Renouvelables (EnR) et de multiplication par 5 de la quantité d'Énergies Renouvelables et de Récupération (EnR&R) livrées par les réseaux de chaleur et de froid d'ici 2030.

En géothermie profonde, sont éligibles toutes les opérations de valorisation thermique de ressources géothermales profondes incluant :

- la réalisation d'un doublet (ou autre configuration spécifique (triplet ...)) et la création d'un réseau de chaleur associé ;
- la réalisation d'un doublet (ou autre configuration spécifique (triplet ...)) et l'adaptation d'un réseau de chaleur existant ;
- la mise en œuvre d'une réinjection en aquifère sur une opération existante (exemple : opérations de la région aquitaine en puits uniques) ;
- la réalisation d'un doublet (ou autre configuration spécifique (triplet ...)) sur un aquifère profond peu connu avec (ou sans) création d'un réseau de chaleur associé et/ou avec (ou sans) la mise en place d'une pompe à chaleur ;
- la transformation d'un ancien puits pétrolier pour une valorisation thermique de l'eau chaude produite, avec (ou sans) la mise en place d'une pompe à chaleur.

Les aides Fonds chaleur apportées aux installations de cogénération de géothermie profonde (produisant à la fois de l'électricité et de la chaleur) sont limitées aux opérations exemplaires et sont soumises à l'accord préalable de la DGEC (Direction Générale de l'Énergie et du Climat).

L'octroi de l'aide est subordonné à l'adhésion de l'opération au **Fonds de garantie géothermie (cf. §2.2.4)**

## 2.2.2. Fonds européen de développement régional (FEDER)

Le Fonds Européen de Développement Régional a pour objectif de promouvoir l'investissement et de contribuer à réduire les déséquilibres entre les régions de l'Union Européenne en cofinçant des projets locaux concourant aux objectifs de cette dernière. La recherche, l'innovation, les questions environnementales et la prévention des risques représentent les domaines prioritaires pour les financements FEDER. Chaque région a son propre programme opérationnel (PO FEDER), qui définit les priorités financées.

## 2.2.3. TVA à taux réduit

Les réseaux de chaleur alimentés par une énergie renouvelable pour au moins 50 % sont éligibles au taux réduit de 5,5 % de la TVA.

La TVA à taux réduit s'applique aux factures de réseaux de chaleur et de froid aussi bien sur l'abonnement que sur la chaleur consommée.

Pour assurer la bonne application de la réglementation, la profession a mis en place deux formulaires, en collaboration avec les services de l'administration fiscale :

- la définition du réseau au sens juridique, pour l'application de la TVA à taux réduit ;
- un formulaire de calcul du taux d'EnR, dans le bouquet énergétique du réseau.

L'application de la TVA à taux réduit se fait sous la responsabilité du déclarant.

## 2.2.4. Les mécanismes d'aide pour la couverture des risques « géologiques »

### *Définition des risques « géologiques » en géothermie*

Les risques dits d'ordre « géologiques » sont de deux types :

- le risque, à l'issue du forage, de ne pas obtenir une ressource géothermale présentant des caractéristiques de débit et de température suffisantes permettant d'assurer la rentabilité économique de l'opération projetée (risque « **Court Terme** ») ;
- le risque de voir cette ressource, lorsque qu'elle existe et est exploitée, diminuer ou disparaître avant l'amortissement des installations réalisées, et le risque de sinistre affectant les puits, les matériels et équipements de la boucle géothermale, pendant la phase d'exploitation en raison de la « chimie » du fluide (risque « **Long Terme** »).

### *Le dispositif de couverture des risques géologiques*

Au début des années 80, avec le développement de la géothermie en France (Bassins parisien et aquitain notamment), les opérateurs se sont trouvés confrontés à l'absence d'offres en matière d'assurance leur permettant d'être garantis vis-à-vis des risques géologiques. L'activité était nouvelle et les risques mal connus. Les pouvoirs publics se sont donc substitués au secteur privé et ont mis en place un dispositif de garantie original. Ce dispositif couvrait les deux types de risques (court et long termes) de façon distincte (rapport G2H Conseil, 2016).

Pour faire face à une reprise prévisible de l'activité, l'ADEME a lancé, en 2005, une étude destinée à revoir le dispositif existant de couverture des risques géologiques. Cette étude s'est conclue en 2006 et a conduit aux décisions d'aménagement suivantes :

- la création d'un nouveau **fonds unique** destiné aux nouvelles opérations et dénommé « **Fonds de garantie géothermie** » ;

- la participation des Régions au fonctionnement de la garantie court terme ;

*Dans le système ancien, le taux d'indemnisation maximum était de 90% du montant des ouvrages garantis. Il a été convenu que le nouveau dispositif ne couvrirait que 65% du montant garanti, avec la possibilité pour les Régions souhaitant soutenir des projets sur leur territoire d'apporter une couverture complémentaire (de 25 %, par exemple, en Île-de-France).*

- l'adaptation du montant des cotisations court terme au niveau du risque encouru (les aquifères ne présentant pas tous le même risque) - de 3,5 à 5 % du montant garanti (au lieu de 1,5 % du montant garanti, quel que soit le projet) ;
- une durée de garantie long terme fixée à 20 ans, au lieu de 15 ans initialement, pour le système existant.

Le Fonds de garantie Géothermie est actuellement géré par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC), au travers de la SAF-Environnement (Société Auxiliaire de Financement de l'énergie et de l'Environnement). Le Fonds est « piloté » par un Comité technique, qui délibère de la couverture des risques des opérations de géothermie profonde et de la prise en charge par le Fonds des sinistres. Ce dernier fixe les conditions d'adhésion au système de garantie et du règlement des sinistres.

Le comité technique du Fonds de garantie est présidé par l'ADEME et composé de :

- représentants de l'ADEME (nationale et régionale) ;
- représentants de la Région ;
- représentants des maîtres d'ouvrages publics (AGÉMO) ;
- représentants des exploitants (SNCU-FEDENE) ;
- représentants des professionnels de la géothermie (AFPG) ;
- représentants de la DRIEE pour la région Île-de-France ;
- représentants du BRGM comme expert technique.

### **Principe du système de garantie « Court-Terme » et du calcul de l'indemnité : courbes de « Succès - Échec »**

La garantie « Court-Terme » porte sur le risque de **non-existence** ou d'**insuffisance** de la ressource géothermique, en termes de **débit et/ou de température** à l'issue des travaux de forages. Elle couvre également les **surcoûts** de forages dus à la rencontre de « **difficultés d'ordre géologique** ».

*Est appelé « difficulté d'ordre géologique » un incident survenu au cours de la réalisation des travaux de forage, dans la mesure où le maître d'ouvrage apportera la preuve que cet incident :*

- *a présenté un caractère aléatoire, imprévisible et naturel ;*
- *ne résulte pas d'une méconnaissance ou d'une absence de prise en compte des données géologiques locales ;*
- *n'est pas la conséquence du non-respect des règles de l'art ou des techniques pétrolières, ou des spécifications techniques prévues au cahier des charges ;*
- *ne rentre pas dans le cadre d'un sinistre normalement couvert par les assurances classiques de responsabilité civile professionnelle des entreprises de forage, ni de l'assurance globale du chantier (TRC).*

Les surcoûts éventuels résultant de « difficultés d'ordre géologique » survenues au cours des forages, à l'exclusion de celles relevant de sinistres, sont pris en compte à hauteur de 90 % de leur montant hors taxes et dans la limite d'un montant maximum de 488 000 €.

Concernant le risque « court terme » de ne pas trouver la ressource géothermique, le calcul de l'indemnité est basé sur la calcul de la puissance de référence du projet :

**$P_0 = Q \times (T_p - T_r) \times 1,161$  (en kW) avec :**

Q : le débit maximum garanti (m<sup>3</sup>/h)

T<sub>p</sub> : la température en tête de puits de production (°C)

T<sub>r</sub> : la température de réinjection (moyenne annuelle fixée par le projet)

Les seuils de déclenchement de la garantie sont définis pas **P1 = 85 % x P0** correspondant à un succès partiel et **P2 = 60 % x P0** correspondant à un échec total.

Les courbes d'iso-puissances sont ensuite tracées pour différents couples de débit - température (cf. Figure 5), qui permettent de définir trois zones : une zone de succès pour les couples (Q,T) permettant d'avoir une puissance supérieure ou égale à P1, une zone de succès partiel ou échec partiel pour les couples (Q,T) permettant d'avoir une puissance comprise entre P2 et P1, et une zone d'échec total pour les couples (Q,T) donnant une puissance inférieure à P2.

L'indemnité en cas d'échec totale est définie par :

**I = Plafond de garanti x (65 % + Abondement Région)**

En cas d'échec partiel :

**I = (P0-P1) / (P2 - P1) x Plafond de garanti x (65 % + Abondement Région).**

Le montant maximal garanti par forage étant plafonné à 4 880 k€.

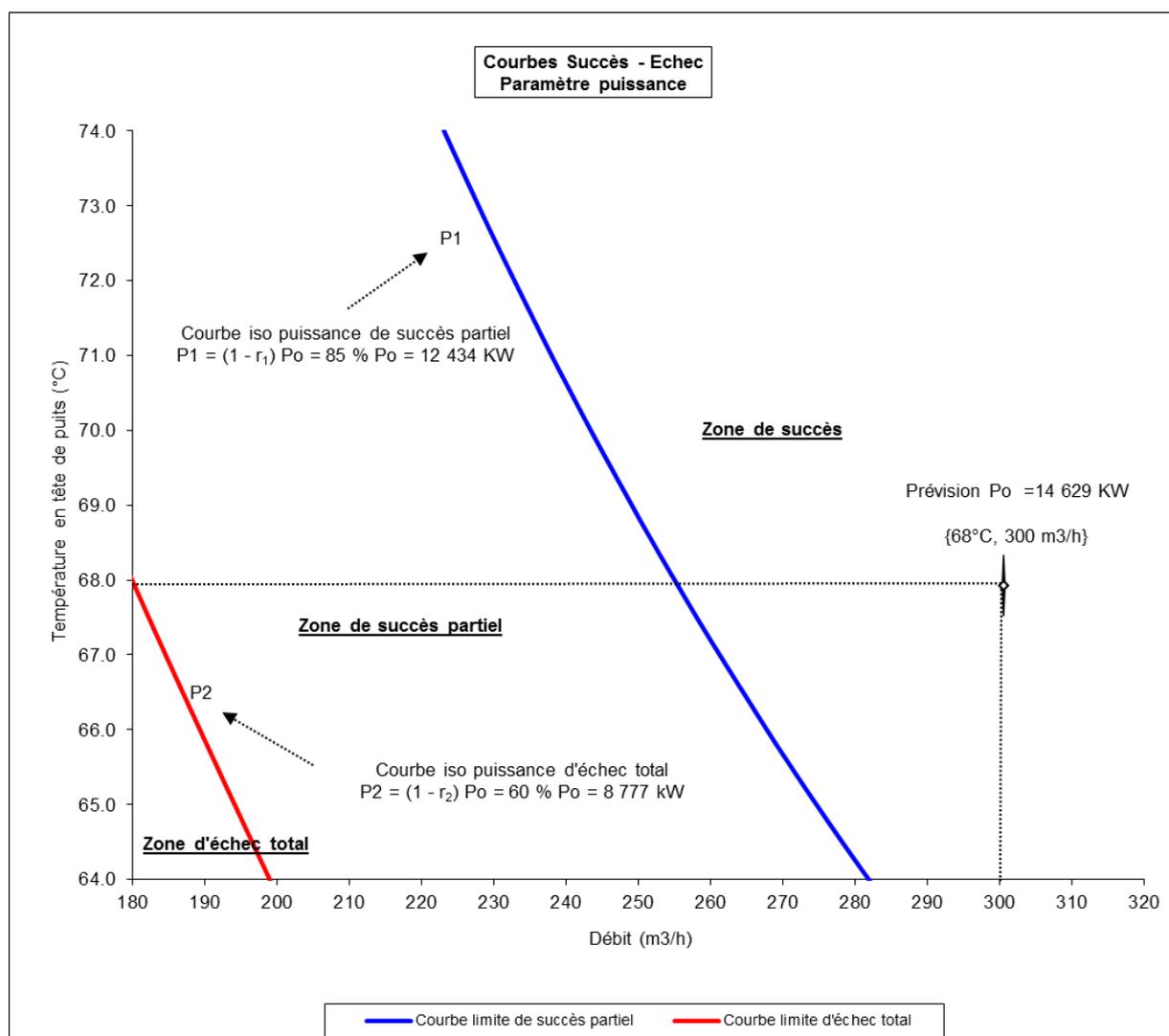


Figure 5 : Exemple de calcul des zones de succès total, succès partiel ou échec total par rapport à la puissance de référence  $P_0$ .

### Principe du système de garantie « Long-Terme » et du calcul de l'indemnité

La garantie « Long Terme » porte sur les aléas géologiques et sur les risques géothermiques susceptibles d'affecter les installations souterraines et de surface, spécifiques à l'exploitation de la géothermie, à savoir exclusivement : les puits, les matériels et les équipements spécifiques à l'exploitation de la géothermie directement au contact du fluide géothermal, ainsi que la puissance thermique liée au débit et la température de l'eau géothermale extraite.

En conséquence, et au titre des risques couverts, la garantie porte sur :

- **les incidents réparables** sur les équipements ;
- **la perte de rendement thermique** de l'installation provenant de la **baisse irréversible, irrécupérable et définitive** de la puissance thermique de l'installation.

*Est considéré comme incident réparable, un incident auquel il peut être remédié par une réparation, y compris par le forage d'un nouveau puits, et qui trouve son origine dans les événements suivants liés à, ou causés par des **phénomènes naturels exclusivement d'origines géothermiques ou géologiques**.*

- *dépôts dans les canalisations de surface, sur les tubages et/ou dans la partie non tubée des puits, entraînant leur encrassement, leur bouchage et/ou des pertes de charges anormales, malgré l'installation d'un dispositif agréé de traitement préventif du fluide géothermal ;*
- *perçements et/ou perforations des tubages en acier, à la suite d'une corrosion interne et/ou externe anormale et accélérée, malgré l'installation d'un dispositif agréé de traitement préventif du fluide géothermal ;*
- *écrasement et/ou déboîtement et/ou affaissement des tubages, à la suite d'un évènement géologique survenu postérieurement à la réception des travaux ;*
- *fuites et défauts d'étanchéité des tubages ;*
- *obstruction des puits, des tubages et/ou colmatage ou bouchage du réservoir ;*
- *éboulements, affouillements, mouvement des sols, cratères, éruption, dont la présence ne pouvait être détectée lors des études préalables à la réalisation de l'ouvrage ou au cours de la phase de réalisation.*

Concernant la perte de rendement de l'installation on distingue :

- le **sinistre partiel**, s'il y a une modification irréversible des caractéristiques du fluide géothermal (débit et/ou température) entraînant une diminution de la puissance thermique de référence telle que  $P_0$  devienne inférieure à  $75 \% \times P_0$ , mais reste supérieure à  $50 \% \times P_0$  ;
- le **sinistre total**, s'il y a une modification irréversible des caractéristiques du fluide géothermal (débit et/ou température) entraînant une diminution de la puissance thermique de référence telle que  $P_0$  devienne inférieure à  $50 \% \times P_0$ .

Sont exclus de plein droit et sans formalités du bénéfice de la garantie, les événements suivants ainsi que leurs conséquences :

- force majeure, incendie, inondation, éruption et catastrophes naturelles ;
- sabotage, vol, vandalisme, négligence, malveillance, imprudence ;
- absence ou défaut d'entretien et/ou de prévention, pannes et/ou vétusté des matériels ;
- non-respect des règles de l'art, de la Profession ou des techniques géologiques, pétrolières ou minières ;
- non-respect ou inobservation de la réglementation et de la législation en vigueur et notamment du Code minier et des prescriptions contenues dans le permis d'exploitation ;
- défauts ou erreurs de conception, de fabrication ou de montage ;
- décisions et obligations légales, administratives ou réglementaires ;
- pollution et atteintes à l'environnement ;
- fermeture des puits et arrêt de l'exploitation consécutifs à des difficultés économiques et financières du maître d'ouvrage ;
- pertes d'exploitation, pénalités, indemnités de retard.

Le montant de l'indemnité, en cas d'incident réparable, est arrêté par la Comité déduction faite d'une franchise. Dans le cas où la solution consisterait dans la réalisation du forage d'un nouveau puits, l'indemnisation sera plafonnée à la somme de 1 400 k€ (valeur du TP.04 de décembre 2013).

Le montant de l'indemnité, en cas de sinistre partiel ou total portant sur le rendement de l'installation, est calculé comme suit :

Sinistre total :

**$I = (1 - 0,05 \times \text{Nombre d'années écoulées depuis la date de prise d'effet de la convention}) \times \text{Plafond}$ .**

Sinistre partiel :

**$I = \text{Taux d'échec} \times \text{Plafond}$  ;**

Le taux d'échec variant entre 0,5 à 0,75 selon la puissance ;

Plafond = 1 400 k€ (valeur du TP.04 de décembre 2013).

### 3. Le retour d'expérience des opérations géothermiques ayant ciblé le Trias

Le retour d'expériences des opérations géothermiques ayant ciblé le réservoir gréseux du Trias (plus profond que le Dogger) a été analysé dans le cadre d'un projet récent, nommé GUIDOCLAST (Bugarel *et al.*, 2018).

Mené sur une durée de 2 ans (conventions ADEME-BRGM 2016 et 2017), ce projet avait pour objectif d'établir un guide de bonnes pratiques à l'usage des opérateurs de géothermie de basse température concernant l'exploitation optimale et durable des réservoirs argilo-gréseux ou sableux (sédiments « clastiques ») confrontés aux problèmes techniques majeurs liés à la réinjection.

L'analyse a porté sur un certain nombre d'opérations de forage similaires, réalisées récemment en Europe (plus particulièrement au Danemark (3) et aux Pays-Bas (12), principalement au cours des années 2010), ainsi que sur les opérations françaises en intégrant les réalisations du Bassin parisien relativement anciennes (années 1980) ayant ciblé le réservoir gréseux du Trias, et plus récentes concernant l'aquifère sableux de l'Albien/Néocomien (années 2010), mais aussi les problématiques techniques rencontrées classiquement dans les forages d'eau captant des aquifères sableux. **Ce chapitre reprend et synthétise les éléments issus du projet GUIDOCLAST et focalise, notamment, sur le cas du doublet de Melleray (45) ayant ciblé le réservoir du Trias dans les années 1980.**

*In fine*, une stratégie d'exploration a été proposée et discutée avec les opérateurs en géothermie profonde dans le cadre du projet GUIDOCLAST, afin de « dérisquer » la réalisation de nouveaux projets, en identifiant les moyens d'optimiser les chances de succès et réduire l'impact négatif d'un échec potentiel, dans le cadre d'un projet exploratoire, dont l'objectif est de caractériser une ressource géothermale avant de pouvoir véritablement développer son exploitation. Cet aspect stratégique, adapté au contexte du territoire d'Orléans Métropole, est plus particulièrement développé dans le chapitre 4 de ce rapport.

#### 3.1. LES OPÉRATIONS GÉOTHERMIQUES AU TRIAS DES ANNÉES 1980

Après les premiers résultats favorables obtenus à partir des années 1970 des opérations géothermiques ciblant le réservoir du Dogger du Bassin parisien, le réservoir gréseux du Trias plus profond a été ciblé, à partir du début des années 1980, en raison d'un potentiel énergétique *a priori* plus important que celui du Dogger. Outre le niveau de température supérieur, son extension plus vaste au sein du Bassin parisien permettait d'envisager le développement de ce type d'opérations par doublet. Quatre opérations au Trias localisées sur la carte ci-dessous (cf. Figure 6) ont ainsi été réalisées, entre 1980 et 1983, par ordre chronologique : **Melleray (1980), Cergy-Pontoise (1980), Achères (1982) et Châteauroux (1983).**

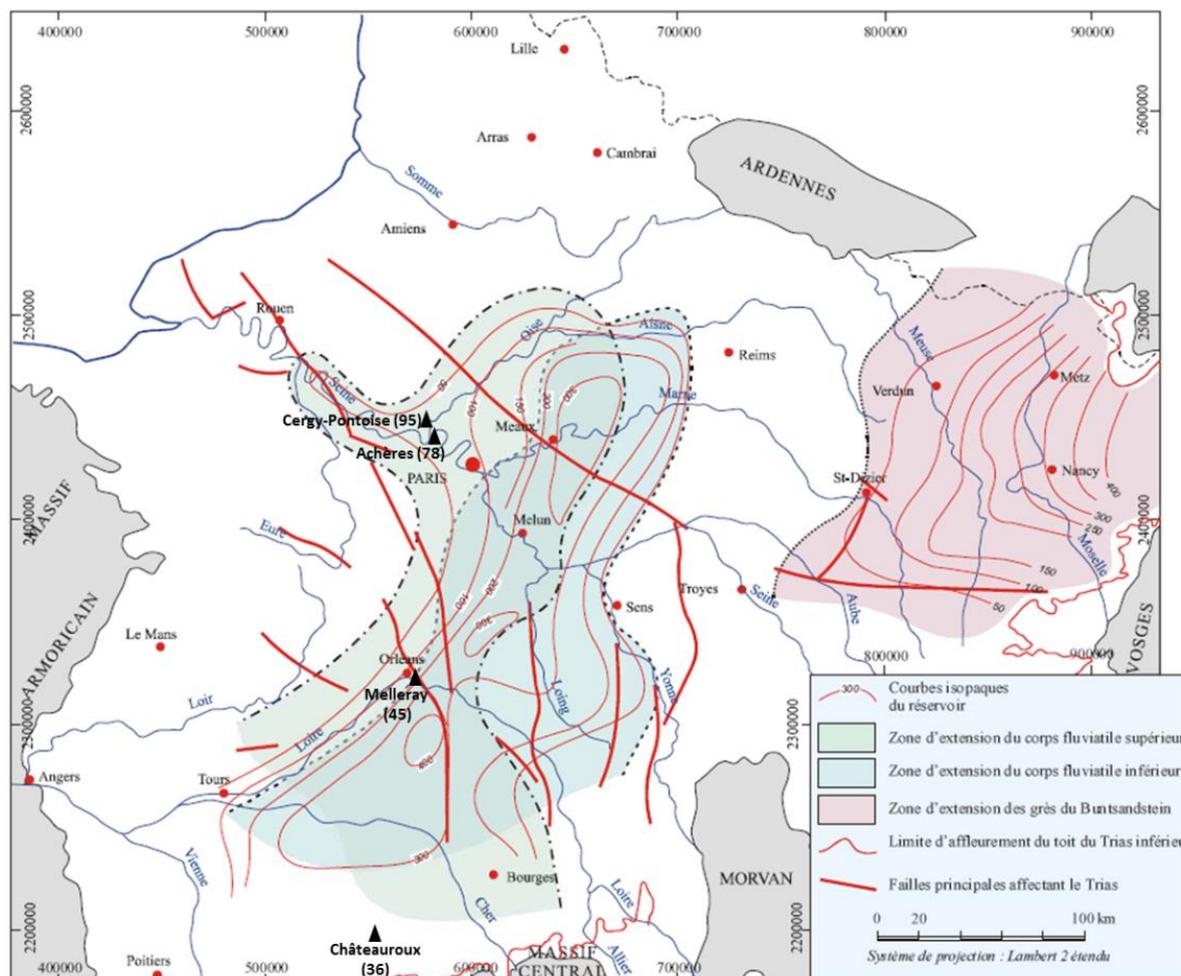


Figure 6 : Localisation des opérations géothermiques au Trias réalisées dans le Bassin parisien.

Géographiquement, ces quatre opérations se répartissent suivant une direction nord-sud, au travers du bassin, avec une distance de l'ordre de 300 km, entre les deux opérations de Cergy-Pontoise et d'Achères au nord, situées au cœur du bassin (dans un secteur où le réservoir est profond mais peu épais, entre 50 et 100 mètres, car réputé en bordure de réservoir), et l'opération de Châteauroux, située plus au sud, en périphérie du Bassin parisien (dans un secteur proche des zones d'affleurement et donc moins profond). **L'opération de Melleray se situe dans une zone intermédiaire en termes de profondeur, avec une épaisseur importante du réservoir triasique de l'ordre de 200 mètres.**

**Le premier forage géothermique profond a été réalisé en région Centre - Val de Loire, sur la commune de Saint-Denis-en-Val et le lieu-dit de Melleray (45), afin d'alimenter en chauffage 17 hectares de serres horticoles et florales** (Lopez *et al.*, 2008). Les travaux de forage des deux puits du doublet ont été réalisés avec quasiment un an de décalage en 1980. Entretemps, un autre forage d'exploration au Trias a été réalisé sur la commune de Cergy-Pontoise (95), en région parisienne, avec la fin des travaux enregistrée en mai 1980. Le doublet géothermique d'Achères (78) et le forage de Châteauroux (36), beaucoup moins profond (670 mètres) et en puits de production unique, ont été réalisés peu de temps après (respectivement, en 1982 et en 1983).

### 3.2. LES CARACTÉRISTIQUES PRINCIPALES DU TRIAS À L'ÉCHELLE DU BASSIN PARISIEN

Dans le Bassin parisien, à l'ouest d'une ligne Reims-Sens-Nevers, **le réservoir triasique est constitué par des formations fluviatiles caractérisées par une alternance de dépôts sableux et argileux.**

On distingue un « corps fluviatile supérieur » et un « corps fluviatile inférieur » (cf. Figure 6). Au sein de ce réservoir complexe (« Grès du Keuper »), le potentiel géothermique de cinq formations aquifères a été évalué dans le cadre du projet CLASTIQ (Bouchot *et al.*, 2008), du plus favorable au moins favorable :

1. les Grès de Donnemarie (attribués aux étages géologiques du Muschelkalk et du Keuper) ;
2. les Grès de Chaunoy (Keuper et Rhétien) ;
3. les Grès continentaux de Boissy (Keuper et Rhétien) ;
4. les Grès de Sainte-Colombe-Voulzie (Keuper) ;
5. les Grès du Rhétien marin (Keuper et Rhétien).

Au niveau local, les caractéristiques principales du réservoir relevées aux puits producteurs des opérations géothermiques réalisées au Trias sont reportées dans le tableau ci-dessous.

Opération	Profondeur (m)	Température (°C)	Transmissivité (D.m)	Épaisseur totale / utile (m)
Melleray	1436	74	15,5	182 / 36
Cergy-Pontoise	1940	77	-	33
Achères	1890	78	11,2	67 / 15
Châteauroux	455	32	-	201 / 20

Tableau 1 : Caractéristiques principales du réservoir ciblé par les opérations au Trias (source : DOE).

Comparativement au réservoir du Dogger exploité en Île-de-France, pour lequel l'ordre de grandeur de la valeur de transmissivité<sup>1</sup> intrinsèque varie entre 10 et 100 D.m (unité : Darcy.mètre), **la valeur de transmissivité du site de Melleray de 15,5 D.m est relativement bonne** (de même que celle du site d'Achères). Elle correspond aux valeurs minimales du Dogger dans le secteur considéré comme « favorable » pour le développement des opérations de géothermie profonde. Elle est tout à fait comparable à celle enregistrée au Danemark pour le site géothermique de Copenhague (12 D.m).

Le potentiel géothermique de l'aquifère du Trias est confirmé par l'étude régionale Géoporec (Poux *et al.*, 2012), qui identifie ce réservoir comme étant le plus intéressant, avec de fortes perméabilités, le Dogger constituant un réservoir profond d'intérêt secondaire.

Pour ces deux aquifères profonds, il est préconisé d'affiner la connaissance de leur potentiel géothermique, ce qui fera l'objet du volet 2 de l'étude.

<sup>1</sup> Caractéristique hydrogéologique d'une formation géologique, correspondant physiquement au produit de la perméabilité de la formation par son épaisseur saturée, traduisant la capacité de la formation à transmettre plus ou moins facilement le fluide qu'elle contient.

### 3.3. ANALYSE DE L'OPÉRATION GÉOTHERMIQUE AU TRIAS DE MELLERAY

Pour l'élaboration de cette note, l'analyse produite dans le cadre du projet GUIDOCLAST (en particulier, l'annexe 2 du rapport, dédiée à l'analyse des retours d'expériences des opérations françaises ayant ciblé le réservoir du Trias) a été confrontée aux **expertises de Philippe MAGET** (hydrogéologue) **et d'Olivier GOYENECHÉ** (géologue spécialisé dans le domaine de la géothermie), tous deux retraités du BRGM et **ayant participé au projet de Melleray, dans les années 1980.**

Leur aimable collaboration a permis de valider, dans son ensemble, l'analyse du cas de Melleray produite dans le cadre du projet GUIDOCLAST, de préciser ou de rectifier certains éléments techniques (en particulier, la température relevée au toit du réservoir : 73,9 °C au lieu de 79 °C, notée par erreur dans le rapport GUIDOCLAST), de mieux cerner le contexte de réalisation du projet en le comparant au contexte actuel, 40 ans plus tard (rôle et responsabilités des acteurs, notamment), et de partager les avis portant sur les pistes d'amélioration possibles.

Parmi les points discutés, la **possibilité d'une rencontre avec Michel JAVOY** (serriste toujours en activité aujourd'hui) a été évoquée, de même qu'une **visite des exploitations géothermiques hollandaises** réalisées récemment, principalement pour l'alimentation de serres, avec succès, malgré quelques difficultés techniques (réalisation des forages, production de gaz notamment).

#### 3.3.1. Les caractéristiques techniques du doublet de Melleray

Les caractéristiques techniques de l'opération au Trias de Melleray présentées dans ce chapitre sont extraites des Dossiers des Ouvrages Exécutés (DOE) des travaux de forage.

Réalisé en 48 jours, du 23 novembre 1979 au 9 janvier 1980, le forage producteur GMY-1 (vertical) a atteint 1668,75 mètres de profondeur. Suite aux résultats positifs de ce forage exploratoire, le forage injecteur GMY-2 (dévié) a été réalisé près d'un an après, en 40 jours, du 31 octobre 1980 au 9 décembre 1980. Il atteint 1661 mètres de profondeur (forée). Les coupes techniques des forages GMY-1 et GMY-2 de Melleray sont présentées sur la figure ci-dessous (cf. Figure 7).

Par rapport au puits producteur GMY-1, **le forage injecteur GMY-2 a été conçu avec une architecture différente :**

- une **déviaton** à partir de 900 mètres de profondeur (avec une inclinaison maximale de 23° par rapport à la verticale) permettant d'atteindre un écartement de l'ordre de 1 050 mètres entre les impacts au réservoir des deux puits (distance d'environ 780 mètres entre les têtes de puits) ;
- des **diamètres de foration et de tubages inférieurs** (forage du réservoir en 6" au lieu de 8"1/2 notamment).

Pour mémoire, un **test de formation a été réalisé en trou ouvert, au niveau du Dogger** (Bathonien), au cours du forage du puits GMY-1, confirmant la prévision d'une transmissivité faible de ce réservoir (0,14 D.m). Cependant, une section plus profonde à avancement rapide (donc potentiellement perméable) a été détectée, après le test suite à la reprise du forage, qui pourrait révéler une valeur de transmissivité supérieure.

Les deux forages ont atteint le socle après avoir traversé les formations du Trias, sur une épaisseur de 182 mètres (entre 1 436 et 1 618 mètres), pour le forage GMY-1, et 165 mètres (entre 1 417 et 1 582 mètres), pour le forage GMY-2. En l'**absence de campagne sismique en amont du projet**, il n'a pas été possible de préciser la structure géologique au droit du site de Melleray, en particulier, la position de la faille de Sennely (accident tectonique majeur du Bassin parisien), qui limite une fosse profonde centrée sous la Sologne, près de la ville de Salbris.

Au forage GMY-1, le Trias est constitué par un complexe argilo-gréseux, débutant par des argiles bariolées, alternant avec des grès fins à grossiers, micacés à ciment argilo-dolomitique renfermant des niveaux conglomératiques à gros galets de quartz et de quartzite. Quelques intercalations de dolomie et d'anhydrite ont également été signalées.

Les deux forages ont été équipés de crépine en inox au niveau du réservoir (diamètres 6''5/8 pour GMY-1 et 4''1/2 pour GMY-2) avec des ouvertures (slots) de 0,8 mm. Derrière ces crépines, **aucun massif filtrant n'a été mis en place**.

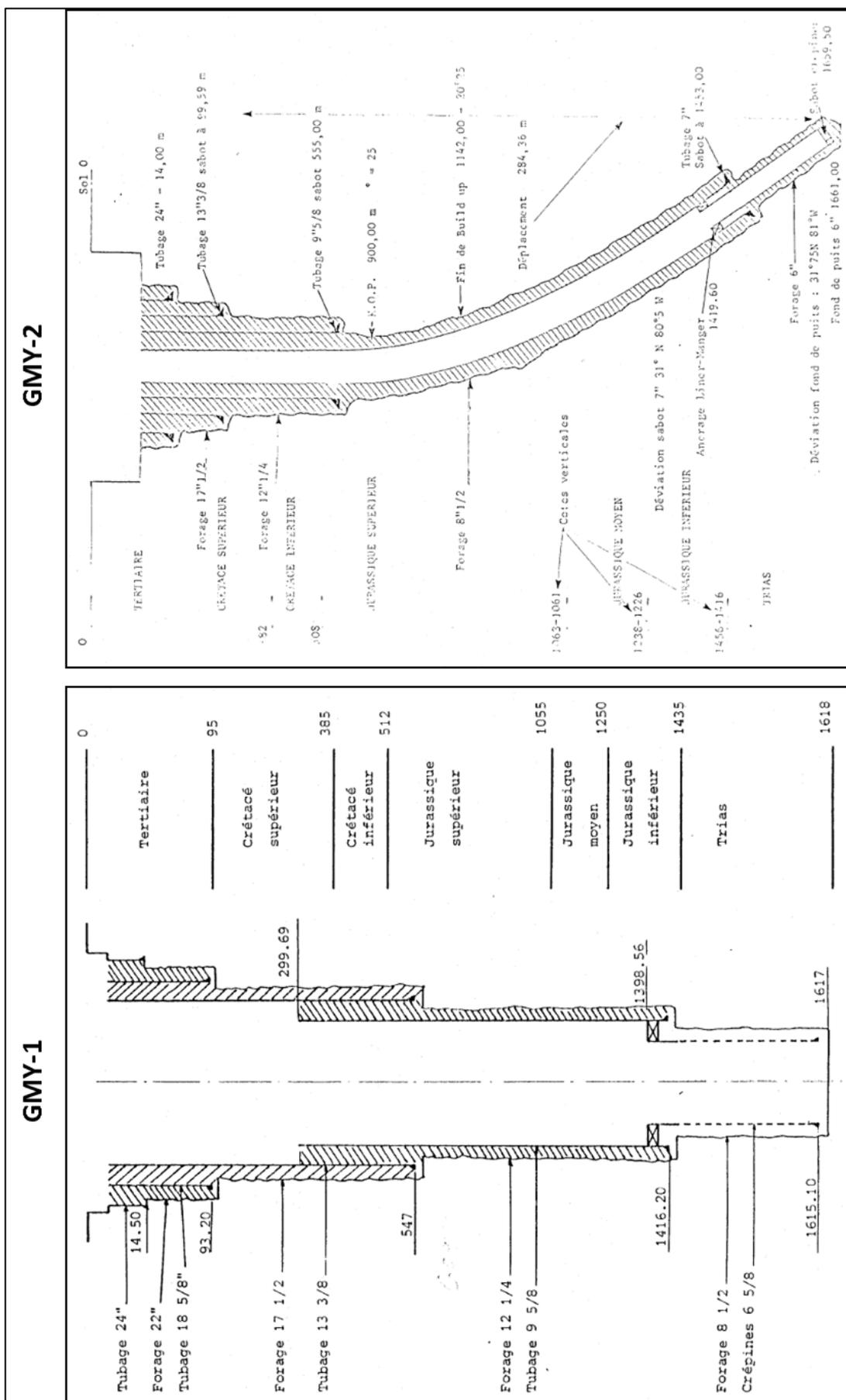


Figure 7 : Coupes techniques des forages au Trias de Melleray (GMY-1 et GMY-2).

Après la mise en place de la complétion, le forage GMY-1 a été nettoyé avec des agents dispersants (hexamétaphosphate). Le développement du réservoir poursuivi pendant 7 jours (du 25 au 31 janvier 1980) n'a pas apporté d'amélioration notable de la productivité du puits (indice de productivité de 10 m<sup>3</sup>/h/bar, lors des essais préliminaires par air-lift), qui a néanmoins été jugée satisfaisante, malgré un **skin positif (mauvais indice de développement du proche réservoir) interprété comme l'existence d'un colmatage résiduel aux abords du puits**. Cette productivité permettait d'envisager un débit d'exploitation de 175 m<sup>3</sup>/h, avec un rabattement de 200 mètres, compte-tenu d'une pression artésienne de l'ordre de 6,5 bar et une profondeur de la chambre de pompage en 13''3/8 proche de 300 mètres. La température de production a été mesurée à 73,9 °C, au toit du réservoir, et la salinité du fluide géothermal a été évaluée à 36 g/l.

Les caractéristiques du réservoir étaient sensiblement équivalentes entre les deux puits, avec une transmissivité de 15,5 D.m et une hauteur productrice de 36 mètres pour GMY-1, contre 13,2 D.m et 30 mètres pour GMY-2. Ces valeurs sont relativement bonnes par rapport aux valeurs connues pour les exploitations du Dogger (transmissivité de l'ordre de 10 à 100 D.m et épaisseur productrice moyenne de l'ordre de 20 mètres) fonctionnant à un débit de 300 m<sup>3</sup>/h.

L'interprétation de la remontée de pression, lors des essais de production du puits GMY-2, a mis en évidence une anomalie pouvant être liée à la nature multi-couches du réservoir ou à l'existence d'une variation latérale de faciès. **Cette incertitude aurait pu être levée par un test de production de plus longue durée ou un test d'interférences entre puits.**

### 3.3.2. Les principaux enseignements de l'exploitation du doublet de Melleray

Après un an environ de fonctionnement, le puits injecteur gravement endommagé a été arrêté et l'abandon définitif du dispositif est intervenu à la fin des années 80.

**D'un point de vue stratégique**, les trois éléments ci-dessous sont à retenir :

- l'échec relatif de ce projet industriel visant à alimenter des serres a causé un grave préjudice au maître d'ouvrage, mais aussi à l'ensemble de la filière, en particulier sur la région d'Orléans où, malgré de bonnes caractéristiques du réservoir (transmissivité de l'ordre de 13 à 15 D.m et température de 73,9 °C), plus aucun autre projet de géothermie profonde n'a vu le jour, depuis plus de trente ans. Ce point souligne la nécessité de **trouver des moyens permettant de réduire l'impact négatif d'un échec potentiel**, compte-tenu du caractère exploratoire de ce type d'opération ;
- en termes de **structuration du projet**, le doublet de Melleray a été réalisé pour le compte d'un groupement d'intérêt économique (GIE Géoval), qui fédérait différents exploitants des serres. Cette organisation a eu une incidence sur la gestion du projet du fait des délais relativement longs dans les prises de décisions d'ordre technique, et des conséquences économiques négatives comportant, notamment, des pertes d'exploitation supplémentaires liées à des consommations de fuel (Boisdet *et al.*, 1989). Cet aspect organisationnel est donc à prendre en compte en amont du projet, afin de **faciliter le déroulement des opérations** et optimiser les chances de succès ;
- l'absence d'étude géophysique préalable n'a pas permis de préciser la structure géologique, au droit du site de Melleray, et en particulier, la position de la faille de Sennely (accident tectonique majeur du Bassin parisien). D'autre part, l'anomalie relative au comportement hydraulique du réservoir, révélée lors des essais de production du puits injecteur GMY-2, n'a pas été clairement identifiée (nature multi-couches du réservoir ou variation latérale de faciès, comportement hydraulique de la faille de Sennely ?). Ces points soulignent la nécessité d'études complémentaires en amont du projet (sismique) et en fin d'opération de forage (essais hydrogéologiques), afin d'améliorer la connaissance du réservoir cible pour optimiser les chances de succès de l'exploitation.

**D'un point de vue technique**, la conception du doublet de Melleray fait apparaître des choix techniques forts, portant notamment sur :

- **l'affectation de la fonction des puits producteur et injecteur** (déterminée par la réalisation de la chambre de pompage), avant la réalisation des travaux et des essais ;
- **la réduction des diamètres des tubages et de la complétion du puits injecteur**, suite aux résultats encourageants du premier puits producteur ;
- **l'absence de massif filtrant**, au niveau de la complétion du réservoir.

Ces choix techniques ont très probablement réduit les chances de succès de l'opération de Melleray, compte-tenu, notamment, de la très forte sensibilité de la pression d'injection par rapport à la valeur de l'indice d'injectivité. Une valeur d'indice de 4 m<sup>3</sup>/h/bar légèrement supérieure à celle mesurée au puits injecteur GMY-2 (2 m<sup>3</sup>/h/bar) aurait potentiellement permis de fonctionner au débit d'exploitation prévisionnel de 150 m<sup>3</sup>/h, avec une pression d'injection de l'ordre de 37,5 bar, nettement inférieure à la pression de 58 bar limitant le débit à 110 m<sup>3</sup>/h.

Ces points soulignent la nécessité de **conserver une flexibilité relative à l'affectation de la fonction des puits** (producteur, injecteur) suivant les caractéristiques hydrogéologiques les plus favorables du réservoir, et de prévoir une **complétion au diamètre le plus grand possible** (réduction des pertes de charge), **équipée d'un massif filtrant**.

**En termes d'exploitation**, les éléments suivants concernant, notamment, le problème d'injection de la saumure, dans le réservoir, sont à retenir.

Les problèmes d'exploitation du doublet de Melleray seraient apparus, dès la mise en service du dispositif, avec des **pannes des pompes de production**, qui auraient masqué, dans un premier temps, les problèmes d'injection (Boisdet *et al.*, 1989).

Selon les auteurs, la **pompe d'injection aurait été sous-dimensionnée** d'une part, et d'autre part, les problèmes d'injection initiaux auraient été minimisés par des **difficultés de mesure du débit en régime diphasique**. Ce dernier point sous-entend que le mode de fonctionnement de la pompe d'exhaure ne permettait pas de maintenir le fluide dans la boucle géothermale à une **pression supérieure à celle du point de bulle** (12,2 bar à Melleray) et qu'une fraction gazeuse devait donc être réinjectée dans le réservoir.

Début 1982, la pression d'injection était de 58 bar en tête de puits, limitant le débit maximal d'exploitation à 110 m<sup>3</sup>/h (soit un faible Indice d'injectivité de 1,9 m<sup>3</sup>/h/bar) par rapport au débit prévisionnel de 150 m<sup>3</sup>/h et au débit potentiel de production de 175 m<sup>3</sup>/h, compte-tenu des essais réalisés sur le puits producteur GMY-1.

Ces points soulignent la nécessité de prévoir une **adaptation des moyens de production et d'injection**, afin d'optimiser l'exploitation, sachant que le fonctionnement, au sein de la boucle géothermale, à une pression hydraulique supérieure à celle du point de bulle du fluide géothermal, est un principe généralisé aujourd'hui pour les exploitations au Dogger, notamment.

Afin de résoudre les problèmes d'injection, des tests ont été réalisés en mai et juin 1982. Des essais de production menés sur le puits injecteur GMY-2 ont tout d'abord montré que ce puits n'était pas dégradé (Boisdet *et al.*, 1989). **Lors des essais d'injection, l'ouvrage a ensuite été gravement endommagé, suite à « un colmatage soudain, brutal et définitif »**, caractérisé par la chute rapide de l'indice d'injectivité liée à une augmentation soudaine du facteur de skin de 0 à +28,5 (Lopez *et al.*, 2008).

**La déstabilisation du réservoir**, suite à l'arrêt de l'injection ou au doublement du débit réalisé de manière brutale au cours du test, **serait l'hypothèse la plus probable pour expliquer l'endommagement du puits injecteur de Melleray.**

Le déplacement brusque d'éléments fins, en suspension dans le réservoir, provoqué par cette déstabilisation, pourrait effectivement expliquer le colmatage soudain du puits injecteur, plutôt qu'un phénomène progressif associé à l'augmentation de la pression locale du gisement liée à son extension, ou à l'obstruction progressive de la porosité des niveaux producteurs par l'accumulation de particules fines provenant du puits producteur ou de la corrosion des éléments de la boucle géothermale. D'autre part, la description du phénomène de colmatage brusque, suite à l'arrêt d'injection, serait similaire à celle correspondant à des cas observés dans l'industrie pétrolière en Mer du Nord (Lopez *et al.*, 2008).

La présence constatée, en fond de puits, de débris constitués de plaquettes d'oxydes de fer (pouvant atteindre 25 mm<sup>2</sup>) et de grains de sable, dont le diamètre était parfois supérieur à l'ouverture des crépines (0,8 mm), pourrait être liée à la **corrosion des canalisations de surface** (longue de plus d'un kilomètre) et, dans une certaine mesure, à **l'endommagement des crépines.**

Suite à cet incident, le puits injecteur a dû être abandonné provisoirement, malgré des tentatives de décolmatage. **La solution de remédiation proposée (alésage au niveau du réservoir et mise en place d'une nouvelle complétion adaptée avec massif filtrant) n'a pas été réalisée.**

Ces points soulignent la nécessité de :

- **sensibiliser le personnel d'exploitation** vis-à-vis des modifications du régime de débit, en respectant un principe de précaution, lors des opérations de redémarrage et d'arrêt des installations (procédures à définir), afin d'éviter les changements brutaux (coup de bélier). Ce problème persiste, néanmoins, en cas de pannes subites des pompes équipant la boucle géothermale ;
- prévoir, si possible, une **implantation des têtes de puits les plus proches possibles** de la centrale géothermique, afin de limiter les longueurs de canalisation, sachant que le principe de **traitement chimique continu** contre les phénomènes de corrosion est aujourd'hui généralisé à l'ensemble des exploitations du Dogger. La nature du traitement resterait, néanmoins, à être adaptée au fluide du Trias ;
- prévoir financièrement une **opération de décolmatage, voire de reprise de la complétion**, en cas de forte dégradation des caractéristiques hydrauliques des puits ou d'avarie importante.

Le doublet de Melleray a été abandonné définitivement à la fin des années 80, une autorisation provisoire de rejet dans la Loire ayant été accordée au maître d'ouvrage pendant l'exécution d'un programme de recherche approfondi, visant à comprendre les facteurs limitant l'injectivité dans les aquifères argilo-gréseux et à définir les conditions pérennes d'exploitation par doublet (Boisdet *et al.*, 1989).

Sur la base d'expérimentations de percolation de fluide à travers des carottes de matériaux artificiels et de grès naturels plus ou moins argileux, ce programme de recherche a notamment permis d'identifier les causes de colmatage du réservoir pouvant avoir des effets brutaux, en distinguant les causes intrinsèques au réservoir (nature lithologique et géométrie des pores) et celles qui résultent de l'exploitation (conséquences du dégazage : colmatage par des bulles de gaz, augmentation de la pression d'injection dû à l'allègement de la colonne diphasique, précipitations d'espèces chimiques).

Le protocole de traitement du fluide géothermal présenté dans les conclusions du rapport final (Boisdet *et al.*, 1989) est reporté ci-dessous.

Le **traitement physique et chimique du fluide** comprendrait successivement :

- son dégazage à pression atmosphérique, avec séparation de la phase gazeuse, les risques liés au dépôt étant minimisés, si le dégazage est réalisé après les échangeurs de chaleur ;
- son oxydation permettant l'agrégation de fines particules colloïdales (l'eau de Javel étant un bon oxydant induisant une réaction rapide et contrôlée) ;
- sa décantation afin d'éliminer les particules les plus denses ;
- sa filtration.

Ce traitement devrait être complété par l'injection d'inhibiteurs de corrosion et de croissance cristalline (carbonates). Un pilote de traitement permettrait de tester à débit continu l'efficacité du traitement et d'ajuster les paramètres à contrôler. Ce protocole de traitement pourrait être une solution au problème de dégradation de l'injectivité, sachant qu'il n'a pas pu être mis en place sur les opérations au Trias puisque postérieur à leur abandon.

Ce protocole, qui prévoit l'oxydation du fluide pour, ensuite, permettre une décantation et une filtration, est à comparer techniquement et économiquement au **système d'injection d'azote** généralisé au Danemark et aux Pays-Bas, qui vise, au contraire, à éviter l'oxydation du fluide.

### 3.4. SYNTHÈSE DES RETOURS D'EXPÉRIENCES SUR D'AUTRES OPÉRATIONS

#### 3.4.1. Les anciennes opérations françaises au Trias

**Seule l'opération de Châteauroux fonctionne actuellement, après plus de 30 ans d'exploitation**, mais ce dispositif constitué d'un puits de production unique n'est **pas concerné par les problèmes de réinjection**. Ce forage permet d'alimenter 1 310 logements en chauffage, à partir de la ressource captée vers 500 mètres de profondeur, à une température de 34 °C et un débit de l'ordre de 80 m<sup>3</sup>/h obtenu par pompage. Les **difficultés rencontrées au cours des travaux de forage** (pertes totales au Lusitanien et au Dogger) **et de la mise en place de la complétion** (argiles gonflantes très instables) sont à retenir en termes d'apprentissage pour la réalisation des travaux.

**Les trois autres opérations ont été abandonnées rapidement** en raison des problèmes principalement liés à la réinjection du fluide géothermal (doublets de Melleray et d'Achères) et/ou d'une productivité insuffisante à Cergy-Pontoise (un seul forage) remettant en cause l'exploitation géothermique de cette ressource. L'analyse de ces opérations a permis de préciser les raisons ayant conduit à l'abandon des forages, et de **relativiser, dans une certaine mesure, ces trois échecs apparents qui ont, néanmoins, confirmé le potentiel de la ressource géothermale**.

Ces opérations au Trias relativement anciennes, datant du début des années 80, ont démontré la difficulté d'appliquer, sans adaptation, les solutions techniques valables au Dogger (Boisdet *et al.*, 1989). L'analyse des opérations suivant l'ordre chronologique des réalisations a fait apparaître des évolutions techniques et pratiques mises en œuvre, lors des travaux de forage ciblant le Trias, en particulier, entre les deux premières opérations (Melleray et Cergy-Pontoise) et les deux plus récentes (Achères et Châteauroux). Ces évolutions sont notamment les suivantes :

- l'aménagement d'une chambre de pompage plus profonde (389 mètres, à Achères, contre 300 mètres, à Melleray et Cergy-Pontoise), afin de tenir compte de la productivité relativement faible du réservoir dans un secteur qui n'est probablement pas le plus favorable ;
- la mise en place d'un massif filtrant dans l'annulaire de la colonne captante ;
- des essais de production de longues durées (plusieurs jours) comprenant un test d'interférence entre les puits du doublet.

Le Trias profond bénéficie d'une connaissance géologique, grâce aux recherches menées par l'industrie pétrolière et d'un retour d'expériences limité à trois opérations de géothermie, réalisées dans les années 80 (entre 1 400 et 2 000 m de profondeur), dans le centre du Bassin parisien, et dont les échecs sont à relativiser *a posteriori*, compte-tenu de l'absence d'expérience en réservoir clastique dans les années 80 (Tableau 2).

Caractéristique	Melleray (France)	Achères (France)	Cergy (France)	Lorraine (thermalisme et chauffage piscine)	Lorraine (tous usages)	Bure (France)	
âge du réservoir argilo-gréseux	Trias moyen	Trias moyen	Trias moyen	Buntsandstein	Buntsandstein	Grès à Voltzia (Bunts.)	Couches intermédiaires (Bunts.)
profondeur du réservoir	1 420 m	1 930 m	1 927 m	437 à 900 m (profondeur des ouvrages)	100 à 1 100 m (profondeur des ouvrages)	1 900 m	1 940 m
température	73 °C	78 °C	77 °C	22 à 35 °C	< 49 °C	66 °C	Plus de 66 °C
perméabilité	320 -560 mD	746-1080mD	260- 720 mD	150-5350 mD 0,2-6,9.10 <sup>-5</sup> m/s	1800 mD 1,8.10 <sup>-5</sup> m/s en moyenne	4,4. 10 <sup>-5</sup> m/s	1,04. 10 <sup>-5</sup> m/s
transmissivité	11 à 15 D.m	10,8 à 11.2 D.m	3.3- 8.9 D.m	16-600 D.m 0,4-8,3.10 <sup>-3</sup> m <sup>2</sup> /s	220 D.m 2,2.10 <sup>-3</sup> m <sup>2</sup> /s en moyenne	64 D.m	15 D.m
débit	140 m <sup>3</sup> /h	?	~70 m <sup>3</sup> /h	?	30 à 150 m <sup>3</sup> /h	inconnu	inconnu
salinité	38 g/l			< 5 g/l (résidu sec 105 °C)	<250 mg/l à 49 g/l	180 g/l	?
commentaire	Exploration avec bonne productivité mais problème d'injectivité. Abandon.	Exploration avec bonne productivité mais mauvaise injectivité. Abandon.	Exploration avec mauvaise productivité. Abandon.	Bonne à excellente productivité (perméabilité de fracture) Exploitation en cours.	Excellente productivité. Exploitation en cours.	Bonne transmissivité comparée au Dogger	Transmissivité correcte comparée au Dogger
références	Lopez et Millot, 2008	Lopez et Millot, 2008	Lopez et Millot, 2008	Babot <i>et al.</i> , 1982	Babot <i>et al.</i> , 1982	Landrein <i>et al.</i> , 2013	Landrein <i>et al.</i> , 2013

Tableau 2 : Synthèse des caractéristiques des opérations au Trias (Bouchot et Bonijoly, 2014).

### 3.4.2. Les opérations récentes au Trias en Europe du Nord

La synthèse des retours d'expériences des forages géothermiques profonds réalisés en Europe est fondée sur une **analyse des opérations géothermiques menées au Danemark (3 doublets) et aux Pays-Bas (12 doublets)**. Le choix porté sur ces deux pays a été orienté par le nombre d'opérations réalisées sur les réservoirs cibles du projet (Trias notamment et aussi Crétacé inférieur et Permien), et la relative ancienneté de leur mise en service : plus d'une trentaine d'années pour la plus ancienne exploitation au Danemark, et une dizaine d'années pour la première opération hollandaise.

L'analyse des opérations danoises et hollandaises montre que l'ensemble des exploitations ciblant des réservoirs clastiques fonctionne relativement bien, malgré quelques problèmes techniques spécifiques à chaque opération (production de gaz et/ou d'hydrocarbures, dépôts radioactifs, corrosion des équipements, injectivité du réservoir). La poursuite du développement des opérations de géothermie aux Pays-Bas, notamment (nouveaux projets depuis 2016), confirme l'intérêt des exploitants (serristes principalement) à se tourner vers ces ressources géothermales, en prenant en compte la problématique d'intégrité des puits pour garantir la pérennité des exploitations.

Les bonnes pratiques observées au cours de deux missions distinctes, réalisées respectivement en mars et en juin 2016, sont reportées ci-dessous.

**De nouvelles visites pourraient être organisées pour permettre aux représentants des collectivités françaises et des industriels (serristes notamment), potentiellement intéressés, d'échanger avec leurs homologues hollandais.**

#### **Conception des doublets :**

En ce qui concerne la conception des doublets, les bonnes pratiques identifiées au Danemark et aux Pays-Bas se limitent, principalement, à l'**accompagnement scientifique des projets**, relatif à la connaissance de la structure géologique du sous-sol, et en particulier, à l'exploitation (réinterprétation) et/ou à l'acquisition de données sismiques.

En amont de la phase de forage, les opérateurs hollandais disposent du système 3D ThermoGIS, depuis 2010. ThermoGIS est un outil d'aide à la décision pour l'exploitation géothermique du sous-sol (entre 1 500 à 4 000 m de profondeur) des Pays-Bas, développé par TNO (<http://www.thermogis.nl>).

#### **Réalisation des travaux de forage :**

En termes de réalisation des travaux de forage, les bonnes pratiques identifiées se résument à l'acquisition de l'expérience des opérateurs (bureaux d'études et entreprises de forage) nécessaire pour fiabiliser les programmes de travaux, et en particulier, les programmes de boue, dans un contexte géologique et hydrogéologique incertain où les caractéristiques locales du sous-sol sont mal connues, comme le suggère le nombre de « *sidetracks* » constatés (incidents techniques majeurs en cours de forage). Ceci induit nécessairement une phase exploratoire initiale, avant d'envisager une phase de développement de l'exploitation d'un réservoir.

L'exploration d'un secteur par la réalisation d'un forage vertical semble être une solution permettant de limiter *a priori* le risque opérationnel (et donc financier) du premier ouvrage et d'acquérir les données (nature et profondeur des formations géologiques traversées, caractéristiques du réservoir), et de dimensionner le second ouvrage du doublet. L'inconvénient de cette approche est que le second forage est davantage dévié, ce qui induit un risque opérationnel important pour cet ouvrage. L'alternative consistant à réaliser deux

forages verticaux serait confrontée aux difficultés liées à la disponibilité de deux sites d'implantation distincts pour les forages et à la réalisation et gestion d'une canalisation plus longue en surface.

La spécificité des projets de géothermie, liée à la performance énergétique d'un dispositif en doublet (débit d'exploitation maximal et pérennité du fonctionnement liée à la réinjection), doit être prise en compte, afin d'optimiser les conditions de succès des opérations. Aussi, la technique pétrolière consistant à perforer un tubage cimenté, au droit du réservoir cible, pour sa mise en production, ne paraît pas être la technique à retenir pour les opérations de géothermie, notamment pour des projets ciblant des réservoirs clastiques où la problématique de la réinjection est primordiale.

Le dimensionnement des crépines et la mise en place d'un massif filtrant sont des points de réflexion à poursuivre dans le cadre d'un nouveau projet, en tenant compte de la contrainte d'approvisionnement du chantier (au moins pour l'équipement du premier forage du doublet), qui suppose un pré-dimensionnement censé correspondre au mieux à la granulométrie des réservoirs gréseux et au débit d'exploitation visé (pertes de charge).

### **Réalisation des essais de production :**

Pour la réalisation des essais de production, les bonnes pratiques identifiées concernent principalement l'augmentation de la durée de la phase initiale des essais (en particulier, de la phase de développement du réservoir qui paraît généralement insuffisante) visant à optimiser et pérenniser les conditions d'exploitation, en termes de productivité et d'injectivité, ainsi que la gestion rigoureuse des rejets (eau et gaz éventuellement).

Des phases d'essai comprenant des tests de production et d'injection suffisamment longs (exemple de 50 jours pour l'opération de Copenhague) et une montée en puissance progressive des débits d'exploitation (exemple de l'opération de Thisted initiée à partir d'un pilote) sont des procédures à adapter aux caractéristiques des réservoirs clastiques parallèlement aux dimensionnements des crépines (et éventuel massif filtrant) et des systèmes de traitement du fluide en surface (point de bulle, gaz, inhibiteurs, filtration).

Compte-tenu des durées de tests et des débits d'exploitation visés, des bassins importants permettant le stockage et un éventuel traitement du fluide géothermal sont à anticiper, dès la phase d'étude concernant le site d'implantation (exemple des Pays-Bas avec un volume disponible de 10 000 m<sup>3</sup>, à proximité immédiate des têtes de puits).

D'autre part, au stade des essais, des pistes d'amélioration en termes de nettoyage des réservoirs gréseux ont été identifiées, telles que :

- la production entre *packers* des niveaux producteurs, afin d'améliorer l'évacuation des particules les plus fines ;
- l'inversion des flux injection / production, avec une filtration spécifique au cours de l'opération de nettoyage ;
- la filtration en surface pendant cette phase de nettoyage, qui permettrait également de limiter la recirculation des argiles et l'encrassement des niveaux producteurs.

### **Exploitation des doublets :**

**Par rapport à la problématique de baisse d'injectivité**, le bilan des opérations hollandaises montre que :

- il n'y a pas de problème lié à la réinjection dans 6 cas sur 11, même lorsque les débits sont supérieurs à 200 m<sup>3</sup>/h (jusqu'à 310 m<sup>3</sup>/h), avec des pressions d'injection extrêmement variées mais pouvant atteindre des valeurs élevées (45 bar) ;
- 3 opérations sur 11 rencontrent des difficultés liées à des phénomènes variés (mauvaise connectivité au niveau du réservoir, production de gaz, dépôt / traitement), qui ont été plus ou moins résolues ;
- 2 opérations sur 11 rencontrent des problèmes majeurs remettant en cause la rentabilité économique des projets, liés à une qualité du réservoir (transmissivité) moins bonne qu'attendue, compte-tenu des débits visés particulièrement élevés (jusqu'à 400 m<sup>3</sup>/h).

Les bonnes pratiques identifiées concernent donc principalement :

- le contrôle du débit d'exploitation, afin de limiter la vitesse du fluide à l'entrée de la crépine à la valeur maximale de 1 cm/s (Solages, 1979) ;
- une procédure de montée en régime de débit progressive, afin de mieux équilibrer le fonctionnement du réservoir ;
- des adaptations techniques (filtration notamment) et des remédiations (nettoyage du réservoir du puits injecteur), en cas de baisse constatée de l'injectivité.

**Par rapport à la problématique liée aux phénomènes de dépôt et de corrosion**, outre l'injection d'inhibiteurs de corrosion et le suivi régulier (diagraphies notamment) des puits déjà mis en œuvre en France, les bonnes pratiques identifiées sont les suivantes :

- un système d'injection d'azote dans les conduites de surface permet d'éviter l'entrée d'air dans la boucle géothermale, lors des arrêts de l'installation et les phénomènes de précipitations associés ;
- un double système de filtration en amont et en aval des échangeurs, avec des filtres de 1 à 2 µm, afin d'éviter l'accumulation de sable dans le puits injecteur ;
- une procédure spécifique à mettre en place, en termes de sécurité du personnel et de traitement, en cas de dépôt de substances radioactives.

**En cas de production de gaz** (ou d'huile), les bonnes pratiques identifiées concernent principalement :

- une adaptation du positionnement de la pompe d'exhaure immergée dans le puits de production en fonction de la valeur du point de bulle ;
- la mise en place de procédures spécifiques et d'un dispositif particulier permettant la combustion du gaz ou sa valorisation (CH<sub>4</sub>, voire CO<sub>2</sub> pour des serres).

### 3.4.3. Les opérations récentes de l'Albien / Néocomien en France

Pour le réservoir géothermal correspondant à l'aquifère sableux de l'Albien / Néocomien (multi-couches), moins profond que le réservoir carbonaté du Dogger et mieux connu que le réservoir gréseux du Trias (caractère exploratoire et risque nettement inférieurs), le retour d'expériences relativement récent apporte des informations complémentaires concernant notamment :

- l'évolution des **complétions en acier inoxydable** mises en place (colonne captante à double paroi pré-gravillonnée, équipements diélectriques), avec la possibilité d'adapter la nature de la crépine en fonction du sens d'écoulement du fluide dans l'ouvrage (production ou injection) ;
- les **durées importantes** (plusieurs semaines) nécessairement consacrées aux **phases de développement, de nettoyage et d'essais**, réalisées après la démobilisation de la machine de forage et la mise en place d'un appareil de work-over plus léger ;
- la mise en place d'un **système de filtration du fluide, au cours des essais** de réinjection (hydrocyclone).

De manière indépendante à la nature des réservoirs ciblés, les opérations de forages géothermiques profonds sont confrontées à des problèmes techniques spécifiques, liés notamment au contexte urbain des réalisations (durée et difficultés accentuées pour des travaux devant être interrompus la nuit et les week-ends), à la déviation des forages et aux diamètres importants des tubages, qui peuvent générer des difficultés particulières, notamment, lors des opérations de cimentation. La **présence permanente d'une ingénierie spécialisée** s'impose, en particulier, pour la gestion des fluides de forage et les essais hydrogéologiques.

Par contre, de manière spécifique à l'exploitation des réservoirs clastiques, le retour d'expériences, relatif aux opérations d'Issy-les-Moulineaux et du Plessis-Robinson, présenté par les maître d'ouvrage et maître d'œuvre a mis en évidence la **nécessité d'améliorer les techniques et les pratiques portant sur le diagnostic des ouvrages, le développement des moyens de filtration (100 µm actuellement), la sensibilisation, à différents niveaux, des équipes de suivi et de maintenance** des équipements, et de la collectivité.

Pour ce qui concerne la filtration, le système mis en place et généralisé pour les exploitations hollandaises (**filtration à 1 µm en amont et en aval des échangeurs**) pourrait également être étudié d'un point de vue technico-économique, sachant que 90 % des grains de sable de l'Albien/Néocomien auraient une taille inférieure à 1 mm (ordre de grandeur des ouvertures de crépines) et que 10 % de ces éléments seraient inférieurs à 80 µm.



## 4. Préconisations relatives au développement de la géothermie profonde sur le territoire d'Orléans Métropole

### 4.1. PRÉCONISATIONS BASÉES SUR LES RETOURS D'EXPÉRIENCES

#### 4.1.1. Stratégie d'exploration

D'un point de vue stratégique, la réalisation d'une nouvelle opération au Trias nécessite de trouver des moyens permettant d'optimiser les chances de succès et de réduire l'impact négatif d'un éventuel échec, compte-tenu du caractère exploratoire de ce type d'opération. La mise en œuvre de nouvelles techniques d'exploration s'avère essentielle (études complémentaires sismiques 2D ou 3D, hydrogéologiques, ingénierie de forage). Il conviendrait d'explorer, de préférence, un secteur du Trias où la transmissivité est *a priori* favorable (cf. modèle prédictif régional 3D du Trias du projet CLASTIQ-2, Bouchot *et al.*, 2012) et d'éviter, autant que possible, les zones de bordure d'aquifère où les épaisseurs utiles de réservoir sont *a priori* plus faibles.

Alors que le géomodèle régional 3D de CLASTIQ-2 propose des coupes géologiques et géothermiques prédictives de la cible explorée (dont la valeur varie en fonction des données de forages pétroliers utilisées), **il est recommandé, compte-tenu du changement d'échelle, de réaliser un modèle 3D local de la cible en intégrant, notamment, les interprétations des profils sismiques.** Ce point fera l'objet de l'étude du second volet du projet.

En termes de structuration, l'organisation du projet doit permettre de clarifier le rôle et les responsabilités des acteurs, dès l'amont, afin de faciliter la prise de décisions et le déroulement de l'opération.

#### 4.1.2. Phases de conception du dispositif et de réalisation des travaux

D'un point de vue technique, les phases de conception du dispositif et de réalisation des travaux doivent intégrer la possibilité d'affecter la fonction des puits (producteur, injecteur) *a posteriori* selon les caractéristiques hydrogéologiques les plus favorables du réservoir, et prévoir une complétion au diamètre le plus grand possible (pour une réduction des pertes de charge), équipée d'un massif filtrant. À ce stade, le type de complétion reste en débat. Une colonne inox à fil enroulé et un auto-gravillonnage pourraient être privilégiés (comme aux Pays-Bas), afin d'optimiser le fonctionnement du dispositif.

#### 4.1.3. Phase d'exploitation

En termes d'exploitation, l'implantation des têtes de puits les plus proches possibles de la centrale géothermique, le traitement anti-corrosion et le maintien en pression de la boucle géothermale sont des pratiques généralisées à l'ensemble des dispositifs actuels au Dogger, à adapter pour le fluide du Trias profond à salinité plus importante (proche de 38 g/l, à Melleray, en région Centre-Val de Loire, et entre 10 et 30 g/l, au Dogger, en Île-de-France).

Un protocole de traitement physique et chimique du fluide, avant sa réinjection (dégazage, oxydation, décantation, filtration), proposé suite à l'expérience de Melleray, serait à comparer d'un point de vue technico-économique à la solution d'injection d'azote mise en œuvre au Danemark et aux Pays-Bas.

Le personnel d'exploitation doit être sensibilisé vis-à-vis notamment des modifications du régime de débit, lors des opérations de redémarrage et d'arrêt des installations, afin d'éviter les changements brutaux (« coup de bélier »). Ce problème persiste, néanmoins, en cas de pannes subites des pompes équipant la boucle géothermale.

L'adaptation des moyens de production et d'injection (pompes et filtres notamment) s'avère nécessaire, afin d'optimiser l'exploitation de la ressource en fonction des difficultés potentielles initiales et d'éviter une dégradation progressive.

Financièrement, une opération de décolmatage des crépines, voire de reprise de la complétion, serait nécessairement à prévoir, en cas de forte dégradation des caractéristiques hydrauliques des puits ou d'avarie importante.

## **4.2. ÉLABORATION D'UNE STRATÉGIE D'EXPLORATION ADAPTÉE AU TERRITOIRE D'ORLÉANS MÉTROPOLE**

### **4.2.1. Considérations géographiques et géologiques à propos de l'exploration du Trias**

D'un point de vue géographique, l'exploration sera d'autant moins risquée qu'elle sera orientée vers des secteurs où les caractéristiques de la ressource sont *a priori* favorables. À cet égard, on considère que le choix de réaliser un forage, à Cergy, a résulté d'une volonté politique en surface, sans considérer suffisamment le critère géologique, étant donné la position du forage en bordure de réservoir. C'est pourquoi le BRGM, entre 2006 et 2012, avec l'appui de l'ADEME, a réalisé, dans le cadre des deux projets CLASTIQ, un modèle géothermique 3D prédictif du Trias, à l'échelle du Bassin parisien, mettant en avant les réservoirs *a priori* les plus favorables, à l'attention des opérateurs, dans le but de « dérisquer » les futures opérations d'exploration du Trias, compte-tenu des connaissances disponibles.

#### **Modèle géothermique prédictif 3D pour l'exploration du Trias :**

Les projets successifs, cofinancés par l'ADEME et le BRGM, de CLASTIQ (Bouchot *et al.*, 2008) à CLASTIQ-2 (Bouchot *et al.*, 2012), ont permis d'évaluer qualitativement, puis quantitativement, le potentiel géothermique des réservoirs clastiques du Trias du Bassin parisien.

Le premier projet CLASTIQ a montré, à partir de données bibliographiques géométriques (extension, épaisseur, profondeur) des formations triasiques et des températures associées, qu'à **l'échelle du Bassin parisien**, le secteur centré sur les régions de Brie et de Champagne (centré sur Sézanne (51) et incluant les villes de Meaux (77), Epernay (51) et Nogent-sur-Seine (10)) offre le meilleur potentiel géothermique (Figure 8). Au sud de l'Île-de-France, **la zone centrée sur Salbris et s'étendant à l'est d'Orléans (45) pourrait constituer une cible secondaire.**



Comme tout modèle géologique, le degré de cohérence est fortement lié aux interpolations réalisées, elles-mêmes dépendantes de certains paramètres de contraintes, entre autres, la qualité et le nombre des données d'entrée et la connaissance géologique générale du bassin. Ainsi, une forte densité de puits pétroliers analysés permet de mieux contraindre les géométries. À l'inverse, les secteurs du modèle sont mal contraints là où les données sont peu nombreuses ou absentes, ce qui tend à dégrader la fiabilité des géométries modélisées et des paramètres interpolés.

## Géologie 3D du Trias du Bassin de Paris, basée sur la stratigraphie séquentielle, à partir de 75 forages pétroliers

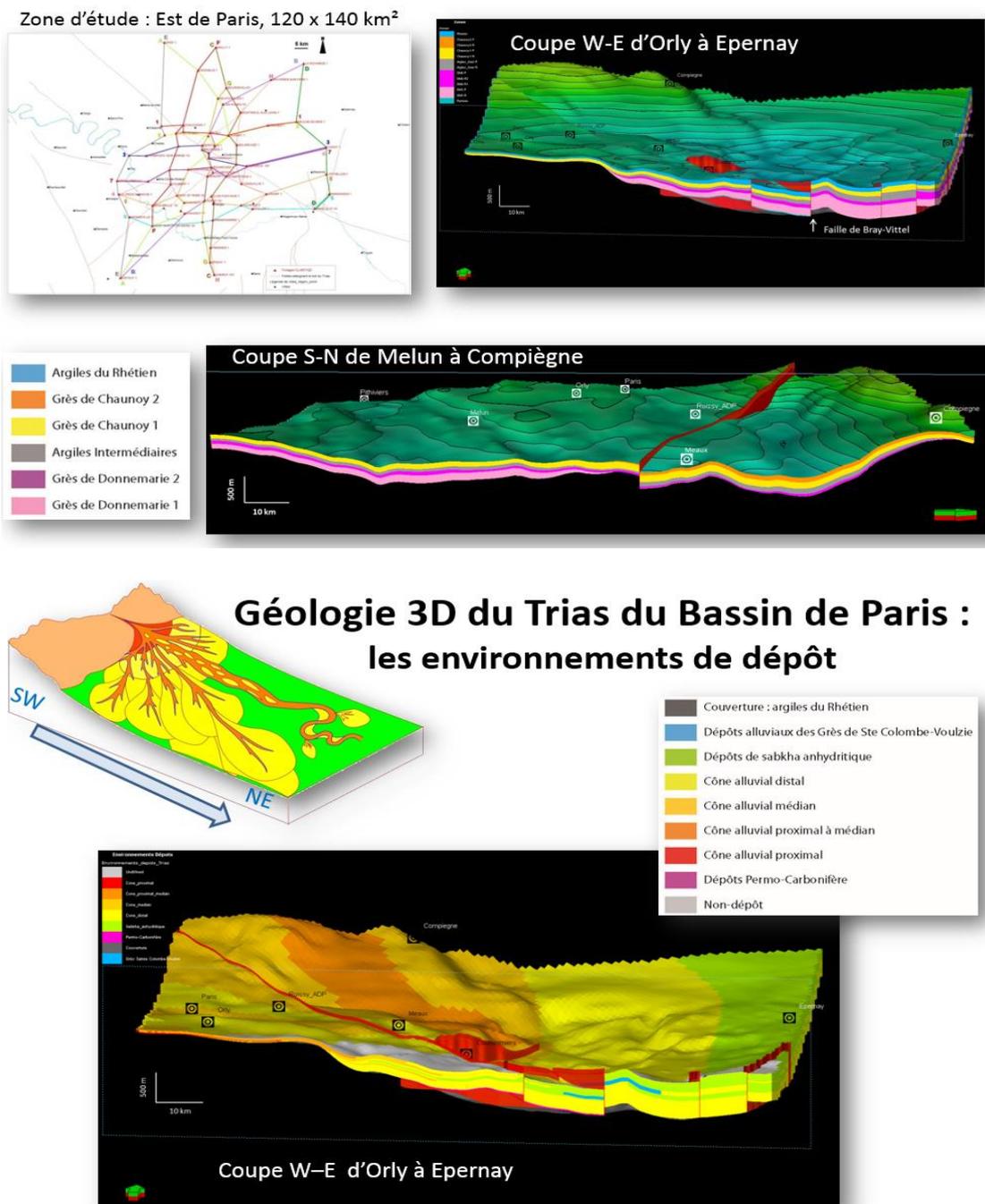


Figure 9 : Représentation du modèle géologique 3D du Trias du Bassin parisien  
(projet CLASTIQ-2, Bouchot et al., 2012)

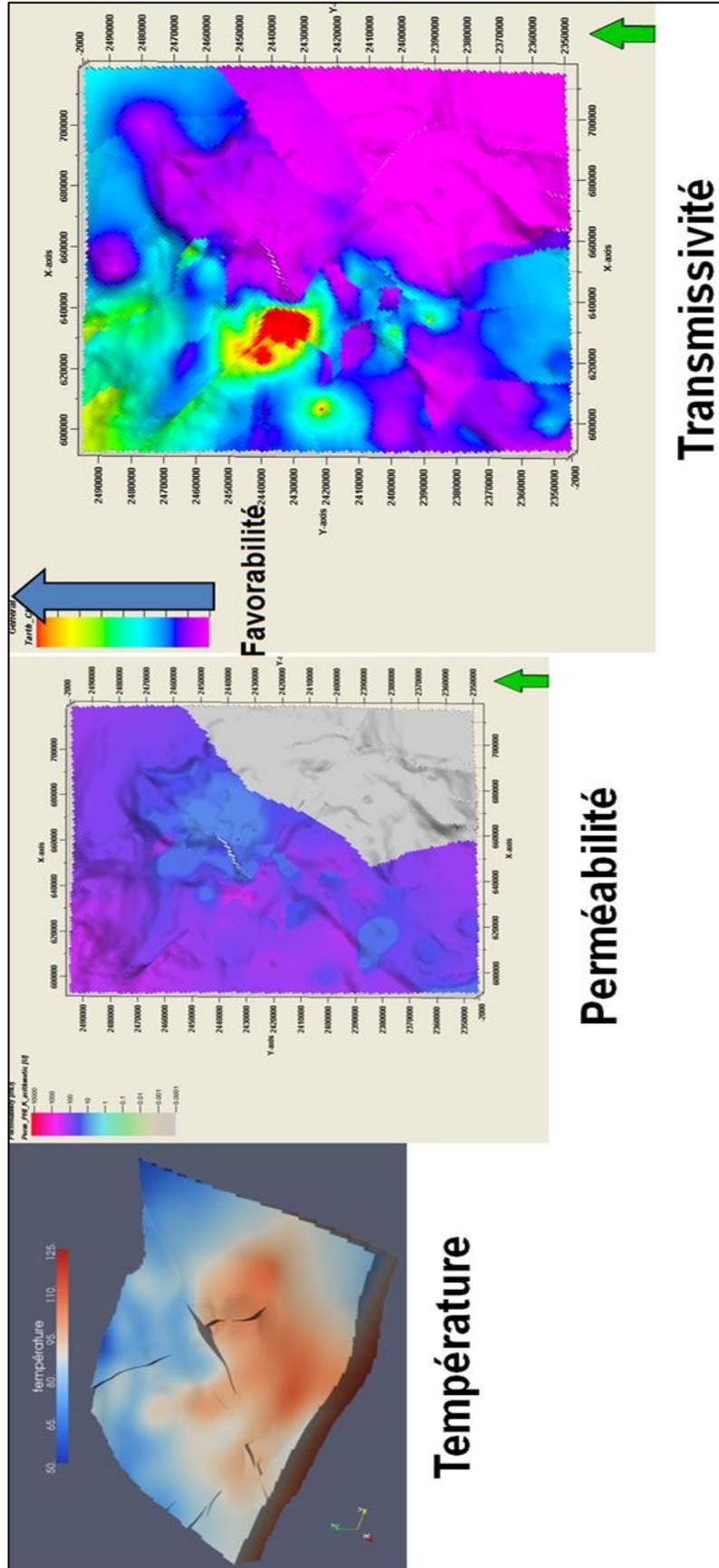


Figure 10 : Bloc tridimensionnel des températures et cartes de perméabilité et de transmissivité du Trias extraites du modèle géothermique 3D du projet CLASTIQ-2 (Bouchot et al., 2012).

Le modèle du Trias des projets CLASTIQ 1 et 2 était centré principalement sur l'est de Paris où l'exploitation pétrolière était la plus conséquente.

Un travail de modélisation géologique, à l'échelle de la région Centre, a été réalisé en 2010-2011, et actualisé en 2018-2019, dans le cadre du site web du SIGES Centre (<http://sigescen.brqm.fr>), afin de disposer d'un maillage, à l'échelle régionale (mailles de 500 x 500 m), avec la côte altimétrique du toit et du mur des principaux aquifères jusqu'au toit du Trias.

La couche cartographique de ce maillage est disponible sur l'espace cartographique du SIGES, dans les couches des « référentiels hydrogéologiques ». Il s'agit du Log géo-hydrogéologique régional (grille), qui permet donc de visualiser les profondeurs des grands aquifères et les entités hydrogéologiques BD LISA associées.



Figure 11 : Maillage du modèle géologique, visible sur l'espace cartographique.

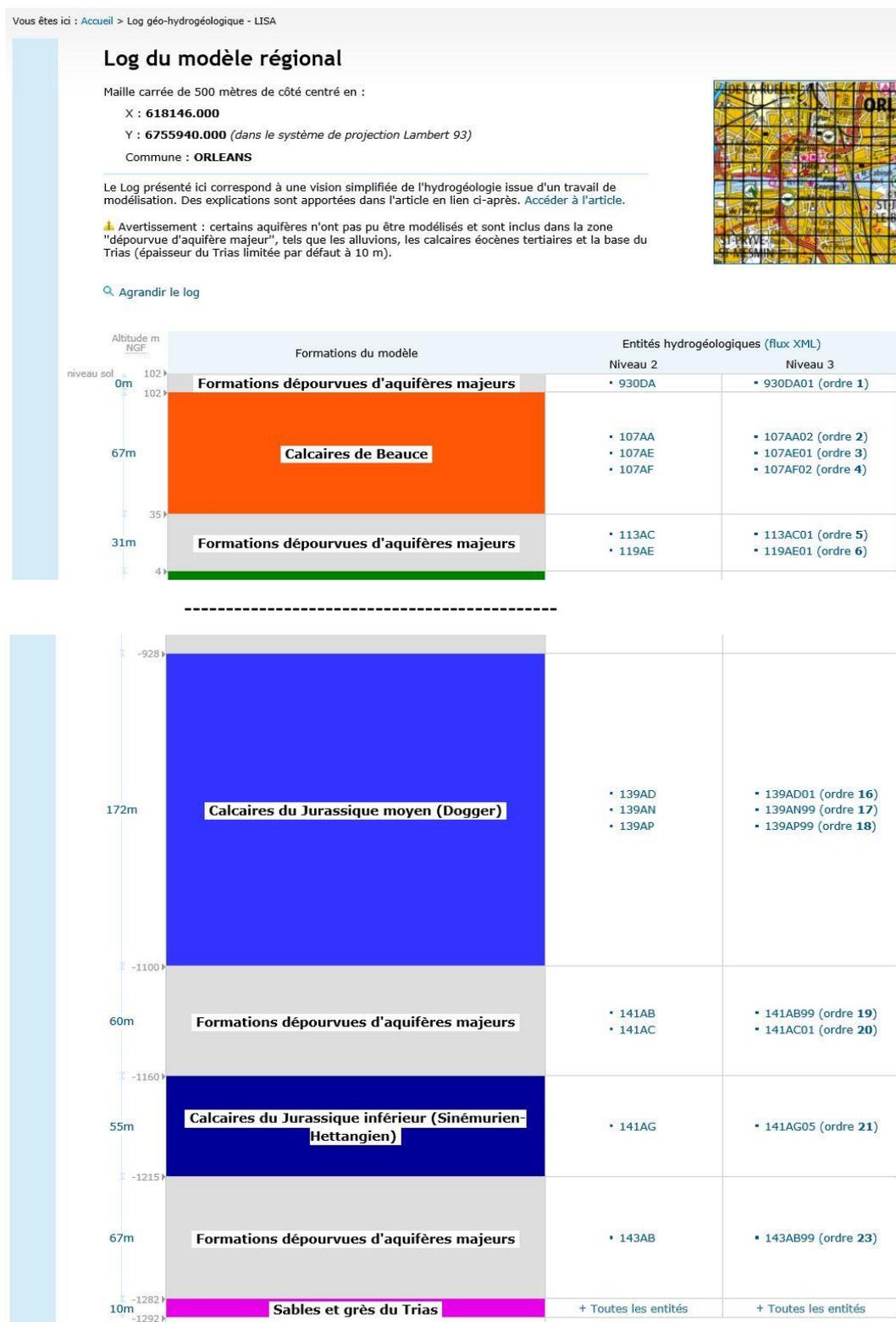


Figure 12 : Extrait du log géo-hydrogéologique à Orléans  
 NB : la base du Trias (épaisseur du Trias limitée par défaut à 10 m).

Ce modèle disponible, à l'échelle régionale, constitue une première base de connaissance, et pourra être précisé, à l'échelle de la métropole d'Orléans, lors de la réalisation du modèle géologique 3D local prenant en compte les profils sismiques disponibles sur la zone et modélisant, plus spécifiquement, les aquifères profonds du Dogger et du Trias.

### **Optimisation des débits d'exploitation compte-tenu des hétérogénéités du Trias :**

Au niveau de la ressource, l'incertitude majeure des projets est liée au débit maximal d'exploitation possible, qui va conditionner la conception des forages (écartement des points d'impact au niveau du réservoir des forages de production et de réinjection, profondeur de la chambre de pompage, déviation des puits). Le débit d'exploitation dépend, d'abord, des caractéristiques locales du réservoir (transmissivité, épaisseur des niveaux producteurs, limites du réservoir), qui ne peuvent être confirmées qu'à partir d'un essai de production de « longue durée » (plusieurs jours). Il dépend, ensuite, des caractéristiques des forages (pertes de charge des tubages) et de la complétion, qui peut être adaptée à la lithologie (dominante sableuse ou argileuse, granulométrie).

Compte tenu des problèmes de réinjection connus pour les projets de géothermie ciblant des réservoirs clastiques, le débit maximal préconisé pour l'exploitation de l'aquifère de l'Albien est de 200 m<sup>3</sup>/h (Hervé et Igniatadis, 2007). Les opérations ayant ciblé le Trias (Melleray, Cergy, Achères), réalisées avec des architectures de puits et des complétions particulières, ont été limitées à des débits inférieurs (respectivement, 140, 70 et 135 m<sup>3</sup>/h). Des opérations hollandaises montrent que des débits supérieurs peuvent, néanmoins, être atteints, dans ce type de formation (Agridport : 244 m<sup>3</sup>/h, De Lier : 310 m<sup>3</sup>/h).

En l'état actuel des connaissances, un débit de 200 m<sup>3</sup>/h peut constituer un objectif permettant d'atteindre une puissance thermique de l'ordre de 10 MWth (en considérant une température de réinjection proche de 30 °C) par un dispositif ciblant le réservoir du Trias (température moyenne de l'ordre de 70 °C), avec un delta T d'environ 40 °C.

Afin d'optimiser les chances de succès, les plus grandes épaisseurs du réservoir devraient être ciblées en cherchant à recouper un maximum de hauteur des niveaux producteurs. Des forages orientés perpendiculairement à l'axe des chenaux (drains perméables) et des forages inclinés amélioreraient sensiblement la performance énergétique des dispositifs, en termes de percée thermique (Hamm et Lopez, 2012).

La Figure 13 illustre la complexité du réservoir liée à son hétérogénéité verticale et latérale de faciès, à différentes échelles. À une échelle macroscopique (une centaine de mètres selon l'axe vertical et quelques kilomètres suivant le plan horizontal), correspondant à celle d'un doublet de forages, la connaissance préalable de la géométrie des corps *a priori* perméables (gréseux) permettrait d'orienter les forages vers des cibles offrant une plus forte probabilité de succès, en termes de transmissivité, tant pour la productivité que pour l'injectivité des ouvrages (volumes disponibles les plus grands et les mieux connectés pour la production et la réinjection).

Les méthodes d'imagerie sismique 3D qui permettent d'affiner la géométrie du réservoir (profondeur des formations, épaisseur, extension latérale), ainsi qu'une estimation de la porosité, sont des techniques envisageables dans un contexte urbain, qui pourraient accroître fortement la probabilité de succès du projet en permettant de préciser la position des impacts au réservoir et la déviation des forages (architecture et programme de forage). Leur coût - de la centaine au million d'euros pour imager un doublet géothermique « classique », avec 1 500 m d'écartement au réservoir - est à apprécier au regard du montant global du projet et de l'aléa géologique (chance de succès faible en forant à « l'aveugle »). Cette connaissance permettrait également de préciser les limites d'un modèle numérique du réservoir, qui pourrait ultérieurement servir au suivi de fonctionnement du dispositif, et à la gestion rationnelle et optimale de la ressource (propagation des « bulles » froides).

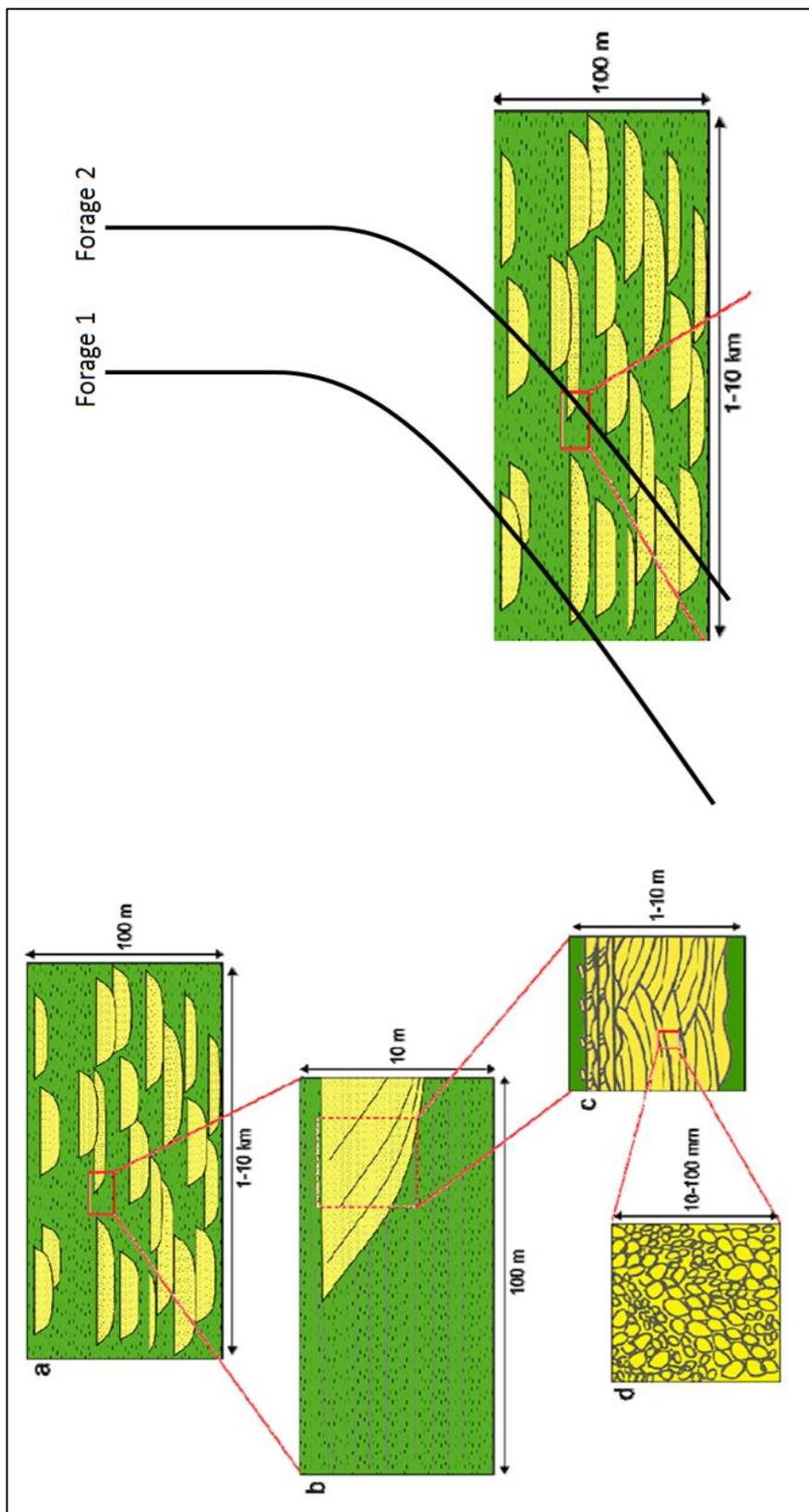


Figure 13 : Illustration des hétérogénéités dans un réservoir fluviatile (corps perméables gréseux en jaune et dépôts à dominante argileuse en vert - source : Bouchot, 2008, d'après Weber, 1986) et de la trajectoire des forages.

#### 4.2.2. Considérations techniques et économiques à propos de l'exploration du Trias

La réalisation d'un forage exploratoire comporte un risque opérationnel fort lié à la méconnaissance des formations géologiques ciblées localement. Le retour d'expériences récent (depuis 2007) des opérations de forage menées aux Pays-Bas, notamment, montre un nombre très important de *side-tracks* (reprise d'une partie du forage, suite à une difficulté technique majeure : coincement de la garniture de forage, par exemple) : 10 ouvrages impactés sur 24 forages réalisés (soit un taux de 41,5 %). La réalisation du forage au Trias de Châteauroux a montré également des difficultés opérationnelles importantes, lors de la mise en place des crépines (mauvaise tenue des parois du trou, au droit de niveaux argileux).

L'expérience des opérateurs (maîtres d'œuvre et entreprises de forage) et l'adaptation progressive des programmes de forage (en particulier, les programmes spécifiques concernant les fluides de forage) permettent de réduire ce risque opérationnel, après une première phase d'apprentissage. Compte-tenu du risque financier, il est peu probable qu'une entreprise de forage s'engage dans un contrat forfaitaire avec le maître d'ouvrage pour la réalisation d'un premier forage exploratoire, *a fortiori* dans un secteur peu connu.

En effet, dans le contrat « au forfait », le pilotage des travaux échoit à l'entreprise de forage en ne laissant au maître d'ouvrage que le seul contrôle des résultats. L'autre alternative, dit contrat « en régie », est le mode de réalisation le plus couramment pratiqué pour la construction des forages géothermiques profonds dans le Bassin parisien. Ce mode de réalisation tend à privilégier la qualité des ouvrages tout en protégeant les intérêts du maître d'ouvrage. Par contre, le montant final des travaux peut subir des variations en fonction des aléas de réalisation.

Un autre facteur de risque opérationnel est lié à la déviation des ouvrages. La réalisation d'un forage dévié comporte *a priori* plus de risques (coincement, qualité de la trajectoire, qualité des cimentations des tubages, difficultés pour réaliser des diagraphies...) qu'un forage vertical.

Enfin, le facteur temps est un élément déterminant pour la réussite de l'opération, qui va être sécurisée par le séquençage optimisé des phases de forage jusqu'à la mise en place et la cimentation d'un tubage permettant de travailler dans l'ouvrage, en toute sécurité (tenue des parois du trou). Lorsque le puits est en boue, les opérations de diagraphies, notamment, doivent être réalisées assez rapidement pour faciliter, ensuite, la mise en place du tubage ou des crépines. Par conséquent, l'exploration scientifique doit être suffisante pour acquérir les données nécessaires, mais limitée dans le temps, pour assurer la mise en sécurité du forage.

#### **Limites du scénario « classique » d'exploration du Trias profond :**

Dans ce contexte de réalisation contraint, un scénario d'exploration a été adopté dans les années 1980, dans le Bassin parisien, qui a montré ses limites. Le **scénario « classique »** en géothermie de basse énergie prévoit la réalisation d'un premier forage conçu sur des caractéristiques prévisionnelles de la ressource, avec un diamètre au réservoir « dit d'exploitation », c'est-à-dire suffisamment grand (classiquement 8''1/2 pouvant être alésé) pour répondre aux besoins d'un projet industriel visant un débit d'exploitation maximal (jusqu'à 350 m<sup>3</sup>/h, voire 400 m<sup>3</sup>/h, actuellement pour les exploitations au Dogger bénéficiant des meilleures caractéristiques du réservoir). Généralement, en cas de succès, un deuxième forage est réalisé, à la suite du premier, en adaptant sa conception aux caractéristiques réelles de la ressource, qui comprend notamment une **analyse granulométrique** des sables plus ou moins consolidés du réservoir. En cas d'échec (débit insuffisant pour garantir la rentabilité du projet industriel), une solution de repli vers un réservoir connu, moins profond, peut être privilégiée afin de rentabiliser une partie des investissements consentis. Cette approche est

rassurante pour les investisseurs et permet d'initier des projets, qui peuvent se succéder localement, en cas de succès répétés.

En cas d'échec (cas des trois opérations au Trias des années 80), cette approche ne permet pas de développer une expérience permettant d'adapter les pratiques liées au suivi et à la maintenance des exploitations. L'impact négatif de l'échec peut condamner le recours à un réservoir géothermal dont le potentiel n'a été testé que très ponctuellement, par l'intermédiaire d'un seul forage conçu de manière non optimisée par rapport aux caractéristiques réelles de la ressource. D'autre part, le risque pour la filière est très important, avec un fort impact négatif, à l'échelle régionale (cas de l'opération de Melleray en région Centre - Val de Loire, malgré un potentiel du Trias avéré), voire nationale (image globale de la géothermie).

### **Proposition de deux scénarios alternatifs ou complémentaires pour l'exploration du Trias profond :**

En conséquence, deux autres scénarios, alternatifs ou complémentaires au scénario classique, sont proposés afin de pallier les inconvénients du scénario classique, qui a montré ses limites.

Le **premier scénario consiste à mettre en œuvre des techniques de forage ou des pratiques complémentaires**, qui pourraient améliorer les conditions de productivité et/ou d'injectivité des dispositifs, en cas de limitation avérée du débit d'exploitation d'un ouvrage conçu pour répondre aux besoins d'un projet industriel. Les techniques listées ci-dessous correspondent à des solutions envisagées actuellement pour des opérations géothermiques ciblant le réservoir du Dogger. Elles constituent des pistes, qui pourraient être étudiées, d'un point de vue technico-économique (coûts, risques, avantages/inconvénients), pour des opérations ciblant le Trias :

- **forage de multi-drains dans le réservoir et/ou de drains sub-horizontaux.** En cas d'échec partiel (débit insuffisant) d'un forage, ces techniques (éprouvées dans le domaine du forage pétrolier et récemment réalisées, avec succès, dans le cadre d'un nouveau doublet au Dogger à Cachan, 94) pourraient être mises en œuvre pour accroître les longueurs traversées dans les niveaux perméables du réservoir. La technique de « *radial jetting* » (micro-drains) est également évoquée par des bureaux d'études ;
- **réinjection dans un aquifère sus-jacent au Trias.** Cette solution pourrait être techniquement envisagée dans le cas d'une limitation importante du débit d'exploitation liée à la difficulté de réinjecter dans le Trias. **Une partie du débit d'exhaure pourrait être réinjectée dans les calcaires du Dogger, qui ont été testés, lors des opérations de forage, à Melleray.** La réinjection du fluide du Trias, dans le réservoir du Dogger, a été étudiée dans le cadre du projet CLASTIQ-2 (Bouchot *et al.* 2012 ; Castillo *et al.*, 2012). Les travaux de modélisation ont permis d'identifier des processus géochimiques (précipitation /dissolution de phases minérales notamment) et de qualifier et de quantifier leur impact sur les propriétés (porosité / perméabilité) du réservoir du Dogger. La réinjection des saumures du Trias, dans l'aquifère du Dogger, s'accompagnerait principalement d'une dissolution de l'anhydrite, dans une moindre mesure de la dissolution des carbonates, et de la précipitation de sulfures (pyrite en particulier), de barytine et d'argiles (montmorillonite, notamment). Ces réactions semblent limitées autour du puits (distance inférieure à 50 m) et sont considérées comme négligeables, en dehors de la dissolution de l'anhydrite. En effet, les conclusions de Castillo *et al.* (2012) suggèrent que l'impact de la réinjection serait relativement faible (faible variation de la porosité), tant que l'anhydrite ne compose pas le Dogger (impact plus fort sur la porosité). Il est à noter qu'un projet de **doublet géothermique mixte Trias/Dogger (production au Trias et réinjection au Dogger) est en cours de réalisation en région Île-de-France (Bobigny-Drancy, 93)**. Un projet de recherche associé permettra de tester en laboratoire, sur des carottes du Dogger, via des

tests de percolation, les impacts de la réinjection du fluide du Trias au Dogger, et ainsi de compléter les travaux de modélisation réalisés dans le cadre du projet CLASTIQ-2 ;

- **approfondissement de forages au Dogger** en fin de vie ou en échec jusqu'au Trias pour évaluer les performances du Trias localement (débit, température) ;
- **utilisation d'anciens forages d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures** ayant atteint ou traversé le Trias pour tester la formation.

Le **second scénario consiste à développer une campagne de forages d'exploration** centrée, du point de vue géographique, sur une ou plusieurs collectivités, afin de caractériser localement un réservoir géothermal potentiel. Une telle mutualisation des besoins, qui permet de réduire les coûts, a récemment été adoptée pour les campagnes sismiques par les villes de Vienne, en Autriche (370 km<sup>2</sup>), et de Munich, en Allemagne (170 km<sup>2</sup>).

Cette stratégie vise également à multiplier, dans la limite de son financement, les forages d'exploration, afin d'optimiser les chances de succès du développement de la géothermie dans un territoire déterminé (commune, agglomération, métropole, ...). Ceci permettrait d'éviter de condamner l'accès futur à un réservoir potentiel, dont l'exploration aurait été limitée à un point géographique unique, dans des conditions imposées par un projet industriel spécifique (contraintes géographiques et techniques). Cette méthodologie pourrait être dupliquée, à terme, à d'autres secteurs géographiques, et d'autres réservoirs cibles. Elle pourrait être mise en œuvre dans des secteurs géographiques, où il y a peu de chances qu'un industriel soit prêt à prendre le risque de lancer une opération de géothermie en raison des incertitudes portant sur la ressource. Elle pourrait notamment être étudiée, au plus tôt, dans le cadre des **projets de planification urbaine** en prévoyant, pour le volet énergétique, une solution de repli vers d'autres énergies renouvelables (biomasse par exemple). La géothermie fait partie d'un mix énergétique qu'il s'agit d'étudier. Elle peut nécessiter une ressource complémentaire d'appoint /secours.

D'un point de vue technique, et afin de minimiser les risques opérationnels, et donc, les coûts de l'exploration, ces forages exploratoires seraient des ouvrages verticaux réalisés en petit diamètre au réservoir. Ils seraient conçus de manière à répondre aux besoins des tests (essais) hydrogéologiques (diamètre au réservoir adapté). Leur objectif serait de caractériser localement la ressource et de préciser la température et le débit d'exploitation envisageables pour un futur dispositif adapté et conçu de manière optimisée (architecture des forages, type de complétion, écartement des points d'impact au réservoir). D'autres types de dispositifs de mobilisation de la ressource pourraient être envisagés (champs captant pour la production et champs de réinjection par exemple).

D'un point de vue économique, les forages exploratoires pourraient être financés en fonction de leur valorisation possible : sonde géothermique profonde, piézomètre, forage d'eau, forage d'observation de la bulle froide... Suivant leur localisation, ces forages pourraient intéresser des organismes comme les agences de l'Eau pour la connaissance des aquifères superficiels, ou servir à préciser l'aléa sismique, dans certaines régions (position des failles). La recherche d'un co-financement et la valorisation des ouvrages permettraient de réduire le poids du risque d'échec portant seulement sur la géothermie.

## 5. Conclusions

Aujourd'hui, après une période de 40 ans d'arrêt de l'exploration du Trias dans le Bassin parisien, la reconnaissance de nouvelles ressources géothermales profondes sur le territoire national, et notamment au Trias, est un enjeu de la transition énergétique.

Les retours d'expériences du doublet géothermique profond au Trias, à Melleray, en région Centre-Val de Loire, réalisé au début des années 80, ont permis de tirer de nombreux enseignements et d'identifier certains dysfonctionnements, qui peuvent être évités à l'avenir. De plus, de nouvelles techniques sont disponibles et des opérations performantes ont pu être réalisées dans un contexte similaire (ex aux Pays-Bas).

Actuellement, l'initiative privée, combinée à une volonté politique locale forte, permet d'initier de nouveaux projets industriels comportant une forte composante exploratoire. On peut citer les projets en cours, en Alsace et en Nouvelle-Aquitaine (Bordeaux), plus particulièrement. En cas d'échec, une solution de repli vers un aquifère sus-jacent est souvent privilégiée. Le risque qui porte sur les opérateurs et la collectivité est très fort et peut impacter l'ensemble de la filière.

Une meilleure caractérisation en amont de la ressource basée, notamment, sur la sismique (interprétation des lignes sismiques 2D existantes, nouvelles lignes sismiques 2D ou 3D), et la mise en place des bonnes pratiques issues des retours d'expérience, est un préalable pour réduire le risque potentiel inhérent à la géothermie profonde.

En complément à l'approche « classique », la mise en œuvre de techniques héritées de l'industrie pétrolière (« *pilot-hole* », forages multi-drains, forages sub-horizontaux...) et de pratiques nouvelles (réinjection dans un aquifère sus-jacent, approfondissement d'un forage existant au Dogger, utilisation d'anciens forages pétroliers pour réaliser des tests hydrogéologiques, ou campagne de forages exploratoires) pourraient être mise en œuvre.

L'approche pourrait être adaptée au secteur géographique concerné, où le réservoir potentiel est identifié et la volonté politique de se tourner vers les énergies renouvelables pour la production de chaleur est forte. Le financement des opérations pourrait être envisagé en fonction de la valorisation des forages exploratoires.

Le potentiel géothermique sur le territoire de la métropole orléanaise, principalement au Trias (1 300 à 1 500 m de profondeur), et au Dogger (1 000 à 1 200 m), sera analysé de manière plus précise, avec la réalisation d'un modèle géologique 3D local, lors du second volet du projet en 2020.



## 6. Références bibliographiques

**Boisdet, A., Cautru, J.P., Czernichowski-Lauriol, I., Detoc, S., Foucher, J.C., Fouillac, C., Honegger, J.L., Martin, J.C., Vuataz, F.D. (1989)** - Projet Trias. Expérimentations en vue de la réinjection de saumures géothermales dans les grès du Trias profond. Rapport 89SGN1413E/IRG, 108 p., 35 fig., 16 tabl.

**Bonté, D., Laurent, G.F., Garibaldi, C., Bourguine, B., Opez, S., Bouchot, V., Lucazeau, F., (2010)** - Subsurface temperature maps in French sedimentary basins: New data compilation and interpolation. Bulletin de la Societe Geologique de France 181, 377–390.

**Bouchot, V., Bialkowski, A., Lopez, S., Ossi, A. et collaborateurs (2008)** - Évaluation du potentiel géothermique des réservoirs clastiques du Trias du Bassin de Paris. Rapport final BRGM/RP-56463-FR, 92 p., 40 fig., 3 tabl., 1 ann.

**Bouchot, V., Bader, A.G., Bialkowski, A., Bonté, D., Bourguine, B., Caritg, S., Castillo, C., Dezayes, C., Gabalda, S., Guillou-Frottier, L., Haffen, S., Hamm, V., Kervévan, C., Lopez, S., Peter-Borie, M. et collaborateurs (2012)** - CLASTIQ-2 : programme de recherche sur les ressources géothermales des réservoirs clastiques en France (Bassin de Paris et Fossé Rhéna). Rapport final du projet. BRGM/RP-61472-FR, 197 p., 80 fig., 9 tabl., 2 ann.

**Bugarel, F., Bouchot, V., Barriere, J. (2018)** - Projet GUIDOCLAST - Guide de bonnes pratiques pour une exploitation optimale et durable d'opérations géothermiques de basse température en réservoir argilo-gréseux ou sableux. Rapport final. BRGM/RP-67113-FR, 45 p., 3 fig., 3 tabl., 3 ann.

**Castillo, C., Kervévan, C., Thiéry, D. et collaborateurs (2012)** - Impact géochimique de l'injection des saumures triasiques dans le Dogger carbonaté (bassin de Paris, France) (projet CLASTIQ-2). Rapport final. BRGM/RP-61122-FR, 60 p., 6 fig., 22 tabl., 2 ann.

**Hamm, V. et Lopez, S. (2012)** - Impact of fluvial sedimentary heterogeneities on heat transfer at a geothermal doublet scale. PROCEEDINGS, Thirty-Seventh Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, January 30 - February 1, 2012 SGP-TR-194, Vol. 37, 18 p.

**Hamm, V., Bugarel, F., Giuglaris, E., Goyénèche, O., Guttierrez, A. avec la collaboration de Hervé, J-Y (2019)** - Retours d'expérience sur les forages géothermiques profonds. Rapport final. BRGM/RP-65443-FR, 302 p., 2 tabl., 9 ann.

**Lopez, S. et Millot, R. et collaborateurs (2008)** - Problématique de réinjection des fluides géothermiques dans un réservoir argilo-gréseux : retour d'expériences et apport de l'étude des fluides du Trias du Bassin de Paris. Rapport BRGM/RP-56630-FR, 197 p., 65 ill.

**Poux, A., Goyénèche, O., Le Brun, M., Martin, J.C., Noel, S., Zammit, C., Salquèbre, D. (BRGM), Lecomte, A., Fillacier, S. (GEOGREEN), Marre D. (EGEE Développement) (2012)** - Perspectives de développement de la géothermie en région Centre (GEOPOREC). Rapport final. BRGM/RP-60336-FR, 97 p., 28 ill., 4 ann.

**Rapport G<sub>2</sub>H conseils (octobre 2016)** - « Historique et bilan détaillé du système de garantie court et long termes des opérations de chaleur géothermique sur aquifères profonds mis en place en France au début des années 1980 ».

**Solages, S. (1979)** - Calcul des ouvrages de captage - Choix et caractéristiques des colonnes de captage. Rapport 79SGN727HYD 72 p., 12 fig., 3 ann.

**Sites Internet :**

Géothermies-perspectives :

<http://www.geothermie-perspectives.fr/>

Dont un espace dédié à la région Centre-Val-de-Loire :

<http://www.geothermie-perspectives.fr/espace-regional/centre-val-de-loire>

Association Française des Professionnelles de la Géothermie :

<http://www.afpg.asso.fr/>

Dont une vidéo pédagogique portant sur la géothermie (basse et haute énergies) :

[https://www.youtube.com/watch?v=fSSUvh70\\_kQ](https://www.youtube.com/watch?v=fSSUvh70_kQ)

SIGES Centre Val de Loire (pour des éléments relatifs au contexte géologique et hydrogéologique régional) :

<http://sigescen.brgm.fr/>



**Centre scientifique et technique**  
3, avenue Claude-Guillemin  
BP 36009 - 45060 Orléans Cedex 2 - France  
Tel. 02 38 64 34 34

**Direction Régionale Centre-Val-de-Loire**  
3, Avenue Claude Guillemin  
BP 36009 - 45060 Orléans Cedex 2 - France  
Tél. : 02.38.64.31.92