Document public

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
Mars 2018

ADEME
Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

Géosciences pour une Terre durable
brgm

Document public

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
Mars 2018

Étude réalisée dans le cadre des conventions ADEME-BRGM 2016 et 2017

F. Bugarel, V. Bouchot, J. Barrière

Vérificatrice :	**Approbateur :**
Nom : **Virginie HAMM**	Nom : **Philippe ROCHER**
Fonction : Responsable de programme	Fonction :
Date : 22 mars 2018	Date : 26 mars 2018
Signature :	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

ADEME
Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

Géosciences pour une Terre durable
brgm

Mots-clés : Géothermie basse température, Sédiments clastiques, Réservoir argilo-gréseux, Trias, Albien, Néocomien, Forage, Hydrogéologie, Exploration, Exploitation, Bonnes pratiques, Retours d'expériences, France, Danemark, Pays-Bas, Europe.

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

Bugarel F., Bouchot V., Barrière 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, 47 p., 3 fig., 3 tabl., 3 ann., 1 cd.

© BRGM, 2018, ce document ne peut être reproduit en totalité ou en partie sans l'autorisation expresse du BRGM.

Synthèse

Le projet **GUIDOCLAST**, d'une durée de 2 ans (mars 2016 - mars 2018), a pour objectif d'établir un guide de bonnes pratiques pour une exploitation optimale et durable d'opérations géothermiques de basse température en réservoir argilo-gréseux ou sableux (sédiments clastiques). Ce projet s'inscrit dans le cadre des conventions ADEME-BRGM 2016 n° 1605C0010 et 2017 n° 1705C0006. Ce rapport final de GUIDOCLAST correspondant au second livrable du projet. Compte tenu de son caractère transversal (géothermie - eau) et parce qu'il est fondé sur la notion de retours d'expériences, le projet GUIDOCLAST a bénéficié de l'apport d'autres projets du BRGM.

Ce rapport final à l'usage des opérateurs de géothermie basse température se veut pragmatique afin de dérisquer les phases d'exploration et d'exploitation de réservoirs clastiques pour la production de chaleur.

Après le rappel du déroulement du projet (chapitre 1), ce rapport contient dans un premier temps la synthèse des retours d'expérience (REx) des opérations de forages en réservoir argilo-gréseux à sableux (plus ou moins consolidés) dans le domaine de la géothermie basse température en Europe du Nord (Danemark et Pays-Bas) et en France (chapitres 2 et 3). Une base de données factuelles des caractéristiques des opérations et des réservoirs clastiques ayant fait l'objet de forage d'exploration et/ou d'exploitation en Europe est attachée à ce rapport sous forme d'un fichier Excel. Cette base de données, actualisées en 2017, présente le niveau de maturité de la filière européenne pour ce type d'opérations (chapitre 4). Le REx spécifique au domaine de l'hydrogéologie pour l'exploitation d'eau potable a permis d'enrichir l'analyse globale (chapitre 5) et une stratégie d'exploration est proposée pour optimiser les chances de succès et réduire l'impact négatif de l'échec (chapitre 6).

Dans un deuxième temps, la substantifique moelle de ces REx a permis de constituer un guide de bonnes pratiques à l'attention des opérateurs géothermiques, qui a été présenté et discuté avec les opérateurs géothermiques en février 2018 (chapitre 7). En pré-requis de ce guide, il est proposé un état des connaissances acquises ces 30 dernières années sur les réservoirs clastiques du Trias et de l'Albien-Néocomien du bassin de Paris.

Quant au guide de bonnes pratiques, il se présente sous forme d'un fichier - attaché à ce rapport au format Excel - ayant pour but d'aider à la décision les opérateurs depuis la phase de conception du projet jusqu'à son exploitation durable. Cet outil distingue deux principaux types de réservoirs argilo-gréseux à sableux, fondés sur la profondeur des aquifères et par conséquence sur leur température :

- réservoir de type Albien-Néocomien (< 1 km de profondeur) du bassin de Paris composé de formations argilo-sableuses peu ou pas consolidées dont l'architecture sédimentaire est relativement homogène (peu d'incertitude relative à la transmissivité du réservoir et risque opérationnel faible) ;
- réservoir de type Trias (> 1 km de profondeur) du bassin de Paris composé de formations argilo-gréseuses consolidées dont l'architecture sédimentaire est complexe car hétérogène (forte incertitude portant sur la ressource et risque opérationnel important).

Après cette distinction fonction de la profondeur, le choix a été fait de proposer des recommandations à chacune des 4 étapes de développement d'une opération géothermique de basse température : 1) stratégie d'exploration, 2) conception du projet, 3) réalisation des travaux de forages et 4) exploitation du dispositif.

Pour conclure, les auteurs de ce rapport souhaitent que les opérateurs de géothermie basse température s'approprient cet outil d'aide à la décision pragmatique visant à dérisquer au maximum les opérations, aussi bien en termes de productivité que d'injectivité ; le but étant de permettre une valorisation optimale et durable des réservoirs argilo-gréseux français et ainsi concourir au développement de la géothermie sur l'ensemble du territoire.

Sommaire

1. Présentation du projet GUIDOCLAST 9

1.1. RAPPEL DU CONTEXTE DE RÉALISATION DU PROJET GUIDOCLAST 9

1.2. DÉROULEMENT DU PROJET EN CINQ TÂCHES.....9

1.2.1. Déroulement de la tâche 1 du projet, relative au retours d'expériences de forages géothermiques profonds en Europe du Nord 9

1.2.2. Déroulement de la tâche 2 du projet, relative aux retours d'expériences en France 10

1.2.3. Déroulement de la tâche 3 du projet, relative aux retours d'expériences des forages hydrogéologiques pour la recherche en eau en aquifères sableux 11

1.2.4. Déroulement de la tâche 4 du projet, relative à l'élaboration d'une stratégie d'exploration spécifique aux réservoirs clastiques profonds 12

1.2.5. Déroulement de la tâche 5 du projet, relative au guide de bonnes pratiques....12

2. Synthèse des retours d'expériences de forages géothermiques profonds réalisés en Europe du Nord et préconisations (tâche 1).....13

2.1.1. Conception des doublets.....13

2.1.2. Réalisation des travaux de forage 14

2.1.3. Réalisation des essais de production 14

2.1.4. Exploitation des doublets 15

2.1.5. Conclusions préliminaires 16

3. Synthèse des retours d'expériences de forages géothermiques réalisés en France au Trias et à l'Albien / Néocomien et préconisations (tâche 2).....17

3.1. PRÉCONISATIONS À PROPOS DU TRIAS 17

3.1.1. Stratégie d'exploration 17

3.1.2. Phases de conception du dispositif et de réalisation des travaux.....18

3.1.3. Phase d'exploitation.....18

3.2. PRÉCONISATIONS À PROPOS DE L'ALBIEN-NÉOCOMIEN 19

4. Synthèse des données relatives aux opérations géothermiques européennes et françaises ciblant les réservoirs clastiques (base de données) 21

5. Synthèse des retours d'expériences des forages hydrogéologiques pour la recherche en eau en aquifères sableux peu ou pas consolidés et préconisations (tâche 3).....25

5.1.1. Reconnaissance des aquifères par forages 25

5.1.2. Équipement en ouvrage d'exploitation (ou équipement des forages).....26

5.1.3. Surveillance et entretien.....27

5.1.4. Bilan des préconisations 28

6. Élaboration d'une stratégie d'exploration spécifique aux réservoirs clastiques profonds (tâche 4).....29

6.1. CONSIDÉRATIONS GÉOGRAPHIQUES ET GÉOLOGIQUES À PROPOS DE L'EXPLORATION DU TRIAS 30
6.1.1. Modèle géothermique prédictif 3D pour l'exploration du Trias 30
6.1.2. Optimisation des débits d'exploitation compte tenu des hétérogénéités du Trias 34

6.2. CONSIDÉRATIONS TECHNIQUES ET ÉCONOMIQUES À PROPOS DE L'EXPLORATION DU TRIAS 35
6.2.1. Limites du scenario classique d'exploration du Trias profond 37
6.2.2. Proposition de deux scénarios alternatifs pour l'exploration du Trias profond 37

6.3. CONCLUSION DU CHAPITRE 6 39

7. Guide des bonnes pratiques pour une exploitation géothermique optimale et durable (tâche 5) 41

7.1. NOTRE CONNAISSANCE DES RÉSERVOIRS CLASTIQUES DU BASSIN DE PARIS COMPTE TENU DES OPÉRATIONS DE FORAGES 42

7.2. GUIDE DE BONNES PRATIQUES À L'USAGE DES OPÉRATEURS 44

8. Bibliographie 47

Liste des figures

Figure 1 : Représentation du modèle géologique 3D du Trias du Bassin Parisien (projet CLASTIQ-2, Bouchot *et al.*, 2012) 32

Figure 2 : 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). 33

Figure 3 : 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 36

Liste des tableaux

Tableau 1 : Base de données relative aux opérations géothermiques ciblant des réservoirs clastiques en Europe (version décembre 2017 de la base de données fournie en fichier Excel, attaché à ce rapport final de GUIDOCLAST) 24

Tableau 2 : Synthèse des caractéristiques des opérations au Trias (Bouchot et Bonijoly, 2014). 29

Tableau 3 : État des connaissances des réservoirs clastiques du Trias et de l'Albien (bassin de Paris) compte tenu des opérations de forages. 43

Tableau 4 : Visualisation globale du guide de bonnes pratiques dont le détail est à lire en accédant au fichier Excel attaché à ce rapport final de GUIDOCLAST. 45

Liste des annexes attachées

Annexe 1 : Tâche 1 du projet GUIDOCLAST « Retours d'expériences des opérations de géothermie profonde ciblant des réservoirs clastiques en Europe » (Juillet 2016) par Frédérik BUGAREL en collaboration avec Vincent BOUCHOT.

Annexe 2 : Tâche 2 du projet GUIDOCLAST « Retours d'expériences des forages géothermiques réalisés en France au Trias et à l'Albien / Néocomien » (décembre 2017) par Frédérik BUGAREL en collaboration avec Vincent BOUCHOT.

Annexe 3 : Tâche 3 du projet GUIDOCLAST « Retours d'expériences des forages hydrogéologiques pour la recherche d'eau en aquifères sableux peu ou pas consolidés » (Janvier 2017) par Jérôme BARRIÈRE.

Liste des fichiers Excel attachés

Fichier: « **GUIDOCLAST_Base de données Doublets GTH Europe_attachée au rapport RP-67113-FR.xlsx » :** Base de données relative aux opérations géothermiques ciblant des réservoirs clastiques en Europe

Fichier « **GUIDOCLAST_Guide de Bonnes Pratiques_attaché au rapport RP-67113-FR.xlsx** » : Guide de bonnes pratiques pour une exploitation optimale et durable d'opérations géothermiques de basse température en réservoir argilo-gréseux

1. Présentation du projet GUIDOCLAST

1.1. RAPPEL DU CONTEXTE DE RÉALISATION DU PROJET GUIDOCLAST

Le projet GUIDOCLAST a pour principal objectif d'établir un guide de bonnes pratiques pour une exploitation optimale et durable d'opérations géothermiques basse température en réservoir clastique. D'une durée de 2 ans (mars 2016 - mars 2018), ce projet s'inscrit dans le cadre des conventions ADEME-BRGM 2016 n° 1605C0010 et 2017 n° 1705C0006.

Un tel guide vise à rassurer les opérateurs susceptibles d'explorer puis d'exploiter des réservoirs clastiques, alternatifs au Dogger, et éviter les déconvenues et/ou échecs rencontrés lors d'opérations anciennes au Trias notamment (Melleray, Cergy et Achères dans les années 80).

Trois tâches ont été réalisées sur l'année 2016 :

- **tâche 1** : synthèse des retours d'expérience des forages géothermiques profonds réalisés en Europe avec la visite d'opérations au Trias au Danemark et aux Pays-Bas ;
- **tâche 2** : synthèse des retours d'expérience des forages géothermiques réalisés en France à l'Albien-Néocomien et au Trias du Bassin parisien ;
- **tâche 3** : synthèse des retours d'expérience des forages hydrogéologiques pour la recherche d'eau en aquifères sableux peu ou pas consolidés.

Deux tâches complémentaires ont été réalisées en 2017 :

- **tâche 4** : élaboration d'une stratégie d'exploration spécifique aux réservoirs clastiques profonds comme le Trias ;
- **tâche 5** : rédaction d'un guide de bonnes pratiques pour une exploitation optimale et durable d'opérations géothermiques de basse température en réservoir clastique en collaboration avec les opérateurs pour validation.

Ce rapport correspond au livrable 2 du projet GUIDOCLAST et constitue le rapport final du projet. Il présente la synthèse des résultats acquis lors des cinq tâches décrites ci-dessus.

Quant aux résultats détaillés des tâches 1, 2 et 3, ils sont respectivement présentés en annexes 1, 2 et 3, attachées à ce rapport final.

1.2. DÉROULEMENT DU PROJET EN CINQ TÂCHES

1.2.1. Déroulement de la tâche 1 du projet, relative au retours d'expériences de forages géothermiques profonds en Europe du Nord

La tâche 1 du projet GUIDOCLAST a consisté à réaliser une synthèse des retours d'expériences européennes relatives aux opérations de géothermie profonde ciblant des réservoirs argilo-gréseux. Cette tâche a fait l'objet d'un rapport intermédiaire (livrable 1 contractuel) remis en juillet 2016 à l'ADEME (rapport BRGM/RP-66040-FR). Ce rapport est reporté en annexe 1.

Cette synthèse est principalement fondée sur une analyse des opérations géothermiques menées au Danemark (3 doublets) et aux Pays-Bas (12 doublets), pour lesquelles des

informations techniques ont pu être collectées au cours de deux missions distinctes réalisées respectivement en mars et en juin 2016. 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 (Thisted, 1984) et une dizaine d'années pour la première opération hollandaise (Vand Den Bosch, 2007).

L'objectif de ces missions était de collecter les données de forage, de réservoir et d'exploitation afin d'analyser les conditions d'exploitation des ressources géothermales, et d'être en mesure de disposer des éléments de comparaison les plus complets possibles pour identifier les points susceptibles d'expliquer les raisons du bon fonctionnement ou de dysfonctionnement de ces opérations.

Ces missions ont été une opportunité de rencontrer les opérateurs danois et hollandais (services géologiques et services des Mines, associations d'opérateurs, bureaux d'études) ayant été, ou étant, impliqués dans la conception, la réalisation et l'exploitation de ces dispositifs. Ces différentes rencontres ont été complétées par les visites de trois sites géothermiques (le site de Copenhague au Danemark et les sites de De Lier et d'Agriport aux Pays-Bas) donnant la possibilité de discuter directement avec des exploitants.

En amont de ces rencontres, un questionnaire technique a été élaboré dans le cadre de ce projet, à l'attention des interlocuteurs rencontrés. Les points listés dans ce questionnaire constituent une grille d'analyse du fonctionnement des opérations danoises et hollandaises (et au-delà en cas de besoin).

Les résultats de cette analyse sont développés dans ce rapport et une synthèse des données collectées est ensuite proposée sous la forme d'un tableau récapitulatif (cf. chapitre 4) qui complète un premier inventaire des opérations réalisé précédemment à l'échelle européenne par Lopez et Millot (2008).

L'analyse des opérations danoises et hollandaises permet de dégager des premières pistes de réflexion en termes de bonnes pratiques relatives à la conception, à la réalisation de doublets et à l'exploitation de ces dispositifs, ainsi qu'en termes de stratégie d'exploration adaptée.

La réussite des missions réalisées au Danemark et aux Pays-Bas, concrétisée par l'obtention d'un nombre important de données, a reposé sur un échange équilibré d'informations. La stratégie adoptée a été de mettre en avant l'expérience acquise sur l'exploitation du Dogger en Île-de-France et d'expliquer les raisons qui incitent aujourd'hui les opérateurs français à trouver de nouvelles ressources géothermales, alternatives au Dogger. En retour, il a été convenu de transmettre aux interlocuteurs rencontrés une synthèse des résultats obtenus dans le cadre du projet GUIDOCLAST, qui pourrait être formalisée par le partage de la base de données commune.

1.2.2. Déroulement de la tâche 2 du projet, relative aux retours d'expériences en France

La tâche 2 a consisté en une synthèse bibliographique des opérations de géothermie menées au Trias et à l'Albien/Néocomien dans le bassin de Paris, dans le but notamment d'identifier les freins au développement de la géothermie en réservoir clastique compte tenu de l'expérience :

- des 4 opérations ayant ciblé le Trias au début des années 80 : Melleray, Cergy-Pontoise, Achères (> 1 000 m de profondeur) et Châteauroux (< 1 000 m de profondeur) ;

- des 4 opérations ciblant les réservoirs multi-couches de l'Albien et du Néocomien, à savoir celle des « Tours AGF » (Mirabeau et Crystal) à Paris (1989) et de 3 plus récentes (2011 à 2014) : Issy-les-Moulineaux, Plessis-Robinson et la « ZAC Clichy-Batignolles » à Paris.

L'annexe 2 consiste en un retour d'expériences détaillé de ces 8 opérations.

1.2.3. Déroulement de la tâche 3 du projet, relative aux retours d'expériences des forages hydrogéologiques pour la recherche en eau en aquifères sableux

La tâche 3 visait à récolter toute information utile sur l'expérience acquise dans le domaine de l'hydrogéologie, pour le captage des aquifères clastiques non consolidés. Un certain nombre de savoir-faire sont en effet transférables au domaine de la géothermie.

Il s'agissait en priorité de recueillir dans la bibliographie relative aux forages de recherche et d'exploitation d'eau les données relatives :

- aux modalités de reconnaissance de la lithologie et des potentialités hydrauliques des aquifères non consolidés ;
- à l'équipement en ouvrages d'exploitation : choix des matériaux, dimensionnement, pratiques adaptées ;
- à la surveillance : suivi en continu, contrôle du veillissement ;
- à l'entretien des ouvrages, éventuellement à des dysfonctionnements avérés : inadéquation de l'équipement, vieillissement prématuré, perte de productivité, etc.

Chacun des aspects a été étudié exclusivement dans le domaine des forages d'eau, principalement pour l'alimentation en eau potable et les eaux minérales naturelles (embouteillage, thermalisme), car ce sont les usages pour lesquels on dispose des données les plus complètes. Les quatre angles suivants ont été abordés :

- **cadre réglementaire** : dans ce domaine, les principaux textes français opposables fixant les restrictions pour les forages d'eau sont :
  - l'arrêté du 11 septembre 2003 portant application du décret n° 96-102 du 2 février 1996 et fixant les prescriptions générales applicables aux sondage, forage, création de puits ou d'ouvrage souterrain soumis à déclaration en application des articles L. 214-1 à L. 214-3 du code de l'environnement et relevant de la rubrique 1.1.1.0 de la nomenclature annexée au décret n° 93-743 du 29 mars 1993 modifié,
  - son guide d'application (Ministère de l'Écologie et du Développement Durable, 2004),
  - le Fascicule n° 76 du cahier des clauses techniques générales des marchés publics de travaux, relatif aux travaux de forage pour la recherche et l'exploitation d'eau potable (Ministère de l'Equipement, du Logement de l'Aménagement du Territoire et des Transports, 1987) ; ce document ne concerne que les ouvrages réalisés dans le cadre des marchés publics ;
- **cadre normatif** : norme AFNOR NF X-10-999 - Forage d'eau et de géothermie - réalisation, suivi et abandon d'ouvrages de captage ou de surveillance des eaux souterraines réalisés par forages (2014) ;
- **préconisations de la bibliographie** : recommandations des ouvrages de référence utilisés en routine dans le domaine du forage hydrogéologique ; ces documents fournissent une base de travail intéressante, car ils résultent eux-même du retour d'expérience de leurs auteurs ;

- **pratiques observées** : i) données pratiques issues de la Banque de données du Sous-Sol : coupes techniques des ouvrages, descriptifs de chantier, et ii) données issues de rapports de forages, ou de rapports généraux de synthèse.

Le recensement des pratiques s'est focalisé sur quelques secteurs appliqués aux formations non consolidées « en domaine profond » (plusieurs centaines de mètres) afin d'être transférables vers de la géothermie BT. C'est principalement le cas sur certains aquifères en eau potable du Bassin parisien (Albien - Néocomien, Cénomanien) et du Bassin Aquitain (Éocène, sables infra-molassiques), mais aussi sur d'autres secteurs sédimentaires plus restreints, comme les molasses du Bas-Dauphiné ou les Limagnes. Enfin, quelques exemples isolés sont également abordés du fait de leur caractère instructif.

L'annexe 3 de ce rapport consiste en un retour d'expériences détaillé de ces opérations de forages hydrogéologiques en domaine superficiel, alors que le chapitre 5 de ce rapport final présente la synthèse des retours d'expériences de ces opérations et du transfert de savoir-faire vers la géothermie sous la forme de préconisations.

1.2.4. Déroulement de la tâche 4 du projet, relative à l'élaboration d'une stratégie d'exploration spécifique aux réservoirs clastiques profonds

Compte tenu des expériences acquises en Europe du Nord (tâche 1) et en France (tâche 2), cette tâche 4 avait pour objectif d'élaborer une stratégie d'exploration spécifique aux réservoirs clastiques profonds, ciblant notamment le Trias. La totalité de la réflexion est inclut dans ce rapport final (chapitre 6).

1.2.5. Déroulement de la tâche 5 du projet, relative au guide de bonnes pratiques

Cette tâche a consisté à élaborer le guide de bonnes pratiques en se basant sur l'ensemble des retours d'expériences.

2. Synthèse des retours d'expériences de forages géothermiques profonds réalisés en Europe du Nord et préconisations (tâche 1)

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)**, pour lesquelles des informations techniques ont pu être collectées au cours de deux missions distinctes réalisées respectivement en mars et en juin 2016.

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, cf. annexe 1). La poursuite du développement des opérations de géothermie aux Pays-Bas notamment (nouveaux projets en 2016 et 2017) 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 données collectées au cours des missions au Danemark et aux Pays-Bas permettent de compléter l'inventaire des opérations réalisées à l'échelle européenne (*e.g.* Lopez et Millot, 2008) et de constituer une base de données sous la forme d'un tableau présentant les caractéristiques relatives aux forages, aux réservoirs et aux exploitations, classées par pays et par ordre chronologique (cf. chapitre 4). Cette base de données, présentée dans le tableau 1, constitue un état des connaissances à l'été 2016 (échéance du premier livrable du projet). Ce tableau vise à identifier des éléments de comparaison techniques et à évaluer à l'échelle européenne un certain niveau de maturité de ces opérations ciblant des réservoirs clastiques.

L'annexe 1, correspondant au livrable 1 du projet GUIDOCLAST publié en juillet 2016, présente les résultats détaillés du travail réalisé dans le cadre de la tâche 1 relative aux retours d'expériences des forages géothermiques profonds réalisés en Europe du Nord. L'analyse technique des opérations danoises et hollandaises et la synthèse des données ont permis de dégager des premières pistes de réflexion en termes de bonnes pratiques.

2.1.1. 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/thermogis_en.html).

Les cadres réglementaire et assurantiel, ainsi que le savoir-faire spécifique développé par la filière française (rôle et responsabilité des acteurs notamment : maîtrise d'ouvrage, maîtrise d'ouvrage déléguée, maîtrise d'œuvre, entreprises de forage et de services), servent de modèles aux opérateurs danois et hollandais qui se montrent très intéressés par les pratiques mises en œuvre en France.

2.1.2. 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. 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 parait 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 de ce 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 sensé correspondre au mieux à la granulométrie des réservoirs gréseux et au débit d'exploitation visé (pertes de charge).

2.1.3. 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 parait 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^3 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 sont 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.

2.1.4. 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^3/h (jusqu'à 310 m^3/h) avec des pressions d'injection extrêmement variées mais pouvant atteindre des valeurs élevées (45 bars) ;
- 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^3/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_4, voire CO_2 pour des serres).

2.1.5. Conclusions préliminaires

Ces premières pistes de réflexion seront analysées lors de la réalisation des tâches suivantes du projet qui s'intéresseront aux retours d'expériences français dans les domaines de la géothermie profonde et de l'hydrogéologie (respectivement tâches 2 et 3 du projet GUIDOCLAST).

La tâche 4 du projet, qui s'intéresse à l'élaboration d'une stratégie d'exploration spécifique aux réservoirs clastiques profonds, a été initiée au travers de discussions menées avec les bureaux d'études en charge de la conception des ouvrages, notamment lors de la mission au Danemark.

Une exploration cherchant à minimiser les risques pour la filière et valoriser les forages d'exploration pourrait être étudiée suivant une stratégie consistant à réaliser un premier forage vertical de petit diamètre permettant de réduire les coûts en cas d'échec, et de tester puis de caractériser le réservoir avant de réaliser les deux forages d'exploitation d'un doublet de manière optimisée (choix des matériaux et des équipements des puits, dimensionnement de la chambre de pompage, écartement des points d'impact au réservoir, complétion adaptée,…).

Ce forage d'exploration pourrait par la suite servir de puits d'observation (notamment de la bulle froide) et de puits de décharge des eaux produites lors du redémarrage du dispositif suite à un arrêt. Le doublet de Copenhague est actuellement à l'arrêt en raison de la problématique des dépôts contenant des matières radioactives qui empêchent le rejet en mer Baltique, qui était jusqu'alors la procédure suivie avant le redémarrage.

Son financement pourrait être partagé par différents organismes intéressés par la connaissance approfondie du sous-sol, concernant par exemple les ressources en eau ou les risques sismiques, dans des secteurs particuliers. La multiplication de ce type de forages dans un secteur déterminé permettrait d'optimiser les chances de succès pour le développement de la géothermie profonde en déterminant les secteurs favorables et en fiabilisant les études de faisabilité technico-économique.

3. Synthèse des retours d'expériences de forages géothermiques réalisés en France au Trias et à l'Albien / Néocomien et préconisations (tâche 2)

En France, le retour d'expériences des forages géothermiques ciblant des réservoirs clastiques est constitué principalement par les opérations ayant atteint l'aquifère sableux, peu ou pas consolidé, de l'Albien / Néocomien et le réservoir argilo-gréseux consolidé, plus profond (sauf Châteauroux), du Trias dans le Bassin parisien.

Ce retour d'expériences intègre :

- 4 opérations anciennes ayant ciblé le Trias au début des années 80 : Melleray, Cergy-Pontoise, Achères (profondeur > 1 000 m) et Châteauroux (profondeur < 1 000 m),
- et 4 opérations ciblant les réservoirs multi-couches de l'Albien et du Néocomien dont celle des « Tours AGF » (Mirabeau et Crystal) à Paris (1989) et trois plus récentes (2011 à 2014) : Issy-les-Moulineaux, Plessis-Robinson et la « ZAC Clichy-Batignolles » à Paris.

3.1. PRÉCONISATIONS À PROPOS DU TRIAS

Les opérations relativement anciennes du Trias, datant du début des années 80, ont démontré la difficulté d'appliquer, sans adaptation, les solutions techniques valables au Dogger (Boisdet *et al*., 1989) alors que les caractéristiques hydrogéologiques du réservoir et les valeurs de transmissivité notamment (sites de Melleray et d'Achères) sont relativement bonnes (10 à 15 D.m) et comparables aux valeurs basses du Dogger ou du site de Copenhague par exemple.

L'analyse des opérations suivant l'ordre chronologique des réalisations 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 m à Achères contre 300 m 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.

À l'issue de l'analyse chronologique des opérations, les préconisations relatives à la réalisation de nouveaux projets d'exploration au Trias sont détaillées ci-dessous.

3.1.1. 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 échec compte tenu du caractère exploratoire de ce type d'opération. La mise en œuvre de nouvelles techniques d'exploration et pratiques s'avère essentielle (études complémentaires sismiques 3D et 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*., 2013) 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.

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.

3.1.2. 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.

3.1.3. 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, classiquement à forte salinité (~100 g/l versus ~20 g/l dans le Dogger).

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.

3.2. PRÉCONISATIONS À PROPOS DE L'ALBIEN-NÉOCOMIEN

Pour le réservoir géothermal correspondant aux aquifères multi-couches de l'Albien et du Néocomien, moins profonds et mieux connus que le Trias (caractère exploratoire et risque nettement inférieurs), le retour d'expériences relativement récent confirme les très bonnes caractéristiques hydrogéologiques du réservoir (de l'ordre de 300 à 500 D.m) et la possibilité d'exploiter la ressource à un débit de l'ordre de 200 m^3/h, tout en respectant les contraintes relatives à un usage des puits pour un secours éventuel en alimentation d'eau potable.

Il apporte en outre 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) pour préserver l'injectivité.

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.

En revanche, de manière spécifique à l'exploitation des réservoirs clastiques, le retour d'expériences, relatif aux opérations d'Issy-les-Moulineaux et du Plessis-Robinson, présentés par le maître d'ouvrage et le maître d'œuvre met 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. Synthèse des données relatives aux opérations géothermiques européennes et françaises ciblant les réservoirs clastiques (base de données)

La synthèse des données collectées dans le cadre du projet GUIDOCLAST est présentée sous forme d'un tableau récapitulatif. Ce Tableau 1 inclut l'inventaire des opérations réalisées précédemment à l'échelle européenne par Lopez et Millot (2008) et a été complété avec les données collectées lors des missions réalisées en 2016 en Europe du Nord (Danemark et Pays-Bas) [1].

Les opérations sont classées par pays et par date de réalisation pour la France, le Danemark et les Pays-Bas afin d'évaluer le degré de maturité des opérations géothermiques exploitant des réservoirs clastiques en Europe, avec une attention particulière portée sur la problématique de la réinjection, connue pour ce type de réservoir.

Cette base de données, disponible sous forme de fichier Excel (joint à ce rapport), pourra être complétée et actualisée dans l'avenir par les données rendues publiques suivant les législations nationales (5 ans par exemple aux Pays-Bas) et les données correspondant à de nouvelles réalisations.

[1] Suite à l'obtention d'un nombre important de données collectées auprès des opérateurs danois et hollandais (tâche 1 du projet), cette base de données commune a été transmise à nos interlocuteurs rencontrés dans le cadre du projet GUIDOCLAST en guise de remerciement.

	Caractéristiques / Opérations		France																	
			Melleray (45)		Cergy-Pontoise (95)	Achères (78)		Chateauroux (36)	Paris (75) (Tours AGF Crystal et Mirabeau)		Clermont-Ferrand (63) Les Vergnes I	Plaisir Thiverval Grignon (78)	Issy-les-Moulineaux (92)		Plessis-Robinson (92)		Paris (75) (ZAC Clichy-Batignolles)	
Forage	Nom du forage		Melleray 1	Melleray 2	Cergy-GCY1	Achères 1	Achères 2	Chateauroux 1	Crystal	Mirabeau			ILM-1	ILM-2	LPR-1	LPR-2	P1-ST	P2
	Code		GMY1	GMY2	CGY-1	A1	A2		B16	B20								
	Indice BSS		03637X0279/GMY1	03637X0280/GMY2	01527X0129/GCY1	01528X0101/GTH1	01823X0077/GTH2	05447X0112/GTH1	01836A0571/B16	01836A0572/B20			01836C0341/F	01836C0342/F	02192X0471/LPR1	01836C0340/LPR2		
	Opérateur (Maitre d'œuvre)		BRGM			GEOTHERMA		GEOTHERMA	GEOTHERMA				G2H Conseils		G2H Conseils		Eau de Paris (DIPEP) / TERRE	
	Entreprise de forage		GIE FORAKY - FORAMINES			GIEFF		GIEFF	COFOR				Forages MASSE		COFOR		COFOR	
	Appareil de forage		GB 800			EMSCO GB 250		GB 250					SOILMEC G75		HH 102		HH 102 B	
	Dates de réalisation		23/11/79 au 09/01/80	31/10/80 au 09/12/80	?/03 au 04/05/80	27/01/82 au 21/05/82	07/06/82 au 22/08/82	12/02/83 au 11/04/83	17/07/89 au 20/09/89	30/09/89 au 30/11/89			19/07/11 au 02/11/11	10/01/12 au 25/04/12	23/01/12 au 15/03/12	18/04/12 au 02/06/12	02/09/14 au 29/11/14	25/07/14 au 20/08/14
	Durée de forage (jours)		48	40		115	77	59	66	62			107 (travaux discontinus)	107 (travaux discontinus)	53 (travaux discontinus)	46 (travaux discontinus)	89 (travaux discontinus)	27 (travaux discontinus)
	Fonction		producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	producteur	chaud	froid			producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	injecteur
	Type		exploration	développement	exploration	exploration	développement	exploration	développement	développement			développement	développement	développement	développement	développement	développement
	Profil		vertical	dévié (23° max)	vertical	vertical	vertical	vertical	vertical	dévié (40° max)	vertical		vertical	dévié (27° toit réservoir)	vertical	dévié (30,5° toit réservoir)	dévié (22° toit réservoir)	dévié (16° toit réservoir)
	Profondeur totale (m MD)		1668,75	1661	1997	1950	1961	670	615	654			646	701	995	1040	764	755
	Ecartement des forages au réservoir		environ 1050 m		-	environ 1,5 km		puits unique	environ 500 m				500 m		> 580 m		624 m	
	Tubage		acier 13"3/8 de 0 à 299,69 m (chambre de pompage)	acier 7" de la surface au toit du réservoir	acier 13"3/8 de 0 à 300 m (chambre de pompage)	acier 9"5/8 de 0 à 1345 m	acier 13"3/8 de 0 à 389 m (chambre de pompage)	acier 13"3/8 de 0 à 160 m (chambre de pompage)	acier 13"3/8 de 0 à 521 m	acier 13"3/8 de 0 à 119,5 m	acier 7" jusqu'à 1600 m		acier 18"5/8 de 0 à 191 m	acier 13"3/8 de 0 à 560 m	acier 16" de 0 à 374,5 m	acier 16" de 0 à 236,67 m	acier 16" de 0 à 180 m	acier 16" de 0 à 169 m
			acier 9"5/8 jusqu'au toit du réservoir		acier 9"5/8 jusqu'à 1927 m	liner acier 7" de 1272 à 1808 m	liner acier 7" jusqu'à 1908 m	liner acier 9"5/8 jusqu'à 444 m		liner acier 9"5/8 de 80,5 à 560 m	réservoir prévu en 6"		acier 13"3/8 de 161,7 à 541 m		acier 10"3/4 de 332 à 888 m	acier 10"3/4 de 182 à 906,85 m	acier 10"3/4 de 153 à 666,5 m	acier 10"3/4 de 140 à 665 m
	Complétion		crépine inox 6"5/8	crépine inox 4"1/2	crépine inox[1] 6"5/8	crépine 4" 1/2	crépine 4" 1/2	crépine inox 5"	crépine inox double paroi 5" x 8" (pré-gravillonnée : calibre 1 - 2,5 mm)		crépine 4"1/2 à enroulement spirale		crépine inox 304 L 8"5/8 (type JOHNSON à fil continu enroulé sur tube avec perforations de 16 mm)	crépine inox 304 L JOHNSON MUNI-PAK 8"5/8 x 10"5/8 (pré-gravillonnée : calibre 1,16 à 1,7 mm)	crépine inox 304 L 7"5/8 (type JOHNSON à fil continu enroulé sur tube avec perforations de 16 mm)	crépine inox 304 L JOHNSON MUNI-PAK 6"5/8 x 8"5/8 (billes de verre : calibre 1,25 à 1,65 mm)	crépine inox 304 L JOHNSON MUNI-PAK 6"5/8 x 8"5/8 (billes de verre : calibre 1,25 à 1,65 mm)	crépine inox 304 L JOHNSON MUNI-PAK 6"5/8 x 8"5/8 (billes de verre : calibre 1,25 à 1,65 mm)
			slot 0,8 mm	slot 0,8 mm	slot 1 mm		slot 0,2 et 0,4 mm		slot 0,8 mm	slot 0,75 mm			slot 0,8 mm	slot 0,8 mm	slot 0,75 mm	slot 1 mm	slot 1 mm	slot 1 mm
	Massif filtrant		non (trou 8"1/2)	non (trou 6")	non (trou 8"1/2)	oui (trou 6" alésé 11")	oui (trou 6" alésé 11")	oui (trou 8"1/2 comblé à 516,5 m)	oui (1 - 2,5 mm) (trou 12"1/4 alésé 15")	oui (2,5 - 5 mm) (trou 8"1/2 alésé 15")	oui (trou alésé 11")		oui (1 - 1,25 mm) (trou 12"1/4 alésé 15")	oui (trou 12"1/4)	oui (0,8 - 1,4 mm) (trou 9"1/2 alésé 15")	oui (trou 9"1/2 alésé 11")	oui (trou 9"7/8)	oui (trou 9"5/8 alésé en 9"7/8)
Réservoir	**Réservoir cible**		**TRIAS**		**TRIAS**	**TRIAS**		**Infra-LIAS** (Hettangien) / **TRIAS**	**ALBIEN**				**ALBIEN**		**NEOCOMIEN**		**ALBIEN**	
	Lithologie		alternance grès / argiles			alternance grès / argiles		alternance sables / grès peu consolidés et argiles	alternance sables / argiles				alternance sables / argiles		alternance sables / argiles		alternance sables / argiles	
	Toit du réservoir (m)		1436	1436	1940	1884	1890	455	492	480	1535		543	563	874	889	668	665
	Epaisseur (m)	totale	182	165	33	57	67	201	67	67	30		97	109	121	132	82	75
		utile	36	30		10	15	20	37			10 à 15	50,2	95,1	27,2	71,6	37,6	33,9
	Porosité (%)		15	17														
	Pression de gisement (bar)			112		202	202											
	Pression artésienne (bar)		6,4	5		5	5	3	2				0	0	0	0	0	0
	Débit artésien (m^3/h)		45	48		45	25	41					0	0	0	0	0	0
	Géochimie (prélèvements fond / surface)		surface															
	pH		6,75			6,5			7,7				7,9		7,6	7,6		
	Incondensables (m^3/m^3)			0,15		0,34												
	Salinité totale (g/l)		38,4	38		93,6			0,26			< 0,35						
	Point de bulle (bars)			12,2		13,7	15											
	Fluide de forage		boue bentonitique	boue à base de polymères (Flogel)	boue à base de polymères (Flogel)				boue aux polymères	boue aux polymères	boue à base de polymères (Flogel)		boue aux polymères + batéricides	boue aux polymères + batéricides	boue aux polymères + batéricides	boue aux polymères + batéricides	boue aux polymères + batéricides	boue aux polymères + batéricides
	Nettoyage / traitement		dispersant (hexamétaphosphate)					dispersant (hexamétaphosphate)	hexamétaphosphate	hexamétaphosphate + eau oxygénée			désinfectant (oxonia)	soufflage + pompage	hexamétaphosphate	hexamétaphosphate		hexamétaphosphate
	Développement		7 jours				7 jours	7 jours					air-lift (4 jours)	soufflage + air-lift (10 jours)	air-lift + pistonnage (7 jours)	air-lift + soufflage (10 jours)	air-lift (40 hrs) + pompage (16 hrs)	air-lift (30 hrs) + pompage (20 hrs)
	Stimulation		non			acidification	acidification	acidification (3)			oui[2]							
	Essais de production	courte durée	remontée P. 6,5 hrs	Prod. (art.) 15,5 hrs + remontée P. 12 hrs			remontée P.	Prod (air-lift) 12,5 hrs + remontée P.										
		longue durée					5 jours + interférence		72 heures	72 heures			72 heures	52 heures	72 heures	72 heures	72 heures	72 heures
	Transmissivité (D.m ou m^2/s)	avant stimulation	15,5 D.m	13,2 D.m		10,8 D.m	11,2 D.m		530 D.m	300 D.m	1,1 à 1,6 D.m	56 D.m	6.10^{-3} m^2/s	6.10^{-3} m^2/s	2.10^{-3} m^2/s	2.10^{-3} m^2/s		
		après stimulation				19,25 D.m												
	Skin	avant stimulation	2,5	0		15	15											
		après stimulation				-2	10											
Exploitation	Date de mise en service		1981		-	-		1984	1990				2013		2013		2016	
	Durée d'exploitation		1 an		0	0		32 ans	26 ans				3 ans		3 ans		-	
	Débit d'exploitation maximal (m^3/h)		110		70	135	90	88	130				200		200		180	
	Vitesse circulation max. sortie complétion (cm/s)								1,5	0,6			0,8 (localement > 3)					
	Vitesse circulation max. sortie formation (cm/s)																	
	Indice de productivité ($m^3/h/bar$)		10			6,5	2,4	5,2	65	37			117	94	35	33	54	40
	Indice d'injectivité ($m^3/h/bar$)			1,9		1,9	décroissance continue avec la durée du test	-						42		41		
	Température production (°C)		74	73	77	78,6	78	32	27	27	88		28		38		38,5	
	Température réinjection minimale (°C)					31		-						13				
	Pression d'injection max. (bars)		58		-	71,6	115	-	8	2								
	Puissance thermique (MWth)												3,5					
	Système de filtration	avant échangeurs			-								hydrocyclone + 2 filtres à sable (130 µm)					
		avant réinjection			-													
	Système d'injection d'inhibiteurs de corrosion		non		-			non	non				non		non		non	
	Système d'injection d'azote en surface		non		-			non	non				non		non		non	
	Problèmes rencontrés		Pression injection + colmatage soudain, brutal et définitif de l'injecteur (abandon)		Faible productivité (abandon Trias / sidetrack Dogger en mars 1981)	Pression d'injection (abandon Trias / perforations Dogger)		Mise en place crépines + massif filtrant (mauvaise tenue des terrains)	Pression d'injection élevée au puits B16				Baisse d'injectivité liée à une importante production de particules fines provenant de l'annulaire de la colonne captante de production (remédiation en 2015)					

Données issues du rapport BRGM/RP-56630-FR (septembre 2008)

Données issues du rapport BRGM/RP-66040-FR (juillet 2016) - Projet GUIDOCLAST

	Caractéristiques / Opérations		Allemagne							Angleterre	Danemark						Italie	
			Bruchsal		Waren	Neubrandebourg	Prenzlau	Neustadt-Glewe		Southampton	Thisted		Copenhague		Sonderborg		Metanopoli	
Forage	Nom du forage												Magretheholm-1/1A	Magretheholm-2	Sonderborg-1	Sonderborg-2		
	Code		Bruchsal 1	Bruchsal 2						Southampton[3]	Thisted 2	Thisted 3	MAH-1/1A	MAH-2	SG-1	SG-2	Metanopoli 2	Metanopoli 1
	Indice BSS																	
	Opérateur (Maitre d'œuvre)												DONG E&P					
	Entreprise de forage												DEUTAG					
	Appareil de forage												DEUTAG T-61					
	Dates de réalisation												31/05 au 14/07/02	27/04 au 28/06/03				
	Durée de forage (jours)												45	63				
	Fonction		producteur	injecteur				producteur	injecteur	producteur	producteur	injecteur	injecteur	producteur			producteur	injecteur
	Type												exploration	développement				
	Profil		vertical	vertical							vertical	vertical	vertical (2,6° max dans le réservoir)	dévié (64° max dans le réservoir)	dévié	dévié	dévié (37° dans le réservoir)	vertical
	Profondeur totale (m MD)		1932	2542	1510	1500	1000				3280	1234	2686 (RT)	3300 (RT)	1267	1408		2500
	Ecartement des forages au réservoir										1507		1240		760			
	Tubage					acier 9"5/8 jusqu'à 120 m					tubage acier 13"3/8 jusqu'à 1064 m	tubage amovible en acier 7" jusqu'à 1169 m	tubage acier 13"3/8 jusqu'à 701 m	tubage acier 13"3/8 jusqu'à 1761 m	tubage acier 13"3/8 jusqu'à 892 m	tubage acier 13"3/8 jusqu'à 927 m		tubage 5" jusqu'à 1902 m
						acier 7" jusqu'à 1240 m					tubage acier 9"5/8 jusqu'à 1204 m		liner acier 9"5/8 de 633 à 2684 m	liner acier 9"5/8 de 1720 à 3114 m	liner acier 9"5/8 de 878 à 1150 m	liner acier 9"5/8 de 889 à 1288 m		puis tubing 3" 1/2 et packer d'isolation à 2.020 m
	Complétion				crépines fil enroulé	crépines 5"1/2		trou tenu (bonne tenue des formations)	tubage perforé et crépines à fil enroulé	liner 9" 5/8 sabot 1700m	crépines 6" slot 0,3 mm	crépines 6" slot 0,3 mm	perforation (6 spf) liner 9"5/8 (cimenté) de 2489 à 2662 m	perforation (12 spf) liner 9"5/8 (cimenté) de 2855 à 3056 m	crépines 7"	crépines 7"	perforation à l'hyperjet	
	Massif filtrant				oui	oui (trou sur-alésé)				non (trou ouvert 12"1/4)	oui (trou sur-alésé en 16")	oui (trou sur-alésé)	non	non	oui (trou sur alésé en 9"7/8)	oui (50%) (trou sur alésé en 9"7/8)		
Réservoir	**Réservoir cible**										***Gassum*** : Hettangien (**LIAS**) / Rhétien (**TRIAS**)		***Bunter*** (**TRIAS** inf.)		***Gassum*** : Hettangien (**LIAS**) / Rhétien (**TRIAS**)			
	Lithologie										grès		alternance grès / argiles		grès			
	Toit du réservoir (m)		1573	2281		1250		2200 à 2400	2200 à 2400	1729	1229	1200	2368	2866			1941	1967
	Epaisseur (m)	totale	300	256		20				67	135	35	272	180	61		224	538
		utile								16	30	30	59	?	35			
	Porosité (%)										27%		17%		39			
	Pression de gisement (bar)												264,4 @ 2487 m					
	Pression artésienne (bar)												-					
	Débit artésien (m^3/h)							non	non			non	-					
	Géochimie (prélèvements fond / surface)												fond + surface					
	pH												6,05					
	Incondensables (m^3/m^3)												0,15				> 2	
	Salinité totale (g/l)		125		160	0,1		0,2		125	163		215				70 à 73	
	Point de bulle (bars)												≈ 11					
	Fluide de forage												Glydrill (MI)	KCL / Polymère + Glydrill (MI)				
	Nettoyage / traitement																	
	Développement												6 jours (air-lift)					
	Stimulation												non				acidification	
	Essais de production	courte durée											Prod. air-lift 12hrs ($60m^3/h$) + remontée P. 18hrs	?				
		longue durée											50 jours (pompage)					
	Transmissivité (D.m ou m^2/s)	avant stimulation	33 D.m					100 D.m			70 à 110 D.m		-		129 D.m			
		après stimulation								3,3			24,2				1,22 à 1,4	
	Skin	avant stimulation								-2,9			-					
		après stimulation											0,54		> 20	> 7	-2,4 à -3,7	
Exploitation	Date de mise en service										1984		2005		2013			
	Durée d'exploitation										32 ans		11 ans		3 ans			
	Débit d'exploitation maximal (m^3/h)				50	100	70	120			35 (1984) / 150 (1988) / 200 (2001)		235		335			
	Vitesse circulation max. sortie complétion (cm/s)										0,2 / 0,9 / 1,2		0,8	1,2	1,4	0,8		
	Vitesse circulation max. sortie formation (cm/s)										0,1 / 0,4 / 0,5		0,7	1,0	1,6	0,9		
	Indice de productivité ($m^3/h/bar$)												9,8					
	Indice d'injectivité ($m^3/h/bar$)					> 20			55			> 16						
	Température production (°C)		116		60	52	42	95		76	45		73 / 74		48		63 à 64	
	Température réinjection minimale (°C)				10	10		50			10						40	
	Pression d'injection max. (bars)																	
	Puissance thermique (MWth)							5,7			8,1		14		12			
	Système de filtration	avant échangeurs																
		avant réinjection																
	Système d'injection d'inhibiteurs de corrosion												non					
	Système d'injection d'azote en surface												oui					
	Problèmes rencontrés										-		baisse d'injectivité + dépôt radioactif		baisse d'injectivité			

Données issues du rapport BRGM/RP-56630-FR (septembre 2008)

Données issues du rapport BRGM/RP-66040-FR (juillet 2016) - Projet GUIDOCLAST

	Caractéristiques / Opérations		Pays-Bas																						Suède	
			Asten (sables de Breda)	Asten (sables de Berg)	Van Den Bosch (1er doublet)		Van Den Bosch (2ème doublet)		Ammerlan		Duijvestijn		Den Haag		Koekoespolder		Westland		Agriport (1er doublet)		Agriport (2ème doublet)		Floricultura		De Lier		Vierpolders		Lund	
Forage	Nom du forage				Van den Bosch 1	Van den Bosch 2	Van den Bosch 3	Van den Bosch 4	Pijnacker 1	Pijnacker 2	Pijnacker 3	Pijnacker 4	Den Haag 1	Den Haag 2	Koekoespolder-1	Koekoespolder-2												
	Code				VDB-GT-01(-S1)	VDB-GT-02(-S1)	VDB-GT-03	VDB-GT-04	PNA-GT-01	PNA-GT-02	PNA-GT-03(-S2)	PNA-GT-04	DNA-GT-01	DNA-GT-02	KKP-GT-01	KKP-GT-02	HON-GT-01-(S1)	HON-GT-02	MDM-GT-01	MDM-GT-02-(S2)	MDM-GT-03-(S1)	MDM-GT-04	HEK-GT-01-(S2)	HEK-GT-02	DE LIER-GT-01	DE LIER-GT-02	BRI-GT-01	BRI-GT-02		
	Indice BSS																											
	Opérateur (Maitre d'œuvre)																											
	Entreprise de forage				DALDRUP & SÖHNE AG		DALDRUP & SÖHNE AG		DALDRUP & SÖHNE AG		DALDRUP & SÖHNE AG		HAITJEMA		DALDRUP & SÖHNE		DRILLTEC		DALDRUP & SÖHNE AG		DALDRUP & SÖHNE AG				KCA DEUTAG		KCA DEUTAG			
	Appareil de forage				SCHAEFER 810.1 (phases 23" et 17"1/2) WIRTH B-12 (phases 12"1/4 et 8"1/2)		WIRTH B-4 & WIRTH B-12 (2 puits simultanés)*		WIRTH B-12		WIRTH B-13		NO LIMIT 01 (2 puits simultanés)*		WIRTH B-12		DRILLTEC VDD 200.1 compact		DS 10, Bentec Eurorig (350 t)		DS 10, Bentec Eurorig (350 t)				BENTEC T-49		BENTEC T-50			
	Dates de réalisation				17/10/06 au 16/04/07	04/05/07 au 16/07/07	06/03/09 au 20/06/09	06/02/09 au 07/08/09	09/03/10 au 14/05/10	26/05/10 au 09/07/10	28/08/10 au 13/11/10	20/11/10 au 22/01/11	10/03/10 au 25/09/10	01/02/10 au 06/11/10	28/05/11 au 20/07/11	27/07/11 au 10/09/11	23/12/11 au 11/03/12	13/03/12 au 08/05/12	05/06/13 au 01/08/13	05/08/13 au 24/10/13	09/11/13 au 08/05/14	05/01/14 au 21/02/14	24/03/13 au 24/09/13	06/10/13 au 08/01/14	20/05/14 au 08/07/14	09/07/14 au 12/08/14	04/07/15 au 18/08/15	18/08/15 au 23/09/15		
	Durée de forage (jours)				183 (156+27)	75 (41+34)	(107)*	(183)*	67	45	80 (25+9+46)	64	(200)*	(251)*	54	46	81 (62+19)	57	58	83 (40+14+29)	182 (121+61)	48	187 (59+14+114)	95	50	35	46	37		
	Fonction				producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	injecteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur			producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteurs (4 puits)	injecteurs (5 puits)
	Type				exploration	développement	développement	développement	développement	développement	développement	développement	développement	développement	exploration	développement	développement	développement	exploration	développement	développement	développement	exploration	développement	exploration	développement	exploration	développement		
	Profil				dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	dévié																
	Profondeur totale (m MD)		1672		2457	2330	2140	2006	2869	2860	3005	2957	2702	2405	≈ 2300		≈ 3000		≈ 2500		≈ 2500		≈ 2900		≈ 2600		≈ 2200		680 à 750	668 à 770
	Ecartement des forages au réservoir																													
	Tubage				Liner 7" au toit du réservoir														Liner 9"5/8 descendu au toit du réservoir											
	Complétion				Crépines 5"1/2														Crépines 6"5/8										crépine acier 100 / 120 m	
	Massif filtrant				Non (auto-gravillonnage)														Non (auto-gravillonnage)										oui	oui
Réservoir	Réservoir cible				*Vlieland* (CRETACE inf.)		*Vlieland* (CRETACE inf.)		*Vlieland* (CRETACE inf.)		*Vlieland* (CRETACE inf.)		*Vlieland* (CRETACE inf.)		*Rotliegend* (PERMIEN)		*Vlieland* (CRETACE inf.)		*Rotliegend* (PERMIEN)		*Rotliegend* (PERMIEN)		*Rotliegend* (PERMIEN)		*Vlieland* (CRETACE inf.)		*Bunter* (TRIAS inf.)			
	Lithologie				alternance sables et argiles		alternance sables et argiles		alternance sables et argiles		alternance sables et argiles		alternance sables et argiles		sables		alternance sables et argiles		sables		sables		sables		alternance sables et argiles		grès			
	Toit du réservoir (m)														≈ 1800										2200					
	Epaisseur (m)	totale													93,1	74													80 à 180	
		utile													51,1	49,8														
	Porosité (%)														15,6	19,6														
	Pression de gisement (bar)																													
	Pression artésienne (bar)																													
	Débit artésien (m^3/h)																													
	Géochimie (prélèvements fond / surface)																													
	pH																													
	Incondensables (m^3/m^3)																													
	Salinité totale (g/l)																												60	
	Point de bulle (bars)																													
	Fluide de forage																													
	Nettoyage / traitement																													
	Développement																													
	Stimulation																													
	Essais de production	courte durée																												
		longue durée																												
	Transmissivité (D.m ou m^3/s)	avant stimulation																												
		après stimulation																												
	Skin	avant stimulation																												
		après stimulation																												
Exploitation	Date de mise en service																													
	Durée d'exploitation				9 ans (max.)		7 ans (max.)		6 ans (max.)		5 ans (max.)		0 (non exploité)		5 ans (max.)		4 ans (max.)		3 ans (max.)		2 ans (max.)		2 ans (max.)		2 ans (max.)		1 an (max.)			
	Débit d'exploitation maximal (m^3/h)				160 (initial) / 200		173		150		164				140		180		244		198		?		310		180 (390 previsionnel)		2	
	Vitesse circulation max. sortie complétion (cm/s)																													
	Vitesse circulation max. sortie formation (cm/s)																													
	Indice de productivité ($m^3/h/bar$)		13,7	2,9																										
	Indice d'injectivité ($m^3/h/bar$)																													
	Température production (°C)		35	59,5	60		70		68		70		75		75		85			90,5			94		85		80 / 85		22 à 23	
	Température réinjection minimale (°C)																		30 / 35		30 / 35					30 / 35				4 à 6
	Pression d'injection max. (bars)																		45		45					4 / 7				
	Puissance thermique (MWth)																													
	Système de filtration	avant échangeurs																	bag filters à 10µm + candle filters à 1 µm		bag filters à 10µm + candle filters à 1 µm				bag filters à 10µm + candle filters à 2 µm					
		avant réinjection																	candle filters à 1 µm		candle filters à 1 µm				candle filters à 2 µm					
	Système d'injection d'inhibiteurs de corrosion				oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui (Cortron CK990-G)		oui			
	Système d'injection d'azote en surface				oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui			
	Problèmes rencontrés				-		-		production HC et gaz + mauvaise connectivité réservoir ?		production de gaz + chute de la pompe d'exhaure (corrosion colonne)		faillite projet chauffage urbain (juin 2013) + prod. gaz / contexte urbain + P. injection		dépôt radioactif + faible permabilité (présence de gypse)		Work-over (12 jours) en 2015 lié à un défaut d'intégrité du cuvelage (arrêt 7 mois)		-		-		débit limité par la qualité du réservoir		légère tendance à une augmentation de la pression d'injection (+ 2 bars / an)		débit limité par la qualité du réservoir			

Données issues du rapport BRGM/RP-56630-FR (septembre 2008)

Données issues du rapport BRGM/RP-66040-FR (juillet 2016) - Projet GUIDOCLAST

Tableau 1 : Base de données relative aux opérations géothermiques ciblant des réservoirs clastiques en Europe (version décembre 2017 de la base de données fournie en fichier Excel, attaché à ce rapport final de GUIDOCLAST)

5. Synthèse des retours d'expériences des forages hydrogéologiques pour la recherche en eau en aquifères sableux peu ou pas consolidés et préconisations (tâche 3)

Ce chapitre 5 présente les résultats du travail réalisé dans le cadre de la tâche 3 du projet GUIDOCLAST, relative aux retours d'expériences des forages hydrogéologiques pour la recherche d'eau en aquifères sableux peu ou pas consolidés.

La synthèse des retours d'expériences a pour but de déterminer les préconisations acquises dans le domaine des forages d'eau, susceptibles d'être transférées vers l'exploitation de doublet géothermique basse température en réservoir clastique peu ou pas consolidé, comme c'est le cas par exemple de l'Albien-Néocomien du Bassin parisien.

Les retours d'expériences détaillés sont présentés en annexe 3 de ce rapport final. Dans cette annexe, on détaille l'analyse des pratiques en France, sur les trois phases de vie d'un forage d'exploitation d'eau : 1) reconnaissance des aquifères, 2) équipement en ouvrage d'exploitation, 3) surveillance et maintenance. Chacune de ces phases est abordée sous 4 angles, reflétant le retour d'expérience dans le domaine : le cadre réglementaire, le cadre normatif, les préconisations de la bibliographie et enfin les pratiques observées, focalisées sur les forages de plusieurs centaines de mètres, sur la base d'une sélection de données dans des domaines sédimentaires sur lesquels des aquifères peu ou pas consolidés sont notablement captés pour l'alimentation en eau potable : Bassin Parisien (Albien, Néocomien), Bassin aquitain (Éocène, sables infra-molassiques), molasses du Bas-Dauphiné, grès du Trias inférieur de Lorraine,…

Les préconisations, tirées des retours d'expériences des forages hydrogéologiques pour la recherche en eau en aquifères sableux, peu ou pas consolidés, et transférables vers la géothermie basse température, sont présentées ci-dessous.

5.1.1. Reconnaissance des aquifères par forages

Les méthodes de forage préconisées et mises en œuvre dans le domaine clastique sont principalement :

- **rotary à la boue bentonitique**, qui autorise la tenue des terrains sur des profondeurs élevées. L'usage de fluides alternatifs ou d'additifs doit être limité ou proscrit (selon leur composition) au regard des risques de contamination des eaux souterraines ;
- **marteau-fond-de-trou** avec tubage à l'avancement, qui permet l'identification, avant équipement, des potentialités aquifères (quantité et qualité) des horizons traversés au fil de l'avancement. Mais cette méthode **est limitée à 200-300 m de profondeur,** ce qui est rédhibitoire pour les opérations de géothermie BT.

Dans la pratique, la grande majorité des forages hydrogéologiques profonds en aquifères non consolidés est réalisée de manière très classique, **au rotary à la boue bentonitique**, selon un phasage qui a très peu évolué depuis plusieurs dizaines d'années. Les choix des outils, des fluides et éventuels additifs, des paramètres de forage associés sont très fréquemment laissés à l'appréciation de l'entreprise de forage (et par conséquent sous sa responsabilité). La bonne réalisation des ouvrages repose par conséquent essentiellement sur l'expérience et le savoir-faire de l'entrepreneur.

L'expérience pousse à la conduite d'un maximum d'investigations dès la phase forage, le surcoût se justifiant par l'impératif d'adapter l'équipement :

- lorsque la profondeur d'objectif le permet, privilégier le tubage à l'avancement ;
- pour les forages au rotary, utiliser tous les indices issus du suivi des paramètres de forage ;
- réaliser des diagraphies différées (*gamma ray*, résistivité, diamétreur) et analyses granulométriques, idéalement des carottages, au niveau des horizons aquifères.

Il est par conséquent préconisé d'individualiser la phase de reconnaissance afin d'optimiser ensuite les équipements, avec le double objectif de maximiser la productivité et d'assurer la pérennité des ouvrages avec un maximum d'investigation. Il est nécessaire d'évaluer l'incidence sur les plannings et les coûts, ce qui impose d'intégrer ces contraintes très à l'amont des projets. Il est notamment impératif d'en tenir compte dès les phases de consultation des entreprises, dans les cahiers des charges et critères d'attribution.

5.1.2. Équipement en ouvrage d'exploitation (ou équipement des forages)

Il apparaît que l'inconvénient majeur du forage au rotary à la boue, dans le domaine de l'hydrogéologie, est le défaut de caractérisation des ressources aquifères à l'avancement. Il est pourtant primordial d'adapter l'équipement aux spécificités de l'aquifère capté. Les investigations préalables à l'équipement de captage des forages se limitent fréquemment à des diagraphies différées (gamma-ray, éventuellement résistivité ou diamétreur) et des analyses granulométriques sur les *cuttings*. Dans plusieurs cas, la réalisation de carottages dans les formations cibles a permis d'optimiser les équipements (profondeur, dimensionnement). Cependant, le surcoût de ces opérations est souvent un frein à leur réalisation, aux dépends des gains potentiels à long terme.

L'analyse des coupes techniques sur les principales ressources aquifères sableuses profondes montre de fortes similitudes quelle que soit la région, avec une coupe intérieure « standard » appliquée à la plupart des forages hydrogéologiques :

- chambre de pompage en acier API, ancrée dans l'éponte au toit du réservoir ;
- colonnes de captage en acier inoxydable (304L ou 316L), avec réserve de gravier ;
- massif de gravier siliceux roulé, d'épaisseur supérieure à 3" (alésage préalable du réservoir).

Historiquement, les dimensions des crépines et calibres des massifs filtrants additionnels répondaient visiblement à un « standard », observable sur l'ensemble du territoire. Cette pratique a montré ses limites d'efficacité dans certains secteurs, dans des formations très fines et de granulométrie homogène. Face à ce constat, la recherche de la meilleure adéquation entre les terrains, l'équipement et les besoins quantitatifs s'est progressivement imposée comme incontournable dans les secteurs géographiques concernés. Toutefois en-dehors de ces aquifères reconnus « à problèmes », elle n'est pas systématiquement prescrite et pratiquée, alors même qu'elle pourrait contribuer à optimiser la productivité des ouvrages.

En termes de préconisations, ce savoir-faire en hydrogéologie est éprouvé et aisément transférable à la géothermie basse température. La mise en œuvre de colonnes de captage télescopées permet un accès à tous les équipements de complétion (y compris le massif filtrant) pour assurer l'entretien du forage**. En revanche l'application d'une complétion « standard » pour cette colonne de captage est à proscrire** : le dimensionnement (ouverture des crépines, calibre du massif) doit suivre les préconisations de la bibliographie et des fournisseurs, sur la base de données granulométriques fiables.

Au-delà du seul dimensionnement, deux phases sont primordiales pour la pérennité de l'ouvrage à savoir **la mise en place du massif filtrant et le développement du forage.** Elles doivent être réalisées sous des contraintes techniques strictes, détaillées dans la bibliographie (annexe 3). Beaucoup d'entreprises de forage disposent d'un savoir-faire établi dans ces domaines. Mais pour s'assurer de leur mise en pratique effective, il est impératif que ces phases soient détaillées dans les cahiers des charges (et non laissées à l'appréciation de l'entrepreneur) afin que **leurs incidences sur les plannings et les coûts ne soient pas un frein à l'attribution des marchés de travaux.**

Enfin, l'expérience acquise dans le vieillissement des forages hydrogéologiques démontre qu'il est impératif d'adapter le choix des matériaux à la qualité de l'eau captée. Dans le domaine de la géothermie basse température, à l'image de ce qui peut se pratiquer dans le domaine des forages hydrogéologiques pour le thermalisme, il sera d'autant plus important de disposer d'analyses de l'eau représentatives des conditions de gisement.

5.1.3. Surveillance et entretien

Après des années voire des décennies d'exploitation, les forages d'eau montrent fréquemment :

- **des tassements du massif de gravier nécessitant une recharge**. Ce phénomène doit être anticipé dans la définition de nouvelles coupes de forages : il est impératif de préserver un accès au massif de gravier, la pose d'une colonne pleine avec cimentation dans le prolongement de la colonne captante est donc à proscrire ; ceci impose évidemment de mettre en place une hauteur de croisement entre les tubes suffisante pour éviter le soulèvement du massif ;
- **des venues de turbidité très localisées, liées à un défaut du massif filtrant** ; dans ce cas, les exploitants ou maîtres d'ouvrage privilégient fréquemment l'adjonction de dispositifs de traitement en surface ; la réhabilitation du forage sera considérée seulement comme solution ultime ; quoi qu'il en soit, ce constat souligne encore l'importance des phases de gravillonnage / développement à la réalisation ;
- **des détériorations de la productivité** (ou de la qualité de l'eau) associées soit au colmatage des crépines, soit à leur détérioration par corrosion, nécessitant des solutions curatives lourdes (réhabilitation) ; elles peuvent être minimisées ou ralenties en mettant en place des actions préventives simples (contrôle et entretien).

Les évolutions réglementaires ont conduit progressivement les maîtres d'ouvrage et exploitants à accroître le suivi de leurs installations. **Cependant, en l'absence d'analyse des données acquises et de compétences techniques, ce suivi ne génère souvent pas d'actions préventives concrètes.**

Préconisations. Dans le domaine de la surveillance et de l'entretien, la préconisation principale, d'ordre général, concerne la mise en œuvre d'un suivi effectif des ouvrages par les maîtres d'ouvrage / exploitants, avec :

- l'adoption d'un programme complet et rigoureux de surveillance / entretien :
  - suivi en continu des débits et niveaux, température et conductivité à l'exhaure,
  - contrôles semestriels à annuels : pompages d'essai, analyses physico-chimiques ;
- le diagnostic tous les 3 à 5 ans : inspection endoscopique, diagraphies de production, contrôle de corrosion (contrôle de cimentation plus occasionnellement) ;
- l'adjonction des compétences techniques nécessaires à l'analyse en routine des données acquises.

La tendance à l'action curative est malheureusement trop répandue, là où un programme rigoureux peut permettre d'anticiper la majorité des dysfonctionnements. Il est impératif que le programme de surveillance soit accompagné d'un plan d'action en cas d'anomalie identifiée.

L'ensemble de ces préconisations est transférable vers la géothermie basse température. Au vu des retours d'expériences, il conviendra de surveiller particulièrement les évolutions des paramètres suivants :

- qualité physico-chimique de l'eau captée ; toute modification devra s'accompagner d'une évaluation de l'évolution des propriétés incrustantes / aggressives ;
- propriétés hydrauliques des ouvrages (productivité ou capacité de réinjection) ; ceci implique la mise en place d'un seuil d'alerte reposant sur le débit spécifique propre à chaque forage d'exploitation, au-delà duquel des actions curatives seront déclenchées.

Dans le cadre de la géothermie basse température, les périodes d'arrêt des installations seront mises à profit pour effectuer les actions préventives ponctuelles de surveillance et entretien.

5.1.4. Bilan des préconisations

D'une manière générale, on constate que les préconisations concernant les bonnes pratiques de dimensionnement et de suivi / entretien des ouvrages existent dans la bibliographie. Mais elles ne sont pas systématiquement exigées et appliquées dans le domaine de l'hydrogéologie. Ceci est principalement lié à leur surcoût, dans un domaine fortement concurrentiel dominé par les marchés publics, dans lesquels le critère « prix » est souvent discriminant, potentiellement au détriment de l'efficacité et de la pérennité des ouvrages.

Ces observations soulignent principalement les impératifs suivants :

- sensibilisation des maîtres d'ouvrages / exploitants aux spécificités et aux risques associés à l'exploitation des aquifères sableux, leur imposant de s'adjoindre une expertise technique pour la réalisation et le suivi des installations souterraines ;
- renforcement et spécification des contraintes techniques dans les cahiers des charges relatifs aux réalisations de forages sur les points suivants :
  - caractérisation des terrains aquifères et recherche de la meilleure adéquation des équipements,
  - méthodes d'équipement et de développement ;
- surveillance technique des installations (suivi et analyse critique des données), accompagnée d'un plan d'intervention approprié.

6. Élaboration d'une stratégie d'exploration spécifique aux réservoirs clastiques profonds (tâche 4)

À l'échelle du territoire national, la géothermie basse énergie utilisée principalement pour des applications de chauffage est développée depuis les années 70-80 dans le Bassin parisien (région Ile-de-France - réservoirs de l'Albien / Néocomien et du Dogger exploités par des dispositifs en doublet ou triplet de forages) et dans le Bassin aquitain (une douzaine d'exploitation de l'aquifère du Cénomano-Turonien fonctionnant en puits de production uniques). Un certain nombre d'exploitations au Dogger a été renouvelé depuis 2007 (rechemisages, nouveaux forages, triplets). Depuis 2012, de nouveaux projets de géothermie profonde voient le jour en Alsace dans le contexte sédimentaire du fossé rhénan.

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 des réservoirs de l'Albien et du Dogger a été permis par la connaissance géologique préalablement acquise (forages d'eau, recherche pétrolière) dans le Bassin Parisien et les pratiques ont été développées avec l'exploitation (pompes, filtres, échangeurs, traitement anti-corrosion, …). 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 de Paris, 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^{-5} m/s	1800 mD 1,8.10^{-5} m/s en moyenne	4,4. 10^{-5} m/s	1,04. 10^{-5} 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^{-3} m²/s	**220 D.m** 2,2.10^{-3} m²/s en moyenne	**64 D.m**	**15 D.m**
débit	140 m^3/h	?	~70 m^3/h	?	30 à 150 m^3/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 et *al.*, 1982	Babot et *al.*, 1982	Landrein et *al.*, 2013	Landrein et *al.*, 2013

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

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), reste cette réinjection qui peut remettre en cause la rentabilité économique d'une exploitation industrielle en limitant ou interdisant sa production. L'échec industriel nuit fortement à l'ensemble de la filière, au moins à une échelle régionale (cas de Melleray et d'Achères).

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. La stratégie proposée est abordée ci-après sous des aspects géographiques, géologiques, techniques et économiques.

L'existence d'utilisateurs potentiels en surface et une volonté politique forte des collectivités territoriales sont des conditions indispensables à la réussite du projet (nuisances et délais de réalisation des travaux, poids lié aux risques d'échec). De même, l'organisation du projet doit bénéficier d'une structure simple qui facilite les prises de décisions surtout pendant les phases opérationnelles (retours d'expériences de l'opération de Melleray et d'un projet hollandais avorté).

6.1. 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 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.

6.1.1. 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) puis CLASTIQ-2 (Bouchot *et al*., 2012), ont permis d'évaluer qualitativement puis quantitativement le potentiel géothermique des réservoirs clastiques du Trias du bassin de Paris.

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), Épernay (51) et Nogent-sur-Seine (10)) offre le meilleur potentiel géothermique. Au sud de l'Ile-de-France, la zone centrée sur Salbris et s'étendant à l'est d'Orléans (45) pourrait constituer une cible secondaire.

Dans le cadre de CLASTIQ-2, un modèle géothermique régional 3D de 140 x 120 km² sur toute la hauteur du Trias a été construit à partir de 75 logs de forage pétrolier recoupant le Bassin parisien en **région parisienne** (localisation sur la Figure 1). Ces logs de forage (description lithologiques, diagraphies, …) ont été interprétés en termes d'unités sédimentaires basées sur la stratigraphie séquentielle (6 unités dont les principales sont Chaunoy et

Donnemarie), puis d'environnements de dépôt paléogéographique, essentiels à l'interpolation des données ponctuelles de porosité et perméabilité, mesurées sur forage ou calculées à partir des lois PHI-K. En complément, dans le cadre de CLASTIQ, les températures du Trias ont été interpolées en 3D, à partir des températures de forages pétroliers mesurées et corrigées des effets de boue, avec une incertitude de l'ordre de 5 °C (Bonté *et al*., 2010).

Par essence, le modèle géothermique 3D de CLASTIQ-2 constitue un outil d'aide à l'exploration géothermique visant à réduire le risque géologique lors de l'implantation des forages d'exploration au Trias, en tant que réservoir alternatif au Dogger (Bouchot *et al.,* 2012) :

- le modèle géologique des dépôts du Trias permet de visualiser en trois dimensions la géométrie des unités sédimentaires dans un objectif prédictif (Figure 1). L'originalité de cette étude géologique relève de la transposition des méthodologies initialement développées pour des applications pétrolières pour décrire et quantifier les réservoirs silico-clastiques, afin de répondre aux besoins appliqués de la gestion des ressources géothermales. La méthode de corrélation des puits par association de diagraphies, appuyée par la calibration d'associations de faciès sédimentaires en carottes, permet d'accéder indirectement à un cadre stratigraphique. Cette corrélation de proche en proche permet d'améliorer la compréhension de l'organisation des dépôts, qui était décrite à l'échelle de l'ensemble du bassin. Les cartes paléogéographiques (par environnement de dépôt) construites apportent des informations complémentaires pour rendre compte des passages latéraux de faciès et *in fine* guider les interpolations des paramètres pétrophysiques (porosité et perméabilité) qui ont été réalisées lors du remplissage volumique du modèle 3D. 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 ;
- pour prédire le potentiel géothermique de la zone, le géothermicien a estimé la transmissivité de la roche réservoir, qui n'est pas une donnée d'entrée. La méthodologie adaptée prend en compte le modèle géométrique préalablement déterminé (définition des cycles et demi-cycles stratigraphiques et des environnements de dépôt). L'analyse des données, l'élaboration des lois PHI-K (porosité/perméabilité) et l'habillage pétrophysique du modèle géologique 3D, confirment que la connaissance des environnements de dépôt est un facteur essentiel pour aider à mieux contraindre le potentiel réservoir des différentes formations clastiques à condition d'avoir suffisamment de données bien reparties dans la zone d'étude. Les environnements de dépôt les plus favorables sont les environnements les plus proximaux, qui occupent la moitié ouest de la zone d'étude pour le Chaunoy et la partie centrale pour le Donnemarie. En revanche, les environnements distaux, en position centrale dans la zone d'étude pour le Chaunoy et en position sud-est pour le Donnemarie, présentent des valeurs variables, selon le paramètre considéré et apparaissent globalement moins favorables. Les environnements de la plaine côtière et de la sebkhra anhydritique se distinguent par l'extrême faiblesse des valeurs des paramètres pétrophysiques. Cet environnement, développé principalement à l'est de la zone d'étude, présente un potentiel géothermique indéfini pour le Chaunoy et très médiocre pour le Donnemarie. D'après les données disponibles le réservoir du Chaunoy est plus favorable et mieux contraint que le Donnemarie (Figure 2).

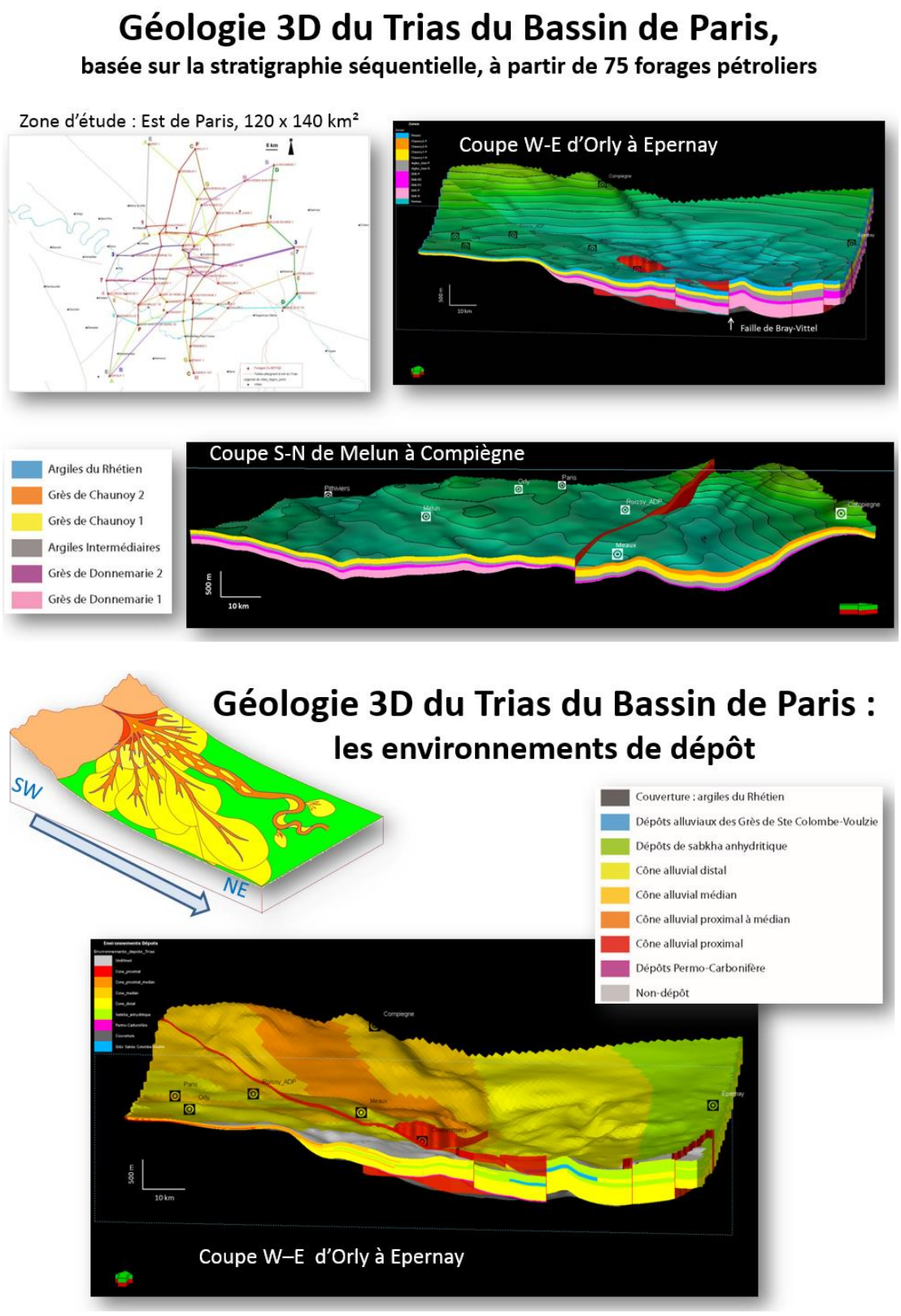


Figure 1 : Représentation du modèle géologique 3D du Trias du Bassin Parisien (projet CLASTIQ-2, Bouchot et al.*, 2012).*

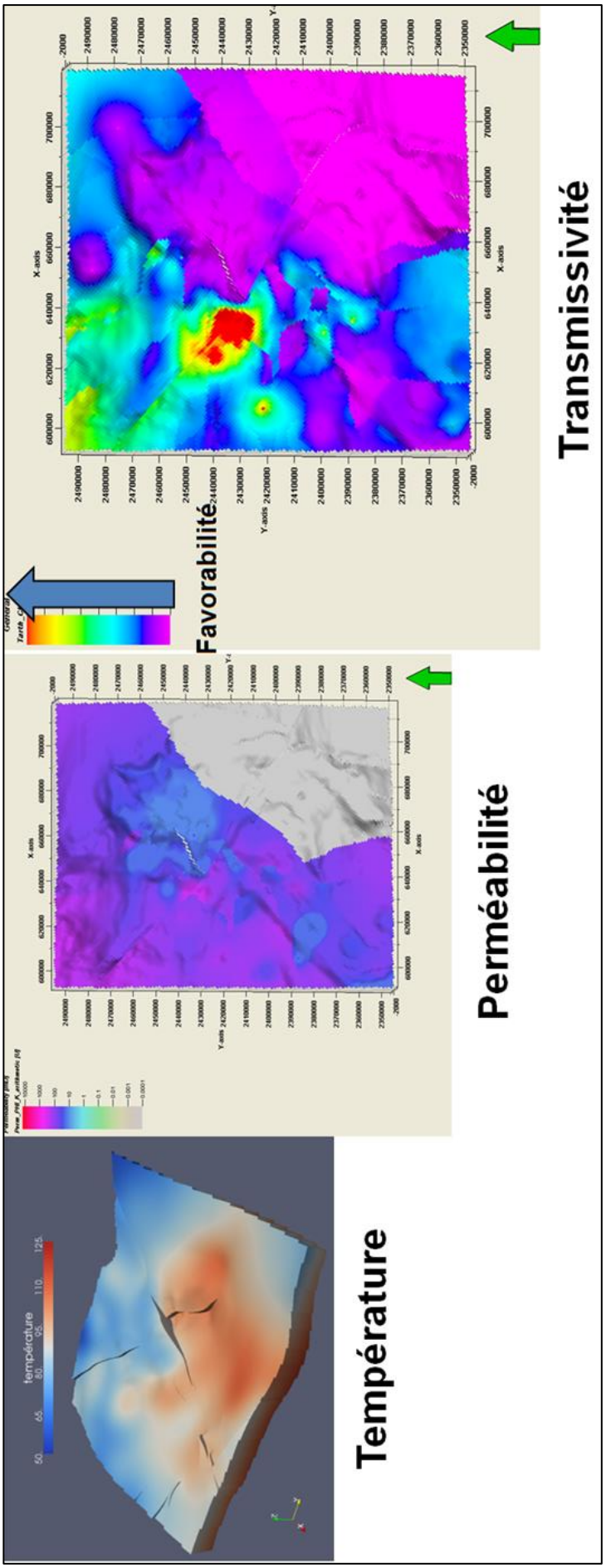


Figure 2 : Bloc tridimensionnel des températures et cartes de perméabilité et de transmissivité du Trias extraites du modèle géothermique 3D du projet CLASTIQ-2 (Bouchot et al., *2012).*

L'accès du modèle 3D auprès des professionnels de la géothermie a été expérimenté dans le cadre du projet THERMO2PRO cofinancé par l'ADEME et le BRGM, via le site http://www.thermo2pro.fr (Calcagno *et al*., 2013, 2014).

Avertissement : Comme il est précisé dans le rapport final de CLASTIQ-2 (Bouchot *et al*., 2012, page 73) « *Compte tenu des discussions et limitations du modèle développé dans les paragraphes précédents (manque de données, méthode de calcul indirecte), il est clair que les données sont insuffisantes et mal réparties sur l'emprise de l'étude pour prétendre livrer un modèle prédictif de transmissivité chiffré. En revanche, pour les zones bien contraintes (centre du modèle), nous sommes en mesure de donner une appréciation de favorabilité pour chaque réservoir. Les zones peu contraintes par les puits, notamment en bordure de modèle, ne peuvent pas être interprétées et nécessiteront des contraintes supplémentaires pour avancer une quelconque appréciation. ».* **Par conséquent, alors que le géomodèle régional 3D de CLASTIQ-2 peut proposer des coupes géologiques et géothermiques prédictives de la cible géothermique explorée - dont la valeur varie en fonction des données de forages pétroliers utilisées-, il est essentiel, compte tenu du changement d'échelle, de réaliser un modèle 3D local de la cible explorée en intégrant notamment les profils sismiques interprétés en terme de propriété du réservoir.**

6.1.2. 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 (épaisseur et perméabilité des niveaux producteurs, limites du réservoir, correspondant à une transmissivité) 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^3/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^3/h). Des opérations hollandaises montrent que des débits supérieurs peuvent néanmoins être atteints dans ce type de formation (Agriport : 244 m^3/h, De Lier : 310 m^3/h).

En l'état actuel des connaissances, un débit de 200 m^3/h peut constituer un objectif permettant d'atteindre une puissance thermique de l'ordre de 12 MWth (en considérant une température de réinjection proche de 40 °C) par un dispositif ciblant le réservoir du Trias (température moyenne de l'ordre de 90 °C) avec un delta T d'environ 50 °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 3 illustre la complexité du réservoir liée à son hétérogénéité verticale et latérale de faciès, à différentes échelles. A 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 (de surface ou en puits) qui permettent d'affiner la géométrie du réservoir sont des techniques envisageables dans un contexte urbain, qui pourraient accroitre 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 (> 10 millions d'euros) 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).

6.2. 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.

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, trajectoire du forage, 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.

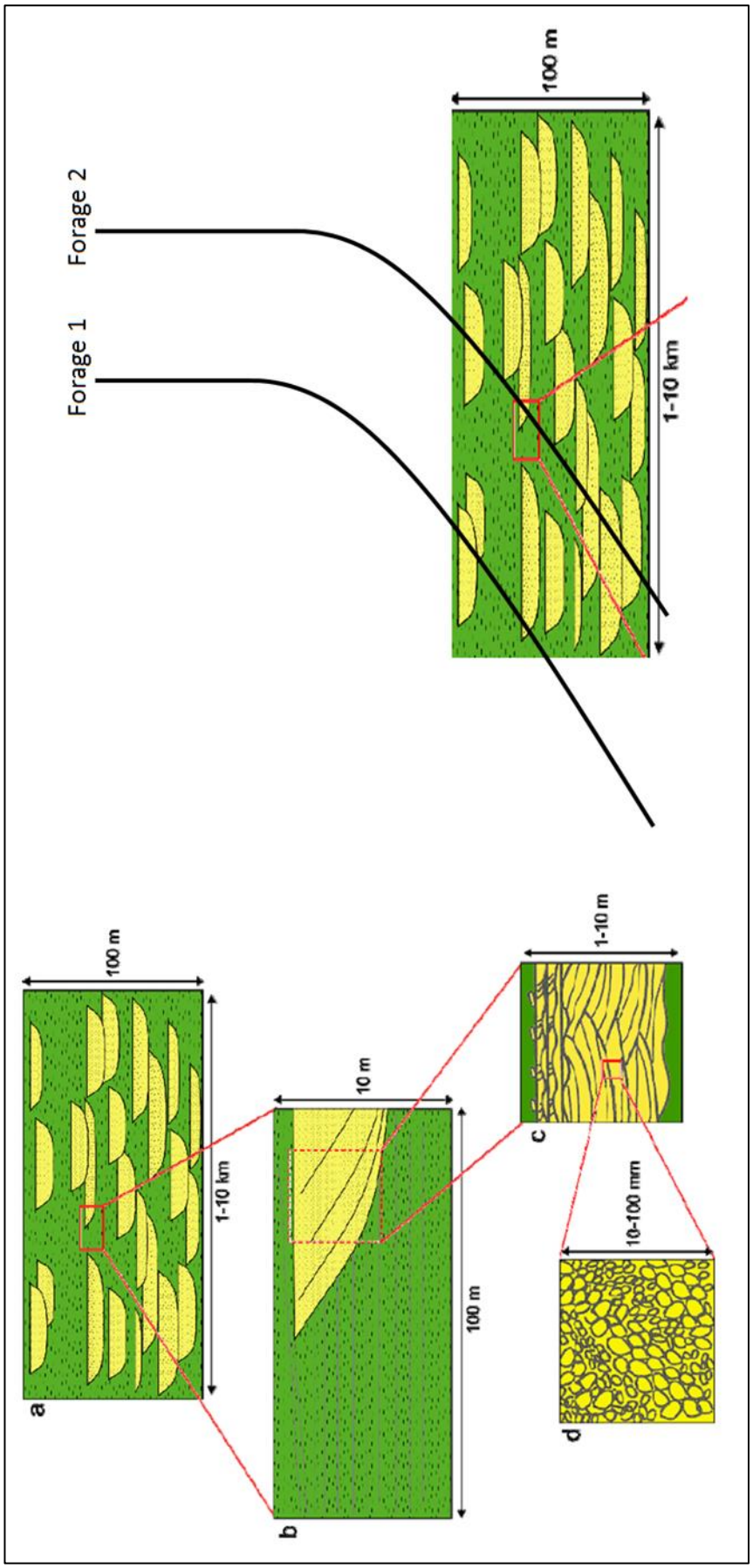


Figure 3 : Illustration des hétérogénéités dans un réservoir fluviatile (corps perméables gréseux en jaune et dépôts à dominante argileuse en vert - source : Bouchot, 2008, d'après Weber, 1986) et de la trajectoire des forages.

6.2.1. Limites du scenario classique d'exploration du Trias profond

Dans ce contexte de réalisation contraint, un scenario d'exploration a été adopté dans les années 1980 dans le Bassin parisien, qui a montré ses limites Le **scénario « classique »** en géothermie 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^3/h, voire 400 m^3/h, actuellement pour les exploitations au Dogger bénéficiant des meilleures caractéristiques du réservoir). Généralement, en cas de succès, un deuxième forage est réalisé environ un an après le 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, est privilégiée afin de rentabiliser une partie des investissements consentis. Cette approche rassure les investisseurs et permet d'initier des projets qui peuvent se succéder localement en cas de succès répétés (cas du développement des opérations de géothermie profonde en Alsace actuellement).

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).

6.2.2. Proposition de deux scénarios alternatifs pour l'exploration du Trias profond

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

Le **premier scénario alternatif 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 :

- **approfondissement d'un forage, initialement au Dogger.** Cette technique pourrait être appliquée à d'anciens forages au Dogger (dispositif en fin de vie, dont la performance énergétique décline suite à la percée thermique) ou en cas d'échec total d'un nouveau forage (mauvaises caractéristiques de la ressource). L'accès au réservoir du Trias pour sa caractérisation et son éventuelle exploitation serait facilité sous réserve que l'état et le diamètre de l'ouvrage le permettent. Le coût de l'exploration serait donc réduit et les risques opérationnels seraient faibles sachant que l'ouvrage est voué à être abandonné (fermeture définitive au sens du code minier), à moins qu'une valorisation secondaire puisse être envisagée (sonde géothermique profonde, piézomètre, forage d'observation de la bulle froide entre producteur et injecteur, …). Un diagnostic préalable de l'ouvrage serait nécessaire.

À terme, une campagne d'exploration du Trias pourrait consister à systématiser cette pratique avant l'abandon d'un forage au Dogger pour accroître la connaissance du réservoir à l'échelle de la région parisienne [2] ;

- **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 pourraient être mises en œuvre pour accroitre les longueurs traversées dans les niveaux perméables du réservoir. Le forage de drains sub-horizontaux est projeté dans le cadre du renouvellement des moyens de production de l'exploitation au Dogger de Cachan (94). La technique de *radial jetting* (micro-drains) est également évoquée par des bureaux d'études ;

- **réinjection dans un aquifère sus-jacent au Trias (Dogger ou Lusitanien).** 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. Une autre option serait de réinjecter dans les calcaires du Lusitanien. 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.* (2015) 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). Cette technique aurait pu être mise en œuvre, sous réserve de l'accord de l'administration, pour l'opération d'Achères (1982) qui avait notamment montré une bonne productivité du Trias mais une mauvaise injectivité.

Le **second scénario alternatif 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 km²) et de Munich en Allemagne (170 km²).

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 termes à d'autres secteurs géographiques et d'autres réservoirs cibles. Elle pourrait être mise en œuvre dans des secteurs géographiques où aucun industriel ne serait 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

[2] De la même manière, une campagne d'exploration du Lusitanien pourrait être menée progressivement, à l'occasion de la réalisation de nouveaux forages au Dogger (projet BRGM-ADEME RECOMFOR - Caritg *et al*., 2016)

(biomasse par exemple). La géothermie fait partie d'un mix énergétique et 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.

6.3. CONCLUSION DU CHAPITRE 6

Aujourd'hui, après 30 ans de gel de l'exploration du Trias dans le Bassin parisien, dérisquer l'exploration de nouvelles ressources géothermales profondes sur le territoire national et notamment au Trias, est un enjeu de la transition énergétique.

Actuellement, l'initiative privée combinée à une volonté politique locale forte permettent d'initier de nouveaux projets industriels comportant une forte composante exploratoire, en Alsace et en 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. L'échec condamne le réservoir potentiel à long terme ou réduit très fortement la probabilité d'une future exploration, surtout si la reconnaissance n'a pas été accompagnée d'un programme exhaustif de caractérisation de la ressource permettant d'identifier clairement les causes de l'échec.

Deux scénarios alternatifs à cette solution de repli ou à l'approche exploratoire sont donc proposés : la mise en œuvre de techniques pétrolières (*pilot-hole*, forage multi-drains, forages sub-horizontaux,…) et de pratiques nouvelles (réinjection dans un aquifère sus-jacent, approfondissement d'un forage existant au Dogger, campagne de forages exploratoires).

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.

.

7. Guide des bonnes pratiques pour une exploitation géothermique optimale et durable (tâche 5)

La méthodologie adoptée pour ce dernier chapitre consiste à présenter en prérequis du guide de bonnes pratiques, un **tableau factuel des connaissances des réservoirs clastiques du Trias et de l'Albien du Bassin parisien** compte tenu des opérations de forages réalisées entre 1980 et aujourd'hui (Tableau 3). L'objectif étant de faire tomber les croyances collectives sur le Trias notamment, suite aux trois échecs des années 1980 dans le bassin de Paris.

Après quoi, un **guide des bonnes pratiques**, présenté et discuté entre les auteurs de ce rapport et les opérateurs géothermiques à l'occasion du CT-GAP le 5 février 2018 (dans les locaux de l'ADEME Île-de-France), est proposé sous forme de fichier Excel en tant qu'outil d'aide à décision pour une exploitation géothermique optimale et durable.

Les recommandations faites ici proviennent essentiellement de retours d'expériences acquises dans des réservoirs argilo-gréseux ou sableux **dont la perméabilité matricielle est prédominante**. De fait, des bassins sédimentaires affectés par une forte fracturation sont susceptibles de contenir d'autres types de réservoir dont la perméabilité de fracture est fortement présente. Dans ces conditions, d'autres recommandations (et méthodes d'exploration) seraient à prévoir.

7.1. NOTRE CONNAISSANCE DES RÉSERVOIRS CLASTIQUES DU BASSIN DE PARIS COMPTE TENU DES OPÉRATIONS DE FORAGES

Aquifères clastiques du bassin de Paris	Trias (3 opérations entre 1979 et 1983)	Albien- Néocomien (1 opération en 1989, puis 3 opérations entre 2011-2014)
Enjeux de la transition énergétique	Un réservoir chaud et étendu en région parisienne: - à court terme une alternative au Dogger, quand ce dernier est saturé en doublets (ex. Val de Marne) ou de température inférieure à 65 °C ou peu productif (ouest Paris). - à moyen terme, un futur grand réservoir géothermique sous la région parisienne, fortement peuplée, ➔ **Mais… forte hétérogénéités sédimentaires liées aux conditions de dépôt des chenaux fluviatiles nécessitant une stratégie d'exploration spécifique pour réduire le risque géologique.**	Un excellent réservoir géothermique compte tenu de : - son accessibilité (faible profondeur), - de son excellente productivité homogène, - de son extension en région parisienne, notamment au sud-ouest. ➔ **Mais** …. état de réserve stratégique d'eau potable **imposant aux opérateurs une vigilance environnementale élevée et une contrainte d'exploitation en cas de crise (puits de secours en eau potable).**
Nature du réservoir	Aquifère, compris entre 1 et 3 km de profondeur, composé d'alternances d'argiles et de grès consolidés (grès du Chaunoy, de Donnemarie,…).	Aquifère multicouche < 1000 m de profondeur, composé d'alternances de niveaux sableux peu ou pas consolidés (ex. sables de Frécambault) et de niveaux argileux.
Injection dans le réservoir	Injection pouvant être difficile dans les sédiments gréseux (consolidés), aggravée par l'absence de massif filtrant (Melleray, Cergy-Pontoise) : ➔ **nécessité d'ajuster le débit d'exploitation maximal potentiellement limité par les capacités de réinjection liées à l'indice d'injectivité de l'ouvrage et à l'équipement (pompe et canalisation de réinjection) ;** ➔ **nécessité impérative d'une complétion spécifique aux réservoirs argilo-gréseux.**	Problème d'injection lié à des défauts au niveau de la complétion (bulle d'air, crépine inadaptée, inclinaison du forage, *gravel pack*…). Risque de colmatage par des oxydes de fer en cas d'oxydation. ➔ **Nécessité d'une complétion spécifique aux réservoirs sableux.**
Température	Température élevée > 70 °C, fonction de la profondeur et du gradient thermique régional. **Gradient anormalement élevé au sud de la région parisienne permettant de forer à un moindre coût, dans l'Orléanais notamment.**	Température comprise entre 27 et 38 °C (entre 500 et 1 000 m) nécessitant la mise en place de PAC (pompe à chaleur).

Aquifères clastiques du bassin de Paris	Trias (3 opérations entre 1979 et 1983)	Albien- Néocomien (1 opération en 1989, puis 3 opérations entre 2011-2014)
Productivité du réservoir	Perméabilité **matricielle** des grés consolidés, démontrée par les lois PHI-K (CLASTIQ-2). Transmissivités comprises entre **10 et 15 D.m** (valeurs basses du Dogger exploité) **d'après 3 forages productifs sur 5** effectués au Trias : Achères (1/2), Cergy (0/1), Melleray (2/2). Débit d'exploitation autour de **135 m³/h** à Melleray et à Achères (puissance thermique de ~ 10 MWt), **et 75 m³/h** à Cergy (1 forage). Épaisseur utile du réservoir, comprise entre **15 et 36 m** (d'après 3 opérations). Exemple de bonne perméabilité à Achères mais épaisseur utile limitée (< 15 m) car forage probablement en limite du réservoir Trias. ➔ **Hétérogénéité des perméabilités matricielles du réservoir à l'échelle du kilomètre (doublet)** compte tenu de la nature lithologique du réservoir (chenaux fluviatiles)**, nécessitant des méthodes d'exploration innovantes**	Perméabilité **matricielle** de l'aquifère peu ou pas consolidé. Excellentes transmissivités comprises entre **200 et 600 D.m**, Débits d'exploitation optimaux compris entre **180 m³/h** à la ZAC de Clichy (Albien - 3,8 MWt) et **200 m³/h** à Issy les Moulineaux (Albien 3,5 MWt) et au Plessis-Robinson (Néocomien ~ 4 MWt). Épaisseur utile du réservoir : **67 à 121 m** (d'après 4 opérations). ➔ **Bonne homogénéité du réservoir** faisant en sorte que le risque de forage peu productif est très faible (idem Dogger), **nécessitant d'adapter les équipements (complétion et filtration) au forage producteur, afin de contrôler le déplacement des particules fines de sable**
Fluide géothermal	Saumure variant entre 38 g/l (Melleray) et 93 g/l (Achères). ➔ **Nécessitant l'injection d'inhibiteurs de corrosion pour garantir la pérennité des ouvrage**s (comme pour le Dogger).	Eau potable très faiblement minéralisée. ➔ **Vigilance requise en cas de corrosion ou colmatage en présence bactérienne.**
Écoulement de l'aquifère	Écoulement lent (faible gradient hydraulique) ayant de fait peu ou pas d'incidence sur la position relative des forages producteur / injecteur. ➔ Néanmoins, compte tenu de l'architecture lithologique du réservoir, il est recommandé (CLASTIQ-2) d'installer le doublet géothermique **orthogonalement à l'axe d'écoulement des chenaux fluviatiles pour retarder la percée thermique (propagation de la bulle froide).**	Vitesses d'écoulement non négligeables ayant une forte incidence sur la position des deux forages et sur l'avancée de la bulle froide. ➔ **Nécessité de mettre la production en amont de l'injection avec risque en cas d'inversion**

Tableau 3 : État des connaissances des réservoirs clastiques du Trias et de l'Albien (bassin de Paris) compte tenu des opérations de forages.

7.2. GUIDE DE BONNES PRATIQUES À L'USAGE DES OPÉRATEURS

Ce guide de bonnes pratiques à l'usage des opérateurs en géothermie basse température (Tableau 4, fichier Excel n° 2 joint à ce rapport) intègre l'ensemble de recommandations faites au travers des multiples retours d'expériences, que ce soit dans le domaine de la géothermie en Europe et en France (chapitres 2 et 3) et dans le domaine de l'hydrogéologie pour l'exploitation d'eau potable (chapitre 5).

Cet outil pragmatique distingue deux principaux types de réservoirs argilo-gréseux, fondés sur la profondeur des aquifères et par conséquence sur la température :

- réservoir de type Albien-Néocomien (< 1 km de profondeur) du bassin de Paris composé de formations argilo-sableuses peu ou pas consolidées dont l'architecture sédimentaire est relativement homogène (peu d'incertitude relative à la transmissivité du réservoir et risque opérationnel faible) ;
- réservoir de type Trias (> 1 km de profondeur) du bassin de Paris composé de formations argilo-gréseuses consolidées dont l'architecture sédimentaire est complexe car hétérogène (forte incertitude portant sur la ressource et risque opérationnel important).

Après avoir distingué les réservoirs en fonction de leur profondeur, le choix a été fait de proposer des recommandations en fonction des 4 étapes de développement d'une opération géothermique de basse température :

- stratégie d'exploration ;
- conception du projet ;
- réalisation des travaux de forages ;
- exploitation du dispositif.

En termes de stratégie d'exploration du réservoir du Trias, les échanges finaux avec les opérateurs ont permis de proposer une solution technique partagée par la profession privilégiant la réalisation d'un *pilot-hole*, à savoir un forage de petit diamètre réalisé à partir de 200 ou 300 mètres du toit du réservoir cible. Cette solution constitue un compromis entre les 2 scénarios d'exploration envisagés au cours des différentes phases du projet GUIDOCLAST qui opposaient l'exploration par un forage de type « industriel » (gros diamètre et dévié) à un forage purement exploratoire (diamètre réduit et vertical).

Ce guide de bonnes pratiques doit permettre de faire des analogies avec d'autres réservoirs clastiques situés dans d'autres bassins métropolitains que le bassin de Paris, notamment en fonction de l'hétérogénéité du réservoir et de sa profondeur. Comme par exemple le Cénomanien-Turonien basal sableux du Bassin Aquitain, ou l'Éocène au sud du Bassin Aquitain.

Pour conclure, les auteurs de ce rapport souhaitent que les opérateurs de géothermie basse température s'approprient cet outil d'aide à la décision pratique visant à dérisquer au maximum les opérations aussi bien en termes de productivité que d'injectivité ; le but étant de permettre une valorisation optimale et durable des réservoirs argilo-gréseux français et ainsi concourir au développement de la géothermie sur l'ensemble du territoire.

Quelles raisons de cibler un réservoir géothermique autre que le Dogger dans le bassin de Paris ?

Cible "Dogger" : Puissance thermique accessible ≥ de 15 MW à partir d'une température de la ressource ≥ 65°C pour un doublet conventionnel (300 m3/h, durée de vie ≥ 50 ans)

En fonction de la localisation du projet

Opération (PEX ancien et actuel) ou projet (PER) existant	Accès au réservoir impossible (zone "gelée") ou exploitation limitée (impacts hydraulique et/ou thermique) → *outils disponibles :* ***carte des permis de recherche et d'exploitation*** *(bulles froides) +* ***Base de données Dogger*** *(caractéristiques du réservoir et des exploitations)*
ou	
Caractéristiques du Dogger incertaines (Transmissivité ?)	Zone d'étude éloignée d'opérations géothermiques connues ou proche d'un secteur a priori défavorable (proximité du "sillon marneux") → *risque géologique couvert par* ***garantie SAF "court terme"*** *(risque financier : cout garantie SAF + 10% du montant garanti du forage [1] ≥ 500 k€)* → *délai de réalisation du projet ≥ 2 ans + quelle solution de repli ?*
ou	[1] selon conditions financières valables actuellement en Ile-de-France (abondement Région à 25%)
Caractéristiques défavorables du Dogger (ex: secteur ouest de la région parisienne)	Transmissivité < 5 **D.m** et/ou Température < 65°C (ECS) → *outils disponibles :* ***cartes des caractéristiques de la ressource*** *du* ***Dogger*** *(source BRGM : http://www.brgm.fr/projet/gestion-ressource-geothermique-dogger-ile-france)*

Si au moins une de ces conditions liées à la localisation du projet est vraie alors le recours à un autre réservoir géothermique peut être une solution alternative sous réserve d'une ressource potentielle

→ *outils disponibles : modèles 3D de prédictivité de l'Albien (rapport BRGM : http://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-64873-FR.pdf) et du Trias (rapport BRGM : http://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-61472-FR.pdf)*

Quel réservoir cible ?

RESERVOIR ARGILO-SABLEUX (< 1000 m de profondeur)

Réservoir stratégique AEP de l'Albien / Néocomien

Puissance accessible de 3 à 4 MW (PAC)

Température ≤ 40°C

PHASE D'EXPLORATION ("derisking" du projet)

Risques géologiques faibles (grande extension de l'aquifère, faible profondeur, excellente productivité) **face aux enjeux** (contraintes d'exploitation en cas de crise AEP)

→ ***Pas d'exploration nécessaire (excepté en bordure de l'aquifère)***

T0

PHASE DE CONCEPTION (faisabilité et acceptabilité du projet)

Etude de faisabilité technico-économique (niveau APD) — DUREE D'ENVIRON 3 MOIS

Intégrer les contraintes d'exploitation

- Prévoir le **secours** éventuel pour l'alimentation d'eau potable

Prendre en compte les préconisations issues du REX *(Hydrogéologie et géothermie-Albien) :*

- Prévoir une **colonne de captage en acier inoxydable** pour limiter la corrosivité de l'eau
- Prévoir une **colonne de captage télescopée** (accès, entretien, réserve de gravier) pour favoriser l'entretien
- Prévoir une **épaisseur du massif filtrant supérieure à 3''** (alésage réservoir) pour limiter les fines
- Fixer dans le CDC les **contraintes relatives au massif filtrant et à la phase de développement**

T3 mois

Dossier réglementaire (demandes de PER et d'ouverture de travaux de forage) — DUREE D'ENVIRON 1 AN

Prendre en compte les préconisations issues du REX *(Hydrogéologie et géothermie-Albien) :*

- S'assurer de la compatibilité **des fluides alternatifs à la boue bentonitique ou des additifs avec la contrainte AEP**
- **Communiquer** auprès des parties prenantes (enquête publique, ...) pour favoriser l'acceptabilité sociétale
- **Valider l'acceptabilité réglementaire** dans le cas de périmètres de protection de captages AEP

T15 mois

PHASE DE TRAVAUX DE FORAGE ET D'ESSAIS (sécurisation et optimisation du projet)

Travaux de forage — DUREE D'ENVIRON 4 MOIS

Sécuriser les opérations :

- Privilégier l'**expérience des opérateurs** (BE et entreprises de forage)
- Prévoir une **ingénierie spécialisée** notamment pour la **gestion des fluides de forage**
- Privilégier le **carottage des niveaux aquifères** (optimisation des équipements) couplée à une analyse granulométrique des sables +- consolidés
- **Communiquer** auprès des usagers (visites et parcours autour du chantier) pour favoriser l'acceptabilité sociétale et sensibiliser à la géothermie (école, ...)

Développement, nettoyage et essais

Optimiser les opérations en termes de productivité et d'injectivité des forages :

- Prévoir une **ingénierie spécialisée** pour la mise en œuvre et l'interprétation des essais
- Prévoir des **durées importantes** (jusqu'à plusieurs semaines) pour les développements, incluant une évaluation de leur efficacité en intercalant des essais
- Mettre en place un **système de filtration lors des essais d'injection** pour éviter la dégradation de l'inje
- **Augmenter progressivement les débits d'essais** pour optimiser le développement (contrôle des partic
- Procéder à des **tests d'interférence** entre les forages pour contrôler le fonctionnement du doublet

T19 mois

PHASE DE DEVELOPPEMENT (durabilité du projet)

Suivi et maintenance du doublet — DUREE D'ENVIRON 50 ANS

Maintenir la productivité et l'injectivité :

- Mettre en place un **programme de suivi en continu et de contrôles** (semestriel à annuel), incluant une **ingénierie spécialisée** pour l'analyse des données acquises
- Procéder au **diagnostic des puits tous les 3 à 5 ans** pour contrôler le vieillissement des forages
- Prévoir la **recharge des massifs filtrants** pour anticiper le tassement du gravier
- Prévoir d'éventuelles **remédiations** pour anticiper la dégradation des équipements (turbidité, colmatage,...)
- Prévoir éventuellement la **réhabilitation** des puits pour anticiper une dégradation irréversible (complétion)

RESERVOIR ARGILO-GRESEUX (> 1000 m de profondeur)

Réservoir potentiel du Trias

Puissance envisagée 10 à 15 MW

Température ≥ 70°C

PHASE D'EXPLORATION ("derisking" du projet)

Etude préliminaire nécessaire pour réduire les risques géologiques forts, compte tenu des hétérogénéités du Trias

Imager le réservoir par des méthodes en cours d'étude **:**

		Ordres de grandeur 2018 Coût	Durée
Prospection géophysique	Retraitement de lignes sismiques 2D existantes	100 000 €	6 mois
	Acquisition / traitement d'un cube sismique 3D centré sur le doublet ***(typiquement 50 km²)***	1 000 000 €	< 1 an
	Profil Sismique en puits (VSP)	200 000 €	48 heures
	Coût total estimé pour la prospection (si méthodes complémentaires)	*1 300 000 €*	

Objectif : connaître la structure géologique du sous-sol à grande profondeur de manière suffisamment précise

→ *outils pouvant être valorisés ou développés : coupes 2D et modèle 3D prévisionnels du secteur exploré à partir des résultats de la prospection géophysique et de la connaissance géologique pour une implantation optimale d'un doublet de forages (cibles au réservoir)*

T0

PHASE DE CONCEPTION (faisabilité et acceptabilité du projet)

Etude de faisabilité technico-économique (niveau APD) — DUREE D'ENVIRON 1 AN

Prendre en compte les préconisations issues du REX (Géothermie N-Europe et France) :

- Prévoir une **chambre de pompage** pour chaque puits avec une profondeur suffisante (≥ 400 m) en cas de productivité modérée
- Positionner les **impacts au réservoir d'un doublet de forages perpendiculairement à l'axe d'écoulement** des chenaux fluviatiles pour retarder la percée thermique
- Envisager différentes techniques alternatives de forage : **pilot-hole, multidrains, drain horizontal** et investir dans du **carottage** au niveau du réservoir
- Privilégier une complétion **grand diamètre** avec une crépine Inox à **fil enroulé et auto-gravillonnage** pour optimiser le fonctionnement du dispositif
- Envisager la **réinjection du fluide dans le réservoir du Dogger** pour anticiper l'échec de la réinjection au Trias
- Prévoir le traitement pour optimiser : **injection d'inhibiteurs** en fond de puits de production, **double filtration et injection d'azote** en surface
- Prévoir la **valorisation du forage en cas d'échec** (sonde géothermique profonde, forage d'observation scientifique) ou solution de repli
- **Structurer le projet** en précisant le rôle et la responsabilité des acteurs pour faciliter la prise de décisions et le déroulement de l'opération

T12 mois

Dossier réglementaire (demandes de PER et d'ouverture de travaux de forage) — DUREE D'ENVIRON 1 AN

Intégrer les alternatives possibles au projet initial :

- **Affecter la fonction des puits** *a posteriori* selon meilleures conditions de productivité / injectivité
- **Dimensionner les limites de permis** (PER et PEX) **selon la technique de forage retenue** (impacts réservoir)
- **Anticiper** en réduisant l'impact négatif de l'échec (solutions de valorisation ou de repli)
- **Communiquer auprès des parties prenantes (enquête publique, ...)** pour favoriser l'acceptabilité sociétale

T24 mois

PHASE DE TRAVAUX DE FORAGE ET D'ESSAIS (sécurisation et optimisation du projet)

Travaux de forage — DUREE D'ENVIRON 6 MOIS

Minimiser le risque lié au forage exploratoire :

- **Anticiper le risque de sinistre** via l'assurance TRC et/ou la garantie SAF (montant garanti du forage ?)
- Privilégier **l'expérience des opérateurs** (BE et entreprises de forage) : programmes de forage (boue notamment)
- Privilégier le **carottage des niveaux aquifères** (optimisation des équipements) couplé à une caractérisation de la perméabilité des grès
- **Privilégier la technique du pilot-hole** (plutôt qu'un forage vertical de petit diamètre) estimée à env. 500 kl HT suivant un scénario possible (en cours d'étude) comprenant les phases suivantes :

  1- Réalisation d'une VSP à 200 - 300 m du toit du réservoir
  2- Forage d'un pilot-hole dans le réservoir (monodrain de diamètre 3" ou 3"1/2)

  Epaisseur utile satisfaisante :
  3- Forage et tubage au toit du réservoir
  4- Alésage réservoir

  Epaisseur des niveaux producteurs non satisfaisante :
  3- Abandon du *pilot-hole* (bouchon de ciment)
  4- Forage d'un drain sub-horizontal ou de multi-drains orientés suivant les résultats du VSP (niveaux poreux les plus épais et les mieux connectés)

- **Communiquer** auprès des usagers (visites et parcours autour du chantier) pour favoriser l'acceptabilité sociétale et sensibiliser à la géothermie (école, ...)

Développement, nettoyage et essais

Optimiser les opérations en termes de productivité et d'injectivité des forages :

- Prévoir une **ingénierie spécialisée** pour la mise en œuvre et l'interprétation des essais
- Prévoir des **durées importantes** des essais (environ 50 jours) pour les développements, incluant une évaluation de leur efficacité en intercalant des essais
- Prévoir des **bassins de stockage importants** pour traiter le fluide avant rejet (plusieurs milliers de m3)
- Mettre en place un **système de filtration** lors des essais d'injection pour éviter la dégradation de l'injectivité
- **Augmenter progressivement les débits d'essais** pour optimiser le développement (contrôle des particules fines)
- Procéder à des **tests d'interférence** entre les forages pour contrôler le fonctionnement en doublet

T30 mois

PHASE DE DEVELOPPEMENT (durabilité du projet)

Suivi et maintenance du dipsositif — DUREE D'ENVIRON 50 ANS

Eviter ou limiter la baisse d'injectivité :

- **Contrôler le débit d'exploitation maximal** pour maintenir la **vitesse de circulation du fluide à l'entrée de la crépine à une valeur inférieur**
- **Sensibiliser le personnel** et **mettre en place des procédures spécifiques** lors des arrêts ou redémarrages de l'exploitation pour éviter les coups de
- Prévoir d'**adapter les équipements** (pompes, filtres) et des **remédiations** (décolmatage crépines par ex.) pour anticiper une dégradation de l'injectivité

Limiter/maitriser les phénomènes de dépôt et corrosion :

- **Adapter l'injection d'inhibiteurs** aux caractéristiques du fluide potentiellement a forte salinité
- **Entretenir le double système de filtration (1 à 2 µm) en amont et aval de l'échangeur** pour éviter l'accumulation de sable dans le puits injecteur
- **Maintenir le système d'injection d'azote** lors des arrêts d'exploitation pour éviter l'entrée d'air dans la boucle géothermale (risque d'oxydation)
- Mettre en place éventuellement une **procédure spécifique pour la sécurité du personnel en cas de dépots radioactifs**
- Prévoir éventuellement la **réhabilitation des puits** (rechemisage) pour anticiper les phénomènes de corrosion des tubages

Limiter et anticiper la production de gaz :

- **Adapter le positionnement de la pompe immergée** pour éviter le dégazage du fluide (pression de point de bulle)
- Mettre en place éventuellement une **procédure et dispositif spécifique en cas de venue de gaz** (CH4, CO2,...) pour sécuriser ou valoriser l'exploitatio

Tableau 4 : Visualisation globale du guide de bonnes pratiques dont le détail est à lire en accédant au fichier Excel attaché à ce rapport final de GUIDOCLAST.

8. Bibliographie

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., Bourgine 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 Rhénan). Rapport final du projet. BRGM/RP-61472-FR, 197 p., 80 fig., 9 tabl., 2 ann.

Bouchot V. et Bonijoly D. et collaborateurs (2014) - Évaluation des ressources géothermales dans le Buntsandstein et le Permo-carbonifère sous le site de Bure et sa région. Rapport d'expertise. Rapport BRGM/RP-63598-FR. 50 p., 13 fig., 7 tabl., 2 ann.

Calcagno P., Chamaret A., Chauvin N., Gabalda S., Gabillard S., Guillen A., Michea D., Pasquier F., Pouderoux J., Bouchot V. (2013) - Thermo2Pro: Knowledge dissemination for deep geothermal exploration. GRC Annual Congress, Las Vegas, Nevada, 22 August 2013.

Calcagno P., Chamaret A., Chauvin N., Gabalda S., Gabillard S., Guillen A., Michéa D., Pasquier F., Pouderoux J., Vigier Y., Bouchot V. et coll. (2014) - Thermo2Pro: A tool to help professionals of the geothermal sector for exploration in deep basin context in France - Development, update, and perspectives. Abstract and Poster in Third Deep Geothermal Days, Paris, France, April 10-11, 2014.

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.

Hervé J.Y. et Igniatiadis I. (2007) - Nappes de l'Albien et du Néocomien. Définition des conditions d'accès à la ressource géothermique en Île-de-France. Rapport final. BRGM/RP-55990-FR, 55 p.

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.

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

Géosciences pour une Terre durable
brgm

Centre scientifique et technique
Direction des Géoressources - Division Géothermie
3, avenue Claude Guillemin
BP 36009 - 45060 Orléans cedex 2 - France - Tél. : 02 38 64 34 34
www.brgm.fr

		France								Allemagne								DANEMARK		Suède		Italie		Angleterre	Pays-Bas	
		Melleray (45)		Achères (78)		Cergy-Pontoise (95)	Paris (75) (Maison de la Radio)		Clermont-Ferrand (63) Les Vergnes I	Plaisir Thiverval Grignon (78)	Bruchsal		Waren Neubrandebourg		Prenzlau		Neustadt-Glewe		Thisted		Lund		Metanopoli			Asten (sables de Breda)	Asten (sables de Berg)
Code forage		GMY1	GMY2	A1	A2	CGY-1					Bruchsal 1	Bruchsal 2							Thisted 2	Thisted 3			Metanopoli 2	Metanopoli 1	Southampton[3]		
Fonction		producteur	injecteur			producteur	chaud	froid			producteur	injecteur					producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteurs (4 puits)	injecteurs (5 puits)	producteur	injecteur	producteur		
Profondeur											1932 m	2542 m	1510 m	1500 m	1000 m				3280 m	1234 m	680 à 750 m	668 à 770 m		2500 m		1672 m	
Type de forage		vertical	dévié (30° dans le réservoir)			vertical	vertical	dévié ?	vertical		vertical	vertical							vertical	vertical			dévié (37° dans le réservoir)	vertical			
Toit du réservoir		1416 m	1436 m	≈ 1900 m	1930 m	1927 m	492 m	480 m	1535 m		1573 m	2281 m		1250 m			2200 à 2400 m	2200 à 2400 m	1229 m	1200 m			1941 m	1967 m	1729 m		
Epaisseur			170 m	60 m	15 m		37 m	>25 m	30 m		300 m	256 m		≈ 20 m					135 m	35 m	80 à 180 m		224 m	538 m	67 m		
	utile			10 m						10 à 15 m															16 m		
Stimulation				acidification					oui[2]														acidification				
Transmissivité	avant stimulation		13,2 D.m	10,8 D.m	11,2 D.m		530 D.m	300 D.m	1,1 à 1,6 D.m	56 D.m	33 D.m						100 D.m		70 à 110 Dm								
	après stimulation			19,25 D.m																			1,22 à 1,4 D.m		3,3 D.m		
Skin	avant stimulation			15	15																				-2,9		
	après stimulation			-2	10																		-2,4 à -3,7				
Température production			73°C	78,6°C	78°C		27°C	27°C	88°C		116°C		60°C	52°C	42°C	42/10-20	≈ 95°C		46°C		22 à 23 °C		63 à 64°C		76°C	35°C	59,5°C
Température réinjection													10 à 20°C	10 à 20°C				50°C		10°C		4 à 6°C		≈ 40°C			
Salinité totale			38 g/l	93,6 g/l	93,6 g/l					<0,35 g/l	125 g/l		160	100 à 133 mg/l			220 mg/l		163 g/l		60 g/l		70/73 g/l		125 g/l		
Débit artésien				45 m^3/h	25 m^3/h												non	non		non							
Pression statique en tête			≈ 5 bars	≈ 5 bars																							
Point de bulle			12,2 bars	13,7 bars																							
Incondensables			0,15 m^3/m^3	0,34 m^3/m^3																			>2 m^3/m^3				
Débit produit/injecté		150 m^3/h											50 m^3/h	100 m^3/h	70 m^3/h		110 à 120 m^3/h				1.750 à 2.000 m^3/h au total						
Indice de productivité				1,80 à 6,76 $m^3/h/bar$	2,46 $m^3/h/bar$																					13,7 $m^3/h/bar$	2,9 $m^3/h/bar$
Indice d'injectivité				2,03 $m^3/h/bar$	décroissance continue avec la durée du test									>20 $m^3/h/bar$			≈ 55 $m^3/h/bar$			>16 $m^3/h/bar$							
Boue de forage		boue bentonitique	boue à base de polymères (Flogel)			boue à base de polymères (Flogel)			boue à base de polymères (Flogel) dans le réservoir																		
Tubage		acier 13"3/8 de 0 à 299,69 m (chambre de pompage)	acier 7" de la surface au toit du réservoir	liner 7" à 1808 m		acier 13"3/8 de 0 à 300 m (chambre de pompage)			acier 7" jusqu'à 1600 m					acier 9"5/8 jusqu'à 120 m				tubage acier 13"3/8 jusqu'à 1064 m	tubage amovible en acier 7" jusqu'à 1169 m				tubage 5" jusqu'à 1902 m			
		acier 9"5/8 jusqu'au toit du réservoir				acier 9"5/8 jusqu'au toit du réservoir			réservoir prévu en 6"					acier 7" jusqu'à 1240 m					tubage acier 9"5/8 jusqu'à 1204 m					puis tubing 3" 1/2 et packer d'isolation à 2.020 m.			
Complétion		crépine inox 6"5/8	crépine inox 4"1/2	crépine 4" 1/2	crépine 4" 1/2	crépine inox[1] 6"5/8			crépine 4"1/2 à enroulement spirale				crépines fil enroulé	crépines 5"1/2			trou tenu (bonne tenue des formations)	tubage perforé et crépines à fil enroulé	crépines 6"	crépines 6"	crépine acier 100 / 120 m		perforation à l'hyperjet		liner 9" 5/8 sabot 1700m		
		slot 0.8 mm	slot 0.8 mm			slot 1 mm													slot 0,3 mm	slot 0,3 mm							
Massif de gravier		non	non	oui (trou 6" suralésé à 11")	oui (trou 6" sur-alésé à 11")	non (open-hole 8"1/2)			oui (trou sur-alésé 11")				oui	oui (trou sur-alésé)					oui (trou sur-alésé 16")	oui (trou sur-alésé)	oui	oui			non (trou ouvert 12"1/4)		

[1] Perforation du Casing 9''5/8 pour tester l'ensemble Trias-Hettangien

[2] Aucune amélioration notable du débit après traitemetn à l'acide

[3] Teneur en solides très importante, échec de la réinjection et rejet dans la Tamise

	Caractéristiques / Opérations	France															
		Melleray (45)		**Cergy-Pontoise (95)**	**Achères (78)**		**Chateauroux (36)**	**Paris (75) (Tours AGF Crystal et Mirabeau)**		**Clermont-Ferrand (63) Les Vergnes I**	**Plaisir Thiverval Grignon (78)**	**Issy-les-Moulineaux (92)**		**Plessis-Robinson (92)**		**Paris (75) (ZAC Clichy-Batignolles)**	
Forage	Nom du forage	Melleray 1	Melleray 2	Cergy-GCY1	Achères 1	Achères 2	Chateauroux 1	Crystal	Mirabeau								
	Code	GMY1	GMY2	CGY-1	A1	A2		B16	B20			ILM-1	ILM-2	LPR-1	LPR-2	P1-ST	P2
	Indice BSS	03637X0279/GMY1	03637X0280/GMY2	01527X0129/GCY1	01528X0101/GTH1	01823X0077/GTH2	05447X0112/GTH1	01836A0571/B16	01836A0572/B20			01836C0341/F	01836C0342/F	02192X0471/LPR1	01836C0340/LPR2		
	Opérateur (Maitre d'œuvre)	BRGM			GEOTHERMA		GEOTHERMA	GEOTHERMA				G2H Conseils		G2H Conseils		Eau de Paris (DIPEP) / TERRE	
	Entreprise de forage	GIE FORAKY - FORAMINES			GIEFF		GIEFF	COFOR				Forages MASSE		COFOR		COFOR	
	Appareil de forage	GB 800			EMSCO GB 250		GB 250					SOILMEC G75		HH 102		HH 102 B	
	Dates de réalisation	23/11/79 au 09/01/80	31/10/80 au 09/12/80	?/03 au 04/05/80	27/01/82 au 21/05/82	07/06/82 au 22/08/82	12/02/83 au 11/04/83	17/07/89 au 20/09/89	30/09/89 au 30/11/89			19/07/11 au 02/11/11	10/01/12 au 25/04/12	23/01/12 au 15/03/12	18/04/12 au 02/06/12	02/09/14 au 29/11/14	25/07/14 au 20/08/14
	Durée de forage (jours)	48	40		115	77	59	66	62			107 (travaux discontinus)	107 (travaux discontinus)	53 (travaux discontinus)	46 (travaux discontinus)	89 (travaux discontinus)	27 (travaux discontinus)
	Fonction	producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	producteur	chaud	froid			producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	injecteur
	Type	exploration	développement	exploration	exploration	développement	exploration	développement	développement			développement	développement	développement	développement	développement	développement
	Profil	vertical	dévié (23° max)	vertical	vertical	vertical	vertical	vertical	dévié (40° max)	vertical		vertical	dévié (27° toit réservoir)	vertical	dévié (30,5° toit réservoir)	dévié (22° toit réservoir)	dévié (16° toit réservoir)
	Profondeur totale (m MD)	1668,75	1661	1997	1950	1961	670	615	654			646	701	995	1040	764	755
	Ecartement des forages au réservoir	environ 1050 m		-	environ 1,5 km		puits unique	environ 500 m				500 m		> 580 m		624 m	
	Tubage	acier 13"3/8 de 0 à 299,69 m (chambre de pompage)	acier 7" de la surface au toit du réservoir	acier 13"3/8 de 0 à 300 m (chambre de pompage)	acier 9"5/8 de 0 à 1345 m	acier 13"3/8 de 0 à 389 m (chambre de pompage)	acier 13"3/8 de 0 à 160 m (chambre de pompage)	acier 13"3/8 de 0 à 521 m	acier 13"3/8 de 0 à 119,5 m	acier 7" jusqu'à 1600 m		acier 18"5/8 de 0 à 191 m	acier 13"3/8 de 0 à 560 m	acier 16" de 0 à 374,5 m	acier 16" de 0 à 236,67 m	acier 16" de 0 à 180 m	acier 16" de 0 à 169 m
		acier 9"5/8 jusqu'au toit du réservoir		acier 9"5/8 jusqu'à 1927 m	liner acier 7'' de 1272 à 1808 m	liner acier 7'' jusqu'à 1908 m	liner acier 9''5/8 jusqu'à 444 m		liner acier 9"5/8 de 80,5 à 560 m	réservoir prévu en 6"		acier 13"3/8 de 161,7 à 541 m		acier 10"3/4 de 332 à 888 m	acier 10"3/4 de 182 à 906,85 m	acier 10"3/4 de 153 à 666,5 m	acier 10"3/4 de 140 à 665 m
	Complétion	crépine inox 6"5/8	crépine inox 4"1/2	crépine inox[1] 6"5/8	crépine 4" 1/2	crépine 4" 1/2	crépine inox 5"	crépine inox double paroi 5" x 8" (pré-gravillonnée : calibre 1 - 2,5 mm)		crépine 4"1/2 à enroulement spirale		crépine inox 304 L 8"5/8 (type JOHNSON à fil continu enroulé sur tube avec perforations de 16 mm)	crépine inox 304 L JOHNSON MUNI-PAK 8"5/8 x 10"5/8 (pré-gravillonnée : calibre 1,16 à 1,7 mm)	crépine inox 304 L 7"5/8 (type JOHNSON à fil continu enroulé sur tube avec perforations de 16 mm)	crépine inox 304 L JOHNSON MUNI-PAK 6"5/8 x 8"5/8 (billes de verre : calibre 1,25 à 1,65 mm)	crépine inox 304 L JOHNSON MUNI-PAK 6"5/8 x 8"5/8 (billes de verre : calibre 1,25 à 1,65 mm)	crépine inox 304 L JOHNSON MUNI-PAK 6"5/8 x 8"5/8 (billes de verre : calibre 1,25 à 1,65 mm)
		slot 0,8 mm	slot 0,8 mm	slot 1 mm		slot 0,2 et 0,4 mm		slot 0,8 mm	slot 0,75 mm			slot 0,8 mm	slot 0,8 mm	slot 0,75 mm	slot 1 mm	slot 1 mm	slot 1 mm
	Massif filtrant	non (trou 8"1/2)	non (trou 6")	non (trou 8"1/2)	oui (trou 6" alésé 11")	oui (trou 6" alésé 11")	oui (trou 8"1/2 comblé à 516,5 m)	oui (1 - 2,5 mm) (trou 12"1/4 alésé 15")	oui (2,5 - 5 mm) (trou 8"1/2 alésé 15")	oui (trou alésé 11")		oui (1 - 1,25 mm) (trou 12"1/4 alésé 15")	oui (trou 12"1/4)	oui (0,8 - 1,4 mm) (trou 9"1/2 alésé 15")	oui (trou 9"1/2 alésé 11")	oui (trou 9"7/8)	oui (trou 9"5/8 alésé en 9"7/8)
Réservoir	**Réservoir cible**	**TRIAS**		**TRIAS**	**TRIAS**		**Infra-LIAS** (Hettangien) / **TRIAS**	**ALBIEN**				**ALBIEN**		**NEOCOMIEN**		**ALBIEN**	
	Lithologie	alternance grès / argiles			alternance grès / argiles		alternance sables / grès peu consolidés et argiles	alternance sables / argiles				alternance sables / argiles		alternance sables / argiles		alternance sables / argiles	
	Toit du réservoir (m)	1436	1436	1940	1884	1890	455	492	480	1535		543	563	874	889	668	665
	Epaisseur (m) – totale	182	165	33	57	67	201	67	67	30		97	109	121	132	82	75
	Epaisseur (m) – utile	36	30		10	15	20	37			10 à 15	50,2	95,1	27,2	71,6	37,6	33,9
	Porosité (%)	15	17														
	Pression de gisement (bar)		112		202	202											
	Pression artésienne (bar)	6,4	5		5	5	3	2				0	0	0	0	0	0
	Débit artésien (m^3/h)	45	48		45	25	41					0	0	0	0	0	0
	Géochimie (prélèvements fond / surface)	surface															
	pH	6,75			6,5			7,7				7,9		7,6	7,6		
	Incondensables (m^3/m^3)		0,15		0,34												
	Salinité totale (g/l)	38,4	38		93,6			0,26			< 0,35						
	Point de bulle (bars)		12,2		13,7	15											
	Fluide de forage	boue bentonitique	boue à base de polymères (Flogel)	boue à base de polymères (Flogel)				boue aux polymères	boue aux polymères	boue à base de polymères (Flogel)		boue aux polymères + batéricides	boue aux polymères + batéricides	boue aux polymères + batéricides	boue aux polymères + batéricides	boue aux polymères + batéricides	boue aux polymères + batéricides
	Nettoyage / traitement	dispersant (hexamétaphosphate)					dispersant (hexamétaphosphate)	hexamétaphosphate	hexamétaphosphate + eau oxygénée			désinfectant (oxonia)	soufflage + pompage	hexamétaphosphate	hexamétaphosphate		hexamétaphosphate
	Développement	7 jours				7 jours	7 jours					air-lift (4 jours)	soufflage + air-lift (10 jours)	air-lift + pistonnage (7 jours)	air-lift + soufflage (10 jours)	air-lift (40 hrs) + pompage (16 hrs)	air-lift (30 hrs) + pompage (20 hrs)
	Stimulation	non			acidification	acidification	acidification (3)			oui[2]							
	Essais de production – courte durée	remontée P. 6,5 hrs	Prod. (art.) 15,5 hrs + remontée P. 12 hrs			remontée P.	Prod (air-lift) 12,5 hrs + remontée P.										
	Essais de production – longue durée					5 jours + interférence		72 heures	72 heures			72 heures	52 heures	72 heures	72 heures	72 heures	72 heures
	Transmissivité (D.m ou m²/s) – avant stimulation	15,5 D.m	13,2 D.m		10,8 D.m	11,2 D.m		530 D.m	300 D.m	1,1 à 1,6 D.m	56 D.m	6.10^{-3} m²/s	6.10^{-3} m²/s	2.10^{-3} m²/s	2.10^{-3} m²/s		
	Transmissivité (D.m ou m²/s) – après stimulation				19,25 D.m												
	Skin – avant stimulation	2,5	0		15	15											
	Skin – après stimulation				-2	10											
Exploitation	Date de mise en service	1981		-	-		1984	1990				2013		2013		2016	
	Durée d'exploitation	1 an		0	0		32 ans	26 ans				3 ans		3 ans		-	
	Débit d'exploitation maximal (m^3/h)	110		70	135	90	88	130				200		200		180	
	Vitesse circulation max. sortie complétion (cm/s)							1,5	0,6			0,8 (localement > 3)					
	Vitesse circulation max. sortie formation (cm/s)																
	Indice de productivité ($m^3/h/bar$)	10			6,5	2,4	5,2	65	37			117	94	35	33	54	40
	Indice d'injectivité ($m^3/h/bar$)		1,9		1,9	décroissance continue avec la durée du test	-						42		41		
	Température production (°C)	74	73	77	78,6	78	32	27	27	88		28		38		38,5	
	Température réinjection minimale (°C)				31		-						13				
	Pression d'injection max. (bars)	58		-	71,6	115	-	8	2								
	Puissance thermique (MWth)											3,5					
	Système de filtration – avant échangeurs			-								hydrocyclone + 2 filtres à sable (130 µm)					
	Système de filtration – avant réinjection			-													
	Système d'injection d'inhibiteurs de corrosion	non		-			non	non				non		non		non	
	Système d'injection d'azote en surface	non		-			non	non				non		non		non	
	Problèmes rencontrés	Pression injection + colmatage soudain, brutal et définitif de l'injecteur (abandon)		Faible productivité (abandon Trias / sidetrack Dogger en mars 1981)	Pression d'injection (abandon Trias / perforations Dogger)		Mise en place crépines + massif filtrant (mauvaise tenue des terrains)	Pression d'injection élevée au puits B16				Baisse d'injectivité liée à une importante production de particules fines provenant de l'annulaire de la colonne captante de production (remédiation en 2015)					

	Caractéristiques / Opérations	Allemagne							Angleterre	Danemark						Italie	
		Bruchsal		**Waren Neubrandebourg**		**Prenzlau**	**Neustadt-Glewe**		**Southampton**	**Thisted**		**Copenhague**		**Sonderborg**		**Metanopoli**	
Forage	Nom du forage											Magretheholm-1/1A	Magretheholm-2	Sonderborg-1	Sonderborg-2		
	Code	Bruchsal 1	Bruchsal 2						Southampton[3]	Thisted 2	Thisted 3	MAH-1/1A	MAH-2	SG-1	SG-2	Metanopoli 2	Metanopoli 1
	Indice BSS																
	Opérateur (Maitre d'œuvre)											DONG E&P					
	Entreprise de forage											DEUTAG					
	Appareil de forage											DEUTAG T-61					
	Dates de réalisation											31/05 au 14/07/02	27/04 au 28/06/03				
	Durée de forage (jours)											45	63				
	Fonction	producteur	injecteur				producteur	injecteur	producteur	producteur	injecteur	injecteur	producteur			producteur	injecteur
	Type											exploration	développement				
	Profil	vertical	vertical							vertical	vertical	vertical (2,6° max dans le réservoir)	dévié (64° max dans le réservoir)	dévié	dévié	dévié (37° dans le réservoir)	vertical
	Profondeur totale (m MD)	1932	2542	1510	1500	1000				3280	1234	2686 (RT)	3300 (RT)	1267	1408		2500
	Ecartement des forages au réservoir									1507		1240		760			
	Tubage				acier 9"5/8 jusqu'à 120 m					tubage acier 13"3/8 jusqu'à 1064 m	tubage amovible en acier 7" jusqu'à 1169 m	tubage acier 13"3/8 jusqu'à 701 m	tubage acier 13"3/8 jusqu'à 1761 m	tubage acier 13"3/8 jusqu'à 892 m	tubage acier 13"3/8 jusqu'à 927 m		tubage 5" jusqu'à 1902 m
					acier 7" jusqu'à 1240 m					tubage acier 9"5/8 jusqu'à 1204 m		liner acier 9"5/8 de 633 à 2684 m	liner acier 9"5/8 de 1720 à 3114 m	liner acier 9"5/8 de 878 à 1150 m	liner acier 9"5/8 de 889 à 1288 m		puis tubing 3" 1/2 et packer d'isolation à 2.020 m.
	Complétion			crépines fil enroulé	crépines 5"1/2		trou tenu (bonne tenue des formations)	tubage perforé et crépines à fil enroulé	liner 9" 5/8 sabot 1700m	crépines 6"	crépines 6"	perforation (6 spf) liner 9"5/8 (cimenté) de 2489 à 2662 m	perforation (12 spf) liner 9"5/8 (cimenté) de 2855 à 3056 m	crépines 7"	crépines 7"	perforation à l'hyperjet	
										slot 0,3 mm	slot 0,3 mm						
	Massif filtrant			oui	oui (trou sur-alésé)				non (trou ouvert 12"1/4)	oui (trou sur-alésé en 16")	oui (trou sur-alésé)	non	non	oui (trou sur alésé en 9"7/8)	oui (50%) (trou sur alésé en 9"7/8)		
Réservoir	**Réservoir cible**									***Gassum*** : Hettangien (**LIAS**) / Rhétien (**TRIAS**)		***Bunter*** (**TRIAS** inf.)		*Gassum* : Hettangien (**LIAS**) / Rhétien (**TRIAS**)			
	Lithologie									grès		alternance grès / argiles		grès			
	Toit du réservoir (m)	1573	2281		1250		2200 à 2400	2200 à 2400	1729	1229	1200	2368	2866			1941	1967
	Epaisseur (m) – totale	300	256		20				67	135	35	272	180	61		224	538
	Epaisseur (m) – utile								16	30	30	59	?	35			
	Porosité (%)									27%		17%		39			
	Pression de gisement (bar)											264,4 @ 2487 m					
	Pression artésienne (bar)											-					
	Débit artésien (m^3/h)						non	non			non	-					
	Géochimie (prélèvements fond / surface)											fond + surface					
	pH											6,05					
	Incondensables (m^3/m^3)											0,15				> 2	
	Salinité totale (g/l)	125		160	0,1		0,2		125	163		215				70 à 73	
	Point de bulle (bars)											≈ 11					
	Fluide de forage											Glydrill (MI)	KCL / Polymère + Glydrill (MI)				
	Nettoyage / traitement																
	Développement											6 jours (air-lift)					
	Stimulation											non				acidification	
	Essais de production – courte durée											Prod. air-lift 12hrs (60m^3/h) + remontée P. 18hrs	?				
	Essais de production – longue durée											50 jours (pompage)					
	Transmissivité (D.m ou m²/s) – avant stimulation	33 D.m					100 D.m			70 à 110 D.m		-		129 D.m			
	Transmissivité (D.m ou m²/s) – après stimulation								3,3			24,2				1,22 à 1,4	
	Skin – avant stimulation								-2,9			-					
	Skin – après stimulation											0,54		> 20	> 7	-2,4 à -3,7	
Exploitation	Date de mise en service									1984		2005		2013			
	Durée d'exploitation									32 ans		11 ans		3 ans			
	Débit d'exploitation maximal (m^3/h)			50	100	70	120			35 (1984) / 150 (1988) / 200 (2001)		235		335			
	Vitesse circulation max. sortie complétion (cm/s)									0,2 / 0,9 / 1,2		0,8	1,2	1,4	0,8		
	Vitesse circulation max. sortie formation (cm/s)									0,1 / 0,4 / 0,5		0,7	1,0	1,6	0,9		
	Indice de productivité ($m^3/h/bar$)											9,8					
	Indice d'injectivité ($m^3/h/bar$)				> 20			55			> 16						
	Température production (°C)	116		60	52	42	95		76	45		73 / 74		48		63 à 64	
	Température réinjection minimale (°C)			10	10		50			10						40	
	Pression d'injection max. (bars)																
	Puissance thermique (MWth)						5,7			8,1		14		12			
	Système de filtration – avant échangeurs																
	Système de filtration – avant réinjection																
	Système d'injection d'inhibiteurs de corrosion											non					
	Système d'injection d'azote en surface											oui					
	Problèmes rencontrés									-		baisse d'injectivité + dépôt radioactif		baisse d'injectivité			

Données issues du rapport BRGM/RP-56630-FR (septembre 2008) (Melleray à Paris Tours AGF Crystal et Mirabeau)

Données issues du rapport BRGM/RP-66040-FR (juillet 2016) - Projet GUIDOCLAST (Clermont-Ferrand à Paris ZAC Clichy-Batignolles)

Données issues du rapport BRGM/RP-56630-FR (septembre 2008) (Allemagne)

Données issues du rapport BRGM/RP-66040-FR (juillet 2016) - Projet GUIDOCLAST (Danemark)

[1] Perforation du Casing 9''5/8 pour tester l'ensemble Trias-Hettangien

[2] Aucune amélioration notable du débit après traitemetn à l'acide

[3] Teneur en solides très importante, échec de la réinjection et rejet dans la Tamise

				Pays-Bas																								Suède	
Caractéristiques / Opérations		Asten (sables de Breda)	Asten (sables de Berg)	Van Den Bosch (1er doublet)		Van Den Bosch (2ème doublet)		Ammerlan		Duijvestijn		Den Haag		Koekoespolder		Westland		Agriport (1er doublet)		Agriport (2ème doublet)		Floricultura		De Lier		Vierpolders		Lund	
Forage	Nom du forage			Van den Bosch 1	Van den Bosch 2	Van den Bosch 3	Van den Bosch 4	Pijnacker 1	Pijnacker 2	Pijnacker 3	Pijnacker 4	Den Haag 1	Den Haag 2	Koekoespolder-1	Koekoespolder-2														
	Code			VDB-GT-01(-S1)	VDB-GT-02(-S1)	VDB-GT-03	VDB-GT-04	PNA-GT-01	PNA-GT-02	PNA-GT-03(-S2)	PNA-GT-04	DNA-GT-01	DNA-GT-02	KKP-GT-01	KKP-GT-02	HON-GT-01-(S1)	HON-GT-02	MDM-GT-01	MDM-GT-02-(S2)	MDM-GT-03-(S1)	MDM-GT-04	HEK-GT-01-(S2)	HEK-GT-02	DE LIER-GT-01	DE LIER-GT-02	BRI-GT-01	BRI-GT-02		
	Indice BSS																												
	Opérateur (Maitre d'œuvre)																												
	Entreprise de forage			DALDRUP & SÖHNE AG		DALDRUP & SÖHNE AG		DALDRUP & SÖHNE AG		DALDRUP & SÖHNE AG		HAITJEMA		DALDRUP & SÖHNE		DRILLTEC		DALDRUP & SÖHNE AG		DALDRUP & SÖHNE AG				KCA DEUTAG		KCA DEUTAG			
	Appareil de forage			SCHAEFER B10.1 (phases 23" et 17"1/2) WIRTH B-12 (phases 12"1/4 et 8"1/2)		WIRTH B-4 & WIRTH B-12 (2 puits simultanés)*		WIRTH B-12		WIRTH B-13		NO LIMIT 01 (2 puits simultanés)*		WIRTH B-12		DRILLTEC VDD 200.1 compact		DS 10, Bentec Eurorig (350 t)		DS 10, Bentec Eurorig (350 t)				BENTEC T-49		BENTEC T-50			
	Dates de réalisation			17/10/06 au 16/04/07	04/05/07 au 16/07/07	06/03/09 au 20/06/09	06/02/09 au 07/08/09	09/03/10 au 14/05/10	26/05/10 au 09/07/10	28/08/10 au 13/11/10	20/11/10 au 22/01/11	10/03/10 au 25/09/10	01/02/10 au 06/11/10	28/05/11 au 20/07/11	27/07/11 au 10/09/11	23/12/11 au 11/03/12	13/03/12 au 08/05/12	05/06/13 au 01/08/13	06/08/13 au 24/10/13	09/11/13 au 08/05/14	05/01/14 au 21/02/14	24/03/13 au 24/09/13	06/10/13 au 08/01/14	20/05/14 au 08/07/14	09/07/14 au 12/08/14	04/07/15 au 18/08/15	18/08/15 au 23/09/15		
	Durée de forage (jours)			183 (156+27)	75 (41+34)	(107)*	(183)*	67	45	80 (25+9+46)	64	(200)*	(251)*	54	46	81 (62+19)	57	58	83 (40+14+29)	182 (121+61)	48	187 (59+14+114)	95	50	35	46	37		
	Fonction			producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	injecteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur			producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteurs (4 puits)	injecteurs (5 puits)
	Type			exploration	développement	développement	développement	développement	développement	développement	développement	développement	développement	exploration	développement	développement	développement	exploration	développement	développement	développement	exploration	développement	exploration	développement	exploration	développement		
	Profil			dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	dévié																
	Profondeur totale (m MD)	1672		2457	2330	2140	2006	2869	2860	3005	2957	2702	2405	~ 2300		~ 3000		~ 2500		~ 2500		~ 2900		~ 2600		~ 2200		680 à 750	668 à 770
	Ecartement des forages au réservoir																												
	Tubage			Liner 7" au toit du réservoir														Liner 9"5/8 descendu au toit du réservoir												
	Complétion			Crépines 5"1/2														Crépines 6"5/8										crépine acier 100 / 120 m	
	Massif filtrant			Non (auto-gravillonnage)														Non (auto-gravillonnage)										oui	oui
Réservoir	**Réservoir cible**			***Vlieland* (CRETACE inf.)**		***Vlieland* (CRETACE inf.)**		***Vlieland* (CRETACE inf.)**		***Vlieland* (CRETACE inf.)**		***Vlieland* (CRETACE inf.)**		***Rotliegend* (PERMIEN)**		***Vlieland* (CRETACE inf.)**		***Rotliegend* (PERMIEN)**		***Rotliegend* (PERMIEN)**		***Rotliegend* (PERMIEN)**		***Vlieland* (CRETACE inf.)**		***Buntsr* (TRIAS inf.)**			
	Lithologie			alternance sables et argiles		alternance sables et argiles		alternance sables et argiles		alternance sables et argiles		alternance sables et argiles		sables		alternance sables et argiles		sables		sables		sables		alternance sables et argiles		grès			
	Toit du réservoir (m)													~ 1800										2200					
	Epaisseur (m) totale													93,1	74													80 à 180	
	Epaisseur (m) utile													51,1	49,8														
	Porosité (%)													15,6	19,6														
	Pression de gisement (bar)																												
	Pression artésienne (bar)																												
	Débit artésien (m^3/h)																												
	Géochimie (prélèvements fond / surface)																												
	pH																												
	Incondensables (m^3/m^3)																												
	Salinité totale (g/l)																											60	
	Point de bulle (bars)																												
	Fluide de forage																												
	Nettoyage / traitement																												
	Développement																												
	Stimulation																												
	Essais de production courte durée																												
	Essais de production longue durée																												
	Transmissivité (D.m ou m^2/s) avant stimulation																												
	Transmissivité (D.m ou m^2/s) après stimulation																												
	Skin avant stimulation																												
	Skin après stimulation																												
Exploitation	Date de mise en service																												
	Durée d'exploitation			9 ans (max.)		7 ans (max.)		6 ans (max.)		5 ans (max.)		0 (non exploité)		5 ans (max.)		4 ans (max.)		3 ans (max.)		2 ans (max.)		2 ans (max.)		2 ans (max.)		1 an (max.)			
	Débit d'exploitation maximal (m^3/h)			160 (initial) / 200		173		150		164				140		180		244		198		?		310		180 (390 previsionnel)		2	
	Vitesse circulation max. sortie complétion (cm/s)																												
	Vitesse circulation max. sortie formation (cm/s)																												
	Indice de productivité ($m^3/h/bar$)	13,7	2,9																										
	Indice d'injectivité ($m^3/h/bar$)																												
	Température production (°C)	35	59,5	60		70		68		70		75		75		85		90,5				94		85		80 / 85		22 à 23	
	Température réinjection minimale (°C)																	30 / 35		30 / 35					30 / 35				4 à 6
	Pression d'injection max. (bars)																	45		45					4 / 7				
	Puissance thermique (MWth)																												
	Système de filtration avant échangeurs																	bag filters à 10µm + candle filters à 1 µm		bag filters à 10µm + candle filters à 1 µm				bag filters à 10µm + candle filters à 2 µm					
	Système de filtration avant réinjection																	candle filters à 1 µm		candle filters à 1 µm				candle filters à 2 µm					
	Système d'injection d'inhibiteurs de corrosion			oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui (Cortron CK990-G)		oui			
	Système d'injection d'azote en surface			oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui			
	Problèmes rencontrés			-		-		production HC et gaz + mauvaise connectivité réservoir ?		production de gaz + chute de la pompe d'exhaure (corrosion colonne)		faillite projet chauffage urbain (juin 2013) + prod. gaz / contexte urbain + P. injection		dépôt radioactif + faible permabilité (présence de gypse)		Work-over (12 jours) en 2015 lié à un défaut d'intégrité du cuvelage (arrêt 7 mois)		-		-		débit limité par la qualité du réservoir		légère tendance à une augmentation de la pression d'injection (+ 2 bars / an)		débit limité par la qualité du réservoir			

Données issues du rapport BRGM/RP-56630-FR (septembre 2008)

Données issues du rapport BRGM/RP-64040-FR (juillet 2014) - Projet GUIDOCLAST

	Caractéristiques / Opérations		Pays-Bas													
			Koekoespolder		Westland		Agriport (1er doublet)		Agriport (2ème doublet)		Floricultura		De Lier		Vierpolders	
Forage	Nom du forage		Koekoespolder-1	Koekoespolder-2												
	Code		KKP-GT-01	KKP-GT-02	HON-GT-01-(S1)	HON-GT-02	MDM-GT-01	MDM-GT-02-(S2)	MDM-GT-03-(S1)	MDM-GT-04	HEK-GT-01-(S2)	HEK-GT-02	DE LIER-GT-01	DE LIER-GT-02	BRI-GT-01	BRI-GT-02
	Opérateur															
	Entreprise de forage		DALDRUP & SÖHNE		DRILLTEC		DALDRUP & SÖHNE AG		DALDRUP & SÖHNE AG		?		KCA DEUTAG		KCA DEUTAG	
	Appareil de forage		WIRTH B-12		DRILLTEC VDD 200.1 compact		DS 10, Bentec Eurorig (350 t)		DS 10, Bentec Eurorig (350 t)		?		BENTEC T-49		BENTEC T-50	
	Date de réalisation		28/05/11 au 20/07/11	27/07/11 au 10/09/11	23/12/11 au 11/03/12	13/03/12 au 08/05/12	05/06/13 au 01/08/13	05/08/13 au 24/10/13	09/11/13 au 08/05/14	05/01/14 au 21/02/14	24/03/13 au 24/09/13	06/10/13 au 08/01/14	20/05/14 au 08/07/14	09/07/14 au 12/08/14	04/07/15 au 18/08/15	18/08/15 au 23/09/15
	Durée de forage (jours)		54	46	81 (62+19)	57	58	83 (40+14+29)	182 (121+61)	48	187 (59+14+114)	95	50	35	46	37
	Durée des essais	Test														
		Longue durée														
	Fonction		producteur	injecteur	producteur	injecteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	?	?	producteur	injecteur	producteur	injecteur
	Type		exploration	développement	développement	développement	exploration	développement	développement	développement	exploration	développement	exploration	développement	exploration	développement
	Profil															
	Profondeur totale (m MD)		≈ 2300		≈ 3000		≈ 2500		≈ 2500		≈ 2900		≈ 2600		≈ 2200	
	Ecartement des forages au réservoir (m)															
	Tubage		Liner 7" au toit du réservoir				Liner 9"5/8 descendu au toit du réservoir									
	Complétion		Crépines 5"1/2				Crépines 6"5/8									
	Massif de gravier		Non (auto-gravillonnage)				Non (auto-gravillonnage)									
Réservoir	Réservoir cible		Rotliegend (Permien)		Vlieland (Crétacé inf.)		Rotliegend (Permien)		Rotliegend (Permien)		Rotliegend (Permien)		Vlieland (Crétacé inf.)		Bunter (TRIAS inf.)	
	Lithologie		sables		alternance sables et argiles		sables		sables		sables		alternance sables et argiles		grès	
	Toit du réservoir (m)		≈ 1800										2200			
	Epaisseur (m)	totale	93,1	74												
		utile	51,1	49,8												
	Porosité (%)		15,6	19,6												
	Température réservoir (°C)															
	Pression de gisement (bara)															
	Pression artésienne (bars)															
	Débit artésien (m^3/h)															
	Géochimie (prélèvements fond / surface)															
	pH															
	Incondensables (m^3/m^3)															
	Salinité totale (g/l)															
	Point de bulle (bars)															
	Fluide de forage															
	Stimulation															
	Tests															
	Transmissivité (D.m)	avant stimulation														
		après stimulation														
	Skin	avant stimulation														
		après stimulation														
Exploitation	Date de mise en service															
	Durée d'exploitation		5 ans (max.)		4 ans (max.)		3 ans (max.)		2 ans (max.)		2 ans (max.)		2 ans (max.)		1 an (max.)	
	Débit maximal (m^3/h)		140		180		244		198		?		310		180 (390 previsionnel)	
	Vitesse circulation max. sortie complétion (cm/s)															
	Vitesse circulation max. sortie formation (cm/s)															
	Indice de productivité (m^3/h/bar)															
	Indice d'injectivité (m^3/h/bar)															
	Température production (°C)		75		85			90,5			94		85		80 / 85	
	Température réinjection minimale (°C)						30 / 35		30 / 35					30 / 35		
	Pression d'injection max (bars)						45		45					4 / 7		
	Puissance thermique (MWth)															
	Système de filtration	avant échangeurs					bag filters à 10µm + candle filters à 1 µm		bag filters à 10µm + candle filters à 1 µm				bag filters à 10µm + candle filters à 2 µm			
		avant réinjection					candle filters à 1 µm		candle filters à 1 µm				candle filters à 2 µm			
	Système d'injection d'inhibiteurs de corrosion		oui		oui		oui		oui		oui		oui (Cortron CK990-G)		oui	
	Système d'injection d'azote en surface		oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui	
	Problèmes rencontrés		dépôt radioactif + faible permabilité (présence de gypse)		Work-over (12 jours) en 2015 lié à un défaut d'intégrité du cuvelage (arrêt 7 mois)		-		-		débit limité par la qualité du réservoir		légère tendance à une augmentation de la pression d'injection (≈ 2 bars / an)		débit limité par la qualité du réservoir	

Quelles raisons de cibler un réservoir géothermique autre que le Dogger dans le Bassin Parisien ?

Cible "Dogger" : Puissance thermique accessible ≈ de 15 MW à partir d'une température de la ressource ≥ 65°C pour un doublet conventionnel (300 m3/h, durée de vie ≈ 50 ans)

En fonction de la localisation du projet

Opération (PEX ancien et actuel) ou projet (PER) existant	Accès au réservoir impossible (zone "gelée") ou exploitation limitée (impacts hydraulique et/ou thermique)
	→ *outils disponibles :* ***carte des permis de recherche et d'exploitation*** *(bulles froides) +* ***Base de données Dogger*** *(caractéristiques du réservoir et des exploitations)*

ou

Caractéristiques du Dogger incertaines (Transmissivité ?)	Zone d'étude éloignée d'opérations géothermiques connues ou proche d'un secteur a priori défavorable (proximité du "sillon marneux")
	→ *risque géologique couvert par* ***garantie SAF "court terme"*** *(risque financier : cout garantie SAF + 10% du montant garanti du forage [1] ≈ 500 k€)*
	→ *délai de réalisation du projet ≈ 2 ans + quelle solution de repli ?*

ou

[1] selon conditions financières valables actuellement en Ile-de-France (abondement Région à 25%)

Caractéristiques défavorables du Dogger (ex: secteur ouest de la région parisienne)	Transmissivité < **5 D.m** et/ou Température < 65°C (ECS)
	→ *outils disponibles :* ***cartes des caractéristiques de la ressource*** *du* ***Dogger*** *(source BRGM : http://www.brgm.fr/projet/gestion-ressource-geothermique-dogger-ile-france)*

Si au moins une de ces conditions liées à la localisation du projet est vérifiée alors le recours à un autre réservoir géothermique peut être une solution alternative sous réserve d'une ressource potentielle

→ *outils disponibles : modèles 3D de prédictivité de l'Albien (rapport BRGM : http://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-64873-FR.pdf) et du Trias (rapport BRGM : http://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-61472-FR.pdf)*

Quel réservoir cible ?

RESERVOIR ARGILO-SABLEUX (< 1000 m de profondeur)

Réservoir stratégique AEP de l'Albien / Néocomien

Puissance accessible de 3 à 4 MWt (PAC)

Température ≤ 40°C

PHASE D'EXPLORATION ("derisking" du projet)

Risques géologiques faibles (grande extension de l'aquifère, faible profondeur, excellente productivité)
face aux enjeux (contraintes d'exploitation en cas de crise AEP)

→ ***Pas d'exploration nécessaire (excepté en bordure de l'aquifère)***

T0

PHASE DE CONCEPTION (faisabilité et acceptabilité du projet)

Etude de faisabilité technico-économique (niveau APD)

DUREE D'ENVIRON 3 MOIS

Intégrer les contraintes d'exploitation
Prévoir le **secours** éventuel pour l'alimentation d'eau potable

Prendre en compte les préconisations issues du REX *(Hydrogéologie et géothermie-Albien) :*
Prévoir une **colonne de captage en acier inoxydable** pour limiter la corrosivité de l'eau
Prévoir une **colonne de captage télescopée** (accès, entretien, réserve de gravier) pour favoriser l'entretien
Prévoir une **épaisseur du massif filtrant supérieure à 3''** (alésage réservoir) pour limiter les fines
Fixer dans le CDC les **contraintes relatives au massif filtrant et à la phase de développement**

T3 mois

Dossier réglementaire (demandes de PER et d'ouverture de travaux de forage)

DUREE D'ENVIRON 1 AN

Prendre en compte les préconisations issues du REX *(Hydrogéologie et géothermie-Albien) :*
S'assurer de la compatibilité **des fluides alternatifs à la boue bentonitique ou des additifs avec la contrainte AEP**
Communiquer aupres des parties prenantes (enquête publique, ...) pour favoriser l'acceptabilité sociétale
Valider l'acceptabilité réglementaire dans le cas de périmètres de protection de captages AEP

RESERVOIR ARGILO-GRESEUX (> 1000 m de profondeur)

Réservoir potentiel du Trias

Puissance envisagée 10 à 15 MWt

Température ≥ 70°C

PHASE D'EXPLORATION ("derisking" du projet)

T0

Etude préliminaire nécessaire pour réduire les risques géologiques forts, compte tenu des hétérogénéités du Trias

		Ordres de gandeur 2018	
Imager le réservoir par des méthodes en cours d'étude *:*		Coût	Durée
Prospection géophysique	Retraitement de lignes sismiques 2D existantes	100 000 €	6 mois
	Acquisition / traitement d'un cube sismique 3D centré sur le doublet ***(typiquement 50 km²)***	1 000 000 €	< 1 an
	Profil sismique en puits (VSP)	200 000 €	48 heures
	Coût total estimé pour la prospection (si méthodes complémentaires)	*1 300 000 €*	

Objectif : connaître la structure géologique du sous-sol à grande profondeur de manière suffisamment précise

→ *outils pouvant être valorisés ou développés : coupes 2D et modèle 3D prévisionnels du secteur exploré à partir des résultats de la prospection géophysique et de la connaissance géologique pour une implantation optimale d'un doublet de forages (cibles au réservoir)*

DUREE D'ENVIRON 1 AN

PHASE DE CONCEPTION (faisabilité et acceptabilité du projet)

Etude de faisabilité technico-économique (niveau APD)

Prendre en compte les préconisations issues du REX (Géothermie N-Europe et France) :
Prévoir une **chambre de pompage** pour chaque puits avec une profondeur suffisante (≈ 400 m) en cas de productivité modérée
Positionner les **impacts au réservoir d'un doublet de forages perpendiculairement à l'axe d'écoulement** des chenaux fluviatiles pour retarder la percée thermique
Envisager différentes techniques alternatives de forage : **pilot-hole, multidrains, drain horizontal** et investir dans du **carottage** au niveau du réservoir
Privilégier une complétion **grand diamètre** avec une crépine Inox à **fil enroulé et auto-gravillonnage** pour optimiser le fonctionnement du dispositif
Envisager la **réinjection du fluide dans le réservoir du Dogger** pour anticiper l'échec de la réinjection au Trias
Prévoir le traitement pour optimiser : **injection d'inhibiteurs** en fond de puits de production, **double filtration** et **injection d'azote** en surface
Prévoir la **valorisation du forage en cas d'échec** (sonde géothermique profonde, forage d'observation scientifique) ou solution de repli
Structurer le projet en précisant le rôle et la responsabilité des acteurs pour faciliter la prise de décisions et le déroulement de l'opération

T12 mois

Dossier réglementaire (demandes de PER et d'ouverture de travaux de forage)

DUREE D'ENVIRON 1 AN

Intégrer les alternatives possibles au projet initial :
Affecter la fonction des puits *a posteriori* selon meilleures conditions de productivité / injectivité
Dimensionner les limites de permis (PER et PEX) **selon la technique de forage retenue** (impacts réservoir)
Anticiper en réduisant l'impact négatif de l'échec (solutions de valorisation ou de repli)
Communiquer aupres des parties prenantes (enquête publique, ...) pour favoriser l'acceptabilité sociétale

PHASE DE TRAVAUX DE FORAGE ET D'ESSAIS
(sécurisation et optimisation du projet)

T15 mois

Travaux de forage

Sécuriser les opérations :

Privilégier l'**expérience des opérateurs** (BE et entreprises de forage)
Prévoir une **ingénierie spécialisée** notamment pour la **gestion des fluides de forage**
Privilégier le **carottage des niveaux aquifères** (optimisation des équipements) couplée à une analyse granulométrique des sables
Communiquer aupres des usagers (visites et parcours autour du chantier) pour favoriser l'acceptabilité sociétale et sensibiliser à la géothermie (école, ...)

DUREE D'ENVIRON 4 MOIS

Développement, nettoyage et essais

Optimiser les opérations en termes de productivité et d'injectivité des forages :

Prévoir une **ingénierie spécialisée** pour la mise en œuvre et l'interprétation des essais
Prévoir des **durées importantes** (jusqu'à plusieurs semaines) pour les développements, incluant une évaluation de leur efficacité en intercalant des essais
Mettre en place un **système de filtration lors des essais d'injection** pour éviter la dégradation de l'injectivité
Augmenter progressivement les débits d'essais pour optimiser le developpement (contrôle des particules fines)
Procéder à des **tests d'interférence** entre les forages pour contrôler le fonctionnement du doublet

T19 mois

PHASE DE DEVELOPPEMENT
(durabilité du projet)

Suivi et maintenance du doublet

Maintenir la productivité et l'injectivité :

Mettre en place un **programme de suivi en continu et de contrôles** (semestriel à annuel), incluant une **ingénierie spécalisée** pour l'analyse des données acquises
Procéder au **diagnostic des puits tous les 3 à 5 ans** pour contrôler le vieillissement des forages
Prévoir la **recharge des massifs filtrants** pour anticiper le tassement du gravier
Prévoir d'éventuelles **remédiations** pour anticiper la dégradation des équipements (turbidité, colmatage,...)
Prévoir éventuellement la **réhabilitation** des puits pour anticiper une dégradation irréversible (complétion)

DUREE D'ENVIRON 50 ANS

T24 mois

Travaux de forage

Minimiser le risque lié au forage exploratoire :

Anticiper le risque de sinistre via l'assurance TRC et/ou la garantie SAF (montant garanti du forage ?)
Privilégier **l'expérience des opérateurs** (BE et entreprises de forage) : programmes de forage (boue notamment)
Privilégier le **carottage des niveaux aquifères** (optimisation des équipements) couplée à une caractérisation de la perméabilité des grès
Privilégier la technique du pilot-hole (plutôt qu'un forage vertical de petit diamètre) estimée à env. 500 k€ HT suivant un scénario possible (en cours d'étude) comprenant les phases suivantes : 1- Réalisation d'une VSP à 200 - 300 m du toit du réservoir 2- Forage d'un pilot-hole dans le réservoir (monodrain de diamètre 3'' ou 3''1/2) **Epaisseur utile satisfaisante :** 3- Forage et tubage au toit du réservoir 4- Alésage réservoir **Epaisseur des niveaux producteurs non satisfaisante :** 3- Abandon du *pilot-hole* (bouchon de ciment) 4- Forage d'un drain sub-horizontal ou de mutli-drains orientés suivant les résultats du VSP (niveaux poreux les plus épais et les mieux connectés)
Communiquer aupres des usagers (visites et parcours autour du chantier) pour favoriser l'acceptabilité sociétale et sensibiliser à la géothermie (école, ...)

DUREE D'ENVIRON 6 MOIS

Développement, nettoyage et essais

Optimiser les opérations en termes de productivité et d'injectivité des forages :

Prévoir une **ingénierie spécialisée** pour la mise en œuvre et l'interprétation des essais
Prévoir des **durées importantes** des essais (environ 50 jours) pour les développements, incluant une évaluation de leur efficacité en intercalant des essais
Prévoir des **bassins de stockage importants** pour traiter le fluide avant rejet (plusieurs milliers de m3)
Mettre en place un **système de filtration** lors des essais d'injection pour éviter la dégradation de l'injectivité
Augmenter progressivement les débits d'essais pour optimiser le developpement (contrôle des particules fines)
Procéder à des **tests d'interférence** entre les forages pour contrôler le fonctionnement en doublet

T30 mois

Suivi et maintenance du dipsositif

Eviter ou limiter la baisse d'injectivité :

Contrôler le débit d'exploitation maximal pour maintenir la **vitesse de circulation du fluide à l'entrée de la crépine à une valeur inférieure à 1 cm/s**
Sensibiliser le personnel et **mettre en place des procédures spécifiques** lors des arrêts ou redémarrages de l'exploitation pour éviter les coups de belier
Prévoir d'**adapter les équipements** (pompes, filtres) et des **remédiations** (décolmatage crépines par ex.) pour anticiper une dégradation de l'injectivité

Limiter/maitriser les phénomènes de dépôt et corrosion :

Adapter l'injection d'inhibiteurs aux caractéristiques du fluide potentiellement a forte salinité
Entretenir le double système de filtration (1 à 2 µm) en amont et aval de l'échangeur pour éviter l'accumulation de sable dans le puits injecteur (*sanding*)
Maintenir le système d'injection d'azote lors des arrêts d'exploitation pour éviter l'entrée d'air dans la boucle géothermale (risque d'oxydation)
Mettre en place éventuellement une **procédure spécifique pour la sécurité du personnel en cas de dépots radioactifs**
Prévoir éventuellement la **réhabilitation des puits** (rechemisage) pour anticiper les phénomènes de corrosion des tubages

Limiter et anticiper la production de gaz :

Adapter le positionnement de la pompe immergée pour éviter le dégazage du fluide (pression de point de bulle)
Mettre en place éventuellement une **procédure et dispositif spécifique en cas de venue de gaz** (CH4, CO2,...) pour sécuriser ou valoriser l'exploitation

DUREE D'ENVIRON 50 ANS

PHASE DE TRAVAUX DE FORAGE ET D'ESSAIS
(sécurisation et optimisation du projet)

PHASE DE DEVELOPPEMENT
(durabilité du projet)

Document public à accès différé

Projet GUIDOCLAST - Tâche 1 : retours d'expériences des opérations de géothermie profonde ciblant des réservoirs clastiques en Europe

Rapport intermédiaire

BRGM/RP-66040-FR
Juillet 2016

ADEME
Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

Géosciences pour une Terre durable
brgm

Document public à accès différé

Projet GUIDOCLAST - Tâche 1 : retours d'expériences des opérations de géothermie profonde ciblant des réservoirs clastiques en Europe

Rapport intermédiaire

BRGM/RP-66040-FR
Juillet 2016

Étude réalisée dans le cadre des projets de la convention ADEME-BRGM 2016

F. BUGAREL
Avec la collaboration de
V. BOUCHOT

Vérificateur :	**Approbateur :**
Nom : **Olivier GOYENECHE**	Nom : **Philippe ROCHER**
Fonction : Pilote convention ADEME 2016	Fonction : Directeur adjoint DGR
Date : 20/07/2016	Date : 22/07/2016
Signature **:** accord	Signature **:**

Le système de management de la qualité et de l'environnement est certifié par AFNOR selon les normes ISO 9001 et ISO 14001.

ADEME
Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

Géosciences pour une Terre durable
brgm

Avertissement

Document public à accès différé jusqu'au 15 octobre 2016

Mots-clés : géothermie, réservoir clastique, Trias, retour d'expérience, Danemark, Pays-Bas, base de données.

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

BUGAREL F., collab. V. BOUCHOT (2016). Projet GUIDOCLAST - Tâche 1 : retours d'expériences des opérations de géothermie profonde ciblant des réservoirs clastiques en Europe. Rapport intermédiaire. BRGM/RP-66040-FR, 87 p., 13 fig., 6 tabl., 2 ann.

© BRGM, 2016, ce document ne peut être reproduit en totalité ou en partie sans l'autorisation expresse du BRGM.

Synthèse

Le projet GUIDOCLAST (convention ADEME-BRGM 2016 - Projet n° 14) a pour objectif d'établir à l'échéance de 2017 un guide de bonnes pratiques pour une exploitation optimale et durable de doublet géothermique Basse Température en réservoir clastique.

Ce rapport, correspondant au livrable 1 du projet GUIDOCLAST, présente les résultats du travail réalisé dans le cadre de la tâche 1 relative aux retours d'expériences des forages géothermiques réalisés en Europe.

Il comprend une synthèse principalement basée sur une analyse des opérations géothermiques menées au Danemark (3 doublets) et aux Pays-Bas (12 doublets), pour lesquelles des informations techniques ont pu être collectées au cours de deux missions distinctes réalisées respectivement en mars et juin 2016. 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 en 2016 et 2017) confirme l'intérêt des exploitants (serristes) à se tourner vers ces ressources géothermales, en prenant en compte la problématique d'intégrité des puits pour garantir la pérennité des exploitations.

Les données collectées au cours des missions au Danemark et aux Pays-Bas permettent de compléter l'inventaire des opérations réalisées à l'échelle européenne (e.g. Lopez et Millot, 2008) et de constituer une base de données sous la forme d'un tableau présentant les caractéristiques relatives aux forages, aux réservoirs et aux exploitations, classées par pays et par ordre chronologique.

Ce tableau, présenté en l'état dans ce rapport (Tableau 6), correspond à une version de travail qui sera complétée lors de la réalisation des tâches suivantes du projet. Il vise à identifier des éléments de comparaison techniques et à évaluer un certain niveau de maturité de ces opérations ciblant des réservoirs clastiques.

L'analyse technique des opérations danoises et hollandaises et la synthèse des données permettent de dégager des premières pistes de réflexion en termes de bonnes pratiques.

Pour 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 et / ou à l'acquisition de données sismiques.

Les cadres réglementaire et assurantiel, ainsi que le savoir-faire spécifique développé par la filière française (rôle et responsabilité des acteurs notamment : maitrise d'ouvrage, maitrise d'ouvrage déléguée, maitrise d'œuvre, entreprises de forage et de services) servent de modèles aux opérateurs danois et hollandais qui se montrent très intéressés par les pratiques mises en œuvre en France.

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 du sous-sol sont mal connues. 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) permettant 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 parait 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 de ce 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 sensé correspondre au mieux à la granulométrie des réservoirs gréseux et au débit d'exploitation visé (pertes de charge).

Pour ce qui concerne 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 parait 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^3 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 sont 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.

Les bonnes pratiques concernant l'exploitation, sont déclinées ci-dessous.

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

- qu'il n'y a pas de problème lié à la réinjection pour 6 cas sur 11, même lorsque les débits sont supérieurs à 200 m^3/h (jusqu'à 310 m^3/h) avec des pressions d'injection extrêmement variées mais pouvant atteindre des valeurs élevées (45 bars) ;
- que 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 ;
- que 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^3/h).

Les bonnes pratiques identifiées concernent donc principalement :

- un débit d'exploitation maximal de 200 m^3/h qui pourrait être la limite à ne pas dépasser, ou à ajuster en fonction de l'épaisseur utile du réservoir, de sa perméabilité et des diamètres mis en œuvre au niveau du réservoir ;

- 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 et les phénomènes de précipitations ;
- un double système de filtration en amont et en aval des échangeurs avec des filtres de 1 à 2 µm ;
- 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_4, voir CO_2 pour des serres).

Ces premières pistes de réflexion seront précisées lors de la réalisation des tâches suivantes du projet qui s'intéresseront aux retours d'expériences français dans les domaines de la géothermie profonde et de l'hydrogéologie (respectivement tâches 2 et 3 du projet GUIDOCLAST).

La tâche 4 du projet, qui s'intéresse à **l'élaboration d'une stratégie d'exploration adaptée aux réservoirs clastiques**, a été initiée au travers de discussions menées avec les bureaux d'études en charge de la conception des ouvrages, notamment lors de la mission au Danemark.

Une exploration cherchant à minimiser les risques pour la filière et valoriser les forages d'exploration pourrait être étudiée suivant une stratégie consistant à réaliser un premier forage vertical de petit diamètre (« slim-hole ») permettant de réduire les coûts en cas d'échec, et de tester puis de caractériser le réservoir avant de réaliser les deux forages d'exploitation d'un doublet de manière optimisée (choix des matériaux et des équipements des puits, dimensionnement de la chambre de pompage, écartement des points d'impact au réservoir, complétion adaptée,…).

Ce forage d'exploration pourrait par la suite servir de puits d'observation (notamment de la bulle froide) et de puits de décharge des eaux produites lors du redémarrage du dispositif suite à un arrêt. Le doublet de Copenhague est actuellement à l'arrêt en raison de la problématique des dépôts contenant des matières radioactives qui empêchent le rejet en mer Baltique, qui était jusqu'alors la procédure suivie avant le redémarrage.

Son financement pourrait être partagé par différents organismes intéressés par la connaissance approfondie du sous-sol, concernant par exemple les ressources en eau ou les risques sismiques, dans des secteurs particuliers. La multiplication de ce type de forages dans un secteur déterminé permettrait d'optimiser les chances de succès pour le développement de la géothermie profonde en déterminant les secteurs favorables et en fiabilisant les études de faisabilité technico-économique.

Sommaire

1. Présentation du projet GUIDOCLAST et de la tâche relative aux retours d'expériences européennes 13

1.1. RAPPEL DU CONTEXTE DE REALISATION DU PROJET GUIDOCLAST 13

1.2. DEROULEMENT DE LA TACHE 1 DU PROJET RELATIVE AUX RETOURS D'EXPERIENCES EUROPEENNES 14

2. Analyse technique des opérations géothermiques menées au Danemark et aux Pays-Bas 17

2.1. ANALYSE DES OPERATIONS GEOTHERMIQUES REALISEES AU DANEMARK 17
2.1.1. Identification et localisation des opérations danoises 18
2.1.2. Caractéristiques des réservoirs géothermiques danois 19
2.1.3. Analyse globale du fonctionnement des doublets géothermiques au Danemark .. 21
2.1.4. Opération géothermique de Copenhague (forages en 2002 et 2003) 23

2.2. ANALYSE DES OPERATIONS GEOTHERMIQUES REALISEES AUX PAYS-BAS 30
2.2.1. Identification et localisation des opérations hollandaises 30
2.2.2. Caractéristiques des réservoirs géothermiques hollandais 32
2.2.3. Analyse globale du fonctionnement des doublets géothermique aux Pays-Bas ... 35
2.2.4. Bilan de fonctionnement des exploitations hollandaises ciblant les aquifères argilo-gréseux 40

3. Synthèse des données relative aux opérations géothermiques européennes ciblant les réservoirs clastiques 57

4. Conclusions : première identification des bonnes pratiques relatives aux opérations géothermiques ciblant des réservoirs clastiques 63

4.1. IDENTIFICATION DES BONNES PRATIQUES RELATIVES A LA CONCEPTION DES DOUBLETS GEOTHERMIQUES 63
4.1.1. Constat 63
4.1.2. Bonnes pratiques 64

4.2. IDENTIFICATION DES BONNES PRATIQUES RELATIVES A LA REALISATION DES TRAVAUX DE FORAGE ET DES ESSAIS 64
4.2.1. Réalisation des travaux de forage 64
4.2.2. Réalisation de la phase des essais 67

4.3. IDENTIFICATION DES BONNES PRATIQUES RELATIVES A L'EXPLOITATION DES DOUBLETS GEOTHERMIQUES 69
4.3.1. Problématique liée à la baisse d'injectivité 69
4.3.2. Problématique liée aux phénomènes de dépôt et de corrosion 70
4.3.3. Problématique liée à la production de gaz 72

5. Bibliographie 73

Liste des figures

Figure 1 : Localisation des trois opérations géothermiques au Trias du Danemark : Thisted (1984), Copenhague (2005) et Sonderborg (2013). 18
Figure 2 : Localisation géographique des réservoirs géothermiques au Danemark (source GEUS). 19
Figure 3 : Têtes de puits du doublet de Copenhague sur le site industriel d'Amager (mars 2016). 23
Figure 4 : Profils des puits MAH-1/1A (injecteur) et MAH-2 (producteur) du doublet de Copenhague. 26
Figure 5 : Coupe technique du puitsMAH-2 (producteur) du doublet de Copenhague. 28
Figure 6 : Photographies du site géothermique de Copenhague (mars 2016) 29
Figure 7 : Localisation des opérations géothermiques Basse Energie aux Pays-Bas 31
Figure 8 : Contexte géologique des doublets en exploitation aux Pays-Bas (source : TNO) 33
Figure 9 : Photographie d'un bassin de stockage d'eau sur le site de la centrale de De Lier (juin 2016) 37
Figure 10 : Photographies du site géothermique d'Agriport (juin 2016) 48
Figure 11 : Photographies de l'exploitation et de la centrale de De Lier (juin 2016) 52
Figure 12 : Photographie du séparateur et du brûleur de gaz de la centrale de De Lier (juin 2016) 53
Figure 13 : Photographies des têtes de puits et du système de filtration de la centrale De Lier (juin 2016) 54
Figure 14 : Photographies du système de monitoring et des échangeurs de la centrale géothermique de De Lier (juin 2016) 55

Liste des tableaux

Tableau 1 : Caractéristiques géologiques des réservoirs géothermiques danois (sources : GEUS & Mathiesen et al., 2013). 20
Tableau 2 : Caractéristiques principales des réservoirs géothermiques danois (Mathiesen et al., 2013). 21
Tableau 3 : Calcul des vitesses d'entrainement au niveau de la complétion et du trou. 22
Tableau 4 : Caractéristiques géologiques des réservoirs géothermiques hollandais 34
Tableau 5 : Carcatéristiques principales des réservoirs géothermiques hollandais (Wong & al., 2007) 34
Tableau 6 : Base de données relative aux opérations géothermiques ciblant des réservoirs clastiques en Europe (version de travail – juillet 2016) 61

Liste des annexes

Annexe 1 Questionnaire technique élaboré à l'attention des interlocuteurs danois et hollandais rencontrés au cours des missions de mars et juin 2016 75

Annexe 2 Noms et coordonnées des interlocuteurs rencontrés au cours des missions au Danemark et aux Pays-Bas 81

1. Présentation du projet GUIDOCLAST et de la tâche relative aux retours d'expériences européennes

1.1. RAPPEL DU CONTEXTE DE REALISATION DU PROJET GUIDOCLAST

Le projet GUIDOCLAST (Convention ADEME-BRGM 2016 N° 1605C0010 Projet 14) a pour objectif d'établir un guide de bonnes pratiques pour une exploitation optimale et durable de doublets géothermiques Basse Température en réservoirs clastiques.

Il vise à rassurer les opérateurs susceptibles d'explorer puis d'exploiter ces réservoirs alternatifs au Dogger, et éviter les déconvenues et/ou échecs rencontrés lors d'opérations anciennes au Trias notamment (Melleray, Cergy, Achères dans les années 80).

Trois tâches sont prévues sur l'année 2016 :

- **Tâche 1** : Synthèse des retours d'expériences des forages géothermiques réalisés en Europe avec la visite d'opérations au Trias (visites initialement envisagées en Allemagne, Danemark, Suède, Pays-Bas et/ou Royaume Uni).

- **Tâche 2** : Synthèse des retours d'expériences des forages géothermiques réalisés en France à l'Albien, au Néocomien, au Trias du centre du bassin de Paris et également du Buntsandstein de Lorraine.

- **Tâche 3** : Synthèse des retours d'expériences des forages hydrogéologiques pour la recherche d'eau en aquifères sableux peu ou pas consolidés.

Le projet sera finalisé d'ici la fin de l'année 2017, avec la réalisation des deux tâches complémentaires :

- **Tâche 4** : Elaboration d'une stratégie d'exploration adaptée aux réservoirs clastiques, notamment à grande profondeur comme le Trias.

- **Tâche 5** : Rédaction du guide de bonnes pratiques en collaboration avec les opérateurs (pour validation). Le livrable correspondant au rapport final du projet est attendu pour décembre 2017.

Ce rapport, correspondant au Livrable 1 du projet GUIDOCLAST, présente les résultats du travail réalisé dans le cadre de la tâche 1, relative aux retours d'expériences des forages géothermiques réalisés en Europe.

1.2. DEROULEMENT DE LA TACHE 1 DU PROJET RELATIVE AUX RETOURS D'EXPERIENCES EUROPEENNES

On rappelle que la première tâche du projet GUIDOCLAST consiste à réaliser une synthèse des retours d'expériences européennes relatives aux opérations de géothermie profonde ciblant des réservoirs clastiques.

Cette synthèse est principalement basée sur une analyse des opérations géothermiques menées au Danemark (3 doublets) et aux Pays-Bas (12 doublets), pour lesquelles des informations techniques ont été collectées au cours de deux missions distinctes réalisées respectivement en mars et juin 2016. 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 (Thisted, 1984) et une dizaine d'années pour la première opération hollandaise (Vand Den Bosch, 2007).

L'objectif de ces missions était de collecter les données de forage, de réservoir et d'exploitation afin d'analyser les conditions d'exploitation des ressources géothermales, et d'être en mesure de disposer des éléments de comparaison les plus complets possibles pour identifier les points susceptibles d'expliquer les raisons du bon fonctionnement ou de dysfonctionnement de ces opérations.

Ces missions ont été une opportunité de rencontrer les opérateurs danois et hollandais (services géologiques et services des Mines, associations d'opérateurs, bureaux d'études) ayant été, ou étant, impliqués dans la conception, la réalisation et l'exploitation de ces dispositifs. Ces différentes rencontres ont été complétées par les visites de trois sites géothermiques (le site de Copenhague au Danemark et les sites de De Lier et d'Agriport aux Pays-Bas) donnant la possibilité de discuter directement avec des exploitants.

En amont de ces rencontres, un questionnaire technique a été élaboré dans le cadre de ce projet à l'attention des interlocuteurs rencontrés (Cf. Annexe 1). Les points listés dans ce questionnaire constituent une grille d'analyse du fonctionnement des opérations danoises et hollandaises (et au-delà en cas de besoin).

Les résultats de cette analyse sont développés dans ce rapport et une synthèse des données collectées est ensuite proposée sous la forme d'un tableau récapitulatif qui complète un premier inventaire des opérations réalisé à l'échelle européenne par Lopez et Millot en 2008.

L'analyse des opérations danoises et hollandaises permet de dégager des premières pistes de réflexion en termes de bonnes pratiques relatives à la conception, à la réalisation de doublets et à l'exploitation de ces dispositifs, ainsi qu'en termes de stratégie d'exploration adaptée. Ces pistes pourront être précisées suite à la réalisation des tâches suivantes du projet.

La réussite des missions réalisées au Danemark et aux Pays-Bas, concrétisée par l'obtention d'un nombre important de données, a reposé sur un échange équilibré d'informations. La stratégie adoptée a été de mettre en avant l'expérience acquise sur l'exploitation du Dogger en Ile-de-France et d'expliquer les raisons qui incitent aujourd'hui les opérateurs français à trouver de nouvelles ressources géothermales, alternatives au Dogger. En retour, il a été convenu de transmettre aux interlocuteurs rencontrés une synthèse des résultats obtenus dans le cadre du projet GUIDOCLAST qui pourrait être formalisée par le partage de la base de données commune.

Cette base de données pourrait être actualisée et complétée à son tour dans l'avenir par les données rendues publiques suivant les législations nationales (5 ans par exemple aux Pays-Bas) et les données correspondant à de nouvelles réalisations.

2. Analyse technique des opérations géothermiques menées au Danemark et aux Pays-Bas

Cette analyse est basée sur les échanges avec les opérateurs et sur les données collectées au cours des missions réalisées au Danemark du 14 au 16/03/2016 et aux Pays-Bas du 10 au 16/06/2016 dans le cadre de ce projet.

Elle a pour objectifs de connaitre :

- les contextes de réalisation (lieux, dates, opérateurs impliqués, stratégie d'exploration ou de développement) d'opérations de forages profonds ciblant des réservoirs clastiques, afin de pouvoir comparer des conditions similaires à celles rencontrées ou envisagées en France pour ce type de réservoir géothermique, en particulier le réservoir argilo-gréseux du Trias ;
- les moyens mis en œuvre et les caractéristiques de ces forages (architecture et profil des puits) ;
- les caractéristiques des réservoirs exploités ;
- les résultats obtenus en termes d'exploitation.

2.1. ANALYSE DES OPERATIONS GEOTHERMIQUES REALISEES AU DANEMARK

La mission au Danemark a été réalisée du 14 au 16/03/2016 (2 jours sur place).

Elle a permis de rencontrer, sur Copenhague, des représentants de la société ROSS Engineering (ingénierie de forage) qui ont organisé les rencontres avec des représentants :

- de l'entreprise HOFOR (exploitant du doublet géothermique de Copenhague) ;
- de GEUS (service géologique danois) ;
- du DEA (Danish Energy Agency), équivalent danois du service des Mines.

Les noms et les coordonnées des interlocuteurs rencontrés sont joints en Annexe 2 de ce rapport.

2.1.1. Identification et localisation des opérations danoises

Ces différentes rencontres ont permis de discuter des exploitations récentes de **Copenhague** (mise en exploitation en 2005) et de **Sonderborg (2013)**, située au sud du Danemark, et plus ancienne (1984) de **Thisted** située au nord-ouest du Danemark (Figure 1).

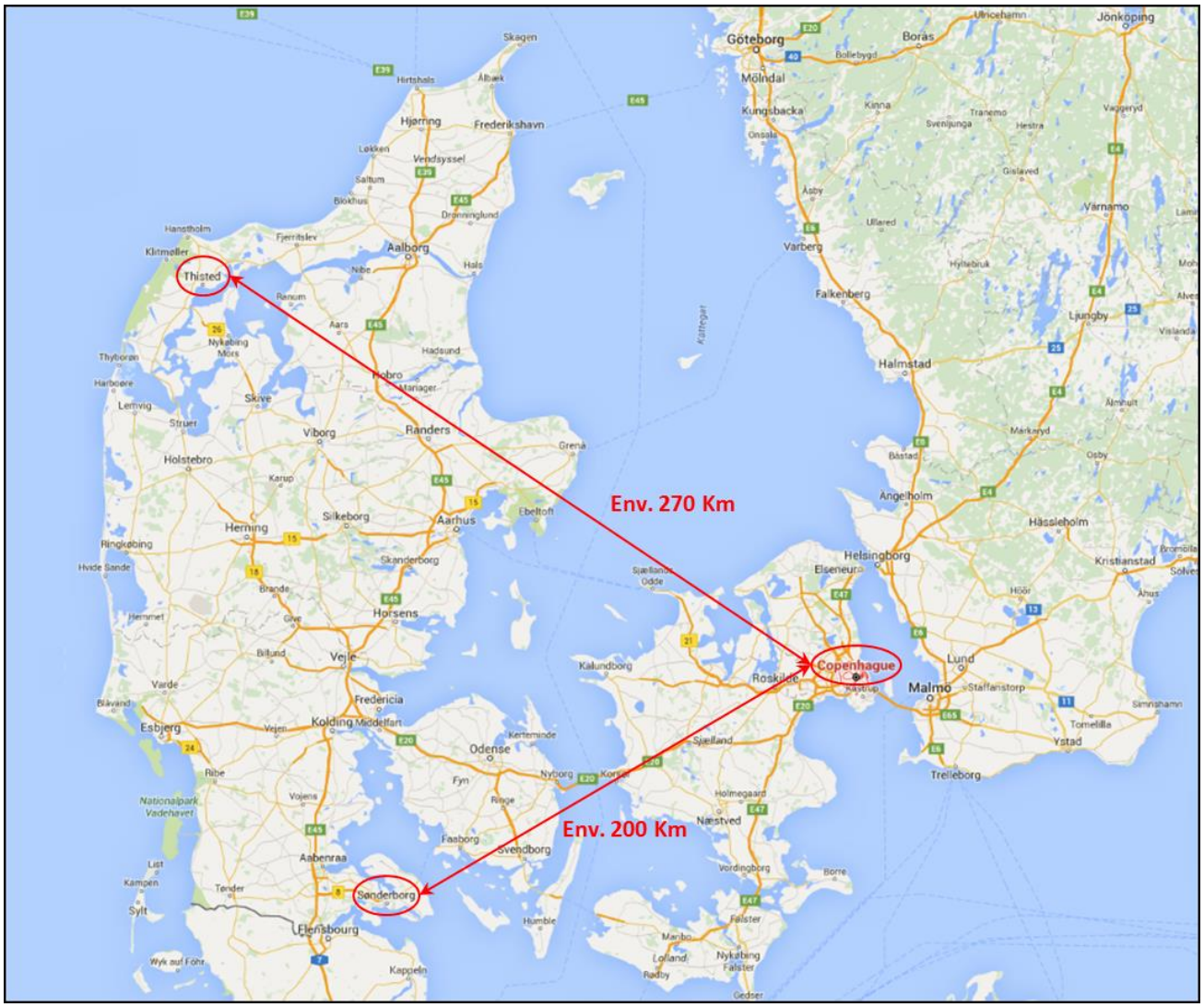


Figure 1 : Localisation des trois opérations géothermiques au Trias du Danemark : Thisted (1984), Copenhague (2005) et Sonderborg (2013).

Les rapports de fin de forage des doublets de Copenhague et Sonderborg ont pu être récupérés sur place, ainsi que quelques éléments relatifs aux équipements d'exploitation de Copenhague (filtres, injection d'azote notamment).

Les données extraites des rapports de fin de forage ont été intégrées à la base de données constituée dans le cadre de ce projet (Cf. Chapitre 3).

2.1.2. Caractéristiques des réservoirs géothermiques danois

La carte de la figure 2 permet de localiser les différents réservoirs géothermiques identifiés au Danemark, parmi lesquels le réservoir gréseux du Bunter (Trias) exploité par l'opération de Copenhague et le réservoir du Gassum, correspondant aux étages géologiques de l'Hettangien (Jurassique) et du Rhétien (Trias), exploité par les opérations de Sonderborg et de Thisted.

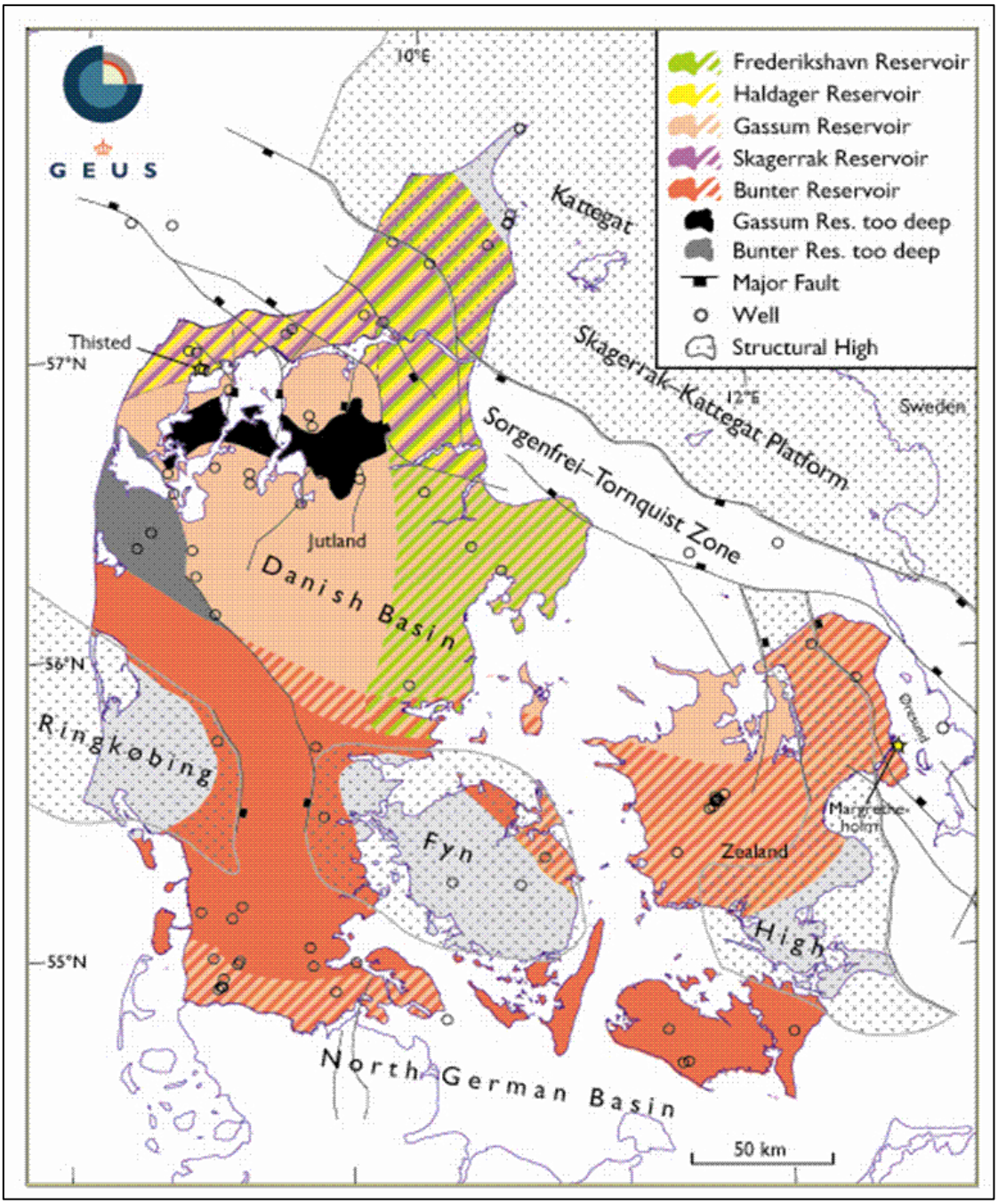


Figure 2 : Localisation géographique des réservoirs géothermiques au Danemark (source GEUS).

Les descriptions lithologiques, les environnements de dépôt correspondants et les épaisseurs mesurées des réservoirs exploités à Copenhague, Sonderborg et Thisted sont présentés dans le Tableau 1.

Réservoir exploité à Copenhague	**Lithologie**	**Environnement de dépôt du Bunter**	**Epaisseur** Mathiesen et al., 2013
Bunter (Trias)	Dominé par des grès à grains fins, alternant avec des niveaux d'argiles. A noter que les failles recoupant le Trias sont susceptibles de réduire la continuité latérale du réservoir (profil sismique).	Environnements continentaux arides sous forme de canaux fluviaux, de dunes éoliennes (avec influence marine locale).	Ep. totale : 299 m (*Gross formation*) Ep. sable : 60m (*Net reservoir sand*) Ep.utile : 28 m (*Pay zone*)

Réservoir exploité à Sonderborg	**lithologie**	**Environnement de dépôt du Gassum**	**Epaisseur** Mathiesen et al., 2013
Gassum (Hettangien et Rhétien)	Généralement bancs continus de grès à grain fin à moyen, et faible teneur en argile.	Environnement fluviatile à estuarien marqué par de variations latérales de facies.	Ep. Totale : 61 m (Gross formation) Ep. sable : 39 m (Net reservoir sand) Ep.utile : 28 m (Pay zone)

Réservoir exploité à Thisted	**Lithologie**	**Environnement de dépôt du Gassum**	**Epaisseur** Mathiesen et al., 2013
Gassum (Hettangien et Rhétien)	Généralement bancs continus de grès à grain fin à moyen, et faible teneur en argile.	Environnement fluviatile à estuarien marqué par de considérables variations latérales de facies.	Ep. Totale : 135 m (Gross formation) Ep. sable : 83 m (Net reservoir sand) Ep.utile : 30 m (Pay zone)

Tableau 1 : Caractéristiques géologiques des réservoirs géothermiques danois (sources : GEUS & Mathiesen et al., 2013).

Les caractéristiques principales des réservoirs exploités – profondeur, température et transmissivité - au Danemark sont reportées dans le Tableau 2.

Opération	Profondeur (m)	Température (°C)	Transmissivité (D.m)
Thisted	1250	45	100 / 110
Copenhague	2600	74	12
Sonderborg	1200	48	129

Tableau 2 : Caractéristiques principales des réservoirs géothermiques danois (Mathiesen et al., 2013).

2.1.3. Analyse globale du fonctionnement des doublets géothermiques au Danemark

En première approche, il s'avère que les opérations **récentes de Copenhague et de Sonderborg rencontrent les problèmes de baisse d'injectivité** connus pour ce type d'exploitation en réservoir clastique, au contraire de l'exploitation de Thisted plus ancienne. Cependant, pour les deux exploitations les problèmes d'injectivité n'ont pas nécessité l'abandon de l'exploitation contrairement aux opérations françaises au Trias (Melleray, Cergy, Achères). Des adaptations ont été réalisées au niveau des installations de surface pour poursuivre l'exploitation et lorsque cela était nécessaire des travaux de work-over ont été réalisés pour restaurer l'injectivité initiale.

Pour une exploitation optimale et durable du doublet, de multiples paramètres sont à considérer (architecture des puits / complétion, nature lithologique des formations et perméabilité associée, géochimie des fluides, débits / pressions d'exploitation,…), mais une première explication donnée par GEUS résiderait davantage dans le soin apporté par l'exploitant aux installations, en particulier lors des **procédures d'arrêt et de redémarrage des dispositifs**. Ces précautions pourraient avoir permis d'éviter les problèmes de « coup de bélier » qui ont été identifiés comme une des causes probables des problèmes d'injectivité rencontrés à Melleray.

A Thisted, il semblerait que les eaux d'exhaure plus chargées en particules fines au démarrage étaient systématiquement rejetées à la mer jusqu'à diminution de la charge particulaire avant d'être réinjectées. Il en résulte un colmatage mécanique par les particules fines sensiblement réduit.

En termes de productivité des réservoirs clastiques danois, il est à noter que les opérations de Copenhague (235 m^3/h donnant une puissance de 14 MWth) et de Sonderborg (335 m^3/h donnant une puissancede 12 MWth) fonctionnent sur des **régimes de débits très élevés**, analogues aux débits d'exploitation du Dogger du bassin de Paris, ce qui est contraire à la mauvaise réputation des réservoirs clastiques français. Les débits à Copenhague et Sonderborg sont bien plus importants que celui de Thisted qui a, cependant, augmenté progressivement au cours de ses 32 années d'exploitation : 35 m^3/h à l'origine (pilote), puis 150 m^3/h en 1988, puis 200 m^3/h en 2001 (pour 7 MW de puissance thermique).

Pour autant ces débits plus importants génèrent des vitesses d'entrainement (*sandface velocity*) plus importantes à l'interface complétion/formation qui peuvent faciliter l'entrainement de particules fines lors du pompage et générer des problèmes de colmatage mécanique lors de l'injection. Le critère couramment retenu dans l'industrie est de 1cm/s.

Les valeurs calculées pour les doublets géothermiques danois sont reportées dans le tableau 3.

Doublets	Puits	Débit (m^3/h)	diamètre complétion (m)	diamètre trou (m)	Vitesse complétion (cm/s)	Vitesse trou (cm/s)
Copenhague	MAH 1A	235	0,244	0,311	0,8	0,7
	MAH 2	235	0,244	0,311	1,2	1,0
Sondenborg	SG1	335	0,178	0,311	1,4	0,8
	SG2	335	0,178	0,311	1,6	0,9
Thisted		35	0,154	0,406	0,2	0,1
		150	0,154	0,406	0,9	0,4
		200	0,154	0,406	1,2	0,5

Tableau 3 : Calcul des vitesses d'entrainement au niveau de la complétion et du trou.

En dépit de fortes transmissivités des réservoirs exploités (cf. Tableau 2), ces valeurs suggèrent des débits trop importants pour éviter les problèmes d'entrainement. Compte tenu de l'épaisseur du réservoir, de sa porosité / perméabilité et des diamètres classiques, **un débit de 150-200 m^3/h semble être la limite à ne pas dépasser.**

Les problèmes de corrosion des tubages ne semblent pas pris en compte (les désordres étant très faibles en comparaison du Dogger par exemple) par l'ensemble des opérateurs malgré des salinités élevées des fluides [1] (100 à 150 g/l).

L'exploitation de Copenhague est cependant soumise à un processus de dépôt qui semblerait peu épais (valeur inconnue), mais derrière lequel on peut craindre les phénomènes connus pour le Dogger de corrosion des tubages en acier liée à l'activité bactérienne. Ces dépôts causent actuellement un problème de rejet des eaux produites dans le milieu naturel (en mer) lors des opérations de redémarrage (3 à 4 volumes de puits avant de réinjecter dans le réservoir) en raison de la radioactivité relevée lors des dernières opérations de maintenance. L'élément radioactif supposé serait le plomb, qui pourrait provenir de la désintégration de l'uranium présent dans la formation ($^{235}U \rightarrow {}^{207}Pb$), mobilisé par l'action du pompage et recombiné dans le puits avec le fer (Fe) issu de la corrosion des tubages.

L'injection d'azote dans les conduites de surface est généralisée à l'ensemble des sites au Danemark car elle permet d'éviter l'entrée d'air, et de fait les phénomènes d'oxydation du fluide et les précipitations associées d'oxydes et hydroxydes de fer notamment.

Aucune réglementation danoise n'impose de contrôle d'évolution des diamètres internes des tubages à l'image de ce qui est réalisé pour les exploitations du Dogger (outils multi-palpeurs). Cela s'explique par les absences combinées de corrosion sévère des tubages et de réservoir stratégique pour l'alimentation en eau potable susceptible d'être pollué par le fluide géothermal suite à un percement des tubages.

[1] A titre de comparaison : salinité du Trias à Melleray 38 g/l, à Cergy 95 g/l et à Achères 94 g/l.

Le procédé d'injection d'inhibiteurs n'est pas mis en place au Danemark. La pratique française pour les exploitations au Dogger intéresse de fait les interlocuteurs danois.

D'un point de vue stratégique, une **exploration** cherchant à minimiser les risques pour la filière et valoriser les forages d'**exploration**, pourrait être menée par la réalisation d'un premier forage vertical de petit diamètre (« slim-hole ») permettant de réduire les coûts en cas d'échec, et tester puis caractériser le réservoir avant de réaliser les deux forages d'exploitation d'un doublet. Le forage d'exploration pourrait par la suite servir de puits d'observation (notamment de la bulle froide) et de puits de décharge des eaux produites lors du redémarrage du dispositif suite à un arrêt.

Le paragraphe suivant synthétise les données collectées concernant l'opération géothermique de Copenhague, visitée le 15/03/2016 dans le cadre du projet GUIDOCLAST.

2.1.4. Opération géothermique de Copenhague (forages en 2002 et 2003)

Objectif et contexte de réalisation

L'objectif de cette opération était d'évaluer le potentiel géothermique des réservoirs gréseux du Trias au droit de Copenhague, sur le site de Margretheholm localisé à environ 3 km au nord-est du centre-ville, en bordure de la mer Baltique (détroit d'Oresund).

Les forages et la centrale géothermique (construite à proximité immédiate des têtes de puits) ont été réalisés dans le contexte industriel du site d'Amager qui comprend une centrale de production de chaleur d'environ 320 MWt et d'électricité alimentée par diverses sources énergétiques (fossiles et renouvelables) (Figure 3). A noter que 90% de la population de Copenhague (sur un total d'environ 1,5 million d'habitants) est connectée au réseau de chaleur.

Figure 3 : Têtes de puits du doublet de Copenhague sur le site industriel d'Amager (mars 2016).

L'opérateur danois DONG E&P et l'entreprise de forage allemande DEUTAG sont les principaux acteurs impliqués dans les travaux de forage, réalisés à un an d'intervalle avec l'appareil DEUTAG T-61.

Les deux forages ont traversé l'ensemble des séries sédimentaires du graben de Hollviken jusqu'au socle cristallin (gneiss) du Précambrien rencontré à une profondeur proche de 2700 mètres.

De manière synthétique, les séries sédimentaires correspondent de haut en bas aux formations lithologiques suivantes :

- calcaires du Paléocène sur les 100 premiers mètres ;
- craie du Crétacé Supérieur entre 100 et 1600 mètres ;
- alternances de sables et d'argiles du Crétacé inférieur et du Jurassique (une centaine de mètres d'épaisseur) et du Trias (environ 1000 mètres d'épaisseur) de 1600 à 2700 mètres.

Au sein des formations du Trias se rencontrent, de haut en bas, trois réservoirs potentiels correspondant aux **formations argilo-gréseuses** dites du Gassum (Hettangien du Jurassique inférieur / Rhétien du Trias supérieur), du Bunter (Trias) et du Ljunghusen (Trias basal).

Synthèse des opérations de forage

- **Travaux de forage du puits MAH-1/1A (injecteur)**

Le forage exploratoire, puits MAH-1/1A, a été le premier forage profond réalisé dans le secteur de Copenhague, avec l'objectif d'évaluer le potentiel des réservoirs gréseux du Trias.

La coupe prévisionnelle du puits a été construite sur la base d'une étude sismique préalable. Une certaine divergence a été constatée entre les cotes prévisionnelles et réelles des formations (une centaine de mètres pour la base de la craie du Crétacé Supérieur et une cinquantaine de mètres au toit du socle) due à l'incertitude des corrélations sismiques liée à l'éloignement des forages de référence.

Foré verticalement, le forage MAH-1/1A a atteint une profondeur de 2686 m et a été arrêté dans le socle cristallin. Il a permis de recouper les réservoirs cibles dont les toits ont été rencontrés à 1707 m (Gassum – épaisseur : 270 m), 2368 m (Bunter – 272 m) et 2640 m (Ljunghusen – 18 m). Les températures atteintes à 2,6 km de profondeur sont de l'ordre de 74°C.

Prévus sur une durée de 26 jours, les travaux forage ont été réalisés en 45 jours (du 31/05/2002 au 14/07/2002), avec une première phase en 17''1/2 (sabot du tubage 13''3/8 à 710 m) menée en 9 jours et une seconde phase en 12''1/4, beaucoup plus longue (36 jours), marquée par des difficultés liées à des pertes de boue quasi permanentes et à la réalisation d'un side-track (perte d'outil) à 2149 m. Le forage a ensuite été poursuivi avec une inclinaison maximale de 3,7° à 2230 m (2,6° maximum dans le réservoir du Bunter).

Le forage des formations du Bunter et du Ljunghusen a été réalisé en deux jours (06 et 07/07/2002) avec une vitesse d'avancement moyen de 12,5 m/h et des pertes de fluide importantes (84 m^3 en 24 heures le 06/07/2002). Une boue au Glycol (inhibition des argiles) a été utilisée pour cette phase, avec une densité maintenue à 1.25 en raison des pertes attribuées à un niveau fracturé à la base de la craie. Le réservoir n'a pas été carotté et les mini-carottes latérales prévues non pas pu être réalisées en raison de l'instabilité du trou.

L'interprétation des diagraphies (Densité, Gamma-Ray, Caliper, Polarisation Spontanée, Sonique et Résistivité) a permis d'identifier au sein des formations du Bunter et du Ljunghusen la position de niveaux gréseux à forte porosité (respectivement 17 et 18%) alternant avec des niveaux d'argiles.

Un liner 9''5/8 en acier (K 55) a été mis en place (top liner à 633 m et sabot à 2684 m) et cimenté (classe G, densité 1.44) depuis le bas jusqu'à une profondeur estimée à 1100 m dans l'annulaire. A l'intérieur du liner, le top du ciment a été mesuré à 2670 m, soit 12 mètres en dessous de la base du réservoir potentiel du Ljunghusen. La machine de forage a ensuite été démobilisée.

Après perforation du liner 9''5/8 cimenté, des essais de production menés en deux temps permettront de confirmer uniquement le potentiel du réservoir du Bunter, le réservoir potentiel du Ljunghusen s'avérant non productif. Les perforations (6 trous par intervalle de 30,5 cm) ont été effectuées entre 2489 m et 2662 m sur un intervalle recouvrant les niveaux gréseux du Bunter (de 2480 m à 2560 m) et du Ljunghusen (de 2640 à 2658 m).

Après la réalisation du second forage et la mise en service du doublet, la fonction du puits MAH-1/1A sera celle d'un injecteur.

- **Travaux de forage du puits MAH-2 (producteur)**

Les objectifs du second forage, puits MAH-2 réalisé environ 5 mois après les essais de longue durée (50 jours) par pompage du puits MAH-1/1A, étaient de confirmer et de développer le réservoir cible du Bunter (Trias) pour permettre son exploitation géothermique afin d'alimenter le réseau de chaleur de Copenhague.

Ce puits producteur a été réalisé en forte déviation (angle maximal de 63,8° à une profondeur proche de celle du toit du réservoir) afin d'obtenir un écartement des impacts au réservoir de 1200 mètres. En surface, les têtes de puits sont distantes de quelques mètres (Cf. Figure 3).

Comme le montre les profils des puits de la Figure 4, la déviation du forage MAH-2 a été réalisée en deux temps : une première amorce de déviation vers 300 mètres de profondeur avec un angle stabilisé à 30° jusque vers 2350 m, puis une seconde déviation avec un angle de l'ordre de 60°. Par rapport au puits MAH-1/1A, la phase de forage 17''1/2 a été approfondie jusqu'à 1761 m forés pour mettre en place et cimenté le tubage 13''3/8 (soit une cote verticale de 1649 m, contre 710 m pour MAH-1/1A). Cette phase a duré 20 jours.

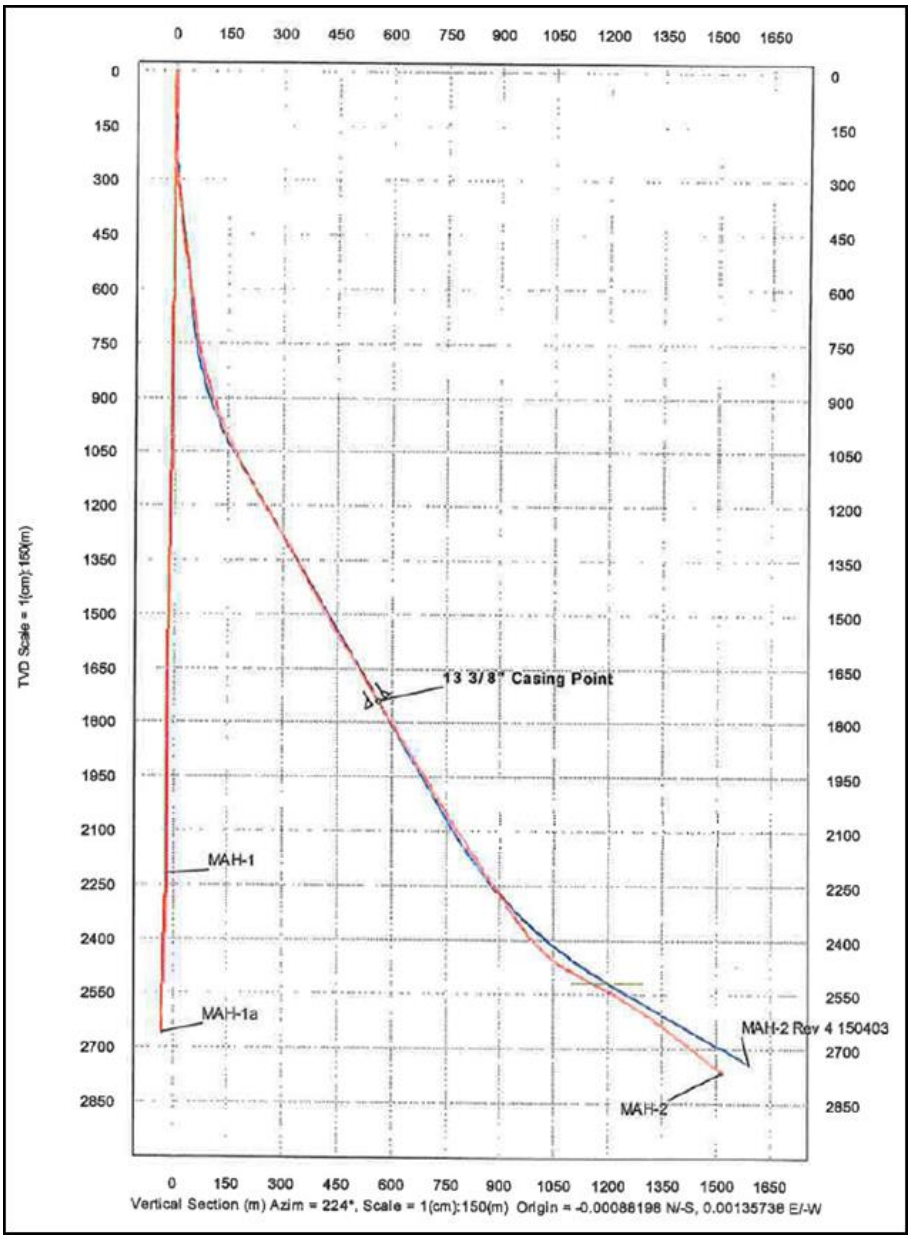


Figure 4 : Profils des puits MAH-1/1A (injecteur) et MAH-2 (producteur) du doublet de Copenhague.

La phase de forage 12''1/4 a été menée jusqu'à une profondeur de 3300 m forés (soit 2767 m en profondeur verticale) avec un arrêt dans le socle cristallin. Cette phase a duré au total 44 jours, avec une phase de forage fortement ralentie dans la section la plus déviée (de l'ordre de 60°) et comprenant, 20 jours après, l'atteinte de la cote finale correspondant aux opérations suivantes :

- la résolution du problème technique (6 jours) lié au blocage de la garniture de forage en fond de puits (coupée à 3141 m forés en laissant un poisson au fond) ;

- les diagraphies et le carottage au câble (du Gassum) au-dessus de la cote 2486 m forés (impossibilité de descendre les instrumentations plus bas), soit au-dessus du réservoir du Bunter repéré entre 2866 et 3046 m forés ;

- la cimentation d'un liner 9''5/8 en acier K55 (sabot à 3114 m forés et top du ciment dans l'annulaire à 2200 m forés) et la résolution du problème technique lié au défaut d'étanchéité du liner (8 jours) ;

- la perforation du liner 9''5/8 (12 trous par intervalle de 30,5 cm) cimenté entre les cotes 2855 et 3056 m forés encadrant d'une dizaine de mètres le réservoir du Bunter.

Au total, ce puits a été réalisé en 63 jours (du 27/04/2003 au 28/06/2003) pour une durée prévisionnelle de 41 jours.

Le forage du réservoir du Bunter a été réalisé en huit jours (du 27/05 et 03/06/2003) avec des difficultés liées à la déviation (montée en angle excessive) et une vitesse d'avancement très lente (bourrage d'outil et mauvaise tenue du trou), mais sans pertes de fluide. Une boue KCL / Polymère avec ajout de Glycol (inhibition des argiles) a été utilisée pour le forage du réservoir, avec une densité maintenue à 1.3.

L'interprétation des diagraphies (Densité, Gamma-Ray, Caliper, Polarisation Spontanée, Sonique et Résistivité) a permis d'identifier au sein des formations du Bunter et du Ljunghusen la position de niveaux gréseux à forte porosité (respectivement 17 et 18%) alternant avec des niveaux d'argiles. Les précisions concernant la valeur de porosité (efficace ou totale) ou la nature de la perméabilité du réservoir (matricielle et/ou de fissure) ne sont pas connues.

La coupe technique du puits MAH-2 est présentée sur la Figure 5.

Exploitation du doublet

Au cours de la visite du site de Copenhague, des photographies de la centrale géothermique et des têtes de puits ont pu être prises (Figure 6) mettant en évidence notamment :

- le dispositif d'injection d'azote au niveau des têtes de puits ;

- le système de double filtration mis en place au sein de la centrale géothermique.

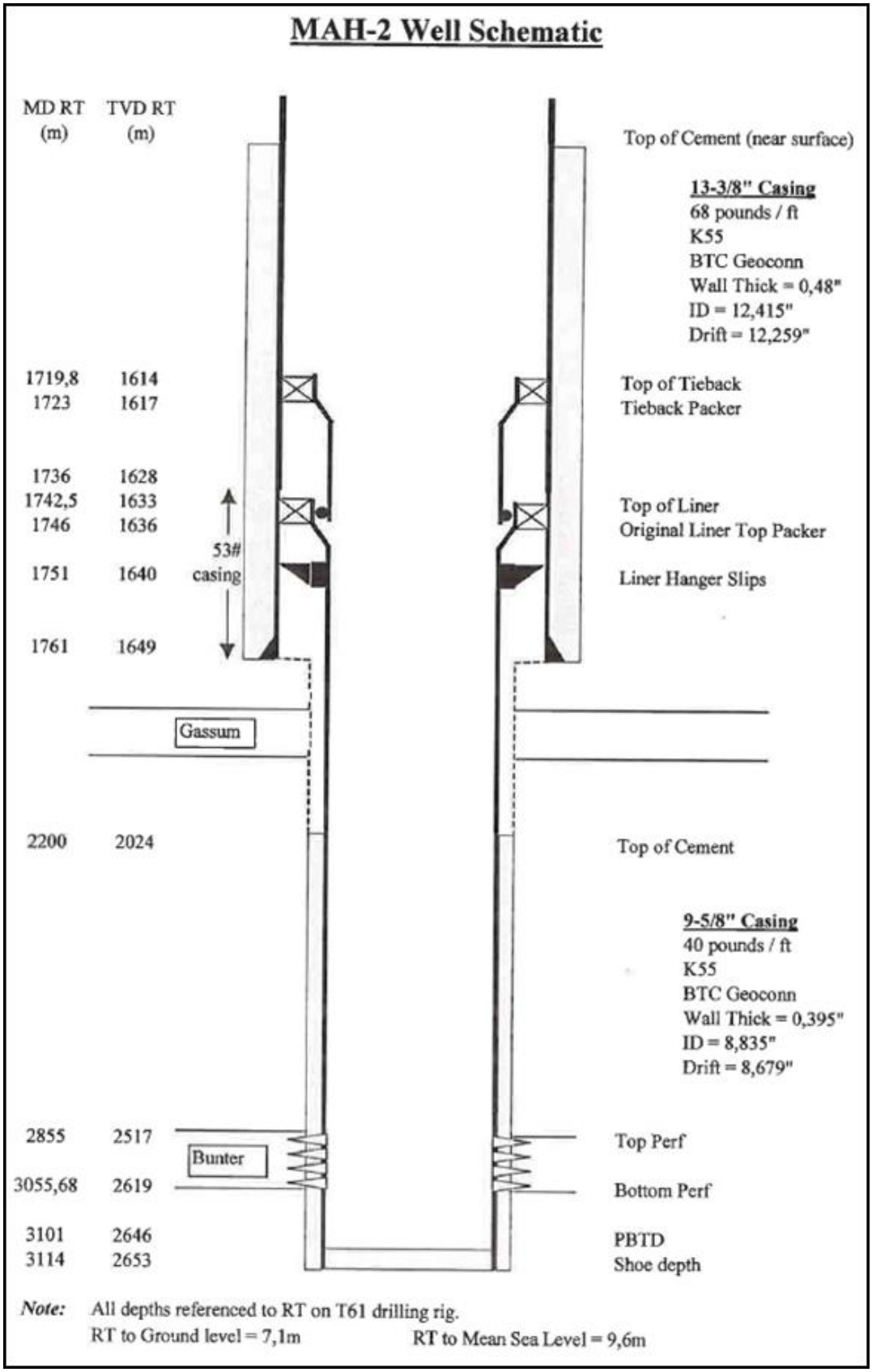


Figure 5 : Coupe technique du puitsMAH-2 (producteur) du doublet de Copenhague.

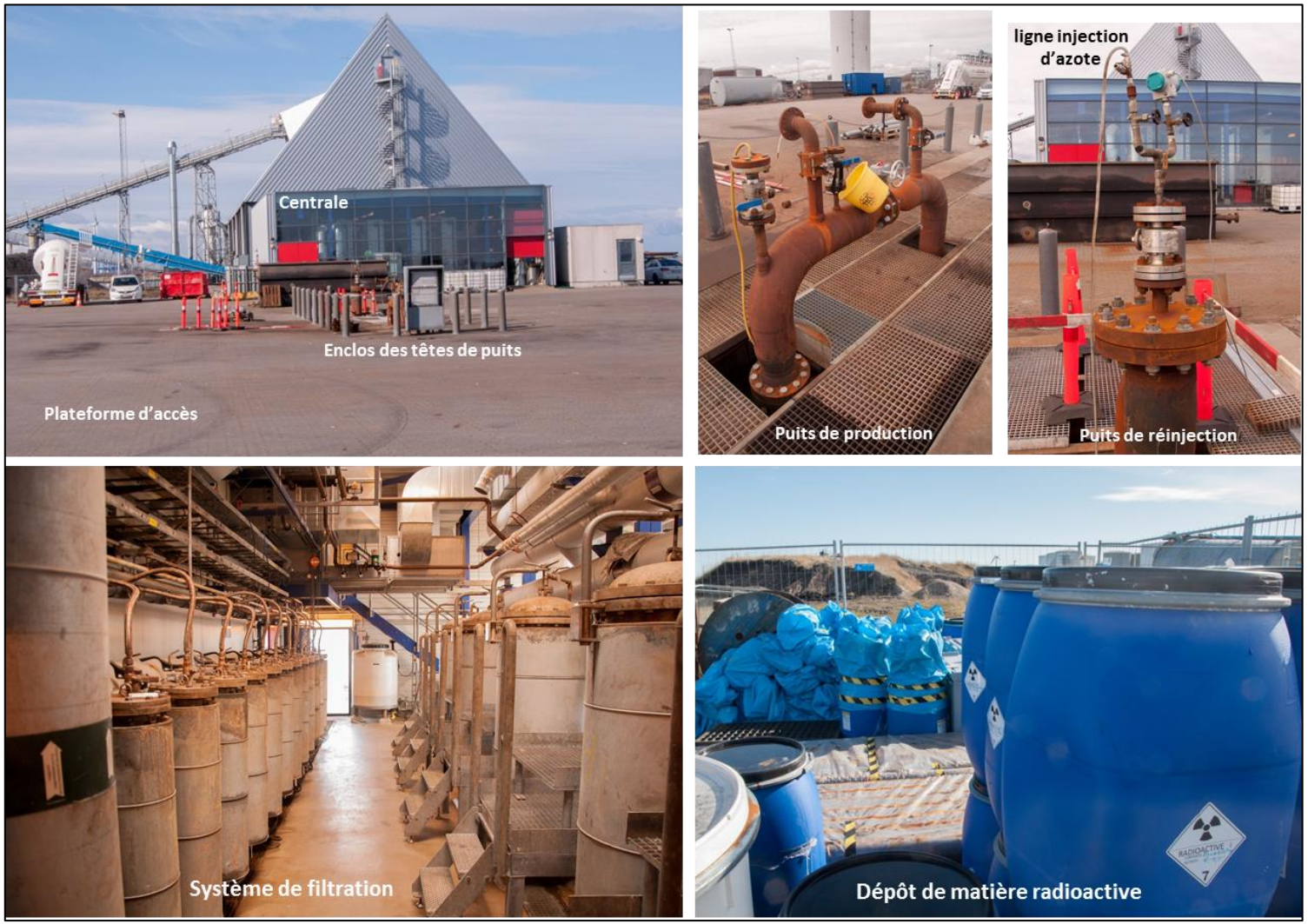


Figure 6 : Photographies du site géothermique de Copenhague (mars 2016)

2.2. ANALYSE DES OPERATIONS GEOTHERMIQUES REALISEES AUX PAYS-BAS

La mission au Pays-Bas a été réalisée du 10 au 16/06/2016 (3 jours sur place).

Elle a permis de visiter les sites géothermiques De Lier (région de La Haye) et d'Agriport près de Middenmeer (nord Amsterdam) et de rencontrer des représentants des organismes suivants :

- TNO Age (équivalent hollandais du BRGM) et SodM (Service des Mines hollandais) ;
- Well Engineering Partners - WEP (bureau d'études spécialisé en ingénierie de forage) ;
- IF Technology (bureau d'études spécialisé en ingénierie de réservoir) ;
- DAGO (Association hollandaise des Maîtres d'ouvrages en géothermie).

Les noms et les coordonnées des interlocuteurs rencontrés sont joints en Annexe 2 de ce rapport.

2.2.1. Identification et localisation des opérations hollandaises

Ces différentes rencontres ont permis de discuter des **12 opérations de géothermie profonde basse température réalisées aux Pays-Bas entre 2007 et 2015** dont la localisation et le contexte géologique sont présentés dans la *Figure 7* et la Figure 8.

D'un point de vue géographique, la majorité des opérations (8) est concentrée à l'ouest du pays, dans la région du Westland au nord et à l'ouest immédiat de Rotterdam. Dans ce secteur, les opérations de **Van Den Bosch (en 2007 et 2009)**, **Ammerlan**, **Duijvestijn** et **Den Haag (2010)**, **Westland (2011)** et **De Lier (2014)** ciblent principalement le **réservoir gréseux du Crétacé Inférieur (formation du Vlieland)** alors qu'**une seule opération (la plus récente) cible le réservoir gréseux du Trias : l'exploitation de Vierpolders (2015)**.

Trois opérations ciblant le réservoir gréseux du Permien (formation du Rotliegend, largement exploitée aux Pays-Bas pour la production de gaz) ont été réalisées dans la partie située au nord d'Amsterdam : les exploitations de **Koekoekspolder (2011)**, de **Floricultura** et **d'Agriport A7 (2014)**.

Au total, **12 doublets ont été réalisés dans des réservoirs clastiques aux Pays-Bas entre 2007 et 2015** pour des usages/usagers de type exploitants horticoles en milieu rural et plus rarement de logements.

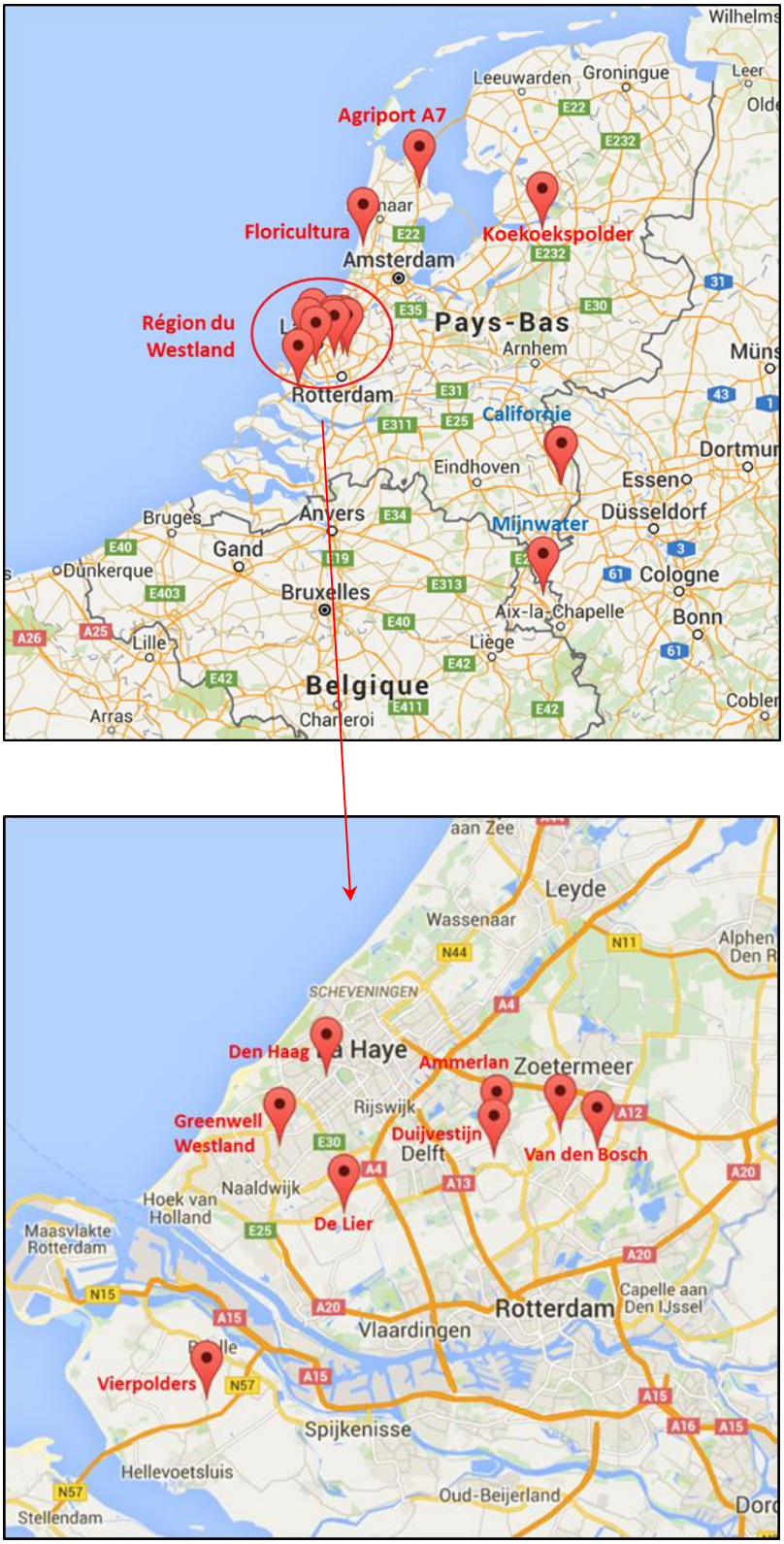


Figure 7 : Localisation des opérations géothermiques Basse Energie aux Pays-Bas

(source : http://www.geothermie.nl/geothermie/projecten/ - 14/06/2016)

Un nouveau doublet vient d'être réalisé en 2016 dans le secteur de Westland (le projet serait désigné par le nom « CLG ») pour lequel peu d'informations ont pu être récupérées (profondeur de l'ordre de 2000 m, température proche de 78°C, entreprises impliquées WEP et KCA Deutag, exploitation horticole).

Une nouvelle opération au Trias, à environ 4000 mètres de profondeur, est également projetée pour 2017 (projet « Trias Westland » - site web : www.triaswestland.nl).

L'ensemble de ces opérations a été réalisé pour répondre au besoin de chauffage de serres à l'exception de l'opération de Den Haag pour le chauffage urbain.

A titre indicatif, au sud-est du pays deux autres opérations de géothermie profonde, hors réservoir clastique, sont à signaler :

- L'exploitation de l'ancienne mine de charbon Orange Nassau III à Heerlen (projet Mijnwater) où 5 puits servent à l'alimentation énergétique de bâtiments résidentiels et commerciaux (production de chaud et de froid). Après une première phase de forage initiée en mars 2006 (forages HLH-GT-01 et HLH-GT-02), l'exploitation a été mise en service en octobre 2008. Ce dispositif mobilise l'eau contenue dans les galeries de l'ancienne mine (diamètre de 2,5 mètres) situées à environ 700 mètres de profondeur. Compte tenu de la profondeur des ouvrages supérieure à 500 mètres, ces puits sont des ouvrages miniers (réglementation hollandaise) et cette opération est considérée comme la première opération de géothermie profonde aux Pays-Bas.

- L'opération Californie réalisée à Venlo en 2012 pour l'alimentation de serres, cible le réservoir carbonaté karstique du Dinantien (partie inférieure du Carbonifère). En raison de la présence d'une faille active au sud-est du pays et de la sensibilité de la population vis à vis du risque sismique, un suivi de la sismicité a été mis en place pour cette exploitation en triplet de forages constitué initialement de 2 puits producteurs (ciblant chacun une faille) et 1 puits injecteur ayant rencontré un karst au niveau du réservoir (pour les 3 puits, le réservoir est exploité en trou nu). Cette opération a rencontré des problèmes techniques importants liés au contexte faillé et karstique : difficulté relative à la cimentation du tubage 9''5/8 en cours de travaux puis collapse au niveau du réservoir du puits injecteur (karst) après un mois d'exploitation, collapse au niveau du réservoir du second puits producteur utilisé comme injecteur suite à l'incident précédent.

2.2.2. Caractéristiques des réservoirs géothermiques hollandais

Le contexte géologique des doublets en exploitation aux Pays-Bas est présenté sur la carte de la Figure 8.

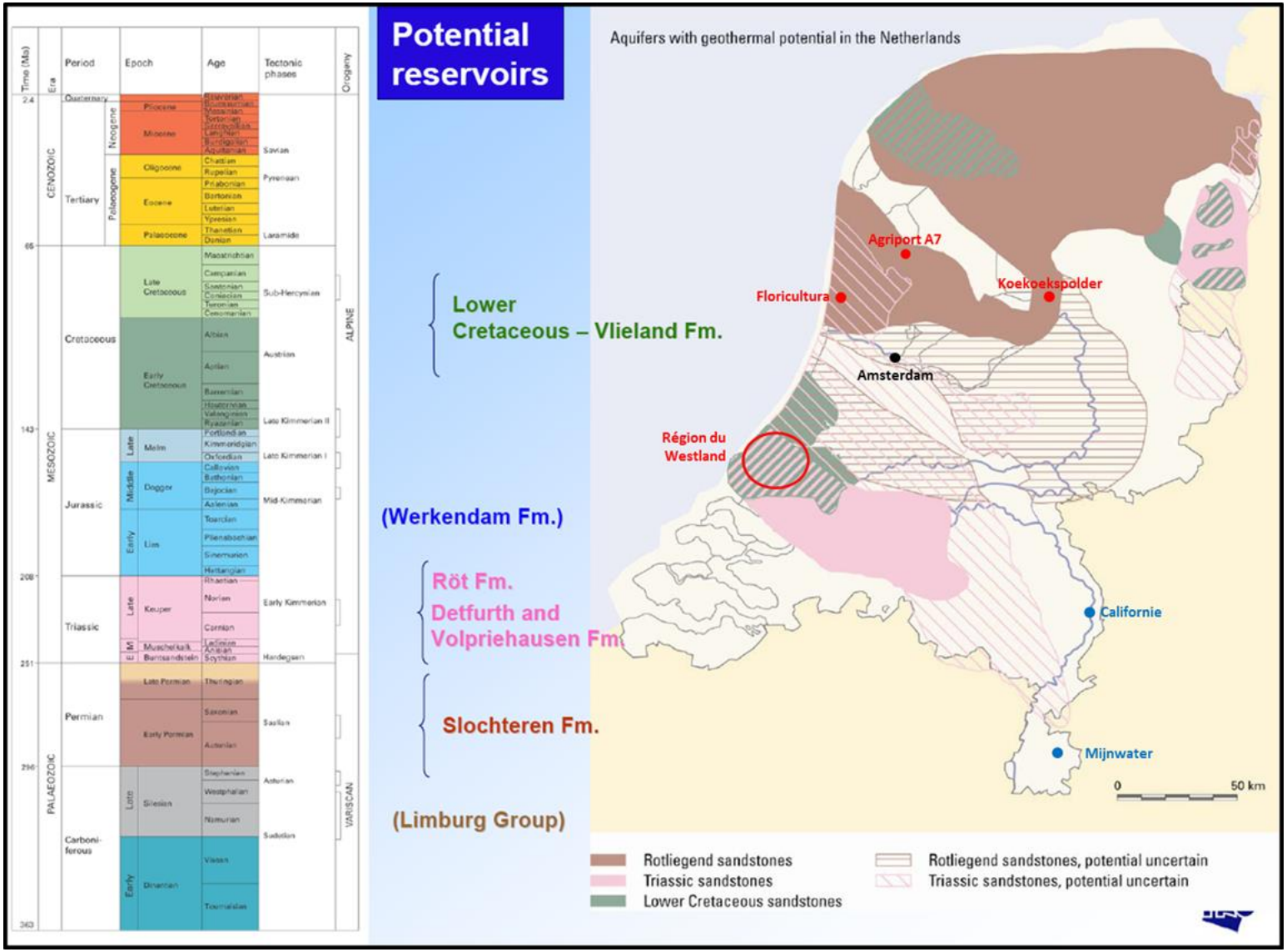


Figure 8 : Contexte géologique des doublets en exploitation aux Pays-Bas (source : TNO)

Les descriptions lithologiques des réservoirs du Crétacé inférieur (formation du Vlieland), du Trias (formation du Bunter) et du Permien (formation du Rotliegend) sont présentées dans le tableau 4 qui reste à compléter dans le cadre du projet.

Réservoir exploité	**Lithologie**	**Environnement de dépôt**	**Epaisseur**
Vlieland (Crétacé inf.)	Alternance de sable et d'argile (shales)	?	Ep. totale : 200 m max. (Gross formation)
Bunter (Trias inf.)	Grès	Environnement fluviatile (à confirmer)	Ep. totale : 700 m max. (Gross formation)
Rotliegend (Permien)	Grès à grains fins, bien triés.	Environnement éolien (*aeolian sandflat*)	Ep. totale : 250 m max. (Gross formation)

Tableau 4 : Caractéristiques géologiques des réservoirs géothermiques hollandais

Les caractéristiques principales des réservoirs exploités aux Pays-Bas sont reportées dans le tableau 5.

Réservoir	Profondeur (m)	Température (°C)	Perméabilité (mD)
Rotliegend	2000 à 4500	Max > 100	30 à 600
Bunter	2000 à 4000	Max > 100	variable
Vliedland	700 à 2500	Max = 90	Max = 3000

Tableau 5 : Caractéristiques principales des réservoirs géothermiques hollandais (Wong & al., 2007)

2.2.3. Analyse globale du fonctionnement des doublets géothermique aux Pays-Bas

D'un point de vue réglementaire, TNO et SodM accompagnent les Maitres d'ouvrage (en majorité des exploitants horticoles) dans leur projet de géothermie depuis les phases initiales d'études et de demande de permis d'exploration jusqu'à la réalisation des travaux de forage.

Par la suite, en termes de suivi d'exploitation, il n'y a pas de cadre clairement défini et rien n'est réellement imposé à ce jour aux Maitres d'ouvrages par l'Administration (pas de diagraphies réglementaires, ni suivis géochimique et physique de l'exploitation).

La réglementation stipule qu'il ne doit pas y avoir de mélange de fluides entre les différents aquifères traversés par le forage et les exploitants doivent fournir un rapport a priori annuel permettant de prouver que ce n'est pas le cas sur la base des paramètres d'exploitation (données de débit, pression, température,…). Si l'Administration n'est pas convaincue, elle peut imposer la réalisation de diagraphies, mais le type d'instrumentation et leur fréquence ne sont pas déterminés et pourraient être réalisés à l'occasion des changements de pompes d'exhaure.

Les bureaux d'études impliqués dans la conception et la réalisation des ouvrages ne semblent pas, ou sont peu, impliqués dans le suivi des exploitations.

Suivant la réglementation hollandaise, les données de forage appartiennent dans un premier temps aux Maitres d'ouvrage et deviennent publiques 5 ans après la réalisation des ouvrages. Ces données, parmi lesquelles figurent des DOE de forage, sont disponibles sur un site Web dédié nlog.nl.

Pour la couverture du risque financier des Maitres d'ouvrage relatifs à la réalisation des ouvrages, un système de garantie (« garantie exploration ») a été mis en place suivant le modèle existant en France correspondant à la garantie « court terme » gérée par la SAF Environnement. Aux Pays-Bas, ce système de garantie est géré par l'organisme RVO (site Web : http://www.rvo.nl/) rattaché au Ministère des Affaires Economiques. Cet organisme gère également l'attribution des subventions.

Les opérateurs rencontrés (TNO, SodM et DAGO en particulier) s'intéressent également à la couverture du risque financier des Maitres d'ouvrage lié à la pérennité des exploitations. Ce point traduit une relative inquiétude des opérateurs par rapport aux différents problèmes techniques rencontrés aux Pays-Bas, de manière spécifique à chaque opération, après une petite dizaine d'années de fonctionnement pour les dispositifs les plus anciens.

D'une manière générale, les dispositifs géothermiques hollandais sont équipés :

- en surface :
  - d'un système d'injection d'azote permettant d'éviter l'entrée d'oxygène dans les équipements de la boucle géothermale au moment des arrêts de production et des nettoyages de filtres notamment ;
  - d'un séparateur d'hydrocarbures installé à la sortie du puits de production en amont de la centrale géothermique permettant de traiter les émissions d'huile ou de gaz (méthane principalement) rencontrées sur la plupart des opérations ;

  - d'un double système de filtration en amont (de type « bag filters » à 10 µm et « candle filters » à 1 ou 2 µm) et en aval (uniquement « candle filters » à 1 ou 2 µm) des échangeurs. Les filtres en aval des échangeurs ont pour objectif d'éliminer les éventuels précipités produits par la baisse de la température du fluide géothermal ;

- au niveau du réservoir, des crépines (fils enroulés, écartement de 250 à 300 µm) sont mises en place sans massif filtrant (auto-gravillonnage). Ces crépines sont commandées auprès de fournisseurs en amont des travaux de forage sans qu'il n'y ait d'ingénierie particulière (pas de localisation des niveaux producteurs par flowmétrie, pas de carottage, problème de représentativité des échantillons de forage) permettant de les dimensionner en fonction de l'hétérogénéité des réservoirs gréseux avec intercalations de niveaux plus argileux et de la granulométrie des niveaux producteurs : silts (taille des particules inférieure à 62,5 µm) et sables fins à grossiers (taille inférieure à 2 mm).

La ***distance entre les points d'impact au niveau du réservoir*** des 2 puits des doublets est de l'ordre de 1500 mètres. Cette distance semble avoir été reprise des pratiques connues pour les exploitations géothermiques du Dogger du Bassin Parisien (profondeur de la ressource et débit d'exploitation relativement équivalents) sans visiblement recourir à des modèles numériques de réservoir comme outil de conception au stade des études initiales, puis comme outil de gestion de la ressource (propagation des bulles froides, impacts hydraulique et thermique entre les exploitations les plus proches comme celles d'Ammerlan et de Duijvestijn par exemple, ou celles correspondantes aux deux doublets de Van den Bosch – Figure 7).

Les ***diagraphies permettant de caractériser le réservoir*** semblent limitées (GR, pression, température). Les programmes d'essai sont obligatoires pour que l'opération soit couverte par le système de garantie, mais aucun cadre réglementaire ne semble être imposé à ce jour (durée des phases de production et débit, stimulation, dégorgements,…).

Certaines exploitations sont concernées par une problématique de dépôts contenant des éléments radioactifs associés à des métaux (plomb notamment), rencontrée également par les exploitations géothermiques danoises (Cf. Chapitre 2.1.3) et allemandes (Neustadt Glewe). Ces dépôts se retrouvent dans les équipements de surface (filtres et échangeurs notamment) et sont évacués dans des containers transférés vers des centres de traitement spécialisés. Du point de vue de la sécurité du personnel, les opérateurs dans la centrale sont équipés de gants et de lunettes de protection au cours des nettoyages des équipements.

A la sortie du dégazeur, des dépôts peuvent localement affecter les équipements de surface compte tenu de la modification de la composition géochimique du fluide géothermal (sortie du CO_2 modifiant l'équilibre géochimique du système).

La problématique liée à la production de gaz a conduit l'administration hollandaise à mettre en place un cadre réglementaire plus strict vis-à-vis des exploitations géothermiques, qui se traduit notamment par l'obligation faite aux exploitants de mettre en place des équipements de sécurité spécifiques (dégazeur et bruleur).

Cette production de gaz relativement importante sur certains sites est valorisée par les exploitants par la production de chaleur supplémentaire ou d'électricité et l'utilisation du CO_2 pour les serres.

Compte tenu de la valeur très élevée du ***point de bulle***, certaines exploitations fonctionnent avec des pompes d'exhaure immergées descendues à des profondeurs importantes : exemple de l'exploitation de De Lier où l'aspiration de la pompe de diamètre 8'' est descendue à une profondeur de 650 mètres, la pression du point de bulle étant évaluée à 45 bars.

En phase de travaux de forage et au cours des essais de production, les ***gaz produits*** sont brulés. Le risque d'explosion lié à la présence importante de méthane contraint le mode de production, en particulier lorsque cette production nécessite d'être assistée par la technique d'air-lift. Dans ce cas, l'injection d'azote est préférée bien que plus onéreuse.

Les eaux produites au cours des essais sont stockées dans des bassins de plusieurs milliers de m^3 (de l'ordre de 5000 à 10 000 m^3) et sont évacuées par camions puis rejetées dans les canaux à proximité du site ou dans la mer (la salinité des fluides géothermaux est de l'ordre de 100 à 150 g/l). Le stockage des volumes produits au cours des essais nécessite donc une surface disponible importante à proximité immédiate du chantier. Aux Pays-Bas, les Maitres d'ouvrages étant principalement des serristes, ils disposent de surfaces facilement disponibles peu contraintes vis-à-vis du contexte environnant, de fait sans aucun rapport avec un contexte urbain. Pour les besoins en eau de leurs cultures, les exploitants utilisent déjà des bassins de stockage disposant de volumes conséquents (Figure 9).

Figure 9 : Photographie d'un bassin de stockage d'eau sur le site de la centrale de De Lier (juin 2016)

Les échanges, avec les bureaux d'étude spécialisés dans le domaine du sous-sol, ont permis de préciser la conception des dispositifs et le contenu des phases d'essais.

La société WEP, spécialisée dans l'ingénierie de forage, a été impliquée dans la majorité des opérations réalisées aux Pays-Bas. Elle compte 23 employés (principalement des ingénieurs de forage) et développe son activité dans les domaines des industries pétrolières, gazières, salifères et géothermiques.

Le retour d'expériences de cette société est formalisé dans les programmes de forage qui ont évolué depuis les premières opérations, en particulier les programmes de boue (« Water Based Mud ») afin de tenir compte des difficultés rencontrées lors de la phase de forage du réservoir en présence de niveaux argileux.

La ***filtration en surface*** pour cette phase est également un sujet de réflexion important pour limiter la recirculation des argiles et limiter ainsi l'encrassement des niveaux producteurs.

Les ***architectures de puits*** ont également évolué (augmentation d'un diamètre des tubages) avec les débits d'exploitation visés par les exploitants : de l'ordre de 100 à 150 m^3/h pour la première génération de doublets (7 opérations ciblant des réservoirs gréseux de 2007 à 2011), puis de 200 m^3/h et plus pour la seconde génération (4 opérations ciblant des réservoirs gréseux en 2014 et 2015).

Pour les parties basses des ouvrages, les architectures des puits correspondant à la première génération (2007 à 2011) sont les suivantes :

- un tubage 9''5/8 ;
- le forage en 8''1/2 avec un Liner 7'' descendu au toit du réservoir et la mise en place d'une crépine de diamètre externe 5''1/2.

Pour les forages de la génération actuelle (depuis 2014), les puits sont constitués par :

- un liner 9''5/8 descendu au toit du réservoir ;
- le forage du réservoir en 8''1/2, équipé d'une crépine de diamètre externe 6''5/8.

Il est à noter un ***nombre important de side-tracks*** (opérations de reprise du forage suite à un incident intervenu en cours de travaux) au cours de la réalisation des 12 doublets ciblant les réservoirs gréseux. D'après la base de données de forage consultable sur le site Web nlog.nl, 10 side-tracks sont recensés sur 24 forages.

Sur la région de Westland, 5 side-tracks sur 16 forages concernent des opérations de forage de la première génération (Van den Bosch, Duijvestijn et Westland) et par la suite, 4 nouveaux forages de la deuxième génération 2014 et 2015 ont été réalisés sans problème majeur.

Dans la région située au nord d'Amsterdam, 5 side-tracks sur 8 forages correspondent à des opérations de forage (Agriport et Floricultura) de la deuxième génération de forages alors que l'opération de forage de Koekoekspolder (2011) s'était déroulée sans problème majeur.

Les taux de défaillance indiqués sont à relativiser dans la mesure où trois forages ont fait l'objet de deux side-tracks consécutifs (opérations de Duijvestijn, de Floricultura et d'Agriport).

La société IF Technology a été impliquée sur 2 opérations (Den Haag en 2010 et Koekoekspolder en 2011) menées en collaboration avec la société WEP. Ce bureau d'étude compte 65 salariés, dont une dizaine travaille principalement sur les problématiques de la géothermie et du stockage de gaz. Son domaine d'expertise concerne les disciplines de la géologie, de l'hydrogéologie et de l'énergie. Le bureau d'études Panterra est une société concurrente, alors que WEP peut être un partenaire compte tenu de son domaine d'expertise complémentaire (ingénierie de forage).

Impliquée principalement lors de la ***réalisation des essais en fin de travaux de forages***, IF Technology indique que la durée globale des essais est généralement de l'ordre de quelques jours (4 à 5 jours). Elle comprend une phase de stimulation du réservoir qui peut être hydraulique (et qui peut dans ce cas être accompagnée d'un programme de suivi de micro-sismicité induite) et/ou chimique (injection d'acide chlorhydrique), telle que nouvellement pratiquée sur quelques opérations récentes où l'injectivité était inférieure aux prévisions.

Outre l'augmentation de la durée de la phase des essais, et en particulier de la phase de développement du réservoir qui parait insuffisante actuellement, IF Technology réfléchit à des pistes d'amélioration en termes de développement et de nettoyage des réservoirs gréseux, telles que :

- la production entre packers des niveaux producteurs afin d'améliorer le nettoyage par l'évacuation des particules les plus fines ;
- l'inversion des flux injection / production avec une filtration spécifique au cours de l'opération de nettoyage.

IF Technology précise que le ***dimensionnement des crépines*** est fait actuellement de manière conservative, afin d'éviter au maximum l'entrée des particules fines dans le puits de production, et signale des problèmes potentiels liés à la gestion des effluents et à la saturation des bassins de stockage par les précipitations pouvant engendrer un débordement et un risque de pollution en surface.

D'autre part, IF Technology indique que la plupart des exploitations sont équipées par des ***pompes d'exhaure*** fournies par la société Baker Hughes (une seule exploitation serait équipée d'une pompe fournit par la société Reda-Schlumberger) sans dysfonctionnement majeur à ce jour.

Par rapport aux exploitations du Dogger en Ile-de-France, la nature du fluide géothermal, et la présence d'H_2S notamment, serait à prendre en compte pour analyser de manière comparative les performances des groupes de pompage immergés.

Non impliquée dans le suivi des exploitations, IF Technology livre néanmoins un sentiment global que l'ensemble des exploitations ciblant des réservoirs gréseux (à l'exception de l'opération de Den Haag pour des raisons particulières, non techniques) fonctionne relativement bien, malgré quelques problèmes techniques spécifiques à chaque exploitation (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 (nouveaux projets en 2016 et 2017) confirment l'intérêt des exploitants (serristes) à se tourner vers cette ressource.

Les échanges avec DAGO ont confirmé l'intérêt des opérateurs hollandais vis-à-vis des pratiques françaises concernant en particulier :

- le rôle et la responsabilité des acteurs (MO, BE, Entreprises) dans la conception et la réalisation des travaux de forage, ainsi que dans le suivi d'exploitation ;
- les contraintes réglementaires fixées aux exploitants dans le cadre des permis d'exploitation (arrêtés préfectoraux) permettant de définir les conditions de suivi d'exploitation ;
- les instrumentations et les tests (traçage à l'eau douce notamment) pratiqués pour vérifier l'intégrité des ouvrages.

Ces points d'intérêt se retrouvent dans les projets actuellement menés par DAGO et qui s'intéressent :

- à la définition de standards industriels ;
- à la gestion des connaissances ;
- aux problématiques QHSE ;
- aux problématiques d'intégrité des puits.

Ce dernier point confirme l'inquiétude relative, déjà soulignée précédemment, des opérateurs hollandais vis-à-vis de la pérennité des exploitations après une petite dizaine d'années de fonctionnement. Cette problématique conduit l'ensemble des opérateurs hollandais à se réunir autour d'un projet commun auquel pourraient être associés les opérateurs de la filière française.

Les informations recueillies auprès de DAGO sont les suivantes :

- aux Pays-Bas, la durée comprise entre les phases d'études et la réalisation des travaux de forage géothermique est de l'ordre de 5 ans ;
- le scanner électromagnétique aurait été testé sur une dizaine de forages géothermiques afin d'évaluer les épaisseurs d'acier résiduelles derrière les dépôts ;
- les exploitations hollandaises sont équipées de traitement anticorrosion par l'injection d'inhibiteurs (amines filmogènes) au niveau de l'aspiration de la pompe immergée dans le puits producteur. La partie inférieure de l'ouvrage producteur n'est donc pas traitée.

2.2.4. Bilan de fonctionnement des exploitations hollandaises ciblant les aquifères argilo-gréseux

Les échanges avec les opérateurs hollandais rencontrés dans le cadre de ce projet ont permis de recueillir des **informations relatives au fonctionnement des opérations (10) ciblant les réservoirs gréseux (12 doublets)**.

Il ressort de ces échanges les points listés ci-dessous par opération qui sont complétés par :

- les informations générales disponibles sur le site Web suivant : http://geothermie.nl/geothermie/projecten/ ;

- les informations administratives et techniques (forage et production) disponibles sur le site Web « nlog.nl » (http://www.nlog.nl) ;

- les informations spécifiques recueillies auprès des exploitants des sites de De Lier et d'Agriport A7 rencontrés au cours des visites du 09/06/2016.

Les doublets sont tous constitués de forages déviés dont l'écartement au niveau des impacts au réservoir est de l'ordre de 1500 mètres.

Aucun puits n'a de pression artésienne positive. Le niveau statique est de l'ordre de 50 mètres sous le niveau du sol.

Les durées indiquées ci-dessous pour réalisation des forages sont données à titre d'information. Elles sont déterminées à partir des dates de début et de fin des opérations renseignées dans la base de données administratives. Pour certaines opérations, elles ne correspondent pas à la durée réelle des travaux car la ou les machine(s) de forage mise(s) en œuvre ont été utilisée(s) alternativement sur les puits du doublet considéré en fonction de phases de forage distinctes (opérations simultanées).

Compte tenu des dates de réalisation, les données de forages (DOE notamment) antérieures à 2010 sont disponibles sur le site Web dédié « nlog.nl ». Il s'agit des 4 opérations de Van den Bosch (2), Ammerlan, Duijvestijn et Den Haag. Pour les opérations postérieures à 2010 (6), seules les données administratives (dont les données de production) sont disponibles à ce jour.

Van Den Bosch (2 doublets en 2007 et 2009 – Région de Westland / Crétacé inf.) :

Il s'agit de la première véritable opération de géothermie profonde aux Pays-Bas ciblant le réservoir gréseux du Crétacé inférieur. Deux doublets ont été réalisés sur la commune de Bleiswiijk, successivement en 2007 et 2009, afin d'alimenter 7,2 hectares de serres pour la culture de tomates.

Les deux premiers forages du premier doublet ont rencontré des difficultés techniques opérationnelles ayant mené à la réalisation de deux side-tracks. Le deuxième doublet a été réalisé sans difficultés particulières.

Informations administratives relatives au premier doublet (2007) :

- Entreprises de forage : Daldrup & Söhne AG.
- Machines de forage : Schaefer 810.1 (phases 23'' et 17''1/2) et Wirth B-12 (phases 12''1/4 et 8''1/2).

- **Forage VDB-GT-01** (producteur) **:**
  - Dates de réalisation : 17/10/2006 au 21/03/2007 (soit 156 jours).
  - Profondeur : 2200 m forés / 1547,5 m vert.
  - Incident technique / **side-track**.

- **Forage VDB-GT-01-S1 (producteur) :**
  - Dates de réalisation : 21/03/2007 au 16/04/2007 (soit 27 jours).
  - Profondeur : 2457 m forés / **1697,5 m vert**.

- **Forage VDB-GT-02** (injecteur) **:**
  - Dates de réalisation : 04/05/2007 au 13/06/2007 (soit 41 jours).
  - Profondeur : 1625 m forés / 1233,5 m vert.
  - Incident technique / **side-track**.

- **Forage VDB-GT-02-S1 (injecteur) :**
  - Dates de réalisation : 13/06/2007 au 16/07/2007 (soit 34 jours).
  - Profondeur : 2330 m forés / **1621 m vert**.

- **Résultats de production :**
  - Résultats initiaux : température de production mesurée à 60°C avec un débit initial à 160 m^3/h légèrement supérieur aux prévisions (150 m^3/h).
  - Facteur limitant la production : capacité de la pompe d'exhaure. Changement de pompe pour un débit de production augmenté à environ 200 m^3/h.
  - Données de production enregistrées entre janvier 2014 et mars 2016 (volume mensuel maximal enregistré en mars 2016 : 142 613 m^3, soit un **débit moyen journalier de 192 m^3/h**).
  - **Pas de problème d'exploitation signalé**.

Informations administratives relatives au deuxième doublet (2009) :

- Entreprises de forage : Daldrup & Söhne AG.
- Machines de forage : Wirth B-4 et Wirth B-12.

- **Forage VDB-GT-03 (producteur) :**
  - Dates de réalisation : 06/03/2009 au 20/06/2009 (soit 107 jours).
  - Profondeur : 2140 m forés / **1890,5 m vert**.

- **Forage VDB-GT-04 (injecteur) :**
  - Dates de réalisation : 06/02/2009 au 07/08/2009 (soit 183 jours).
  - Profondeur : 2006 m forés / **1830 m vert**.

  RQ : Ces deux forages ont été réalisés simultanément.

- **Résultats de production :**
  - Résultats initiaux : température de production mesurée à 70°C avec un débit initial à 130 m^3/h inférieur aux prévisions (150 m^3/h).
  - Données de production enregistrées entre janvier 2014 et novembre 2015 (volume mensuel maximal enregistré en mai 2015 : 128 863 m^3, soit un **débit moyen journalier de 173 m^3/h**).
  - **Pas de problème d'exploitation signalé.**

Ammerlan (1 doublet en 2010 – Région de Westland / réservoir Crétacé inf.) :

Cette exploitation localisée sur la commune de Pijnacker est utilisée pour chauffer une serre de 4,2 hectares et une piscine située à proximité. 470 logements (appartements) seraient également raccordés depuis janvier 2016.

Informations administratives relatives au doublet (2010) :

- Entreprises de forage : Daldrup & Söhne AG.
- Machine de forage : Wirth B-12.

- **Forage PNA-GT-01 (producteur) :**
  - Dates de réalisation : 09/03/2010 au 14/05/2010 (soit 67 jours).
  - Profondeur : 2869 m forés / **2238 m vert**.

- **Forage PNA-GT-02 (injecteur) :**
  - Dates de réalisation : 26/05/2010 au 09/07/2010 (soit 45 jours).
  - Profondeur : 2860 m forés / **2290,5 m vert**.

- **Résultats de production :**
  - Résultats initiaux : température de production mesurée à 68°C avec un débit initial à 150 m^3/h conforme aux prévisions.
  - Données de production enregistrées entre janvier 2014 et mars 2016 (volume mensuel maximal enregistré en mars 2016 : 108 336 m3, soit un **débit moyen journalier de 145 m^3/h**).

- **Problèmes d'exploitation signalés : production d'hydrocarbures** en avril et mai 2011 ayant entrainé l'arrêt de l'exploitation pour rechercher l'origine de cette production qui a par la suite diminué.
  Entre janvier 2014 et mars 2016, la production d'hydrocarbures a atteint un total de 654 m^3, avec une **moyenne mensuelle sur cette période de 24 m^3** et un maximum de 90 m^3 enregistré en février 2014.
  Dans le même temps, **la production de gaz** atteint un total de près de 1,6 million de m^3 (**moyenne mensuelle : 61 000 m^3** – maximum proche de 87 000 m^3 en mars 2016).

  RQ : D'après TNO, le réservoir exploité serait plus ou moins bien connecté entre le puits de production et le puits d'injection, ce qui pourrait expliquer des problèmes d'injectivité.

Duijvestijn (1 doublet en 2010 – Région de Westland / Crétacé inf.) :

Le doublet de Duijvestijn a également été réalisé sur la commune de Pijnacker, par les mêmes entreprises, juste après les travaux de forage d'Ammerlan, pour alimenter une exploitation voisine (production de tomates) distante d'environ 1,5 km.

Les difficultés techniques opérationnelles rencontrées lors du premier forage du doublet (pertes de fluide de forage vers 900 mètres et effondrement des parois du trou) ont conduit à la résiliation de deux side-tracks sur ce puits.

Informations administratives relatives au doublet (2010) :

- Entreprises de forage : Daldrup & Söhne AG.
- Machine de forage : Wirth B-12.

- **Forage PNA-GT-03** (producteur) **:**
  - Dates de réalisation : 28/08/2010 au 21/09/2010 (soit 25 jours).
  - Profondeur : 879 m forés / 861,5 m vert.
  - Incident technique / **side-track**.

- **Forage PNA-GT-03-S1** (producteur) **:**
  - Dates de réalisation : 21/09/2010 au 29/09/2010 (soit 9 jours).
  - Profondeur : 901 m forés / 875,5 m vert.
  - Incident technique / **side-track**.

- **Forage PNA-GT-03-S2 (producteur) :**
  - Dates de réalisation : 29/09/2010 au 13/11/2010 (soit 46 jours).
  - Profondeur : 3005 m forés / **2395 m vert**.

- **Forage PNA-GT-04 (injecteur) :**
  - Dates de réalisation : 20/11/2010 au 22/01/2011 (soit 64 jours).
  - Profondeur : 2957 m forés / **2343 m vert**.

- **Résultats de production :**
  - Résultats initiaux : température de production mesurée à 70°C avec un débit prévisionnel évalué à 130 m^3/h.
  - Données de production enregistrées entre janvier 2013 et décembre 2015 (volume mensuel maximal enregistré en mars 2013 : 122 325 m3, soit un **débit moyen journalier de 164 m^3/h**).
    RQ : entre avril et octobre 2015 (7 mois) les valeurs mensuelles de production sont nulles. L'origine de cette lacune de données est très probablement liée à un arrêt d'exploitation causée par chute de la pompe d'exhaure dans le puits de production.

- **Problèmes d'exploitation signalés : mauvaise injectivité liée à une importante production de gaz** ayant rapidement entrainé l'arrêt de l'exploitation en mai 2011 pour mettre en place un séparateur.
  Entre janvier 2013 et décembre 2015 (hors période d'arrêt entre avril et octobre 2015), la production de gaz atteint un total de près de 2,1 millions de m^3 (**moyenne mensuelle proche de 110 500 m^3** – maximum proche de 133 000 m^3 en mars 2013).
  Un arrêt d'exploitation de l'ordre de 7 mois a été causé par la chute de la pompe immergée dans le puits de production, causée par la corrosion de la colonne d'exhaure.

Den Haag (1 doublet en 2010 – Région de Westland / Crétacé inf.) :

Ce projet visait la production de chaleur pour alimenter 4000 logements (maisons) localisés sur la commune de La Haye. Les forages réalisés en 2010 ont confirmé les caractéristiques prévisionnelles d'exploitation de la ressource (température de 75°C et débit de 150 m^3/h) et la construction du réseau de chaleur et de la centrale géothermique a été achevée en 2012. Le consortium à l'origine du projet (sociétés de logements, d'énergie et la municipalité de La Haye) a dû déposer le bilan en juillet 2013 suite à la crise financière et au défaut de construction d'un certain nombre de logements. Certaines parties prenantes du projet envisagent un redémarrage de l'exploitation.

Informations administratives relatives au doublet (2010) :

- Entreprises de forage : Haitjema.
- Machine de forage : No Limit 01.

- **Forage HAG-GT-01 (producteur) :**
  - Dates de réalisation : 10/03/2010 au 25/09/2010 (soit 200 jours).
  - Profondeur : 2702 m forés / **2306,5 m vert**.

- **Forage HAG-GT-02 (injecteur) :**
  - Dates de réalisation : 01/03/2010 au 06/11/2010 (soit 251 jours).
  - Profondeur : 2405 m forés / **1942,5 m vert**.

  RQ : à noter la durée de réalisation extrêmement longue des forages probablement liée à des travaux de forage menés de manière simultanée sur les deux puits.

- **Résultats de production :**
  - Résultats initiaux : température de production mesurée à 75°C avec un débit prévisionnel évalué à 150 m^3/h.
  - Pas de données de production enregistrées en raison de la **faillite en juillet 2013 du projet de chauffage urbain** (défaut de construction de logements lié à la crise financière).
  - **Problème d'exploitation signalé** : problématique potentielle liée aux concentrations de gaz dissous et de contexte urbain (volume de gaz produit de l'ordre de 1,5 m^3/h). Problème potentiel lié à l'injectivité.

NB : Les opérations suivantes étant postérieures à 2010, seules les informations administratives sont disponibles.

Koekoekspolder (1 doublet en 2011 – Nord Amsterdam / réservoir Rotliegend) :

Cette opération alimente des serres horticoles implantées sur la commune de Kampen située à environ 70 km au nord-est d'Amsterdam. Il s'agit de la première opération de géothermie profonde réalisée en dehors du secteur de Westland et ciblant le réservoir du Rotliegend, connu aux Pays-Bas pour être un très bon réservoir de gaz naturel. La profondeur atteinte par les forages du doublet serait de l'ordre de 2300 mètres forés (environ 1950 m. vert.).

Cette exploitation a rencontré des problèmes liés aux dépôts de substances radioactives et en conséquence à une dégradation de l'injectivité du réservoir (colmatage) qui ont conduit à un arrêt d'exploitation en 2013 pour une période de 6 mois.

Informations administratives relatives au doublet (2011) :

- Entreprises de forage : Daldrup & Sohne.
- Machine de forage : Wirth B 12.

- **Forage KKP-GT-01 (producteur) :**
  - Dates de réalisation : 28/05/2011 au 20/07/2011 (soit 54 jours).

- **Forage KKP-GT-02 (injecteur) :**
  - Dates de réalisation : 27/07/2011 au 10/09/2011 (soit 46 jours).

- **Résultats de production :**
  - Résultats initiaux : température de production mesurée à 75°C avec un débit de 140 m^3/h conforme aux prévisions.
  - Données de production enregistrées entre janvier 2013 et mars 2016 (volume mensuel maximal enregistré en mars 2015 : 102 425 m^3, soit un **débit moyen journalier de 138 m^3/h**).
    RQ : entre juillet et décembre 2013 (6 mois) les valeurs mensuelles de production sont nulles.
  - **Problèmes d'exploitation signalés** : arrêt d'exploitation en 2013 lié au **dépôt de substances radioactives et la nécessité de mettre l'installation en conformité** (sécurité du personnel notamment), et **mise en place d'un traitement** (injection d'inhibiteurs) permettant d'éviter la précipitation de composés à l'origine de la **dégradation de l'injectivité**.
    La **présence de gypse** signalée au sein du réservoir serait également le principal facteur responsable d'une faible perméabilité (Veldkamp et al. 2015).
    Entre janvier 2013 et mars 2016 (hors période d'arrêt entre juillet et décembre 2013), la **production de gaz** a atteint un total de près de 608 000 m^3 (**moyenne mensuelle proche de 22 500 m^3** – maximum proche de 27 600 m^3 en mars 2015).

Westland (1 doublet en 2011 – Région de Westland / réservoir Crétacé inf.) :

Cette opération alimente depuis février 2013 des serres horticoles implantées sur la commune de Honselresdjik (Westland) et connectées par un réseau local de plus de 2 km.

La profondeur atteinte par les forages du doublet serait de l'ordre de 3000 m, ce qui correspond à la profondeur maximale atteinte à ce jour pour un projet de géothermie aux Pays-Bas. A noter que ce projet a été réalisé dans le cadre d'un marché de travaux « Clés en mains », contrairement à la plupart des autres opérations qui ont été réalisées dans le cadre d'un marché en régie.

Le premier forage du doublet a rencontré des problèmes techniques au cours des travaux de forage qui ont conduit à la réalisation d'un side-track (problèmes de mise en place des crépines et de tenue des terrains – les tubages auraient été abîmés au cours de l'opération de forage). En 2015, ce puits a ensuite fait l'objet d'une opération de work-over, d'une durée de 12 jours, suite à des problèmes causés par l'intrusion de particules d'argile dans la partie inférieure du puits de production (défaut d'intégrité du cuvelage).

Informations administratives relatives au doublet (2011) :

- Entreprises de forage : Drilltec.
- Machine de forage : Drilltec VDD 200.1 compact.

- **Forage HON-GT-01** (producteur) :
  - Dates de réalisation : 23/12/2011 au 22/02/2012 (soit 62 jours).
  - Incident technique / side-track.

- **Forage HON-GT-01-S1 (producteur) :**
  - Dates de réalisation : 22/02/2012 au 11/03/2012 (soit 19 jours).

- **Forage HON-GT-01-S2 (Work-over du puits producteur) :**
  - Dates de réalisation : 19/06/2015 au 30/06/2015 (soit 12 jours).

- **Forage HON-GT-02 (injecteur) :**
  - Dates de réalisation : 13/03/2012 au 08/05/2012 (soit 57 jours).

- **Résultats de production :**
  - Résultats initiaux : température de production mesurée à plus de 85°C avec un débit de 180 m^3/h conforme aux prévisions.
  - Données de production enregistrées entre janvier 2014 et mars 2016 (volume mensuel maximal enregistré en janvier 2014 : 126 628 m^3, soit un **débit moyen journalier de 170 m^3/h**).
    RQ : entre décembre 2014 et juin 2015, les valeurs mensuelles de production sont nulles.
  - Problème d'exploitation signalé : arrêt d'exploitation en 2015 (7 mois) lié à l'intrusion de particules d'argiles dans la partie inférieure du puits de production qui serait liée à un **défaut d'intégrité du cuvelage**.
  - Entre janvier 2014 et mars 2016 (hors période d'arrêt entre décembre 2014 à juin 2015), **la production de gaz** a atteint un total de près de 1,7 million de m^3 (**moyenne mensuelle proche de 83 500 m^3** – maximum proche de 127 200 m^3 en mars 2016).

Agriport (2 doublets en 2014 – Nord Amsterdam / réservoir Rotliegend) :

Ce dispositif géothermique alimente 8 serres horticoles, implantées sur la commune de Middenmeer située à environ 50 km au nord d'Amsterdam, par le biais de 2 doublets de forage réalisés consécutivement (Figure 10). Il s'agit de la deuxième opération de géothermie profonde réalisée en dehors du secteur de Westland et ciblant le réservoir du Rotliegend.

La profondeur atteinte par les forages des doublets serait de l'ordre de 2500 mètres.

Le deuxième forage du premier doublet a rencontré des problèmes techniques ayant conduit à la réalisation de deux side-tracks consécutifs sur ce puits. De même, le premier forage du second doublet a fait l'objet d'un side-track.

Figure 10 : Photographies du site géothermique d'Agriport (juin 2016)

Informations administratives relatives au premier doublet (2014) :

- Entreprises de forage : Daldrup & Söhne AG.
- Machines de forage : DS 10, Bentec Eurorig (350 t).

- **Forage MDM-GT-01 (injecteur) :**
  - Dates de réalisation : 05/06/2013 au 01/08/2013 (soit 58 jours).

- **Forage MDM-GT-02** (producteur) **:**
  - Dates de réalisation : 05/08/2013 au 13/09/2013 (soit 40 jours).
  - Incident technique / **side-track**.

- **Forage MDM-GT-02-S1** (producteur) **:**
  - Dates de réalisation : 13/09/2013 au 26/09/2013 (soit 14 jours).
  - Incident technique / **side-track**.

- **Forage MDM-GT-02-S2 (producteur) :**
  - Dates de réalisation : 26/09/2013 au 24/10/2013 (soit 29 jours).

- **Résultats de production :**
  - Résultats initiaux : température de production mesurée à 90,5°C avec un débit initial à 200 m^3/h conforme aux prévisions.
  - Données de production enregistrées entre novembre 2014 et décembre 2015 (volume mensuel maximal enregistré en janvier 2015 : 181 434 m^3, soit **un débit moyen journalier de 244 m^3/h**).
  - **Pas de problème d'exploitation signalé.**
    Entre novembre 2014 et décembre 2015, la **production de gaz** a atteint un total de près de 704 000 m^3 (**moyenne mensuelle proche de 54 000 m^3** – maximum proche de 61 800 m^3 en janvier 2015).

Informations administratives relatives au deuxième doublet (2014) :

- Entreprises de forage : Daldrup & Söhne AG.
- Machines de forage : DS 10, Bentec Eurorig (350 t).

- **Forage MDM-GT-03** (injecteur) :
  - Dates de réalisation : 09/11/2013 au 09/03/2014 (soit 121 jours).
  - Incident technique / **side-track**.

- **Forage MDM-GT-03-S1 (injecteur) :**
  - Dates de réalisation : 09/03/2014 au 08/05/2014 (soit 61 jours).

- **Forage MDM-GT-04 (producteur) :**
  - Dates de réalisation : 05/01/2014 au 21/02/2014 (soit 48 jours).

  RQ : Ces forages ont été réalisés simultanément.

- **Résultats de production :**
  - Données de production enregistrées entre novembre 2014 et décembre 2015 (volume mensuel maximal enregistré en décembre 2015 : 147 201 m^3, soit un **débit moyen journalier de 198 m^3/h**).
  - **Pas de problème d'exploitation signalé.**
    Entre novembre 2014 et décembre 2015, la **production de gaz** a atteint un total de près de 516 000 m^3 (**moyenne mensuelle proche de 37 000 m^3** – maximum proche de 50 000 m^3 en décembre 2015).

- **Informations recueillies lors de la visite de site du 09/06/2016 :**
  Des **signes de corrosion sur les équipements de surface** (canalisations, vannes…) commencent à apparaître et nécessitent une investigation pour déterminer l'origine et envisager des solutions préventives.
  La production de gaz est de l'ordre de 300 litres par m^3 d'eau produit. Cette production est valorisée en électricité via un moteur à gaz. La production de 0,5MW sert à alimenter une partie des moteurs électriques de la centrale.

  Un troisième doublet est en projet sur ce site. Le positionnement des points d'impact et les régimes d'exploitation vont devoir être étudiés avec attention. Un modèle numérique du réservoir sera certainement indispensable.

  Au niveau de l'injection, les **pressions d'injection observées en tête de puits sont relativement élevées, de l'ordre de 45 bars actuellement**, pour le débit maximal de 250 m^3/h et une température d'injection d'environ 30 à 35°C. Cette pression est stable depuis la mise en service de l'installation.

  Le dispositif est équipé en surface :
  - d'un système de traitement par injection d'inhibiteurs de corrosion au niveau de l'aspiration de la pompe d'exhaure ;
  - d'un séparateur de gaz à la sortie du puits de production ;
  - d'un moteur à gaz pour la valorisation du gaz en électricité ;
  - d'un système de double filtration (« bag filters » à 10 µm et « candle filters » à 1 µm) à l'amont des échangeurs et de simple filtration à l'aval des échangeurs (« candle filters » à 1 µm) ;
  - d'une séparation (isolation) des équipements métalliques afin d'éviter les phénomènes de corrosion galvanique.

  A l'heure actuelle, seul un problème d'étanchéité au niveau des échangeurs est à signaler pour cette exploitation.

Floricultura (1 doublet en 2014 – Nord Amsterdam / réservoir Rotliegend) :

Cette opération vise à alimenter une zone horticole de 7 hectares où sont cultivées des orchidées à une température de 28°C durant toute l'année.

Localisée à Heemskerk (à environ 20 km au nord-ouest d'Amsterdam), cette opération est la troisième réalisée dans le secteur au nord d'Amsterdam (réservoir du Rotliegend), après les opérations de Koekoekspolder et d'Agriport.

La profondeur atteinte par les forages des doublets serait de l'ordre de 2900 mètres.

Le premier forage du doublet a fait l'objet de 2 side-tracks. La géologie du secteur s'est avérée être plus compliquée que prévue par les études sismiques.

Informations administratives relatives au doublet (2014) :

- **Forage HEK-GT-01** (producteur / injecteur ?) :
  - Dates de réalisation : 24/03/2013 au 21/05/2013 (soit 59 jours).
  - Incident technique / **side-track**.

- **Forage HEK-GT-01-S1 (producteur / injecteur ?) :**
  - Dates de réalisation : 21/05/2013 au 03/06/2013 (soit 14 jours).
  - Incident technique / **side-track**.

- **Forage HEK-GT-01-S2 (producteur / injecteur ?) :**
  - Dates de réalisation : 03/06/2013 au 24/09/2013 (soit 114 jours).

- **Forage HEK-GT-02 (producteur / injecteur ?) :**
  - Dates de réalisation : 06/10/2013 au 08/01/2014 (soit 95 jours).

- **Résultats de production :**
  - Résultats initiaux : température de production mesurée à 94°C (débit prévisionnel non renseigné).
  - Données de production non disponibles.
  - **Problème d'exploitation signalé** : **débit d'exploitation limité par la qualité du réservoir moins bonne qu'attendue**. Test d'injectivité en maintenant la pression hydraulique du fluide dans la boucle géothermale au-dessus du point de bulle, afin d'éviter le dégazage et lutter contre l'encrassement.

De Lier (1 doublet en 2014 – Région de Westland / réservoir Crétacé inf.) :

Cette exploitation, mise en service en décembre 2014, est implantée sur la commune de De Lier (une dizaine de km au sud-est de La Haye) et alimente des serres pour la production de tomates (Figure 11).

Figure 11 : Photographies de l'exploitation et de la centrale de De Lier (juin 2016)

Les forages ont atteint une profondeur de l'ordre de 2600 mètres. Le doublet a été réalisé en 85 jours.

Par rapport aux exploitations précédentes, il est à noter que le dispositif de De Lier fonctionne à un débit d'exploitation plus important, **de l'ordre de 300 m^3/h**, sans difficulté technique apparente malgré une production de gaz très importante, de l'ordre de 200 000 m^3 par mois en moyenne depuis fin 2014 (Figure 12).

Informations administratives relatives au doublet (2014) :

- Entreprises de forage : KCA DEUTAG.
- Machines de forage : Bentec T-49.

- **Forage DE LIER-GT-01 (producteur) :**
  - Dates de réalisation : 20/05/2014 au 08/07/2014 (soit 50 jours).

- **Forage DE LIER-GT-02 (injecteur) :**
  - Dates de réalisation : 09/07/2014 au 12/08/2014 (soit 35 jours).

- **Résultats de production :**
  - Résultats initiaux : température de production mesurée à 85°C avec un débit prévisionnel de 250 m^3/h.

- Données de production enregistrées entre novembre 2014 et mars 2016 (volume mensuel maximal enregistré en janvier 2015 : 230 937 m^3, soit un **débit moyen journalier de 310 m^3/h**).
- **Pas de problème d'exploitation signalé.**
  Entre novembre 2014 et mars 2016, la **production de gaz** a atteint un total de près de 2,1 million de m^3 (**moyenne mensuelle proche de 190 000 m^3** – maximum proche de 240 500 m^3 en janvier 2016).

- **Informations recueillies lors de la visite de site du 09/06/2016 :**
  La pompe d'exhaure (diamètre 8'') est descendue à une profondeur proche de 650 mètres. En statique, la pression hydraulique exercée au niveau de l'aspiration de la pompe est de 64 bars et baisse à une valeur de 47 à 48 bars pour un débit de 300 m^3/h.

  Au débit journalier moyen relevé sur la période d'enregistrement des données (310 m^3/h), la pression du fluide au niveau de l'aspiration de la pompe serait donc proche de la valeur du point de bulle (45 bars).

  La volonté des exploitants serait d'augmenter encore le débit de production à une valeur proche de 380 m^3/h ; ils se questionnent par rapport à la capacité maximale du dispositif. Les bureaux d'étude ayant participé à la conception du dispositif ne semblent pas impliqués dans cette réflexion. Outre les problèmes de corrosion éventuels liés au dégazage dans la boucle géothermale, la résistance mécanique des crépines mises en place au niveau du réservoir pourrait être mise en défaut par une vitesse de circulation excessive.

  En été, le débit d'exploitation est réduit à 180 - 190 m^3/h. La production de gaz est de l'ordre d'1 m^3 par m^3 d'eau produit. Cette production est valorisée en chaleur via des bruleurs et sert d'appoint lorsque la demande le nécessite (en hiver notamment).

Figure 12 : Photographie du séparateur et du brûleur de gaz de la centrale de De Lier (juin 2016)

Au niveau de l'injection, **les pressions d'injection observées en tête de puits sur le site de De Lier sont faibles, de l'ordre de 7 bars actuellement (4 bars initialement)**, pour le débit maximal de 300 m^3/h et une température d'injection d'environ 30 à 35°C, ce qui traduit la très bonne perméabilité du réservoir dans ce secteur.

La tendance serait à une augmentation de la pression d'injection faible, mais sensible, de l'ordre de 2 bars par an. Par comparaison, **les autres exploitations géothermiques des Pays-Bas fonctionneraient à des pressions d'injection de l'ordre de 20 à 60 bars.**

Le dispositif est équipé en surface ((Figure 13, Figure 14):

- d'un système de traitement par injection d'inhibiteurs de corrosion au niveau de l'aspiration de la pompe d'exhaure (produit utilisé : Cortron CK990-G) ;
- d'un séparateur de gaz à la sortie du puits de production ;
- d'un système de double filtration (« bag filters » à 10 µm et « candle filters » à 2 µm) à l'amont des échangeurs et de simple filtration à l'aval des échangeurs (« candle filters » à 2 µm) ;
- d'un système d'injection d'azote empêchant l'entrée d'oxygène dans les équipements de la boucle géothermale à l'arrêt de l'exploitation ou pendant le nettoyage des équipements de surface (filtres) ;
- d'une séparation (isolation) des équipements métalliques afin d'éviter les phénomènes de corrosion galvanique.

Figure 13 : Photographies des têtes de puits et du système de filtration de la centrale De Lier (juin 2016)

La mise en place du système d'injection d'inhibiteurs (composés amino-acides) a modifié la fréquence des nettoyages des filtres :

- Pour les filtres placés en amont des échangeurs : nettoyage tous les 3 à 4 jours avant la mise en place du système d'inhibiteurs, puis toutes les 2 à 3 semaines après la mise en place. Très peu de matière retenue sur les « candle filters » à 2 µm depuis la mise en place du système d'inhibiteurs.
- Pour les filtres placés en aval des échangeurs : tous les 30 jours avant la mise en place du système inhibiteurs, puis tous les 10 jours depuis la mise en place.

Globalement, du point de vue des exploitants, la production de gaz et la radioactivité des dépôts ne posent pas de problèmes particuliers par rapport au fonctionnement des installations. **Les processus de dépôts et de baisse relative de l'injectivité constituent un point d'inquiétude dans une perspective à plus ou moins long terme.**

Au cours des arrêts d'exploitation, une procédure de redémarrage est à respecter (augmentation progressive du débit) par les exploitants, sachant qu'il n'y a pas véritablement de personnel dédié au suivi de l'exploitation qui se limite principalement aux contrôles des paramètres de fonctionnement et de l'encrassement des filtres.

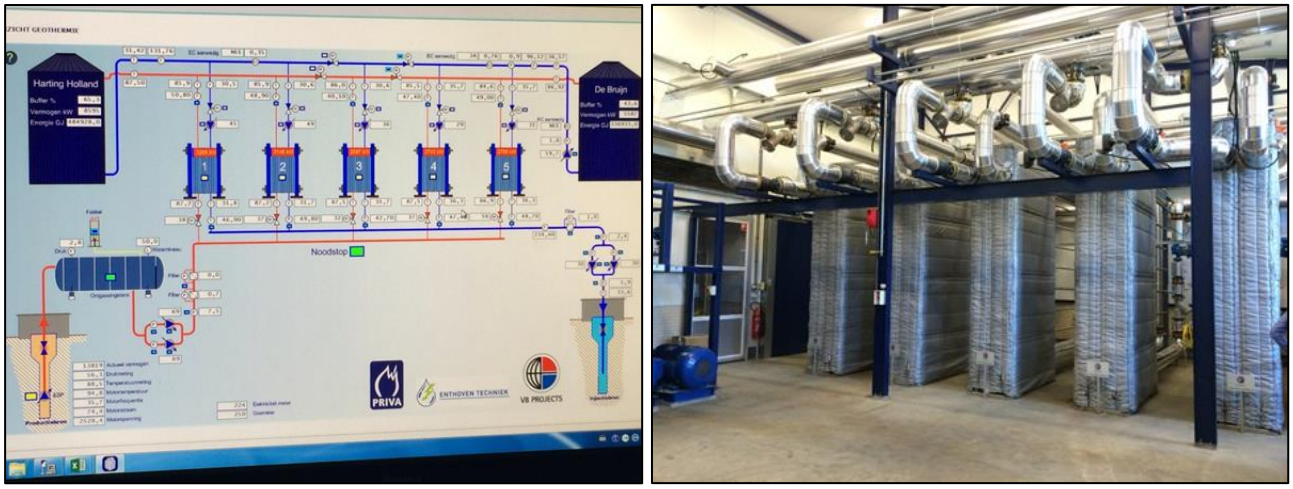


Figure 14 : Photographies du système de monitoring et des échangeurs de la centrale géothermique de De Lier (juin 2016)

Vierpolders (1 doublet en 2015– Région de Westland / réservoir Trias) :

Cette opération de géothermie est la plus récente réalisée aux Pays-Bas et la huitième dans le secteur de Westland, ***mais la première à cibler le réservoir gréseux du Trias***.

Implantée sur la commune de Brielle (à environ 20 km au sud de La Haye), cette exploitation vise à alimenter une surface de 55 ha de serres horticoles, à partir d'une ressource dont la température est estimée entre 80 et 85°C et un débit d'exploitation très important visé à 390 m^3/h. La puissance thermique visée serait de 17 MWth avec une probabilité de succès estimée pour cette opération à 90 %.

Les forages réalisés à l'été 2015 ont atteint une profondeur de l'ordre de 2200 mètres.

Le doublet a été réalisé en 83 jours, ce qui correspond à l'opération de forage la plus rapide à ce jour. Ces forages ont permis de confirmer la température de la ressource et des essais de stimulation du réservoir sont en cours pour développer la capacité du réservoir compte tenu d'une injectivité moins bonne qu'espérée.

Informations administratives relatives au doublet (2015) :

- Entreprises de forage : KCA DEUTAG.
- Machines de forage : Bentec T-49.

- **Forage BRI-GT-01 (producteur) :**
  - Dates de réalisation : 04/07/2015 au 18/08/2015 (soit 46 jours).

- **Forage BRI-GT-02 (injecteur) :**
  - Dates de réalisation : 18/08/2015 au 23/09/2015 (soit 37 jours).

- **Résultats de production :**
  - Résultats initiaux : température de production à 80-85°C avec un débit prévisionnel de 390 m^3/h.
  - Données de production enregistrées entre janvier et mars 2016 (volume mensuel maximal enregistré en mars 2016 : 134 188 m^3, soit un **débit moyen journalier de 180 m^3/h**).
  - **Problème d'exploitation signalé : limitation du débit d'exploitation en raison d'une injectivité inférieure aux prévisions.**
    Entre novembre 2014 et mars 2016, la **production de gaz** a atteint un total de près de 253 000 m^3 (**moyenne mensuelle proche de 84 300 m^3** – maximum proche de 127 500 m^3 en mars 2016).

3. Synthèse des données relative aux opérations géothermiques européennes ciblant les réservoirs clastiques

La synthèse des données collectées dans le cadre de ce projet est présentée partiellement, sous la forme d'un tableau récapitulatif (Tableau 6) qui intègre un premier inventaire des opérations réalisé précédemment à l'échelle européenne (Lopez et Millot, 2008).

Cette base de données pourrait être actualisée dans l'avenir par les données rendues publiques suivant les législations nationales (5 ans par exemple aux Pays-Bas) et les données correspondant à de nouvelles réalisations.

A ce stade du projet, elle est présentée en version de travail dans le cadre de ce rapport. Elle sera complétée et affinée notamment par les données disponibles dans les DOE de forages récupérés au cours, ou suite, aux missions menées au Danemark et aux Pays-Bas.

Les opérations sont classées par pays et par date de réalisation afin d'évaluer le degré de maturité des opérations géothermiques exploitant des réservoirs clastiques en Europe, avec une attention particulière portée sur la problématique de la réinjection, connue pour ce type de réservoir.

Suite à l'obtention d'un nombre important de données collectées auprès des opérateurs danois et hollandais, il a été proposé que cette base de données commune soit transmise aux interlocuteurs rencontrés dans le cadre du projet GUIDOCLAST.

	Caractéristiques / Opérations		France									Allemagne						
			Melleray (45)		Achères (78)		Cergy-Pontoise (95)	Paris (75) (Maison de la Radio)		Clermont-Ferrand (63) Les Vergnes I	Plaisir Thiverval Grignon (78)	Bruchsal		Waren	Neubrandebourg	Prenzlau	Neustadt-Glewe	
Forage	Nom du forage																	
	Code		GMY1	GMY2	A1	A2	CGY-1					Bruchsal 1	Bruchsal 2					
	Opérateur																	
	Entreprise de forage																	
	Appareil de forage																	
	Date de réalisation																	
	Durée de forage (jours)																	
	Durée des essais	Test																
		Longue durée																
	Fonction		producteur	injecteur			producteur	chaud	froid			producteur	injecteur				producteur	injecteur
	Type																	
	Profil		vertical	dévié (30° dans le réservoir)			vertical	vertical	dévié ?	vertical		vertical	vertical					
	Profondeur totale (m MD)											1932	2542	1510	1500	1000		
	Ecartement des forages au réservoir (m)																	
	Tubage		acier 13"3/8 de 0 à 299,69 m (chambre de pompage)	acier 7" de la surface au toit du réservoir	liner 7" à 1808 m		acier 13"3/8 de 0 à 300 m (chambre de pompage)			acier 7" jusqu'à 1600 m					acier 9"5/8 jusqu'à 120 m			
			acier 9"5/8 jusqu'au toit du réservoir				acier 9"5/8 jusqu'au toit du réservoir			réservoir prévu en 6"					acier 7" jusqu'à 1240 m			
	Complétion		crépine inox 6"5/8	crépine inox 4"1/2	crépine 4" 1/2	crépine 4" 1/2	crépine inox[1] 6"5/8			crépine 4"1/2 à enroulement spirale				crépines fil enroulé	crépines 5"1/2		trou tenu (bonne tenue des formations)	tubage perforé et crépines à fil enroulé
			slot 0.8 mm	slot 0.8 mm			slot 1 mm											
	Massif de gravier		non	non	oui (trou 6" suralésé à 11")	oui (trou 6" sur-alésé à 11")	non (open-hole 8"1/2)			oui (trou sur-alésé 11")				oui	oui (trou sur-alésé)			
Réservoir	Réservoir cible																	
	Lithologie																	
	Toit du réservoir (m)		1416	1436	1900	1930	1927	492	480	1535		1573	2281		1250		2200 à 2400	2200 à 2400
	Epaisseur (m)	totale		170	60	15		37	> 25	30		300	256		20			
		utile			10						10 à 15							
	Porosité (%)																	
	Température réservoir (°C)																	
	Pression de gisement (bara)																	
	Pression artésienne (bars)			5	5													
	Débit artésien (m^3/h)				45	25											non	non
	Géochimie (prélèvements fond / surface)																	
	pH																	
	Incondensables (m^3/m^3)			0,15	0,34													
	Salinité totale (g/l)			38	93,6						< 0,35	125		160	0,1		0,2	
	Point de bulle (bars)			12,2	13,7													
	Fluide de forage		boue bentonitique	boue à base de polymères (Flogel)			boue à base de polymères (Flogel)			boue à base de polymères (Flogel)								
	Stimulation				acidification					oui[2]								
	Tests																	
	Transmissivité (D.m)	avant stimulation		13,2	10,8	11,2		530	300	1,1 à 1,6	56	33					100	
		après stimulation			19,25													
	Skin	avant stimulation			15	15												
		après stimulation			-2	10												
Exploitation	Date de mise en service																	
	Durée d'exploitation																	
	Débit maximal (m^3/h)		150											50	100	70	120	
	Vitesse circulation max. sortie complétion (cm/s)																	
	Vitesse circulation max. sortie formation (cm/s)																	
	Indice de productivité ($m^3/h/bar$)				1,80 à 6,76	2,46												
	Indice d'injectivité ($m^3/h/bar$)				2,03	décroissance continue avec la durée du test									> 20			55
	Température production (°C)			73	78,6	78		27	27	88		116		60	52	42	95	
	Température réinjection minimale (°C)													10	10		50	
	Pression d'injection max (bars)																	
	Puissance thermique (MWth)																5,7	
	Système de filtration	avant échangeurs																
		avant réinjection																
	Système d'injection d'inhibiteurs de corrosion																	
	Système d'injection d'azote en surface																	
	Problèmes rencontrés																	

			Angleterre	Danemark						Italie		Suède	
Caractéristiques / Opérations			**Southampton**	**Thisted**		**Copenhague**		**Sonderborg**		**Metanopoli**		**Lund**	
Forage	Nom du forage					Magretheholm-1/1A	Magretheholm-2	Sonderborg-1	Sonderborg-2				
	Code		Southampton[3]	Thisted 2	Thisted 3	MAH-1/1A	MAH-2	SG-1	SG-2	Metanopoli 2	Metanopoli 1		
	Opérateur					DONG E&P							
	Entreprise de forage					DEUTAG							
	Appareil de forage					DEUTAG T-61							
	Date de réalisation					31/05 au 14/07/02	27/04 au 28/06/03						
	Durée de forage (jours)					45	63						
	Durée des essais	Test				6 jours (air-lift)	?						
		Longue durée				50 jours (pompage)	?						
	Fonction		producteur	producteur	injecteur	injecteur	producteur			producteur	injecteur	producteurs (4 puits)	injecteurs (5 puits)
	Type					exploration	développement						
	Profil			vertical	vertical	vertical (2,6° max dans le réservoir)	dévié (64° max dans le réservoir)	dévié	dévié	dévié (37° dans le réservoir)	vertical		
	Profondeur totale (m MD)			3280	1234	2686 (RT)	3300 (RT)	1267	1408		2500	680 à 750	668 à 770
	Ecartement des forages au réservoir (m)			1507		1240		760					
	Tubage			tubage acier 13"3/8 jusqu'à 1064 m	tubage amovible en acier 7" jusqu'à 1169 m	tubage acier 13"3/8 jusqu'à 701 m	tubage acier 13"3/8 jusqu'à 1761 m	tubage acier 13"3/8 jusqu'à 892 m	tubage acier 13"3/8 jusqu'à 927 m		tubage 5" jusqu'à 1902 m		
				tubage acier 9"5/8 jusqu'à 1204 m		liner acier 9"5/8 de 633 à 2684 m	liner acier 9"5/8 de 1720 à 3114 m	liner acier 9"5/8 de 878 à 1150 m	liner acier 9"5/8 de 889 à 1288 m		puis tubing 3" 1/2 et packer d'isolation à 2.020 m.		
	Complétion		liner 9" 5/8 sabot 1700m	crépines 6" slot 0,3 mm	crépines 6" slot 0,3 mm	perforation (6 spf) liner 9"5/8 (cimenté) de 2489 à 2662 m	perforation (12 spf) liner 9"5/8 (cimenté) de 2855 à 3056 m	crépines 7"	crépines 7"	perforation à l'hyperjet		crépine acier 100 / 120 m	
	Massif de gravier		non (trou ouvert 12"1/4)	oui (trou sur-alésé en 16")	oui (trou sur-alésé)	non	non	oui (trou sur alésé en 9"7/8)	oui (50%) (trou sur alésé en 9"7/8)			oui	oui
Réservoir	Réservoir cible			Gassum (Hettangien / Rhétien)		Bunter (TRIAS)		Gassum (Hettangien / Rhétien)					
	Lithologie			grès		alternance argiles / grès		grès					
	Toit du réservoir (m)		1729	1229	1200	2368	2866			1941	1967		
	Epaisseur (m)	totale	67	135	35	272	180	61		224	538	80 à 180	
		utile	16	30	30	59	?	35					
	Porosité (%)			27%		17%		39					
	Température réservoir (°C)			45		73 / 74		48					
	Pression de gisement (bara)					264,4 @ 2487 m							
	Pression artésienne (bars)					-							
	Débit artésien (m^3/h)				non	-							
	Géochimie (prélèvements fond / surface)					fond + surface							
	pH					6,05							
	Incondensables (m^3/m^3)					0,15				> 2			
	Salinité totale (g/l)		125	163		215				70 à 73		60	
	Point de bulle (bars)					≈ 11							
	Fluide de forage					Glydrill (MI)	KCL / Polymère + Glydrill (MI)						
	Stimulation					non				acidification			
	Tests					Prod. air-lift 12hrs (60m^3/h) + remontée P. 18hrs							
	Transmissivité (D.m)	avant stimulation		70 à 110		-		129					
		après stimulation	3,3			24,2				1,22 à 1,4			
	Skin	avant stimulation	-2,9			-							
		après stimulation				0,54		> 20	> 7	-2,4 à -3,7			
Exploitation	Date de mise en service			1984		2005		2013					
	Durée d'exploitation			32 ans		11 ans		3 ans					
	Débit maximal (m^3/h)			35 (1984) / 150 (1988) / 200 (2001)		235		335				2	
	Vitesse circulation max. sortie complétion (cm/s)												
	Vitesse circulation max. sortie formation (cm/s)												
	Indice de productivité ($m^3/h/bar$)					9,8							
	Indice d'injectivité ($m^3/h/bar$)				> 16								
	Température production (°C)		76	46						63 à 64		22 à 23	
	Température réinjection minimale (°C)			10						40			4 à 6
	Pression d'injection max (bars)												
	Puissance thermique (MWth)			7		14		12					
	Système de filtration	avant échangeurs											
		avant réinjection											
	Système d'injection d'inhibiteurs de corrosion					non							
	Système d'injection d'azote en surface					oui							
	Problèmes rencontrés			-		baisse d'injectivité + dépôt radioactif		baisse d'injectivité					

			Pays-Bas											
Caractéristiques / Opérations			Asten (sables de Breda)	Asten (sables de Berg)	Van Den Bosch (1er doublet)		Van Den Bosch (2ème doublet)		Ammerlan		Duijvestijn		Den Haag	
Forage	Nom du forage				Van den Bosch 1	Van den Bosch 2	Van den Bosch 3	Van den Bosch 4	Pijnacker 1	Pijnacker 2	Pijnacker 3	Pijnacker 4	Den Haag 1	Den Haag 2
	Code				VDB-GT-01(-S1)	VDB-GT-02(-S1)	VDB-GT-03	VDB-GT-04	PNA-GT-01	PNA-GT-02	PNA-GT-03(-S2)	PNA-GT-04	DNA-GT-01	DNA-GT-02
	Opérateur													
	Entreprise de forage				DALDRUP & SÖHNE AG		DALDRUP & SÖHNE AG		DALDRUP & SÖHNE AG		DALDRUP & SÖHNE AG		HAITJEMA	
	Appareil de forage				SCHAEFER 810.1 (phases 23" et 17"1/2) WIRTH B-12 (phases 12"1/4 et 8"1/2)		WIRTH B-4 & WIRTH B-12 (2 puits simultanés)*		WIRTH B-12		WIRTH B-13		NO LIMIT 01 (2 puits simultanés)*	
	Date de réalisation				17/10/06 au 16/04/07	04/05/07 au 16/07/07	06/03/09 au 20/06/09	06/02/09 au 07/08/09	09/03/10 au 14/05/10	26/05/10 au 09/07/10	28/08/10 au 13/11/10	20/11/10 au 22/01/11	10/03/10 au 25/09/10	01/02/10 au 06/11/10
	Durée de forage (jours)				183 (156+27)	75 (41+34)	(107)*	(183)*	67	45	80 (25+9+46)	64	(200)*	(251)*
	Durée des essais	Test												
		Longue durée												
	Fonction				producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	injecteur
	Type				exploration	développement	développement	développement	développement	développement	développement	développement	développement	développement
	Profil				dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	dévié
	Profondeur totale (m MD)		1672		2457	2330	2140	2006	2869	2860	3005	2957	2702	2405
	Ecartement des forages au réservoir (m)													
	Tubage				Liner 7" au toit du réservoir									
	Complétion				Crépines 5"1/2									
	Massif de gravier				Non (auto-gravillonnage)									
Réservoir	Réservoir cible				Vlieland (Crétacé inf.)		Vlieland (Crétacé inf.)		Vlieland (Crétacé inf.)		Vlieland (Crétacé inf.)		Vlieland (Crétacé inf.)	
	Lithologie				alternance sables et argiles		alternance sables et argiles		alternance sables et argiles		alternance sables et argiles		alternance sables et argiles	
	Toit du réservoir (m)													
	Epaisseur (m)	totale												
		utile												
	Porosité (%)													
	Température réservoir (°C)													
	Pression de gisement (bara)													
	Pression artésienne (bars)													
	Débit artésien (m^3/h)													
	Géochimie (prélèvements fond / surface)													
	pH													
	Incondensables (m^3/m^3)													
	Salinité totale (g/l)													
	Point de bulle (bars)													
	Fluide de forage													
	Stimulation													
	Tests													
	Transmissivité (D.m)	avant stimulation												
		après stimulation												
	Skin	avant stimulation												
		après stimulation												
Exploitation	Date de mise en service													
	Durée d'exploitation				9 ans (max.)		7 ans (max.)		6 ans (max.)		5 ans (max.)		0 (non exploité)	
	Débit maximal (m^3/h)				160 (initial) / 200		173		150		164			
	Vitesse circulation max. sortie complétion (cm/s)													
	Vitesse circulation max. sortie formation (cm/s)													
	Indice de productivité ($m^3/h/bar$)		13,7	2,9										
	Indice d'injectivité ($m^3/h/bar$)													
	Température production (°C)		35	59,5	60		70		68		70		75	
	Température réinjection minimale (°C)													
	Pression d'injection max (bars)													
	Puissance thermique (MWth)													
	Système de filtration	avant échangeurs												
		avant réinjection												
	Système d'injection d'inhibiteurs de corrosion				oui		oui		oui		oui		oui	
	Système d'injection d'azote en surface				oui		oui		oui		oui		oui	
	Problèmes rencontrés				-		-		production HC et gaz + mauvaise connectivité réservoir ?		production de gaz + chute de la pompe d'exhaure (corrosion colonne)		faillite projet chauffage urbain (juin 2013) + prod. gaz / contexte urbain + P. injection	

			Pays-Bas													
Caractéristiques / Opérations			**Koekoespolder**		**Westland**		**Agriport (1er doublet)**		**Agriport (2ème doublet)**		**Floricultura**		**De Lier**		**Vierpolders**	
Forage	Nom du forage		Koekoespolder-1	Koekoespolder-2												
	Code		KKP-GT-01	KKP-GT-02	HON-GT-01-(S1)	HON-GT-02	MDM-GT-01	MDM-GT-02-(S2)	MDM-GT-03-(S1)	MDM-GT-04	HEK-GT-01-(S2)	HEK-GT-02	DE LIER-GT-01	DE LIER-GT-02	BRI-GT-01	BRI-GT-02
	Opérateur															
	Entreprise de forage		DALDRUP & SÖHNE		DRILLTEC		DALDRUP & SÖHNE AG		DALDRUP & SÖHNE AG		?		KCA DEUTAG		KCA DEUTAG	
	Appareil de forage		WIRTH B-12		DRILLTEC VDD 200.1 compact		DS 10, Bentec Eurorig (350 t)		DS 10, Bentec Eurorig (350 t)		?		BENTEC T-49		BENTEC T-50	
	Date de réalisation		28/05/11 au 20/07/11	27/07/11 au 10/09/11	23/12/11 au 11/03/12	13/03/12 au 08/05/12	05/06/13 au 01/08/13	05/08/13 au 24/10/13	09/11/13 au 08/05/14	05/01/14 au 21/02/14	24/03/13 au 24/09/13	06/10/13 au 08/01/14	20/05/14 au 08/07/14	09/07/14 au 12/08/14	04/07/15 au 18/08/15	18/08/15 au 23/09/15
	Durée de forage (jours)		54	46	81 (62+19)	57	58	83 (40+14+29)	182 (121+61)	48	187 (59+14+114)	95	50	35	46	37
	Durée des essais	Test														
		Longue durée														
	Fonction		producteur	injecteur	producteur	injecteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	?	?	producteur	injecteur	producteur	injecteur
	Type		exploration	développement	développement	développement	exploration	développement	développement	développement	exploration	développement	exploration	développement	exploration	développement
	Profil															
	Profondeur totale (m MD)		≈ 2300		≈ 3000		≈ 2500		≈ 2500		≈ 2900		≈ 2600		≈ 2200	
	Ecartement des forages au réservoir (m)															
	Tubage		Liner 7" au toit du réservoir				Liner 9"5/8 descendu au toit du réservoir									
	Complétion		Crépines 5"1/2				Crépines 6"5/8									
	Massif de gravier		Non (auto-gravillonnage)				Non (auto-gravillonnage)									
Réservoir	Réservoir cible		Rotliegend (Permien)		Vlieland (Crétacé inf.)		Rotliegend (Permien)		Rotliegend (Permien)		Rotliegend (Permien)		Vlieland (Crétacé inf.)		Bunter (TRIAS inf.)	
	Lithologie		sables		alternance sables et argiles		sables		sables		sables		alternance sables et argiles		grès	
	Toit du réservoir (m)		≈ 1800										2200			
	Epaisseur (m)	totale	93,1	74												
		utile	51,1	49,8												
	Porosité (%)		15,6	19,6												
	Température réservoir (°C)															
	Pression de gisement (bara)															
	Pression artésienne (bars)															
	Débit artésien (m^3/h)															
	Géochimie (prélèvements fond / surface)															
	pH															
	Incondensables (m^3/m^3)															
	Salinité totale (g/l)															
	Point de bulle (bars)															
	Fluide de forage															
	Stimulation															
	Tests															
	Transmissivité (D.m)	avant stimulation														
		après stimulation														
	Skin	avant stimulation														
		après stimulation														
Exploitation	Date de mise en service															
	Durée d'exploitation		5 ans (max.)		4 ans (max.)		3 ans (max.)		2 ans (max.)		2 ans (max.)		2 ans (max.)		1 an (max.)	
	Débit maximal (m^3/h)		140		180		244		198		?		310		180 (390 previsionnel)	
	Vitesse circulation max. sortie complétion (cm/s)															
	Vitesse circulation max. sortie formation (cm/s)															
	Indice de productivité ($m^3/h/bar$)															
	Indice d'injectivité ($m^3/h/bar$)															
	Température production (°C)		75		85			90,5			94		85		80 / 85	
	Température réinjection minimale (°C)						30 / 35		30 / 35					30 / 35		
	Pression d'injection max (bars)						45		45					4 / 7		
	Puissance thermique (MWth)															
	Système de filtration	avant échangeurs					bag filters à 10µm + candle filters à 1 µm		bag filters à 10µm + candle filters à 1 µm				bag filters à 10µm + candle filters à 2 µm			
		avant réinjection					candle filters à 1 µm		candle filters à 1 µm				candle filters à 2 µm			
	Système d'injection d'inhibiteurs de corrosion		oui		oui		oui		oui		oui		oui (Cortron CK990-G)		oui	
	Système d'injection d'azote en surface		oui		oui		oui		oui		oui		oui		oui	
	Problèmes rencontrés		dépôt radioactif + faible permabilité (présence de gypse)		Work-over (12 jours) en 2015 lié à un défaut d'intégrité du cuvelage (arrêt 7 mois)		-		-		débit limité par la qualité du réservoir		légère tendance à une augmentation de la pression d'injection (≈ 2 bars / an)		débit limité par la qualité du réservoir	

Tableau 6 : Base de données relative aux opérations géothermiques ciblant des réservoirs clastiques en Europe (version de travail – juillet 2016)

4. Conclusions : première identification des bonnes pratiques relatives aux opérations géothermiques ciblant des réservoirs clastiques

L'analyse des opérations géothermiques danoises et hollandaises, formalisée par la constitution d'une base de données à l'échelle européenne (cf. chapitre 3), permet d'identifier des éléments de comparaison et de dégager des premières pistes de réflexion en termes de bonnes pratiques relatives à la conception, à la réalisation et à l'exploitation de doublets géothermiques ciblant des réservoirs clastiques.

4.1. IDENTIFICATION DES BONNES PRATIQUES RELATIVES A LA CONCEPTION DES DOUBLETS GEOTHERMIQUES

4.1.1. Constat

Du point de vue de leur conception, les maitres d'ouvrage danois et hollandais sont accompagnés dans leur projet de géothermie depuis les phases initiales d'études et de demande de permis d'exploration jusqu'à la réalisation des travaux de forage.

Pour la connaissance du sous-sol, GEUS au Danemark et TNO aux Pays-Bas mettent à disposition leur service et les données existantes (souvent héritées du domaine pétrolier) afin de déterminer les structures géologiques au droit des secteurs considérés et ainsi permettre aux bureaux d'études d'établir la coupe géologique prévisionnelle des forages. Les données sismiques sont exploitées et éventuellement complétées par de nouvelles acquisitions.

La durée des projets, entre les phases d'études et la réalisation des travaux de forage, est relativement longue : de l'ordre de 5 ans aux Pays-Bas. Au Danemark, les travaux de forage du doublet de Copenhague ont été réalisés sur une durée totale d'un peu plus d'un an (de mai 2002 à juin 2003), avec un délai de 5 mois entre la fin des essais du premier puits (50 jours) et le début des travaux de forage du second puits.

Pour la couverture du risque financier, les maitres d'ouvrage hollandais s'appuient sur un système de garantie (« garantie exploration ») similaire au système français. Ce n'est, à ce jour, pas le cas au Danemark, ce qui explique surement le nombre d'opérations plus important enregistré récemment aux Pays-Bas.

Après une petite dizaine d'années de fonctionnement pour les dispositifs les plus anciens, les différents problèmes techniques rencontrés aux Pays-Bas (de manière spécifique à chaque opération) semblent inquiéter l'ensemble des opérateurs qui s'intéressent par conséquent à la couverture du risque financier lié à la pérennité des exploitations.

Cette inquiétude semble aujourd'hui davantage focalisée sur les problématiques liées à l'intégrité des puits plutôt qu'à la problématique de la performance énergétique des dispositifs sur le long terme (percée thermique).

Ainsi, la distance entre les points d'impact au niveau du réservoir des puits des doublets (de l'ordre de 1500 mètres aux Pays-Bas) ne semble pas être déterminée sur la base de modèles numériques de réservoir, mais plutôt héritée des pratiques connues relatives à l'exploitation du

Dogger dans le Bassin Parisien. Le recours limité, voire nul, à cet outil de conception au stade des études initiales, est très probablement liée à une connaissance restreinte des caractéristiques des réservoirs ciblés (caractère fortement exploratoire des forages) et aux faibles (voire nulles au Danemark) interactions potentielles entre les dispositifs géothermiques existants.

Compte tenu de la proximité de certains ouvrages aux Pays-Bas (en particulier dans la région de Westland), la problématique de gestion de la ressource (propagation des bulles froides et des impacts hydrauliques) nécessitera probablement une ingénierie de réservoir spécialisée dans le domaine de la géothermie, afin d'acquérir les données permettant de caractériser le réservoir pour concevoir les dispositifs et exploiter les ressources géothermales de manière optimale.

4.1.2. Bonnes pratiques

En termes de conception des dispositifs, les bonnes pratiques identifiées au Danemark et aux Pays-Bas se limitent donc principalement à l'accompagnement scientifique des projets, relatif à la connaissance de la structure géologique du sous-sol et en particulier à la valorisation et / ou à l'acquisition de données sismiques.

En revanche, les cadres réglementaire et assurantiel, ainsi que le savoir-faire spécifique développé par la filière française (rôle et responsabilité des acteurs notamment : maitrise d'ouvrage, maitrise d'ouvrage déléguée, maitrise d'œuvre, entreprises de forage et de services) servent de modèles aux opérateurs danois et hollandais qui se montrent très intéressés par les pratiques mises en œuvre en France. Il en est de même des simulations de réservoirs clastiques exploités visant à estimer l'avancée des bulles froides (Bouchot et al., 2012, rapport final du projet CLASTIQ-2) .

4.2. IDENTIFICATION DES BONNES PRATIQUES RELATIVES A LA REALISATION DES TRAVAUX DE FORAGE ET DES ESSAIS

4.2.1. Réalisation des travaux de forage

Constat

Le retour d'expériences relatif à la réalisation des travaux de forage est formalisé, par les bureaux d'études spécialisés en ingénierie de forage (ROSS Engineering au Danemark, WEP aux Pays-Bas), dans les programmes de forage qui ont évolué depuis les premières opérations, en particulier les programmes de boue, afin de tenir compte des difficultés rencontrées lors de la phase de forage du réservoir liées notamment à la présence de niveaux argileux.

Un nombre très important de side-tracks (10 sur 24 forages réalisés aux Pays-Bas) témoigne des difficultés opérationnelles rencontrées pour ce type de travaux de forage caractérisés par une forte composante exploratoire.

Ces difficultés opérationnelles induisent des surcoûts financiers probablement importants pour les maitres d'ouvrage, puisque la très grande majorité des forages est réalisée dans un cadre contractuel en régie.

Seule l'opération de Westland (2011) aurait été réalisée dans un cadre contractuel au forfait (ou « clés en mains ») acceptée par l'entreprise de forage DRILLTEC, qui aurait donc assumé les risques opérationnels et financiers de cette opération pour des forages de 3000 mètres (profondeur maximale atteinte à ce jour pour un projet de géothermie aux Pays-Bas). Le premier forage du doublet (puits de production) a fait l'objet d'un side-track suite à des problèmes techniques liés à la tenue des terrains et des difficultés de mise en place des crépines. Les tubages auraient été abimés au cours de ces travaux et une opération de work-over (12 jours) a dû être réalisée en 2015 pour résoudre le problème d'intrusion de particules d'argile dans la partie inférieure du puits de production (défaut d'intégrité du cuvelage). Il s'agit de la seule opération de work-over enregistrée dans la base de données hollandaise.

Cette base de données est constituée des informations administratives concernant chacune des opérations de forage réalisées (opérateurs, machines de forage, nom des puits, dates de réalisation et volumes mensuels produits : eau, gaz, hydrocarbures), toute activité confondue (hydrocarbures, géothermie,…).

Pour le domaine de la géothermie, elle permet de constater que 4 entreprises de forage différentes ont été impliquées dans la réalisation des forages : DALDRUP & SOHNE pour la grande majorité des opérations et en particulier les plus anciennes (8 doublets entre 2007 et 2014), KCA DEUTAG pour les opérations les plus récentes (2 doublets en 2014 et 2015), et HAITJEMA et DRILLTEC (1 doublet chacun respectivement en 2010 et 2011).

Les performances apparentes en termes de durée de réalisation des travaux ou d'incidents techniques (side-track) rencontrés sont très variables. Le doublet de Vierpolders réalisé en 2015 (profondeur des forages l'ordre de 2200 mètres) correspondrait aux travaux les plus rapides réalisés pour une opération de géothermie (83 jours). A noter également que pour certaines opérations hollandaises, la machine de forage a pu travailler alternativement sur deux ouvrages dans le même temps, ou que deux machines de forage différentes ont été mises en œuvre pour les opérations de Van Den Bosch (doublets en 2007 et 2009) et d'Agriport (2 doublets en 2014), par les sociétés DALDRUP & SOHNE selon les phases de forage considérées.

Des informations techniques complémentaires sont disponibles dans la base de données à partir du moment où les forages ont été réalisés depuis plus de 5 ans (règlementation hollandaise), et en particulier les DOE de forages sont accessibles mais très synthétiques.

Le caractère exploratoire des forages prédomine pour la majorité des opérations géothermiques danoises et hollandaises compte tenu de leur éloignement géographique, à un degré moindre pour les forages réalisés dans la région de Westland aux Pays-Bas où 7 doublets ciblant le réservoir gréseux du Crétacé inférieur (formation du Vlieland) ont été réalisés depuis 2007. La dernière opération en date aux Pays-Bas (Vierpolders, 2015) ciblant le réservoir gréseux du Trias a certainement pu bénéficier de la connaissance géologique acquise précédemment dans ce même secteur.

Au Danemark, l'analyse des DOE des travaux de forage de l'opération de Copenhague (en 2002 et 2003) met en évidence les difficultés et les inconvénients liés au caractère exploratoire de ce type d'opération visant à recenser les potentiels géothermiques au droit d'un secteur donné.

Les forages du doublet ont été réalisés à un an d'intervalle par l'entreprise de forage allemande DEUTAG. Ils ont traversé l'ensemble des séries sédimentaires du graben de Hollviken jusqu'au

socle cristallin. La coupe géologique prévisionnelle des puits a été construite sur la base d'une étude sismique préalable et a révélé une certaine incertitude des corrélations sismiques liée à l'éloignement des forages de référence.

Le premier ouvrage (injecteur), foré verticalement jusqu'au socle à une profondeur proche de 2700 mètres, a rencontré des difficultés liées à des pertes de boue quasi permanentes et un side-track a dû être réalisé suite à la perte d'un outil vers 2150 mètres. Une boue au glycol (inhibition des argiles) a été utilisée pour la phase du forage du réservoir gréseux (Bunter caractérisé par des niveaux gréseux à forte porosité (18 %) alternant avec des niveaux d'argiles) en enregistrant des pertes de fluide importantes. Le réservoir n'a pas été carotté et les mini-carottes latérales prévues non pas pu être prélevées en raison de l'instabilité du trou. Un liner 9''5/8 a été mis en place et cimenté depuis le fond de l'ouvrage jusqu'à une profondeur estimée à 1100 mètres dans l'annulaire, recouvrant l'ensemble du réservoir qui a été mis en production après la réalisation de perforations au travers du liner et du ciment (technique pétrolière).

Environ 5 mois après les essais de longue durée (50 jours) par pompage du premier puits, le second forage (producteur) a été réalisé en forte déviation (angle maximal proche de 64°) afin d'obtenir un écartement des impacts au réservoir de 1200 mètres. Ce forage a rencontré les problèmes techniques suivants :

- blocage (6 jours) de la garniture de forage en fond de puits (coupée à 3141 mètres en laissant un poisson au fond) ;
- impossibilité de descendre les instrumentations (diagraphies) plus bas que la cote de 2486 mètres (soit au-dessus du réservoir du Bunter repéré entre 2866 et 3046 mètres) ;
- restauration du défaut d'étanchéité du liner 9''5/8 (8 jours) liée à une mauvaise cimentation.

Le forage du réservoir du Bunter a été réalisé en huit jours avec des difficultés liées à la déviation (montée en angle excessive) et une vitesse d'avancement très lente (bourrage d'outil et mauvaise tenue du trou), mais sans pertes de fluide. Une boue KCL / Polymère avec ajout de glycol (inhibition des argiles) a été utilisée pour le forage du réservoir.

Aux Pays-Bas, la complétion des forages est constituée de crépines (fils enroulés) sans ajout de massif filtrant dans l'espace annulaire (auto-gravillonnage). Le dimensionnement des crépines est fait actuellement de manière conservative, afin d'éviter au maximum l'entrée des particules fines dans le puits de production. La taille d'ouverture des crépines est de l'ordre de de 250 à 300 mm, ce qui laisse passer les particules fines telles que les sables fins à grossiers dont la taille est inférieure à 2 mm. Les particules les plus fines (dont les silts caractérisés par une taille de particules inférieure à 62,5 µm) se retrouvent en partie dans les filtres positionnés en surface en amont et en aval des échangeurs (filtration de 1 µm par les « candle filters »).

Les crépines sont commandées auprès de fournisseurs en amont des travaux de forage sans qu'il n'y ait d'ingénierie particulière (pas de localisation des niveaux producteurs par flowmétrie, pas de carottage, problème de représentativité des échantillons de forage) permettant de les dimensionner en fonction de l'hétérogénéité des réservoirs gréseux avec intercalations de niveaux plus argileux et de la granulométrie des niveaux producteurs.

Bonnes pratiques

En termes de réalisation des travaux de forage, les bonnes pratiques identifiées se résument donc 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 du sous-sol sont mal connues. 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 réservoir) permettant 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.

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 n'est pas 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 (ou pas) d'un massif filtrant sont des **points de réflexion à poursuivre dans le cadre de ce 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 sensé correspondre au mieux à la granulométrie des réservoirs gréseux et au débit d'exploitation visé (pertes de charge).

4.2.2. Réalisation de la phase des essais

Constat

Pour ce qui concerne la réalisation des essais en fin d'opération de forage, visant à caractériser la productivité ou l'injectivité de l'ouvrage et le réservoir (perméabilité, épaisseur productive, limites), la durée globale des essais est généralement de l'ordre de quelques jours (4 à 5 jours).

Elle comprend une phase de stimulation du réservoir qui peut être hydraulique (et qui peut dans ce cas être accompagnée d'un programme de suivi de la micro-sismicité induite) et/ou chimique.

Pour l'opération de Copenhague (2002 et 2003), une phase d'essais plus longue (50 jours) a été réalisée après les travaux de forage du premier puits afin de mieux caractériser le réservoir et dimensionner le second forage du doublet.

Aux Pays-Bas, les programmes d'essais sont obligatoires pour que l'opération soit couverte par le système de garantie, mais aucun véritable cadre réglementaire ne semble être imposé à ce jour aux opérateurs (durée des phases de production et débit, stimulation, dégorgements,…). Les diagraphies de réservoir permettant de caractériser le réservoir sont limitées (GR, pression, température).

Au cours des essais de production, les gaz produits sont brulés. Le risque d'explosion lié à la présence importante de méthane contraint le mode de production, en particulier lorsque cette production nécessite d'être assistée par la technique d'air-lift. Dans ce cas, l'injection d'azote est préférée bien que plus onéreuse.

Les eaux produites au cours des essais sont stockées dans des bassins de plusieurs milliers de m^3 (de l'ordre de 5000 à 10 000 m^3) et sont évacuées par camions puis rejetées dans les canaux à proximité du site ou dans la mer (la salinité des fluides géothermaux est de l'ordre de 100 à 150 g/l). Le stockage des volumes produits au cours des essais nécessite donc une surface disponible importante à proximité immédiate du chantier. Des problèmes potentiels liés à la gestion des effluents et à la saturation des bassins de stockage par les précipitations peuvent engendrer un débordement et un risque de pollution en surface.

Bonnes pratiques

En termes de phases d'essais, 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 parait 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'essais 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^3 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 sont 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.

4.3. IDENTIFICATION DES BONNES PRATIQUES RELATIVES A L'EXPLOITATION DES DOUBLETS GEOTHERMIQUES

4.3.1. Problématique liée à la baisse d'injectivité

Constat

Au **Danemark**, les opérations récentes de Copenhague (mise en service en 2005) et de Sonderborg (2013) rencontrent les problèmes de baisse d'injectivité connus pour ce type d'exploitation en réservoir clastique, et ce au contraire de l'exploitation de Thisted plus ancienne (1984).

Selon l'avis des interlocuteurs danois (GEUS), la raison serait principalement liée au soin apporté aux installations par l'exploitant, en particulier au démarrage de l'exploitation (eaux d'exhaure plus chargées en particules fines systématiquement rejetées à la mer jusqu'à diminution de la charge particulaire avant d'être réinjectées, d'où un colmatage mécanique sensiblement réduit) et lors des opérations d'arrêt et de redémarrage des dispositifs.

Un autre facteur de dégradation de l'injectivité constatée pour les opérations danoises est très probablement lié à l'importance des débits d'exploitation : 235 m^3/h pour Copenhague et 335 m^3/h pour Sonderborg, alors que l'augmentation a été progressive pour l'exploitation de Thisted (35 m^3/h à l'origine, puis 150 m^3/h en 1988, puis 200 m^3/h en 2001) initiée par une opération pilote. Les débits importants génèrent des vitesses d'entrainement des particules fines à l'interface formation / complétion qui, au-delà d'une valeur de 1 cm/s, pourraient générer des problèmes de colmatage mécanique lors de l'injection. Un débit d'exploitation maximal de 200 m^3/h pourrait être la limite à ne pas dépasser, ou à ajuster en fonction de l'épaisseur du réservoir, de sa porosité et des diamètres mis en œuvre au niveau du réservoir (forage et complétion).

Des adaptations techniques (systèmes de filtration notamment) et des travaux de work-over ont dû être réalisés pour poursuivre les exploitations de Copenhague et de Sonderborg visant à restaurer l'injectivité initiale des ouvrages. Même imparfaites, des solutions de remédiations ont au moins le mérite d'exister et permettent de chercher à améliorer les conditions d'exploitation, contrairement aux expériences françaises au Trias qui n'ont pas permis de rechercher des solutions à des problèmes particuliers.

La visite du site géothermique de De Lier aux **Pays-Bas** a montré que l'exploitant, sans qu'il y ait de personnel véritablement dédié au suivi de l'exploitation (limité au suivi des paramètres de fonctionnement et de l'encrassement des filtres), était bien sensibilisé à cette problématique et dispose notamment d'une procédure de redémarrage des installations, imposant de respecter une consigne d'augmentation progressive du débit d'exploitation.

Pour les 9 exploitations hollandaises en fonctionnement (le doublet du site de Den Haag n'ayant pas été mis en service), comptant 11 doublets mis en service récemment (le plus ancien datant de 2007), le bilan relatif à cette problématique d'injectivité serait le suivant :

- les 4 exploitations suivantes (6 doublets sur 11) ne rencontrent pas, ou peu, de problèmes liés à la réinjection :
  - Van den Bosch (2 doublets fonctionnant à des débits moyens journaliers évalués à 173 et 192 m^3/h) ;

- Westland (170 m^3/h) ;
- Agriport (2 doublets : 198 et 244 m^3/h) malgré des pressions d'injection élevées (45 bars) ;
- De Lier (310 m^3/h) malgré une légère augmentation des pressions d'injection (de l'ordre de 2 bars par an) mais une pression d'injection extrêmement faible (7 bars actuellement).

- les 3 exploitations suivantes ont rencontré (3 doublets sur 11), ou rencontrent encore, des problèmes de réinjection importants ayant nécessité des remédiations :
  - Ammerlan (1 doublet fonctionnant à un débit moyen journalier évalué à 145 m^3/h) où le problème pourrait être lié à une mauvaise connexion du réservoir entre les puits producteur et injecteur ;
  - Duijvestijn (164 m^3/h) où le problème aurait été lié à la production très importante de gaz (évaluée en moyenne à 110 500 m^3 par mois) et aurait nécessité la mise en place d'un séparateur ayant au moins en partie résolu ce problème ;
  - Koekoekspolder (138 m^3/h) où le problème aurait été lié à un dépôt (radioactif) ayant nécessité la mise en place d'un traitement qui a au moins en partie résolu ce problème.

- les 2 exploitations suivantes (2 doublets sur 11), les plus récentes, rencontrent des problèmes de réinjection majeurs remettant probablement en cause la rentabilité économique des opérations :
  - Floricultura (débits visé et réel non communiqués) et Vierpolders (débit visé 390 m^3/h, débit réel évalué à 180 m^3/h) où le problème serait lié à la qualité du réservoir moins bonne que prévue.

Bonnes pratiques

Par rapport à cette problématique de baisse d'injectivité, les bonnes pratiques identifiées concernent principalement :

- un débit d'exploitation maximal de 200 m^3/h pourrait être la limite à ne pas dépasser, ou à ajuster en fonction de l'épaisseur utile du réservoir, de sa perméabilité et des diamètres mis en œuvre au niveau du réservoir ;
- 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.

4.3.2. Problématique liée aux phénomènes de dépôt et de corrosion

Constat

En termes de suivi d'exploitation, les cadres réglementaires danois et hollandais ne semblent pas clairement définis par l'Administration (pas de diagraphies réglementaires permettant de contrôler l'évolution des diamètres internes, ni de suivis géochimique et physique de l'exploitation) et les bureaux d'études paraissent peu ou pas impliqués.

Au **Danemark**, les problèmes de corrosion des tubages ne semblent pas véritablement pris en compte et les procédés d'injection d'inhibiteurs ne sont pas mis en place, au contraire des Pays-Bas. Les opérations hollandaises sont en effet équipées de traitement anticorrosion par l'injection d'inhibiteurs (amines filmogènes) au niveau de l'aspiration de la pompe immergée dans le puits producteur. La partie inférieure de l'ouvrage producteur n'est donc pas traitée.

En revanche, l'injection d'azote dans les conduites de surface, permettant d'éviter l'entrée d'air et les phénomènes d'oxydation du fluide (et précipitations associées d'oxydes et hydroxydes de fer notamment) est généralisée à l'ensemble des sites au Danemark et aux Pays-Bas. Ce point semble particulièrement important à préconiser dans le cadre de nouvelles opérations en France lorsque les concentrations en fer le justifieront.

En plus du système d'injection d'azote et d'inhibiteurs, les dispositifs géothermiques hollandais sont équipés en surface :

- d'un séparateur d'hydrocarbures installé à la sortie du puits de production en amont de la centrale géothermique permettant de traiter les émissions d'huile ou de gaz (méthane principalement) rencontrées sur la plupart des exploitations ;
- d'un double système de filtration en amont (de type « bag filters » à 10 µm et « candle filters » à 1 ou 2 µm) et en aval (uniquement « candle filters » à 1 ou 2 µm) des échangeurs. Les filtres en aval des échangeurs ont pour objectif d'éliminer les éventuels précipités produits par la baisse de la température du fluide géothermal.

Certaines exploitations sont concernées par une problématique de dépôts contenant des éléments radioactifs associés à des métaux (plomb notamment). C'est le cas au Danemark (Copenhague), aux Pays-Bas (plusieurs sites concernés), mais également en Allemagne (Neustadt Glewe). Des procédures particulières liées à la sécurité du personnel et au traitement de ces dépôts sont alors mises en œuvre.

L'intégrité des puits étant une inquiétude partagée par plusieurs opérateurs hollandais, le scanner électromagnétique aurait été testé sur une dizaine de forages géothermiques afin d'évaluer les épaisseurs d'acier résiduelles derrière les dépôts.

Bonnes pratiques

Outre l'injection d'inhibiteurs de corrosion et le suivi régulier (diagraphies notamment) des phénomènes de dépôt / corrosion déjà mis en œuvre en France, les bonnes pratiques identifiées pour cette problématique 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 et les phénomènes de précipitations ;
- un double système de filtration en amont et en aval des échangeurs avec des filtres de 1 à 2 µm ;
- une procédure spécifique à mettre en place en termes de sécurité du personnel et de traitement en cas de dépôt de substances radioactives.

4.3.3. Problématique liée à la production de gaz

Constat

Aux Pays-Bas, la problématique liée à la production de gaz a conduit l'Administration hollandaise à mettre en place un cadre réglementaire plus strict vis-à-vis des exploitations géothermiques, qui se traduit notamment par l'obligation faite aux exploitants de mettre en place des équipements de sécurité spécifiques (dégazeur et bruleur).

A la sortie du dégazeur, des dépôts peuvent localement affecter les équipements de surface compte tenu de la modification de la composition géochimique du fluide géothermal (sortie du CO_2 notamment modifiant l'équilibre géochimique du système).

Cette production de gaz relativement importante sur certains sites est valorisée par les exploitants par la production de chaleur supplémentaire ou d'électricité et l'utilisation du CO_2 pour les serres.

Compte tenu de la valeur très élevée du point de bulle, certaines exploitations fonctionnent avec des pompes d'exhaure immergées descendues à des profondeurs importantes (exemple de l'exploitation de De Lier où l'aspiration de la pompe est descendue à une profondeur de 650 mètres, la pression du point de bulle étant évaluée à 45 bars).

Bonnes pratiques

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_4, voir CO_2 pour des serres).

5. Bibliographie

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

M.L. Hjuler, H. Vosgerau, C.M. Nielsen, P. Frykman, L. Kristensen, A. Mathiesen, T. Bidstrup, L.H. Nielsen (**2014**) – A multidisciplinary study of a geothermal reservoir below Thisted, Denmark. Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin 31, p. 51-54.
Disponible sur :
http://www.geus.dk/DK/publications/geol-survey-dk-gl-bull/31/Documents/nr31_p51-54.pdf.

S. Lopez et R. Millot 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.

A. Mathiesen, L. Kristensen, C.M. Nielsen, R. Weibel, M.L. Hjuler, B. Rogen, A; Mahler, L.H. Nielsen. (**2013**) – Assessment of sedimentary geothermal aquifer parameters in Denmark with focus on transmissivity, European Geothermal Congress 2013, 9p.
Disponible sur:
http://www.geotermi.dk/media/2040591/EGC2013-Assessment_Geothermal_Aquifer_Mathiesen_etal_2013.pdf.

J.G. Veldkamp, H. Mijnlieff, M. Bloemsma, R. Donselaar, S. Henares, A; Redjosentono, G.J. Weltje (**2015**) - Permian Rotliegend reservoir architecture of the Dutch Koekoespolder geothermal doublet. Proceedings World Geothermal Congress 2015. 5 p.
Disponible sur :
https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2015/12085.pdf

J.F. Vernoux, A. Genter, C. Vinchon et al. (**1997**) – Improvement of the injectivity index of argillaceous sandstones. European Communities JOULE Program Final report n° JOU2-CT92-0125 and 0183

T.H. Wong, D.A.J. Batjes, J. de Jager (**2007**) – Royal Netherlands Academy of Arts and Sciences, Geology of the Netherlands, Geothermal Energy p. 341 – 346.
Disponible sur :
http://geothermie.nl/fileadmin/user_upload/documents/bestanden/Engels/Geology_of_The_Netherlands.pdf.

<u>Informations disponibles sur sites Internet pour les Pays-Bas :</u>

- Projets de géothermie : http://www.geothermie.nl/geothermie/projecten/
- Projet « Westland Trias » : http://www.triaswestland.nl
- Informations administratives et techniques (forage et production) : http://www.nlog.nl
- Organisme de financement et de garanties : http://www.rvo.nl/

Annexe 1

Questionnaire technique élaboré à l'attention des interlocuteurs danois et hollandais rencontrés au cours des missions de mars et juin 2016

Questionnaire technique

Caractéristiques des forages :

- **Stratégie d'implantation des forages et d'exploration en phase de conception** (doublet / triplet, réversibilité de la fonction des puits selon les caractéristiques de productivité / injectivité, solution multi-aquifère ?).

- **Désignation du puits** :
  - nom (code) ;
  - fonction (production / injection) ;
  - date de réalisation.

- **Architecture des puits** :
  - tubages (nature, profondeurs, diamètres, épaisseurs, compatibilité acier / inox / revêtement / composite) ;
  - profondeur de la chambre de pompage ;
  - déviation ;
  - « poubelle » (*rathole* ?).

- **Complétion** :
  - nature et caractéristiques de la colonne d'exhaure ;
  - nature et caractéristiques des crépines et du massif filtrant ;
  - positionnement des crépines, mode de mise en place du massif filtrant ;
  - problématique du dimensionnement / approvisionnement au cours des travaux de forage : granulométrie / ouverture crépines / flowmétrie (vitesses / écoulements turbulents).

Caractéristiques du réservoir :

- **Profondeur** (toit / mur).

- **Caractéristiques thermiques et hydrodynamiques** du réservoir :
  - température ;
  - pression de gisement ;
  - transmissivité ;
  - épaisseur totale et niveaux producteurs ;
  - salinité du fluide ;
  - point de bulle (problématique du dégazage).

- **Lithologie du réservoir :**
  - composition minéralogique, argilosité et ciment ;
  - porosité en %,
  - perméabilité matricielle / fracture.

- **Composition géochimique** du fluide géothermal.

- **Forage du réservoir** :
  - fluide de forage (nature) ;
  - disposition particulière (alésage ? injection bactéricide ?).

- **Diagraphies** : type d'instrumentation.

- **Stimulation et développement du réservoir** :
  - nature : chimique (acide, traitement polyphosphates (argiles)), hydraulique (dégorgement, air-lift, pompage), mécanique (élargissement, fracturation hydraulique) ;
  - durées ;
  - contraintes ;
  - résultats (facteur de skin).

- **Essais de production et d'injection** :
  - nature ;
  - durées ;
  - contraintes.

- **Problématique de la percée thermique** :
  - conception / modélisation (modèle conceptuel ?) ;
  - suivi (précurseurs chimiques ?).

Caractéristiques d'exploitation :

- **Date de mise en service et durée de fonctionnement.**

- **Mode de fonctionnement** :
  - régulation saisonnière du débit (été / hiver) ;
  - gestion de la pression d'injection ;
  - problématique du dégazage (point de bulle / immersion pompe d'exhaure,…).

- **Equipement de la boucle géothermale** :
  - pompes exhaure / injection ;
  - filtres (type, taille, nombre, positionnement sur la boucle, nettoyage) ;
  - échangeurs (type, nombre, débit unitaire, nettoyage) ;
  - canalisations (type, longueur, traitement).

- **Système d'inhibition des phénomènes de dépôt / corrosion** sur l'ensemble de la boucle géothermale.

- **Evolution dans le temps des paramètres d'exploitation** : débit, pressions / températures d'exhaure et d'injection,…

- **Procédures de contrôle et de suivi** des paramètres d'exploitation et de l'état de la boucle géothermale (réglementation danoise ?).

- **Opérations de maintenance** :
    - nature et type (préventive, curative) : remontée de la pompe d'exhaure, dispositif anti-corrosion, acidification tubage / réservoir, curage, rechemisage,…
    - occurrence et coûts associés.

- **Gestion des procédures d'arrêt / redémarrage du pompage** :
    - variation du débit / pression injection ;
    - panne des pompes ;
    - système d'inertion des sections dénoyées ;
    - étanchéité de la boucle géothermale vis-à-vis des entrées d'air.

- **Problèmes d'exploitation éventuels :**
    - nature, occurrence, causes, remédiations ;
    - impacts sur production, injection, équipements ;
    - taux de disponibilité des ouvrages.

- **Rentabilité des opérations** :
    - montant des investissements ;
    - durée de retour sur investissement ;
    - subventions.

Annexe 2

Noms et coordonnées des interlocuteurs rencontrés au cours des missions au Danemark et aux Pays-Bas

Interlocuteurs rencontrés au Danemark (14 au 16/03/2016) :

ROSS Engineering (BE en ingénierie de forage – Groupe norvégien ROSS OFFSHORE) :

Bentzonsvej 6-8, Parterre, 2000 Frederiksberg, Denmark

Contact :

- **Kirsten PASTUREL** (Ingénieur Complétion) kirsten.pasturel@rossoffshore.dk
- **Lars ANDERSEN** (Responsable BE) lars.andersen@rossoffshore.dk

Geological Survey of Denmark and Greenland (GEUS) :

Oster Voldgade 10, DK-1350 Copenhagen K, Denmark

Contacts :

- **Lars Henrik NIELSEN** (Chef du Département Stratigraphie) lhn@geus.dk
- **Peter FRYKMAN** (Géologue réservoir) pfr@geus.dk
- **Henrik VOSGERAU** (Sédimentologue) hv@geus.dk
- **Anders MATHIESEN** (Géologue, géophysique) anm@geus.dk

HOFOR (Opérateur centrale de Copenhague) :

Orestads Boulevard 35, 2300 Kobenhavn, Denmark

Contact :

- **Magnus FOGED** (Responsable géothermie site Amager) mafo@hofor.dk

Danish Energy Agency (DEA) :

Contacts :

- **Christine RAVNHOLT HARTMANN** crm@ens.dk
- **Michael RASK** mir@ens.dk
- **Jean-Pierre POSSELT**

Interlocuteurs rencontrés aux Pays-Bas (07 au 09/06/2016) :

TNO (Netherlands Organization for Applied Scientific Research) :

Princetonlaan 6, 3584 CB Utrecht, The Netherlands

Contact :

- **Harmen MIJNLIEFF** (Géologue senior) harmen.mijnlieff@tno.nl

SodM (State Supervision of Mines) :

Henri Faasdreef 312, 2492 JP Den Haag, The Netherlands

Contact :

- **Mara van Eck van der SLUIJS** (inspectrice) M.J.vanEckvanderSluijs@minez.nl

DAGO (Dutch Association Geothermal Operators):

Agriport 109, 1775 ZG Middenmeer, The Netherlands

Contact :

- **Martin van der HOUT** (Directeur) vanderhout@dago.nu

IF TECHNOLOGY (BE sous-sol) :

Velperweg 37, Postbus 605, 6800 AP Arnhem, The Netherlands

Contact :

- **Bas PITTENS** (Chef de projet) b.pittens@iftechnology.nl

HARTING HOLLAND (Maitre d'ouvrage de l'opération de De LIER) :

Zijtwende 28, 2678 LJ De Lier, The Netherlands:

Contact :

- **Pau van STEEKELENBURG** (Directeur financier) paul@hartingholland.nl

Well Engineering Partners – WEP www.wellengineering.nl

Toldijk 17 -19, 7901 TA Hoogeveen, The Netherlands, Tel: +31 528 227712 -

Contacts :

- **Geertjan Van OG** (Chef Projet) : Geertjan.vanOg@we-p.nl
- **Maarten MIDDLEBURG** (Ingénieur forage) : Maarten.Middelburg@we-p.nl

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

Annexe 2
Tâche 2 du projet GUIDOCLAST « Retours d'expériences des forages géothermiques réalisés en France au Trias et à l'Albien / Néocomien »

Décembre 2017

Frédérik BUGAREL
en collaboration avec Vincent BOUCHOT

ADEME
Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

Géosciences pour une Terre durable
brgm

Sommaire

1. Introduction 5

2. Analyse technique des opérations géothermiques ayant ciblé l'aquifère profond du Trias 7

2.1. IDENTIFICATION ET LOCALISATION DES OPÉRATIONS AU TRIAS 7

2.2. CARACTÉRISTIQUES PRINCIPALES DU RÉSERVOIR GÉOTHERMAL 8

2.3. CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES DES OPÉRATIONS AU TRIAS 10

2.4. LE RETOUR D'EXPÉRIENCES DES OPÉRATIONS AU TRIAS : UN APPRENTISSAGE AVORTÉ MAIS RICHE D'ENSEIGNEMENTS 20

2.4.1. Principaux enseignements de l'exploitation du doublet de Melleray 21

2.4.2. Principaux enseignements des opérations de Cergy-Pontoise et d'Achères 24

3. Analyse technique des opérations géothermiques ciblant les aquifères multi-couches de l'Albien / Néocomien (Crétacé inférieur) 25

3.1. IDENTIFICATION ET LOCALISATION DES OPÉRATIONS 27

3.2. CARACTÉRISTIQUES PRINCIPALES DU RÉSERVOIR GÉOTHERMAL 28

3.3. CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES DES OPÉRATIONS 29

3.4. LE RETOUR D'EXPÉRIENCES DES OPÉRATIONS À L'ALBIEN / NÉOCOMIEN : UN APPRENTISSAGE EN COURS 50

3.4.1. Principaux enseignements de l'exploitation du doublet des Tours AGF 50

3.4.2. Principaux enseignements des exploitations des doublets d'Issy-les-Moulineaux, du Plessis-Robinson et de Clichy-Batignolles 53

4. Synthèse des retours d'expériences des opérations du Trias et de l'Albien / Néocomien et préconisations 55

4.1. PRECONISATIONS A PROPOS DU TRIAS PROFOND 55

4.1.1. Stratégie d'exploration 55

4.1.2. Phases de conception du dispositif et de réalisation des travaux 55

4.1.3. Phase d'exploitation 56

4.2. PRECONISATIONS A PROPOS DE L'ALBIEN – NÉOCOMIEN SUPERFICIEL 56

5. Bibliographie 59

Liste des Figures

Figure 1 : Localisation des opérations géothermiques au Trias réalisées dans le BP et carte d'extension et d'épaisseur du réservoir. 8
Figure 2 : Carte du potentiel géothermique du Trias à l'échelle du Bassin de Paris (Bouchot *et al*., 2008). 9
Figure 3 : Coupes techniques des forages au Trias de Melleray (GMY-1 et GMY-2). 11
Figure 4 : Coupe technique du forage au Trias de Cergy-Pontoise (GCY-1). 12
Figure 5 : Coupes techniques des forages au Trias d'Achères (GTH-1 et GTH-2). 14
Figure 6 : Complétion du forage producteur d'Achères (GTH-2). 16
Figure 7 : Coupe technique du forage au Trias de Châteauroux. 19
Figure 8 : Localisation des opérations de géothermie à l'Albien / Néocomien au centre du Bassin Parisien et piézomètrie de la nappe (Vernoux, 1997) 26
Figure 9 : Localisation et idenfitification des doublets géothermiques à l'Albien / Néocomien (Vernoux, 1997. 27
Figure 10 : Coupes techniques des forages à l'Albien des tours AGF (Crystal et Mirabeau). 29
Figure 11 : Coupe technique du forage producteur ILM-1 d'Issy-les-Moulineaux. 32
Figure 12 : Mise en évidence d'une venue d'eau anormale chargée en MES par l'espace annulaire du puits de production ILM-1 d'Issy-les-Moulineaux. 35
Figure 13 : Photographies des crépines des forages producteur ILM-1 (en haut) et injecteur ILM-2 (en bas) du doublet d'Issy-les-Moulineaux. 35
Figure 14 : Coupe technique du puits producteur LPR-1 du Plessis-Robinson. 40
Figure 15 : Coupe technique du puits injecteur LPR-2 du Plessis-Robinson. 41
Figure 16 : Photographie de l'hydrocyclone mis en place pour les essais du puits producteur LPR-1. 43
Figure 17 : Photographie du chantier de forage de Clichy-Batignolles (Paris 17ème). 45
Figure 18 : Type de crépine adapté à la fonction des puits (production ou injection) mis en place pour le doublet de la ZAC Clichy-Batignolles. 47

1. Introduction

En France, le retour d'expériences des forages géothermiques ciblant des réservoirs clastiques est constitué principalement par les opérations ayant atteint l'aquifère argilo-sableux multi-couches (peu ou pas consolidé) de l'Albien / Néocomien et le réservoir argilo-gréseux (consolidé) du Trias dans le Bassin Parisien.

Ce retour d'expériences intègre :

- 4 opérations anciennes ayant ciblé le Trias au début des années 80 : Melleray, Cergy-Pontoise, Achères (forages > 1400 m) et Châteauroux (forage < 1000 m),

- 4 opérations ciblant les réservoirs multi-couches de l'Albien et du Néocomien (forage < 1000m de profondeur) dont celle des « Tours AGF » (Mirabeau et Crystal) à Paris (1989) et 3 opérations plus récentes (2011 à 2014) : Issy-les-Moulineaux, Plessis-Robinson et la « ZAC Clichy-Batignolles » à Paris.

L'analyse de ces opérations est présentée dans ce rapport-annexe en respectant l'ordre chronologique afin de percevoir l'évolution technique des dispositifs. Comme pour l'analyse technique des opérations danoises et hollandaises (Annexe 1), cette synthèse a pour objectifs de connaître :

- les contextes de réalisation (lieux, dates, opérateurs impliqués, stratégie d'exploration ou de développement) de ces opérations ;

- les moyens mis en œuvre et les caractéristiques de ces forages (architecture et profil des puits) ;

- les caractéristiques des réservoirs exploités ;

- les résultats obtenus en termes d'exploitation.

et au final d'en extraire des préconisations essentielles pour l'exploration et l'exploitation futures de ces réservoirs clastiques plus ou moins profonds.

2. Analyse technique des opérations géothermiques ayant ciblé l'aquifère profond du Trias

Après les premiers résultats favorables obtenus à partir des années 70 dans l'exploitation, par doublets de forages, de l'aquifère géothermique du Dogger du Bassin Parisien (Melun l'Almont réalisé en 1971, puis Creil en 1974 notamment), les grès du Trias plus profonds ont été ciblés à partir du début des années 80 en raison d'un potentiel énergétique *a priori* plus important que celui du Dogger. Outre le degré de température supérieur, son extension plus vaste au sein du Bassin Parisien et le nombre supérieur à l'échelle européenne de réservoirs argilo-gréseux par rapport aux réservoirs calcaires de type Dogger (Boisdet et al., 1989) permettaient d'envisager le développement de ce type d'opérations par doublet.

2.1. IDENTIFICATION ET LOCALISATION DES OPÉRATIONS AU TRIAS

D'un point de vue chronologique, le premier forage géothermique profond ayant atteint le Trias dans le Bassin Parisien a été réalisé en région Centre - Val de Loire, sur la commune de Saint-Denis-en-Val et le lieu-dit de Melleray (45).

L'objectif de ce dispositif était d'alimenter en chauffage 17 hectares de serres horticoles et florales (Lopez et al., 2008). Les travaux de forage du puits producteur (GMY-1) ont été menés entre les mois de novembre 1979 et janvier 1980. Les résultats positifs de ce premier forage ont conduit à compléter le dispositif par un puits injecteur (GMY-2) réalisé quasiment un an après le premier puits (d'octobre à décembre 1980).

Entre temps, un forage d'exploration au Trias a été réalisé sur la commune de Cergy-Pontoise (95), la fin des travaux de forage étant intervenue en mai 1980.

Le doublet géothermique d'Achères (78) et le forage de Châteauroux (36 – puits de production unique), beaucoup moins profond (670 mètres), ont été réalisés peu de temps après (respectivement 1982 et 1983).

La Figure 1 permet de localiser ces quatre opérations au Trias sur une carte représentant l'extension et l'épaisseur des « réservoirs » du Trias au sein du Bassin Parisien (modifié de Bouchot et al., 2008).

Géographiquement, ces 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 alors que 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.

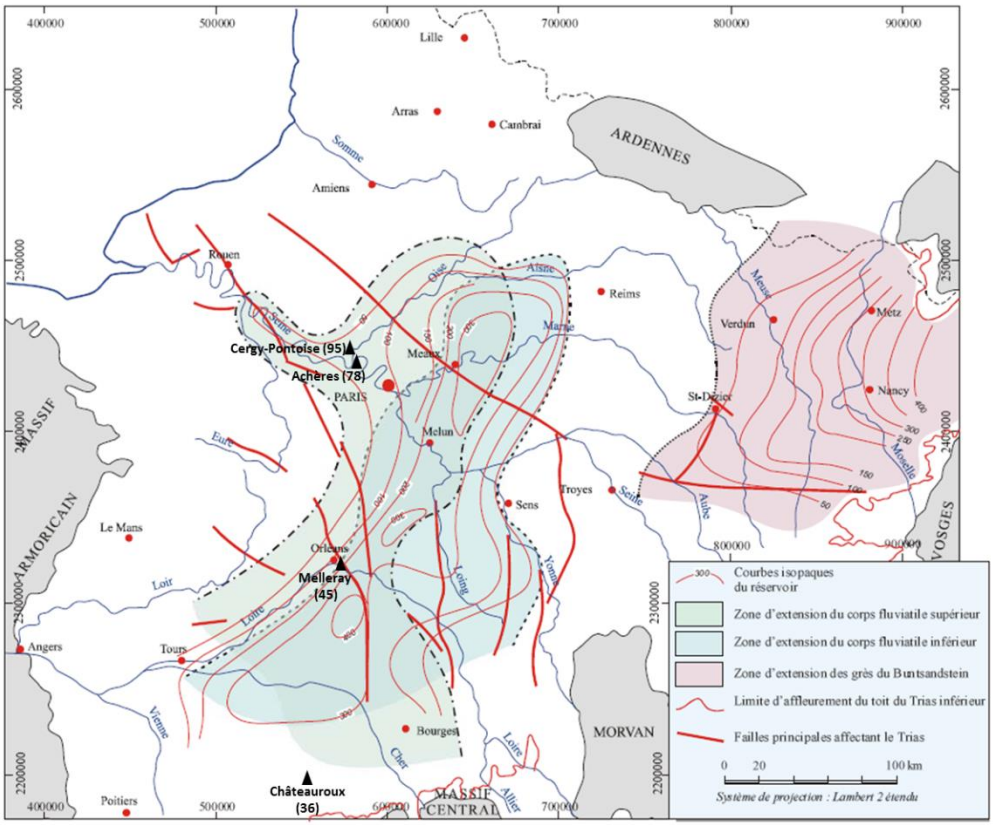


Figure 1 : Localisation des opérations géothermiques au Trias réalisées dans le BP et carte d'extension et d'épaisseur du réservoir.

2.2. CARACTÉRISTIQUES PRINCIPALES DU RÉSERVOIR GÉOTHERMAL

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 » (Figure 1).

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 a), du plus favorable au moins favorable :

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

La Figure 2 présente globalement le potentiel géothermique du Trias à l'échelle du Bassin de Paris (Bouchot et al., 2008). Elle met en évidence les potentiels les plus forts, en lien avec la profondeur du bassin (jusqu'à 2850 mètres), notamment dans le secteur « Brie – Champagne » à l'est de Paris (villes de Meaux, Epernay et Nogent-sur-Seine) et le secteur de Salbris au sud d'Orléans.

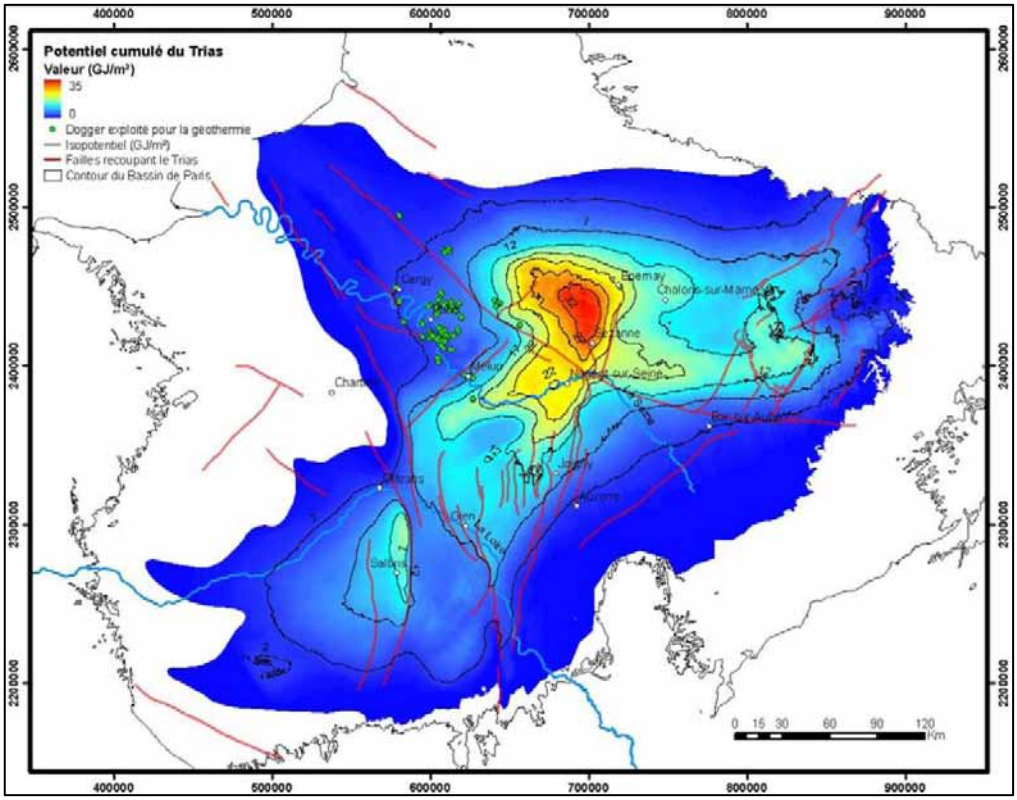


Figure 2 : Carte du potentiel géothermique du Trias à l'échelle du Bassin de Paris (Bouchot et al., 2008).

Au niveau local, les caractéristiques principales du réservoir géothermal relevées aux puits producteurs des opérations au Trias sont reportées dans le tableau 1 ci-dessous.

Opération	Profondeur (m)	Température (°C)	Transmissivité (D.m)	Epaisseur 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 triasique au niveau des forages (source : DOE).

Comparativement au réservoir du Dogger (transmissivité entre 3 et 130 D.m avec une moyenne de 40 Dm) les valeurs de transmissivité des sites de Melleray et d'Achères sont relativement bonnes (tranche inférieure du Dogger exploité). Ces caractéristiques sont tout à fait comparables à celles correspondant au site de Copenhague (12 D.m, Annexe 1).

2.3. CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES DES OPÉRATIONS AU TRIAS

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

L'ensemble des informations collectées est reporté dans le tableau de synthèse présenté dans le chapitre 4 du rapport final de GUIDOCLAST.

Le doublet de Melleray (1980)

Réalisé dans la région d'Orléans (45) en 48 jours (du 23/11/1979 au 09/01/1980), le forage GMY-1 (1668,75 mètres de profondeur verticale) est le premier forage géothermique profond ayant atteint le réservoir du Trias dans le Bassin Parisien.

Suite aux résultats positifs de ce forage exploratoire vertical, destiné à être le puits producteur du doublet, le forage injecteur GMY-2 (1661 mètres de profondeur déviée) a été réalisé près d'un an après, en 40 jours (du 31/10/1980 au 09/12/1980), avec une architecture de puits différente :

- **déviation du forage GMY-2** 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 1050 mètres entre les impacts au réservoir des deux puits (distance d'environ 780 mètres entre les têtes de puits) ;

- **diamètres de foration et de tubage inférieurs à ceux de GMY-1** (forage du réservoir en 6'' au lieu de 8''1/2 notamment).

Les coupes techniques des forages GMY-1 et GMY-2 de Melleray sont présentées sur la Figure 3.

Au cours du forage du puits GMY-1, un test de formation (financé par le Comité Géothermie du Ministère de l'Industrie) a été réalisé en trou ouvert au niveau du Dogger (Bathonien), révélant une transmissivité de ce réservoir beaucoup plus faible que prévue (0,14 D.m). Néanmoins, à la reprise du forage, une section à avancement rapide a été observée sans qu'elle n'est pu être prise en compte dans le test.

Les deux forages ont atteint le socle après avoir traversé les formations du Trias sur une épaisseur de 182 mètres (entre 1436 et 1618 mètres) pour le forage GMY-1 et 165 mètres (entre 1417 et 1582 mètres) pour 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**.

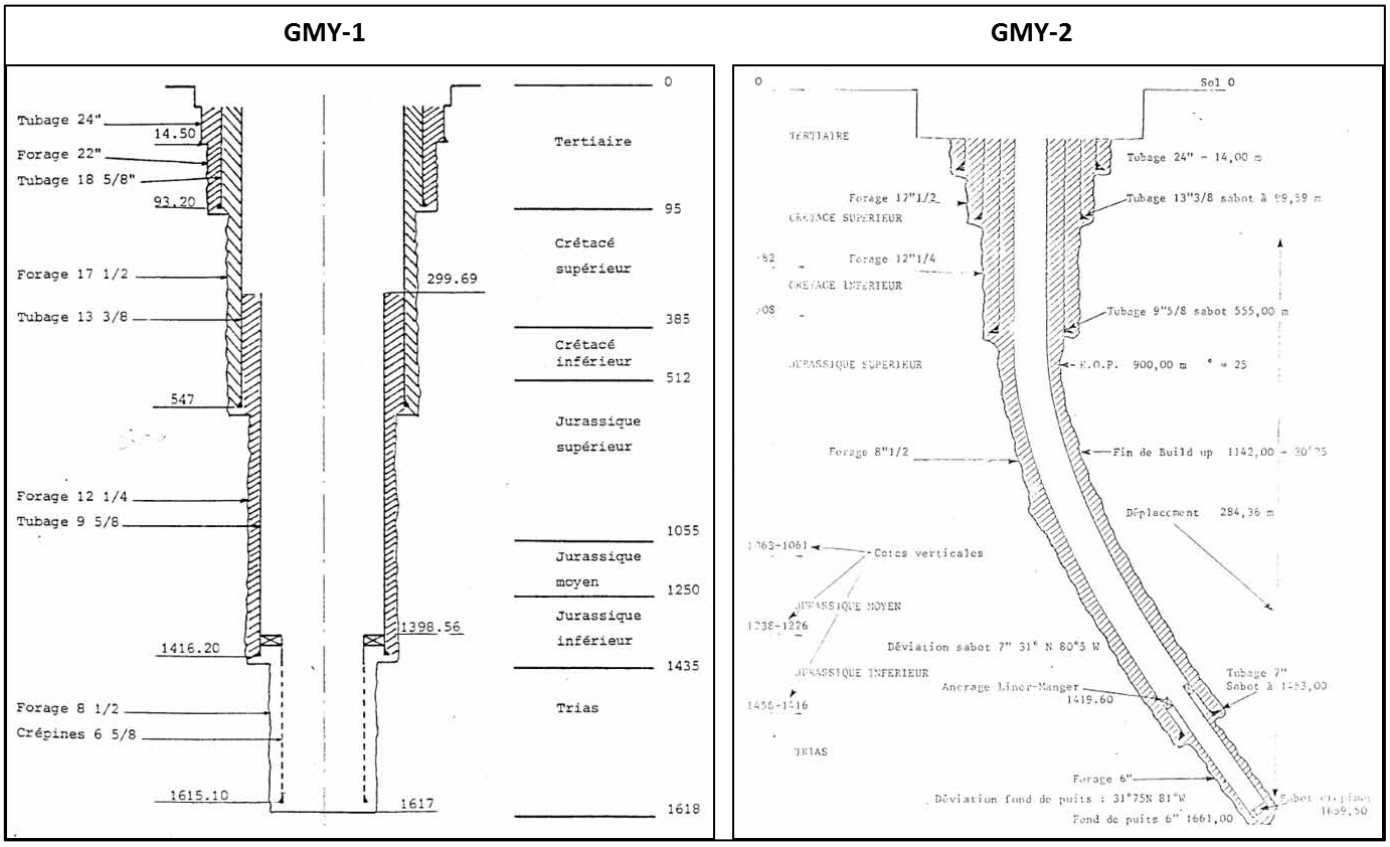


Figure 3 : Coupes techniques des forages au Trias de Melleray (GMY-1 et GMY-2).

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 31/01/1980) n'a pas apporté d'amélioration notable de la productivité du puits (Indice de Productivité de 10 m^3/h/bar lors des essais préliminaires par air-lift) qui a néanmoins été jugée satisfaisante, malgré un **skin positif interprété comme l'existence d'un colmatage résiduel aux abords du puits**. Cette productivité permettait d'envisager un **débit d'exploitation de 175 m^3/h** avec un rabattement de 200 mètres, compte tenu d'une pression artésienne de l'ordre de 6,5 bars et une profondeur de la chambre de pompage en 13''3/8 proche de 300 mètres. **La température de production a été mesurée à 79°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^3/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-couche 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'interférence entre puits.**

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.

Le forage d'exploration de Cergy-Pontoise (1980)

A Cergy-Pontoise, les travaux de forage du puits GCY-1 ont été réalisés entre les mois de mars et mai 1980 (fin des travaux le 04/05/1980), c'est à dire entre la réalisation des deux forages de Melleray.

Ce **forage d'exploration vertical**, destiné à être un puits de production (chambre de pompage), a atteint une **profondeur de 1997 mètres** et a traversé le Trias (foré en diamètre 8''1/2) entre 1940 et 1973 mètres, soit sur une **épaisseur réduite de 33 mètres**. Une **crépine en Inox de diamètre 6''5/8** a été mise en place au niveau du réservoir, **avec des ouvertures (slot) de 1 mm**, supérieures à celles utilisées à Melleray (0,8 mm) et Achères (0,2 et 0,4 mm). Comme pour le dispositif de Melleray, **aucun massif filtrant n'a été mis en place**. La coupe technique de ce forage est présentée sur la Figure 4.

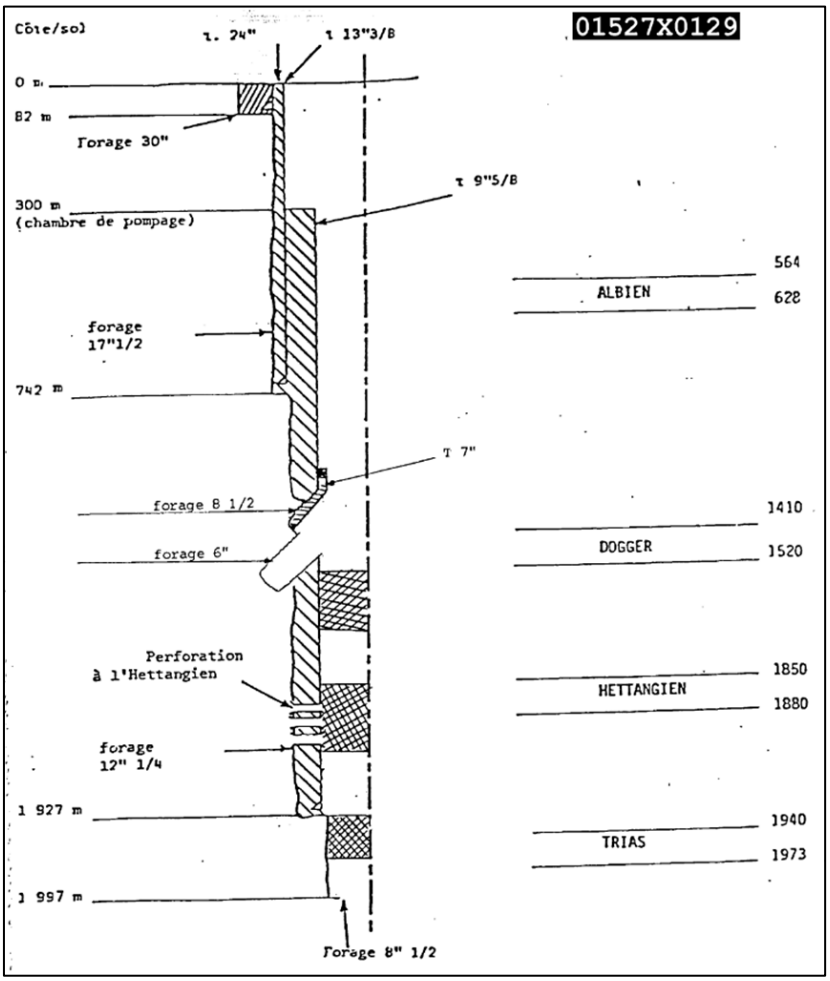


Figure 4 : Coupe technique du forage au Trias de Cergy-Pontoise (GCY-1).

Malgré une température de production élevée (77°C), les tests de formations ont révélé une productivité faible du réservoir ne permettant pas un débit d'exploitation supérieur à 70 m^3/h (Boisdet et al., 1989).

Réalisé en gros diamètres, ce forage a pu être repris un an plus tard (du 1er au 14 mars 1981) **en « side-track » au travers du tubage 9''5/8 pour capter le Dogger** aux environs de 1500 mètres de profondeur, avec un diamètre de foration en 6''.

Un second puits au Dogger (GCY-2) a été réalisé pour compléter le dispositif, le puits GCY-1 étant finalement utilisé comme injecteur. Ce doublet au Dogger a été mis en service en juillet 1982 pour chauffer 2800 logements et exploité jusqu'en 1991.

Le doublet d'Achères (1982)

Les forages géothermiques d'Achères (GTH-1 injecteur et GTH-2 producteur [1]) ont été réalisés successivement en 1982 : du 27/01/1982 au 21/05/1982 pour GTH-1 (soit sur une durée totale de 115 jours) et du 07/06/1982 au 22/08/1982 pour GTH-2 (soit sur une durée totale de 77 jours).

Destinés au chauffage de deux ensembles d'habitations à Achères, l'objectif initial du projet était de tester les réservoirs clastiques du Lias et du Trias en assurant, comme pour Cergy-Pontoise, **une solution de repli au Dogger en cas d'échec, mais cette fois par perforations**. L'opération s'est déroulée selon les phases suivantes (Boisdet et al., 1989) :

- réalisation du forage et des essais de production du premier puits au Trias : de janvier à mai 1982 ;
- réalisation des essais d'injection sur le premier puits : juin 1982 ;
- réalisation du forage et des essais de production du second puits au Trias : de juin à août 1982 ;
- pose d'un bouchon de ciment et perforations au niveau du Dogger sur chacun des puits.

Les forages GTH-1 et GTH-2 ont atteint respectivement les profondeurs de 1950 et 1961 mètres après avoir pénétré de quelques mètres dans les formations du Paléozoïque.

Distants d'environ 1,5 km, ces **deux forages verticaux présentent une architecture de puits différente**, avec un tubage intermédiaire en diamètre 9''5/8 descendu jusqu'au toit du Dogger pour le puits GTH-1, qui a été supprimé pour le puits GTH-2 où un **liner 7'' couvre l'ensemble des formations depuis le Crétacé supérieur jusqu'au toit du Trias** (Cf. Figure 5).

Contrairement aux architectures des puits de Melleray et de Cergy-Pontoise**, l'architecture des puits d'Achères ne pourrait pas être reproduite aujourd'hui, compte tenu de la contrainte**

[1] Les dénominations GTH-1 et GTH-2 sont les termes figurant sur les DOE. Il semble qu'une révision des noms ait été faite ultérieurement (GACH-1 et GACH-2).

Je propose de laisser ces noms pour être en cohérence avec les DOE (et les noms des puits figurant sur les illustrations dont elles sont extraites) et de préciser dans le texte ou en note de bas de page que leur nom a changé depuis… ?

technique imposée par la protection renforcée de l'aquifère de l'Albien (double tubage au droit des formations du Crétacé inférieur).

L'architecture du puits producteur GTH-2 montre une **première évolution technique** du dispositif ciblant le Trias, **tenant compte de la productivité relativement faible du réservoir, avec une chambre de pompage plus profonde**, constituée par le tubage 13''3/8 descendu **à 389 mètres** contre 300 mètres pour les puits producteurs de Melleray et de Cergy-Pontoise (Figure 3 et 4).

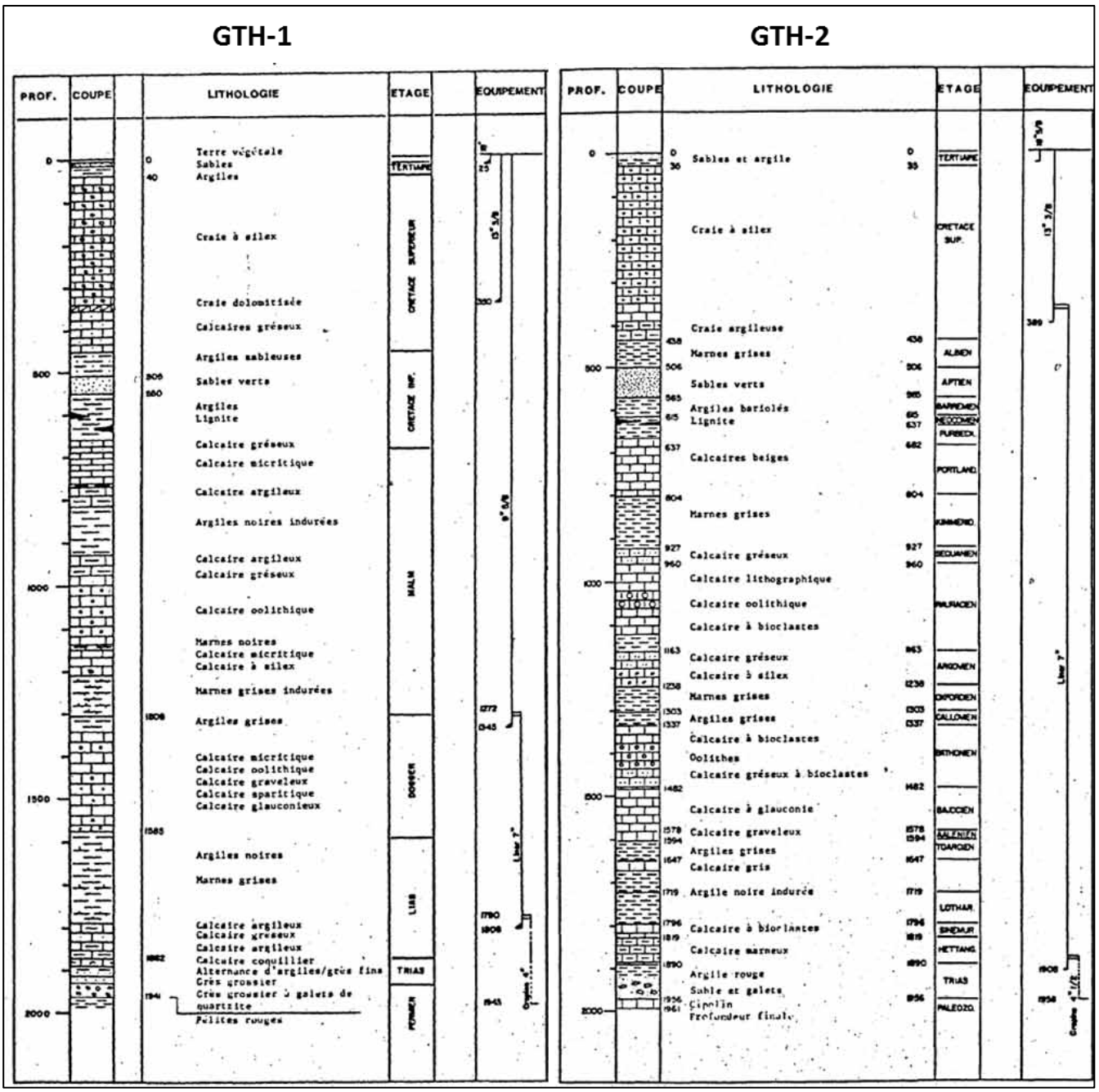


Figure 5 : Coupes techniques des forages au Trias d'Achères (GTH-1 et GTH-2).

La durée particulièrement longue des travaux de forage du premier puits exploratoire (115 jours) s'explique principalement par des **difficultés de contrôle du trou lors de la phase de forage du réservoir, avec des éboulements liés aux argiles du Keuper** qui ont nécessité la mise en place de bouchons de ciment et l'élargissement du trou. Au total, 43 jours ont été consacrés à ces problèmes de tenue des terrains.

Pour le forage GTH-2, ces problèmes ont été évités en descendant 100 mètres plus bas le sabot du liner 7'' afin de couvrir les marnes du Keuper. Par contre, 8 jours ont été consacrés à des instrumentations dans le puits suite à la rupture de la garniture d'acidification à deux reprises.

Au niveau du Trias, les épaisseurs du réservoir relevées lors des forages GTH-1 et GTH-2 sont respectivement de 57 et 65 mètres. Elles sont constituées de haut en bas par des pélites rouges du Keuper et de la partie sommitale du Buntsandstein, puis par des niveaux de sables, d'argiles rouges et de sables plus grossiers à la base du Buntsandstein dans lequel se trouvent les niveaux producteurs identifiés par débitmétrie, avec des épaisseurs réduites à 10 mètres pour GTH-1 (de 1922 à 1932 mètres de profondeur) et 15 mètres pour GTH-2 (de 1892 à 1957 mètres de profondeur).

Cotes NGF en m.	Profondeurs verticales en m	Epaisseurs en m	Lithologie	Stratigraphie	
- 1 867	1 890				
		2	Calcaires sparitiques blancs, gréseux, lumachelliques et ligniteux	Rhétien	
- 1 869	1 892				
		10	Pelites rouges à marbrures vertes et joints de friction limonitisés	Keuper	
- 1 879	1 902				T
		10	Pelites rouges gréseuses à passées de sables et de graviers		R
- 1 889	1 912				I
		7	Sables et graviers		A
- 1 896	1 919			Bundsandstein	S
		6	Argiles rouges		
- 1 902	1 925				
		32	Sables plus ou moins grossiers à galets de quartzites		
- 1 934	1 957				
		(4)	Calcaires recristallisés	PALEOZOIQUE	
- 1 938	1 961		FOND DE PUITS		

Tableau 2 : Lithologie du réservoir au puits producteur d'Achères (GTH-2).

Les complétions mises en place pour les forages d'Achères montrent également une évolution nette par rapport aux réalisations antérieures de Melleray et de Cergy-Pontoise. L'équipement du puits producteur GTH-2 est présenté sur la Figure 6, au regard de la débitmétrie et de la lithologie du réservoir. Cette évolution est caractérisée par :

- l'élargissement du trou de **6'' à 11'' jusqu'à la base de la zone productrice** ;
- la mise en place d'un **massif filtrant (graviers) dans l'espace annulaire** ;
- la mise en place de crépines **en Inox de diamètre 4''1/2 avec des ouvertures (slots) de 0,2 mm et 0,4 mm** inférieures à celles utilisées à Melleray (0,8 mm) et Cergy-Pontoise (1 mm), mais qui restent néanmoins supérieures aux dimensions des grains de sable les plus fins (100 µm) et des pélites (taille des particules argileuses inférieure à 10 µm).

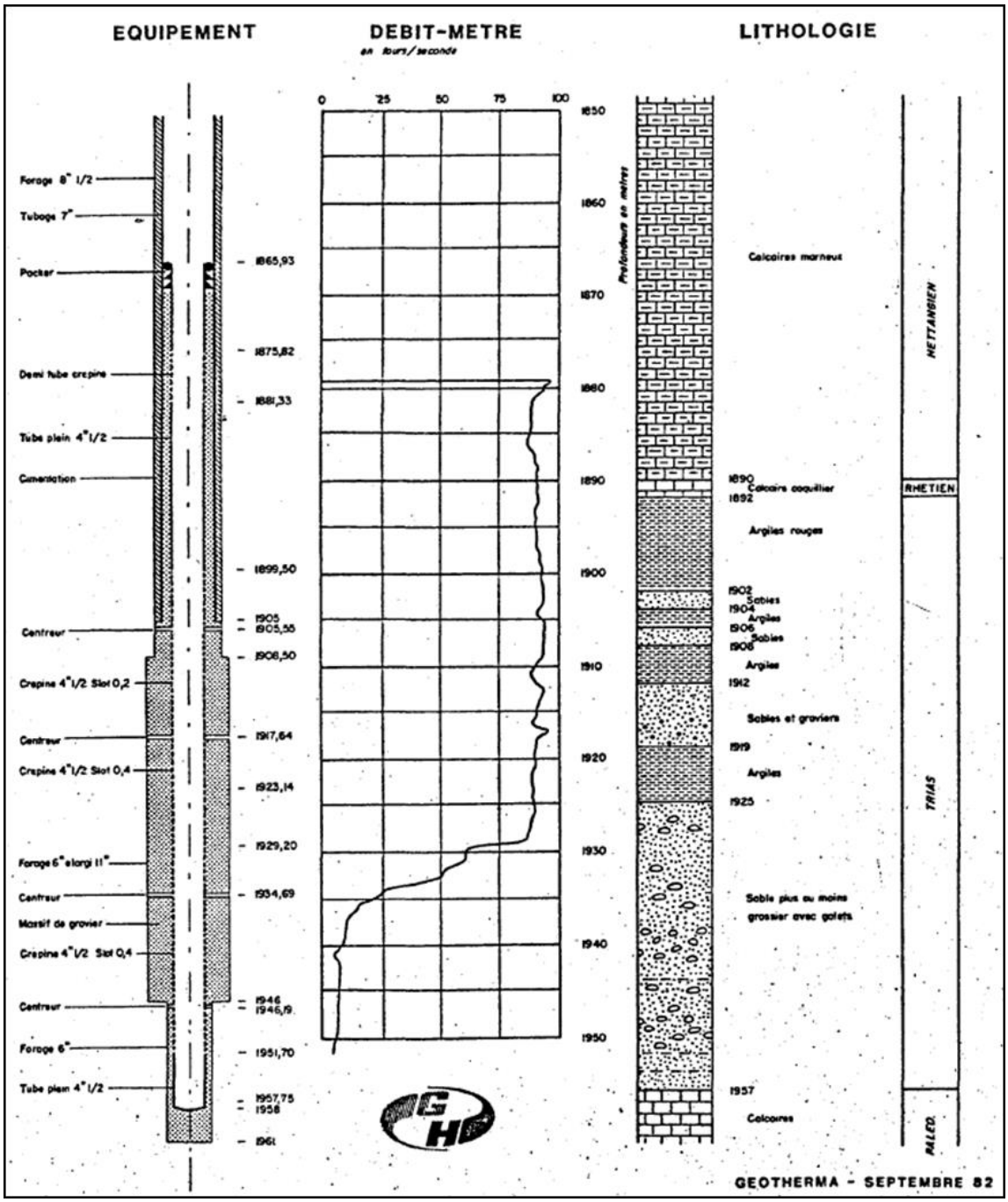


Figure 6 : Complétion du forage producteur d'Achères (GTH-2).

Enfin, la phase des essais réalisée à la fin des travaux de forage d'Achères montre une évolution des pratiques par rapport aux opérations antérieures, avec notamment un essai de **production de longue durée pour le forage producteur GTH-2 (5 jours** du 10 au 14/08/1982) **précédant un test d'interférences entre les deux puits (5 jours** du 14 au 19/08/1982).

Suivant l'interprétation de ces essais, **le réservoir est caractérisé par une « excellente perméabilité » avec une température élevée (78°C) mais une faible épaisseur des niveaux producteurs (10 et 15 mètres), le tout donnant des valeurs tout à fait acceptables de la transmissivité proche de 11 D.m.**

Pour le premier forage GTH-1, destiné à être le puits injecteur du doublet (pas de chambre de pompage), des essais de production et d'injection ont été réalisés successivement. Ils montrent une **forte dissymétrie du fonctionnement de l'ouvrage caractérisée par une productivité relativement correcte** (Indice de Productivité de 6,5 m^3/h/bar) **et une mauvaise injectivité** (Indice d'Injectivité de l'ordre de 2 m^3/h/bar) **remettant en cause sa fonction initiale d'injecteur.** Pour un débit injecté de 135 m^3/h, une température du fluide de 31°C en tête de puits et une pression artésienne proche de 5 bars, la pression d'injection en tête de puits a été mesurée à une valeur proche de 72 bars.

Pour le second forage GTH-2 (producteur), les essais ont montré une très faible productivité de l'ouvrage (Indice de l'ordre de 2,4 m^3/h/bar) remettant totalement en cause sa fonction de producteur. Selon l'interprétation présentée dans le rapport de fin de travaux (DOE), ce forage se trouverait dans une zone de moins bonne perméabilité (transmissivité équivalente mais épaisseur légèrement plus importante) dont il n'est pas possible de préciser l'extension. Le skin apparent de l'ouvrage (évalué entre +10 et +15, signe d'un développement du réservoir insuffisant) ne serait « *pas dû aux pertes de charge pariétales ou du voisinage immédiat du puits qui a été considérablement acidifié* ».

Compte tenu de ces résultats, la solution de repli au Dogger a été privilégiée.

Pour mémoire, le fluide géothermal prélevé lors de l'opération d'Achères a été caractérisé par une **salinité et une pression de dégazage (point de bulle) élevés, respectivement 93,6 g/l et 15 bars**. Cinq carottes ont été prélevées dans le réservoir au cours du forage GTH-1, mais la présence de galets importants a empêché le carottage au niveau des niveaux producteurs repérés entre 1922 et 1932 mètres de profondeur.

Le forage de production de Châteauroux (1983)

Le forage géothermique de Châteauroux est la dernière opération ciblant le réservoir du Trias dans le Bassin Parisien. **Cette opération est la seule à fonctionner encore aujourd'hui après environ 32 ans d'exploitation**. Beaucoup moins profond que les forages de Melleray, Cergy-Pontoise et d'Achères, car situés en périphérie du Bassin Parisien (Figure 1), la qualité de l'eau du réservoir (salinité inférieure à 0,3 g/l) a permis au Maitre d'ouvrage d'exploiter cette ressource par un dispositif constitué uniquement d'un puits de production et de rejeter le fluide géothermal dans le milieu naturel. **Cette exploitation n'est donc pas concernée par le processus de réinjection.**

Destiné au chauffage d'environ 1500 équivalents-logements (cité Saint-Jean), ce **forage exploratoire vertical** a été réalisé en 59 jours du 12/02/1983 au 11/04/1983. Il a été arrêté à la **profondeur de 670 mètres** dans le socle, après avoir traversé les formations du Trias entre 482 mètres (32 mètres plus bas que prévu) et 656 mètres de profondeur (69 mètres plus haut que prévu), soit une **épaisseur du réservoir de 174 mètres**.

Au point de vue lithologique, le réservoir triasique comprend des grès grossiers compacts et recimentés non productifs à la base et un ensemble d'alternances d'argiles gonflantes, de sables

boulants et d'argiles sableuses. Les niveaux sableux à ciment calcaire situés entre 498 et 515 mètres ont montré une bonne capacité de stimulation à l'acide et une bonne productivité.

La coupe technique du forage est présentée sur la Figure 7.

Le rapport de fin de travaux de forage signale **les difficultés techniques importantes suivantes, liées à la nature géologique des terrains rencontrés,** qui expliquent la durée relativement longue des travaux compte tenu de la profondeur limitée du forage :

- au cours du forage, des **pertes partielles ou totales du fluide de forage** ont été rencontrées **au niveau des calcaires du Lusitanien et du Dogger** ;
- au niveau du réservoir, la **présence d'argiles gonflantes très instables a considérablement compliqué la mise en place de la complétion (crépine 5'' en acier inoxydable et massif filtrant).**

D'autre part, **l'épaisseur du Trias (174 m) s'est avérée plus réduite que prévue** (250 à 300 mètres, soit une réduction de l'ordre d'un tiers), la profondeur du toit du socle (656 mètres) étant nettement inférieure aux prévisions. La conséquence principale étant la réduction, du même ordre de grandeur (1/3), du débit d'exploitation par pompage par rapport à une valeur prévisionnelle estimée entre 100 et 150 m^3/h.

La profondeur de la chambre de pompage constituée par le tubage 13''3/8 est de 160 mètres. Au cours des essais de production assistée par air-lift, un **débit de 88 m^3/h** a induit un rabattement de la nappe dans le puits de 170 mètres (Indice de productivité de l'ordre de 5 m^3/h/bar), soit un niveau dynamique établi à 140 mètres (20 mètres au-dessus du fond de la chambre de pompage) compte tenu de la pression artésienne de l'ordre de 3 bars en tête de puits. Cette pression permettait d'obtenir un débit artésien évalué à 40 m^3/h.

La température au niveau du réservoir a été mesurée à 32°C, ce qui représente un gradient géothermique de 4°C par 100 mètres de profondeur, supérieur au gradient moyen du Bassin Parisien (3°C / 100 m). Autre conséquence liée à la réduction de l'épaisseur du réservoir (et donc sa profondeur) par rapport aux prévisions : cette température correspond à l'hypothèse basse des valeurs prévisionnelles (32 à 42°C).

Afin d'éviter les opérations d'élargissage au niveau du réservoir (considérées par expérience plus compliquées et plus couteuses que prévues), **le forage a été réalisé en diamètre 12''1/4 jusqu'au socle**.

Les diagraphies du réservoir (« FDC » pour la densité de formation et « CNL » pour la porosité), ont permis d'identifier et de localiser *a priori* **les principaux niveaux producteurs potentiels dans les niveaux sableux du Trias** situés entre 498 et 506 mètres **et par les calcaires de l'Infra-Lias sus-jacents** entre 455 et 482 mètres. Les niveaux conglomératiques attendus à la base du Trias se sont révélés absents.

Suivant le programme de travaux prévisionnels, le trou a ensuite été rempli de graviers, avec quelques difficultés (bouchage des tiges, pont de gravier,…), jusqu'à la profondeur de 466 mètres et un bouchon de ciment a été mis en place pour protéger le réservoir lors de la cimentation du tubage 9''5/8.

Le sabot du tubage 9''5/8 a été mis en place au-dessus des niveaux infra-liasiques (à 444 mètres de profondeur) afin d'optimiser la production et assurer une bonne cimentation du tubage sans endommager les niveaux sableux.

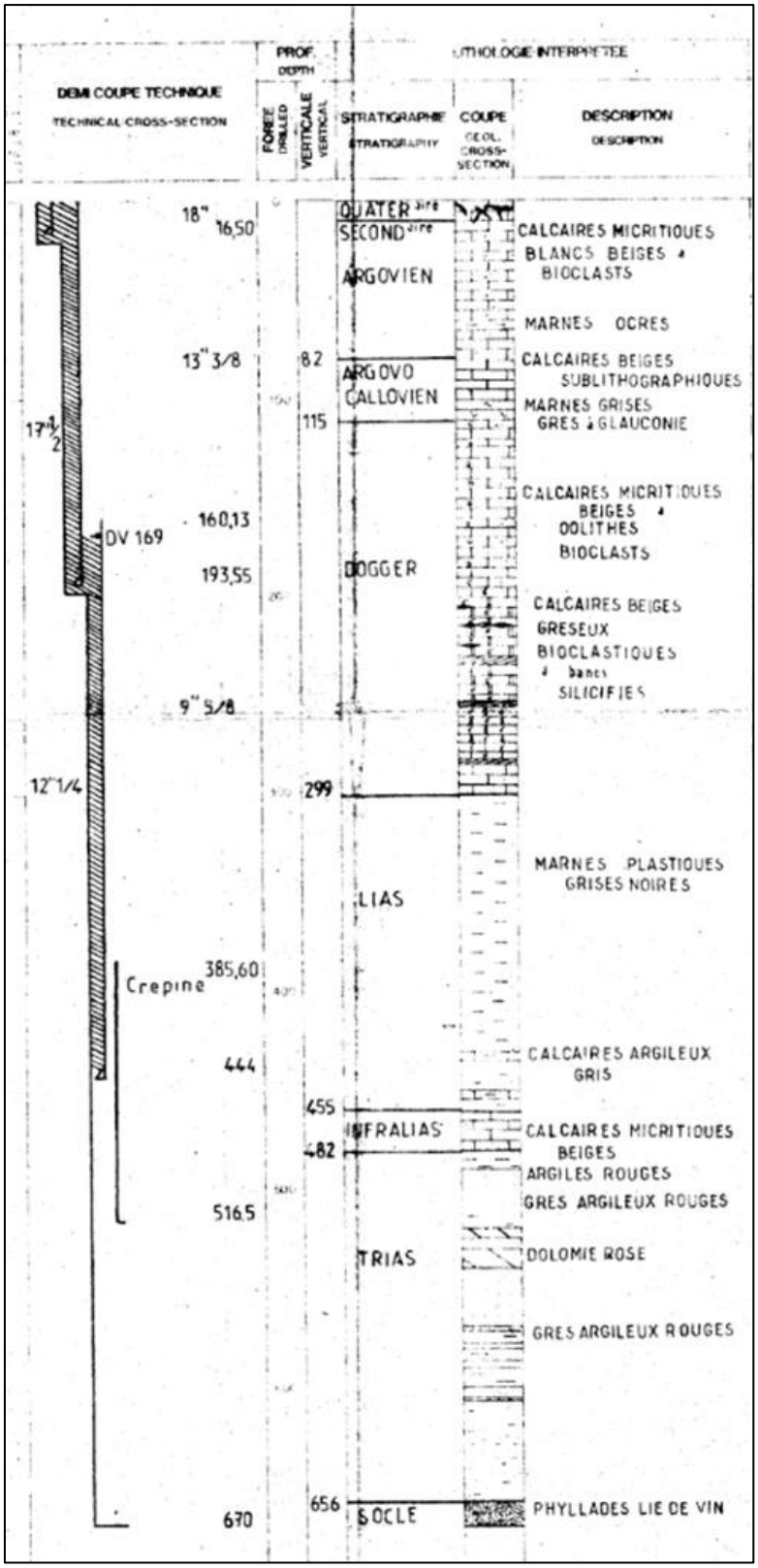


Figure 7 : Coupe technique du forage au Trias de Châteauroux.

L'opération suivante de reforage en diamètre 8''1/2 des accessoires de cimentation et d'extraction du gravier de remplissage s'est déroulée avec beaucoup de difficultés, liées au bouchage de l'outil à plusieurs reprises et à la **mauvaise tenue du trou au droit du niveau argileux situé entre le mur des calcaires de l'Infra-Lias et le toit des niveaux sableux du Trias**.

De même, la mise en place de la crépine et du massif filtrant ont été particulièrement difficiles, nécessitant plusieurs tentatives et quasiment deux semaines de travail. Au final, la crépine n'a pu être descendue qu'à 516,5 mètres de profondeur, condamnant les niveaux triasiques de la partie inférieure considérés comme peu productifs mais plus chauds.

Le réservoir a ensuite été nettoyé (hexamétaphosphate) puis stimulé par trois acidifications, et un essai de production de longue durée (12,5 heures) a été réalisé.

L'opération finale de contrôle de l'ouvrage a montré que les **crépines étaient bouchées au droit des niveaux sableux productifs par des éléments colloïdaux argileux et de sables très fins provenant du développement par air-lift.** Compte tenu du coût journalier de l'appareil de forage, les travaux ont été arrêtés (après la coupe du tubage 9''5/8 à 160 mètres de profondeur) et il a été proposé un programme d'essais complémentaires, avec du matériel plus léger, et une durée prévisionnelle des travaux supplémentaires estimée à 8 jours.

2.4. LE RETOUR D'EXPÉRIENCES DES OPÉRATIONS AU TRIAS : UN APPRENTISSAGE AVORTÉ MAIS RICHE D'ENSEIGNEMENTS

L'analyse du fonctionnement des opérations au Trias est principalement basée sur les synthèses présentées dans les rapports portant spécifiquement sur la problématique de réinjection dans le réservoir du Trias, en particulier pour le cas de Melleray (Boisdet et al. 1989, Lopez et al., 2008). Elle est complétée par notre réflexion faisant suite à l'analyse technique précédente.

Comme indiqué précédemment, **seule l'opération de Châteauroux fonctionne actuellement après 32 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 en chauffage 1310 logements à partir de la ressource captée vers 500 mètres de profondeur, à une température de 32°C et un débit de l'ordre de 80 m^3/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 des conditions d'arrêt de ces opérations présentée ci-dessous, permet 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**.

2.4.1. Principaux enseignements de l'exploitation du doublet de Melleray

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 Maitre 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 79°C), plus aucun 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 prévisible** 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 par 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'une 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-couche 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 apparaitre 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^3/h/bar légèrement supérieure à celle mesurée au puits injecteur GMY-2 (2 m^3/h/bar) aurait potentiellement permis de fonctionner au débit d'exploitation prévisionnel de 150 m^3/h, avec une pression d'injection de l'ordre de 37,5 bars nettement inférieure à la pression de 58 bars limitant le débit à 110 m^3/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 bars à Melleray) et qu'une fraction gazeuse devait donc être réinjectée dans le réservoir.

Début 1982, **la pression d'injection était de 58 bars en tête de puits, limitant le débit maximal d'exploitation à 110 m^3/h** (soit un faible Indice d'injectivité de 1,9 m^3/h/bar) par rapport au débit prévisionnel de 150 m^3/h et au débit potentiel de production de 175 m^3/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 lié 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^2) 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 Maitre d'ouvrage pendant l'exécution d'un programme de recherches 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 recherches 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**.

2.4.2. Principaux enseignements des opérations de Cergy-Pontoise et d'Achères

Les cas de Cergy-Pontoise et d'Achères, apportent moins de commentaires dans la mesure où **la solution privilégiée de repli au Dogger n'a pas permis de tirer les leçons de l'exploitation du Trias**. En ce sens, la solution de repli immédiat vers un réservoir supérieur connu constitue un frein au développement des connaissances relatives à l'exploration et à l'exploitation de nouvelles ressources géothermales.

D'autre part, pour le doublet d'Achères, la réflexion portant sur l'affectation *a priori* de la fonction des puits faite pour Melleray est similaire.

Compte tenu des valeurs de productivité du forage GTH-1 (conçu pour répondre à une fonction d'injecteur, sans chambre de pompage), et sans remettre en cause l'interprétation des essais concernant le forage GTH-2 (identification des causes expliquant la valeur du facteur de skin très élevée), **le forage GTH-1 aurait pu en effet être utilisé comme puits producteur** en prévoyant l'aménagement d'une chambre de pompage à une profondeur équivalente à celle réalisée pour le puits GTH-2 (389 mètres). Compte tenu de sa transmissivité, le puits GTH-1 aurait potentiellement pu permettre **d'atteindre un débit d'exploitation de l'ordre de 200 m^3/h** (induisant un niveau dynamique de la nappe proche de 270 mètres sous le niveau du sol) **et une puissance thermique de l'ordre de 10 MW.**

Compte tenu de la mauvaise productivité du puits GTH-2 (producteur), ce puits n'aurait par contre pas pu être converti en injecteur. **La résolution du problème lié à la réinjection du fluide pourrait alors passer par le développement de nouvelles techniques ou pratiques pouvant potentiellement être combinées** et qui, à ce stade de l'étude, seraient :

- la stimulation et le développement du réservoir ;
- le forage en déviation au niveau du réservoir afin d'augmenter les longueurs traversées dans les niveaux producteurs ;
- la réalisation de drains multiples dans le réservoir ;
- la réinjection dans l'aquifère du Dogger sus-jacent.

3. Analyse technique des opérations géothermiques ciblant les aquifères multi-couches de l'Albien / Néocomien (Crétacé inférieur)

Couvrant près des 2/3 du Bassin Parisien et situés à une profondeur moins importante que celle du Dogger, les aquifères de l'Albien / Néocomien représentent une ressource géothermale plus facilement accessible (réduction du risque et du coût des opérations de forage) avec une température de l'ordre de 28 à 38°C nécessitant la mise en place d'équipements complémentaires (Pompes à Chaleur - PAC).

Ce réservoir bénéficie d'une très bonne connaissance (géologie, hydrogéologie et géochimie) avec un long historique d'exploitation (premier forage d'eau réalisé en 1841) et une base de données importante constituée par environ 3000 forages ayant atteint au moins le Crétacé inférieur dans le Bassin Parisien.

Bien protégée des pollutions de surface au centre du bassin où le recouvrement peut atteindre 1000 mètres d'épaisseur, la nappe est de très bonne qualité. Elle constitue une **réserve stratégique d'eau potable** à l'échelle de la région Ile-de-France et du bassin Seine Normandie avec une réserve évaluée à environ 700 milliards de m^3 (SIGES Seine Normandie). A ce titre, en cas de crise majeure, les forages géothermiques ciblant l'Albien / Néocomien doivent pouvoir servir de puits de secours. La définition des conditions d'accès à la ressource géothermique des nappes de l'Albien et du Néocomien, et plus particulièrement les contraintes techniques imposables aux dispositifs de mobilisation de la ressource ont été présentées dans le rapport technique BRGM/RP-55990-FR (Hervé, 2007).

Quatre opérations de géothermie profonde exploitent actuellement le réservoir de l'Albien / Néocomien, avec chronologiquement une première réalisation à Paris (75) datant de 1989 (« Tours AGF » - Mirabeau et Crystal), puis trois opérations plus récentes de 2011 à 2014 : doublets d'Issy-les-Moulineaux (92), du Plessis-Robinson (92) et de la ZAC Clichy-Batignolles à Paris (75).

Ces dispositifs sont concentrés dans un rayon de 10 km au cœur du Bassin Parisien, dans les secteurs ouest et sud-ouest de la ville de Paris (Figure 8).

La carte piézométrique de la Figure 8 (Vernoux, 1997) indique un sens d'écoulement général de la nappe convergeant vers Paris, depuis les zones d'affleurement en périphérie du bassin (surface verte), puis suivant l'axe de la Seine. Les opérations géothermiques se trouvent dans le dôme de dépression piézométrique (entre les isopièzes +20 et +30 mètres NGF) marqué par l'exploitation intense de l'Albien en région parisienne. Dans ce secteur où la nappe est captive, la tendance piézométrique est caractérisée par une chute globale en 1984, puis une atténuation suivie d'une remontée progressive depuis 1992 du fait des diminutions des prélèvements (SIGES Seine Normandie).

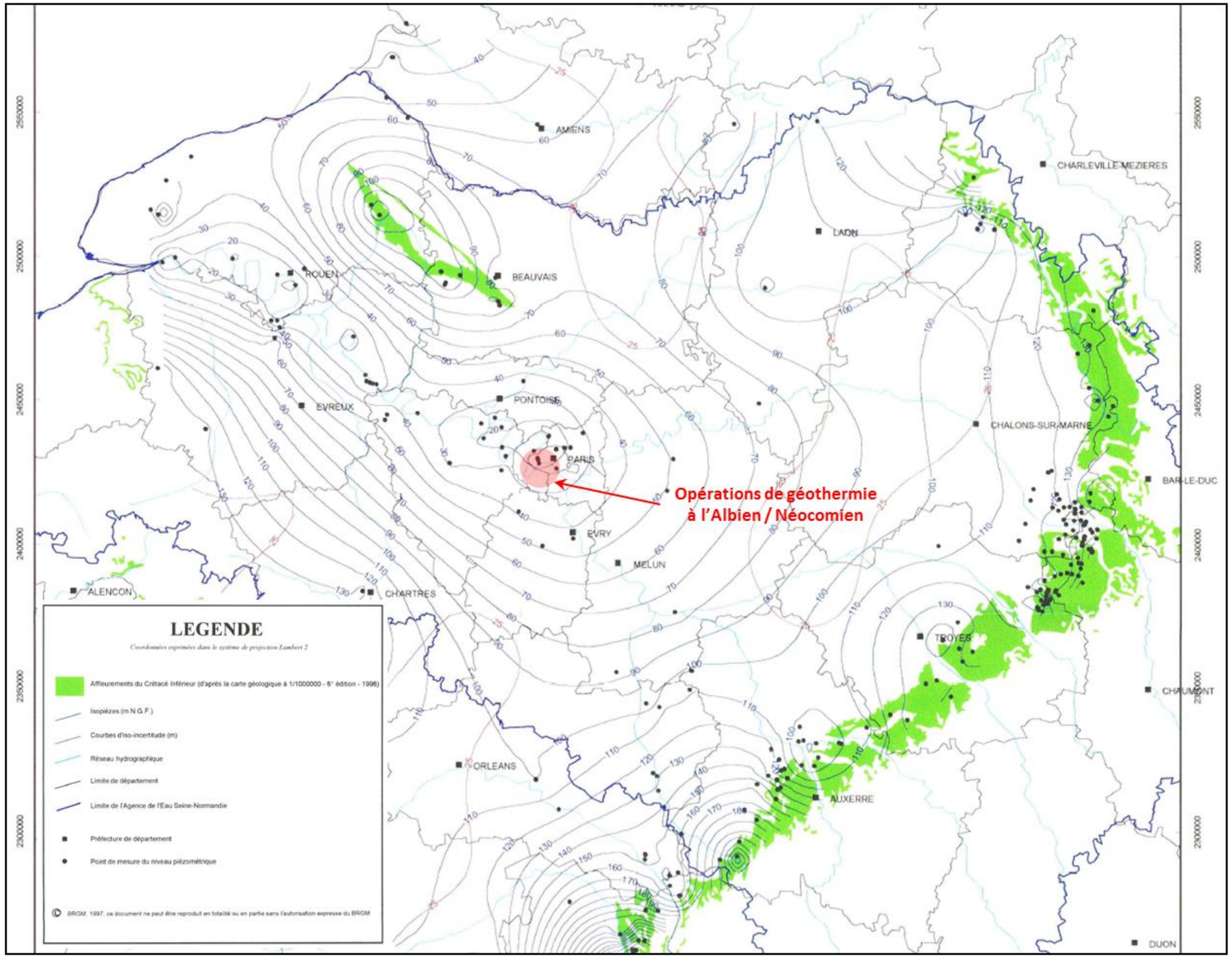


Figure 8 : Localisation des opérations de géothermie à l'Albien / Néocomien au centre du Bassin Parisien et piézomètrie de la nappe (Vernoux, 1997)

3.1. IDENTIFICATION ET LOCALISATION DES OPÉRATIONS

La carte de la Figure 9, extraite de la synthèse hydrogéologique du Crétacé inférieur du Bassin Parisien (Vernoux, 1997), permet de préciser la localisation des opérations géothermiques et le positionnement des forages ayant atteint le réservoir à proximité.

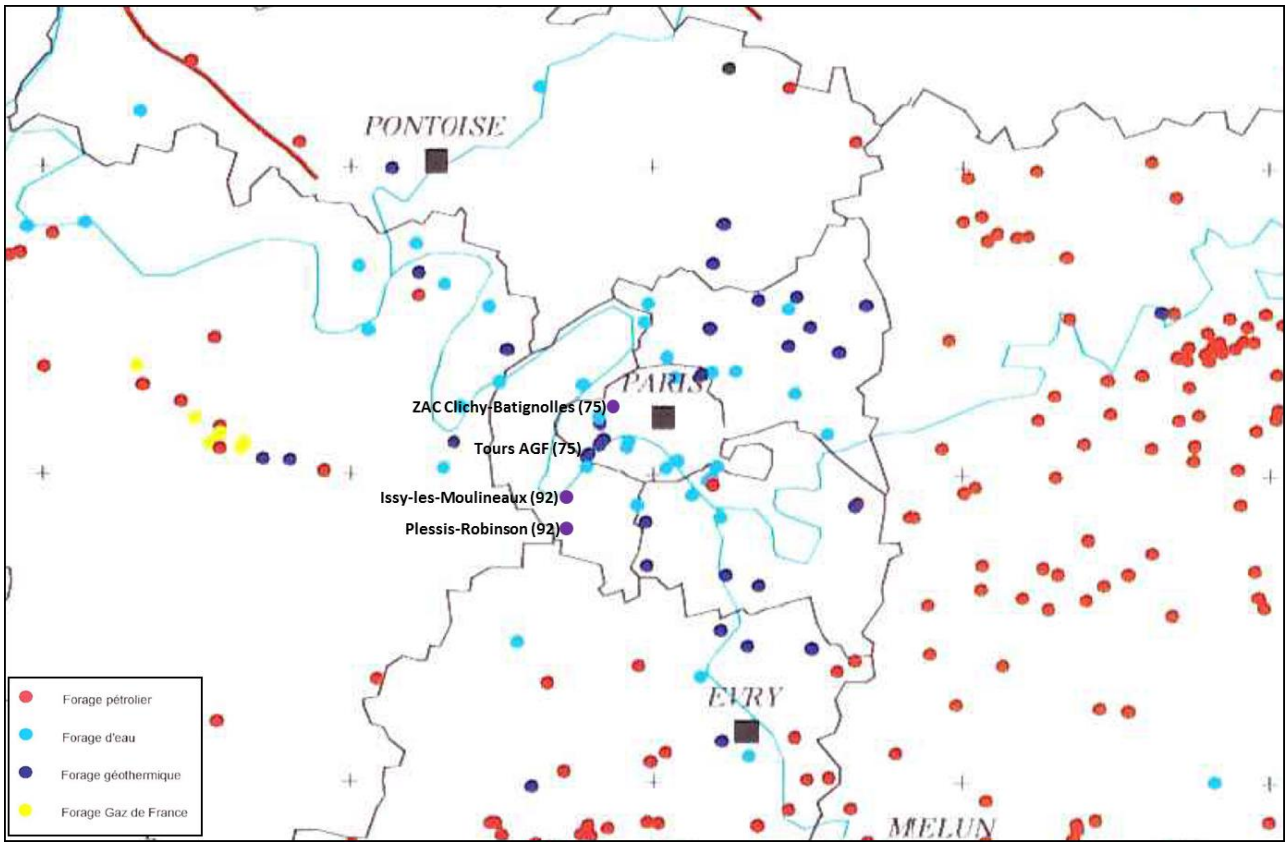


Figure 9 : Localisation et idenfitification des doublets géothermiques à l'Albien / Néocomien (Vernoux, 1997.

La première opération de géothermie ciblant l'aquifère de l'Albien date de 1989, avec la réalisation de deux forages utilisés pour le chauffage et la climatisation des bureaux des tours « AGF » (Mirabeau et Crystal) situées quai André Citroën à Paris (15ème arrondissement). Un forage vertical (forage B16 – Tour Crystal) stocke les calories (puits chaud) fournies par la climatisation en été, un forage dévié (B20 – Tour Mirabeau) stocke des frigories (puits froid) produites par des pompes à chaleur en hiver (Lopez et al., 2008).

Par la suite, **trois doublets ont été réalisés successivement entre 2011 et 2014 afin d'alimenter des réseaux de chaleur** :

- à Issy-les-Moulineaux, où les opérations réalisées entre juin 2011 et décembre 2012 ont ciblé l'aquifère de l'Albien ;
- au Plessis-Robinson en 2012 qui capte l'aquifère plus profond du Néocomien ;
- à Paris (17ème arrondissement) et la ZAC de Clichy-Batignolles en 2014 qui capte l'aquifère de l'Albien.

3.2. CARACTÉRISTIQUES PRINCIPALES DU RÉSERVOIR GÉOTHERMAL

Bien que séparés par les formations de l'Aptien et du Barrémien à dominante argileuse, les aquifères de l'Albien et du Néocomien sont en communication hydraulique au sein du bassin sédimentaire. A cette échelle, ils se comportent comme un système hydrogéologique unique constitué d'aquifères multi-couches. Suivant l'ensemble de la structure du bassin, la zone la plus profonde se situe au centre de la Brie dans le secteur de Meaux et Melun (77).

L'aquifère de l'Albien est constitué de trois formations sableuses (Sables de Frécambault, Sables des Drillons et Sables verts) plus ou moins bien séparées par des formations semi-perméables. **La granulométrie moyenne des sables de l'Albien varie entre 0,1 et 0,4 mm** (Hervé, 2007). Selon les résultats de travaux de modélisation hydrodynamique récents (2000) de la nappe (source : SIGES Seine Normandie), son alimentation proviendrait à 45% de la recharge au niveau des zones d'affleurement, par drainance ascendante du Néocomien (8%) et descendante du Cénomanien sableux (11%) et de la Craie (35 %). Sous le niveau des argiles du Gault, l'aquifère est captif au centre du bassin et la nappe peut encore être artésienne dans les zones peu exploitées. A noter, qu'une étude plus récente sur la modélisation hydrodynamique des nappes de l'Albien et du Néocomien a été publiée par le BRGM en 2015 (Seguin et al,, 2015).

Intégrant les formations attribuées aux étages géologiques de l'Hauterivien, du Valanginien et du Berriasien, **l'aquifère du Néocomien, plus profond**, est constitué de séries argilo-sableuses plus ou moins bien individualisées montrant d'importantes variations latérales de faciès. **La granulométrie des sables du Néocomien est généralement inférieure à celle de l'Albien.** Sa perméabilité est irrégulière et fonction du taux d'argilosité des niveaux sableux. La nappe est captive et sans affleurement dans le Bassin Parisien.

Du point de vue hydrogéologique, l'Albien montre les plus grandes valeurs de transmissivité (entre 10^{-3} et 10^{-2} m²/s, soit 100 à 1000 D.m) en région parisienne. Les faibles transmissivités s'observent dans les secteurs où l'épaisseur cumulée de sable est faible. Les transmissivités du Néocomien sont plus faibles (valeurs inférieures à 2.10^{-3} m^2/s, soit 200 D.m). Le coefficient d'emmagasinement est de l'ordre de 10^{-4} en zone captive pour les deux aquifères. La salinité du fluide géothermal est inférieure à 1,5 g/l sur l'ensemble du bassin. La teneur en fer est très souvent supérieure à la norme de potabilité (Vernoux et al., 1997).

Au niveau local, les caractéristiques principales du réservoir géothermal relevées lors des opérations ciblant l'Albien / Néocomien sont reportées dans le tableau 3.

Opération	Profondeur (m)	Température (°C)	Transmissivité (m^2/s)	Epaisseur totale / utile (m)
Paris - Tours AGF (Albien)	520	27	3 à 5,3.10^{-3} (300 à 530 D.m)	67 / 37
Issy-les-Moulineaux (Albien)	625	30,8	6.10^{-3} (600 D.m)	97 / 50,2
Plessis-Robinson (Néocomien)	995	38,6	2.10^{-3} (200 D.m)	121 / 27,2
Paris - ZAC Batignolles (Albien)	650	28,5	2 à 3.10^{-3} (200 à 300 D.m)	82 / 37,6

Tableau 3 : Caractéristiques principales du réservoir Albien / Néocomien (source : DOE).

3.3. CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES DES OPÉRATIONS

Le doublet des Tours AGF (Mirabeau et Crystal) à Paris (1989)

Le doublet géothermique des Tours AGF à Paris (15ème arrondissement) est constitué par un **forage vertical (forage B16 – Tour Crystal)** et un **forage dévié (B20 – Tour Mirabeau)**. Les coupes techniques de ces ouvrages sont présentées sur la Figure 10 (source : Base de données du Sous-Sol - BSS). Le réservoir capté correspond aux niveaux sableux de l'Albien.

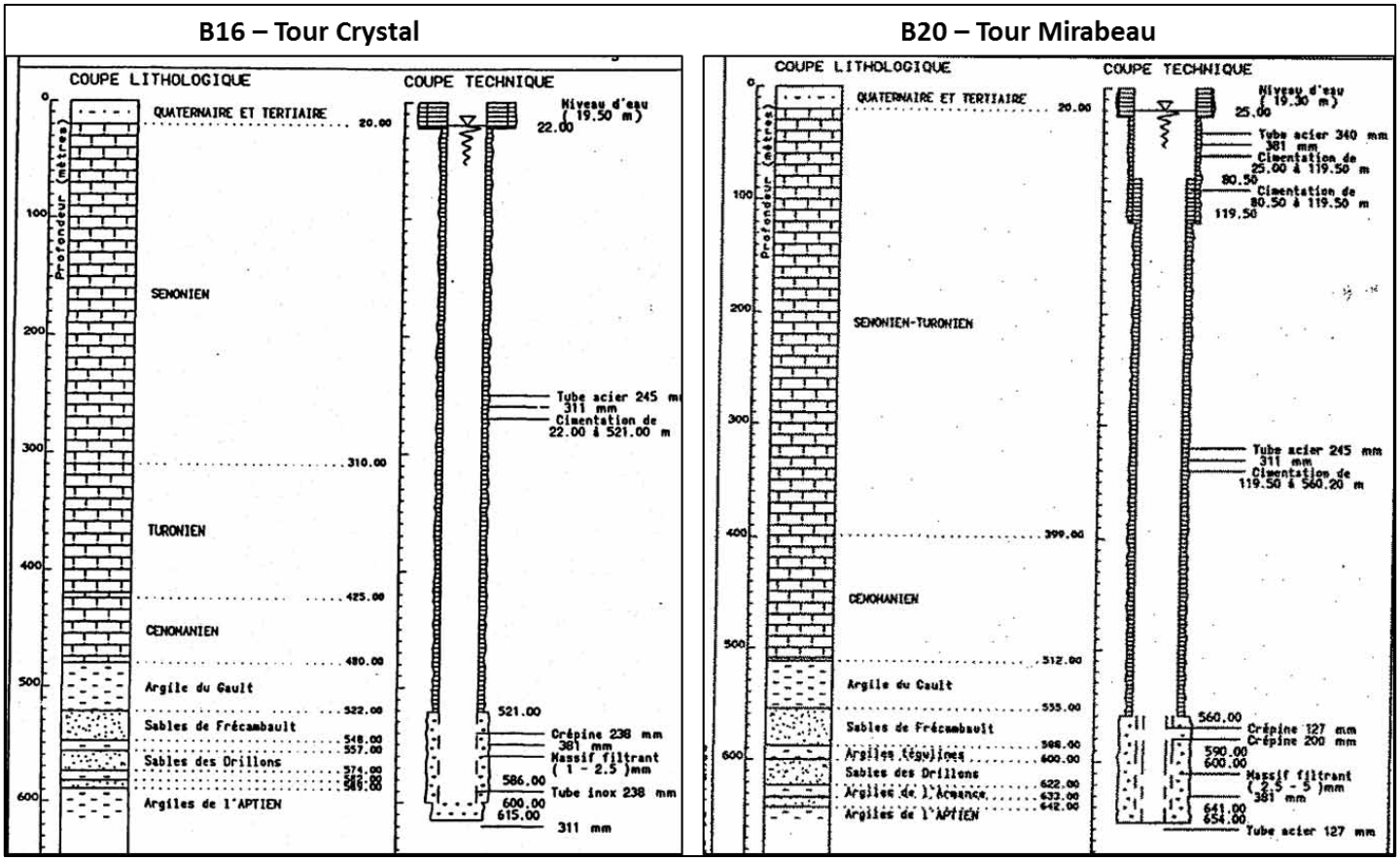


Figure 10 : Coupes techniques des forages à l'Albien des tours AGF (Crystal et Mirabeau).

NB : la coupe technique du puits B16 comporte une erreur concernant les diamètres de forage et de tubage pour la section comprise entre la surface et 521 mètres de profondeur. Le forage a été réalisé en diamètre 17''1/2 (445 mm et non 311 mm) et un tubage 13''3/8 (339,725 mm et non 245 mm) a été mis en place à 521 mètres et cimenté sur toute sa hauteur.

Les travaux de forage ont été réalisés successivement entre le 17/07/1989 et le 20/09/1989 pour le puits B16 (durée totale de 66 jours), puis entre le 30/09/1989 et le 30/11/1989 pour le puits B20 (durée totale de 62 jours). Pour chacun des puits, **les travaux de forage ont été interrompus un peu plus de deux semaines**, entre les phases de forage et de complétion (réalésage au niveau du réservoir et mise en place des crépines), **afin de dimensionner les équipements des forages.**

Les forages B16 et B20 ont été arrêtés dans les formations argileuses de l'Aptien, respectivement à des profondeurs de 615 mètres (cote verticale).

Outre la **déviation du second forage**, orientée vers le sud-ouest (azimut 214,6°) et **fortement inclinée (valeur maximale : 40°)** induisant un déplacement horizontal de 204 mètres à la profondeur de 560 mètres, les architectures des puits sont différentes :

- sous les formations récentes (Quaternaire et Tertiaire), le puits B16 a été foré en diamètre 17''1/2 jusqu'au toit du réservoir et un tubage 13''3/8 a été mis en place pour couvrir l'ensemble de la section. Pour le forage B20, cette même section a été forée en deux phases (15'' puis 12''1/4) et des tubages 13''3/8 et 9''5/8 ont été mis en place afin d'isoler probablement la partie sommitale aquifère de la craie du Sénonien.
- en conséquence, le forage du réservoir a été réalisé en diamètre 12''1/4 pour le puits B16 et en 8''1/2 pour le puits B20. Un **alésage en 15''** a ensuite été réalisé pour les deux forages au niveau du réservoir.

Le réservoir a été équipé d'une **complétion comportant une colonne de captage pré-gravillonnée (calibre de 1 à 2,5 mm) à double paroi en acier inoxydable**, avec une paroi intérieure à fil enroulé de diamètre 5'' et une paroi extérieure à nervures repoussées de diamètre 8''. Les espaces annulaires ont été comblés par des graviers siliceux calibrés de 1 à 2,5 mm pour le puits B16 et de 2,5 à 5 mm pour le puits B20. **Les ouvertures des crépines** (slots) sont de dimension légèrement inférieure au puits B20 (**0,75 mm au lieu de 0,8 mm**).

Ces dimensions restent nettement supérieures à la granulométrie des sables du réservoir (de l'ordre de 0,2 mm) et *a fortiori* des particules argileuses, **ce qui induit nécessairement une entrée d'éléments fins dans la boucle géothermale.**

Sous les argiles du Gault (Albien), le réservoir présente une épaisseur totale de 67 mètres, équivalente pour les deux puits.

Entre des niveaux argileux, le forage B16 a traversé les Sables de Frécambault sur 26 mètres d'épaisseur (entre 522 et 548 mètres de profondeur), les Sables des Drillons sur 17 mètres d'épaisseur (entre 557 et 574 mètres) et les Sables verts de l'Albien sur une épaisseur réduite de 7 mètres (entre 582 et 589 mètres). Les résultats des essais hydrogéologiques ont montré une **épaisseur utile du réservoir évaluée à 37 mètres**, correspondant aux zones productrices constituées de sables propres et décomposée de la manière suivante :

- Sables de Frécambault : 7 mètres au sommet et 12 mètres à la base ;
- Sables des Drillons : 17 mètres ;
- Sables verts : 1 mètre.

Pour le forage B20, le forage dévié a traversé les formations sableuses perméables sur des longueurs supérieures : 33 mètres pour les Sables de Frécambault, 22 mètres pour les Sables des Drillons et 9 mètres pour les Sables verts.

Le réservoir a été développé par injection d'hexamétaphosphate. Une injection d'eau oxygénée a été ajoutée pour le puits B20. Des pompages de développement ont ensuite été réalisés par paliers de débits croissants jusqu'à 160 m^3/h. Un pompage « longue durée » de 72 heures a été effectué en fin d'opération à ce même débit pour chacun des deux puits. L'influence du pompage a été suivie au puits B16 pendant les essais du puits B20 (test d'interférence), confirmant la continuité du réservoir avec un rabattement proche de 2 mètres mesuré en fin de pompage.

A l'issue des essais, la **transmissivité du réservoir a été évaluée à 5,3.10^{-3} m²/s (soit 530 D.m) au niveau du puits B16 et à 3.10^{-3} m²/s (soit 300 D.m**) **au niveau du puits B20**. Ces valeurs témoignent des **très bonnes caractéristiques hydrogéologiques du réservoir de l'Albien, nettement supérieures à celles observées pour le Trias** (de l'ordre de 10 à 15 D.m à Melleray et Achères).

Ces caractéristiques se traduisent par des **indices de productivité des ouvrages de 65 m^3/h/bar pour B16 et 37 m^3/h/bar pour B20**.

Au forage B16, une température de 27°C et une pression de 2 bars ont été relevées en têtes de puits et la salinité du fluide a été évaluée à 0,26 g/l.

Le doublet d'Issy-les-Moulineaux (2011 / 2012)

Les opérations du **premier forage producteur du doublet d'Issy-les-Moulineaux ILM-1** ont été réalisées entre le 06/06/2011 (début d'installation du chantier et forage de l'avant-puits) et le 22/12/2011 (fin des essais de production de longue durée).

Les travaux de forage proprement dits ont débuté le 19/07/2011 et ont été achevés le 02/11/2011 par l'aménagement de la chambre de pompage (coupe du tubage 13''3/8), soit sur une **durée totale de 107 jours**. **L'opération a été confrontée à de nombreuses pertes de fluide (partielles et totales) et une autorisation de travaux a été obtenue pour fonctionner de manière continue (24h / 24h)** entre le 26/09/2011 et le 06/10/2011. La date du début d'autorisation coïncide avec **l'arrivée d'un ingénieur boue sur site, soit 70 jours après le début du forage.**

Ce forage vertical a été arrêté à la profondeur de 645 mètres après avoir traversé les formations argileuses de l'Aptien sur une épaisseur de 5 mètres. **Le réservoir de l'Albien a été rencontré entre 543 et 640 mètres, soit sur une épaisseur de 97 mètres** supérieure aux prévisions indiquant 86 mètres.

Une première phase de développement par air-lift et d'inspection par caméra vidéo a été réalisée sur 7 jours avec la machine de forage en place (SOILMEC G75) du 03 au 09/11/2011 avant d'être démobilisée le 16/11/2011, puis remplacée par une autre machine (AQUADRILL 1600) pour poursuivre la phase d'essais du 21/11/2011 au 22/12/2011.

Implanté à une distance de 380 mètres au nord-est du premier puits, le **forage injecteur ILM-2 a été réalisé en déviation** orientée dans la même direction (azimut 51,70°), **avec un angle d'inclinaison au toit du réservoir proche de 27°**. Avec un départ en déviation à la profondeur de 160 mètres environ, le déplacement horizontal obtenu (119,5 mètres) a permis d'écarter les points d'impact au réservoir d'une distance proche de 500 mètres.

Pour cet ouvrage, les opérations ont été enregistrées entre le 17/11/2011 (forage de l'avant-puits et installation du chantier) **et le 20/12/2012** (fin du quatrième test d'injection). Les travaux de forage proprement dits ont été réalisés entre le 10/01/2012 et le 25/04/2012 (mise en place des crépines), **soit sur une durée globale de 107 jours équivalente à la durée des travaux du premier puits**. Ces travaux ont été menés de manière discontinue (interruption la nuit et le week-end) et ils ont dû être interrompus en raison d'une panne de pompe (15 jours) et d'intempéries (gel, 10 jours).

La coupe technique du forage producteur ILM-1 du doublet d'Issy-les-Moulineaux est présentée en Figure 11.

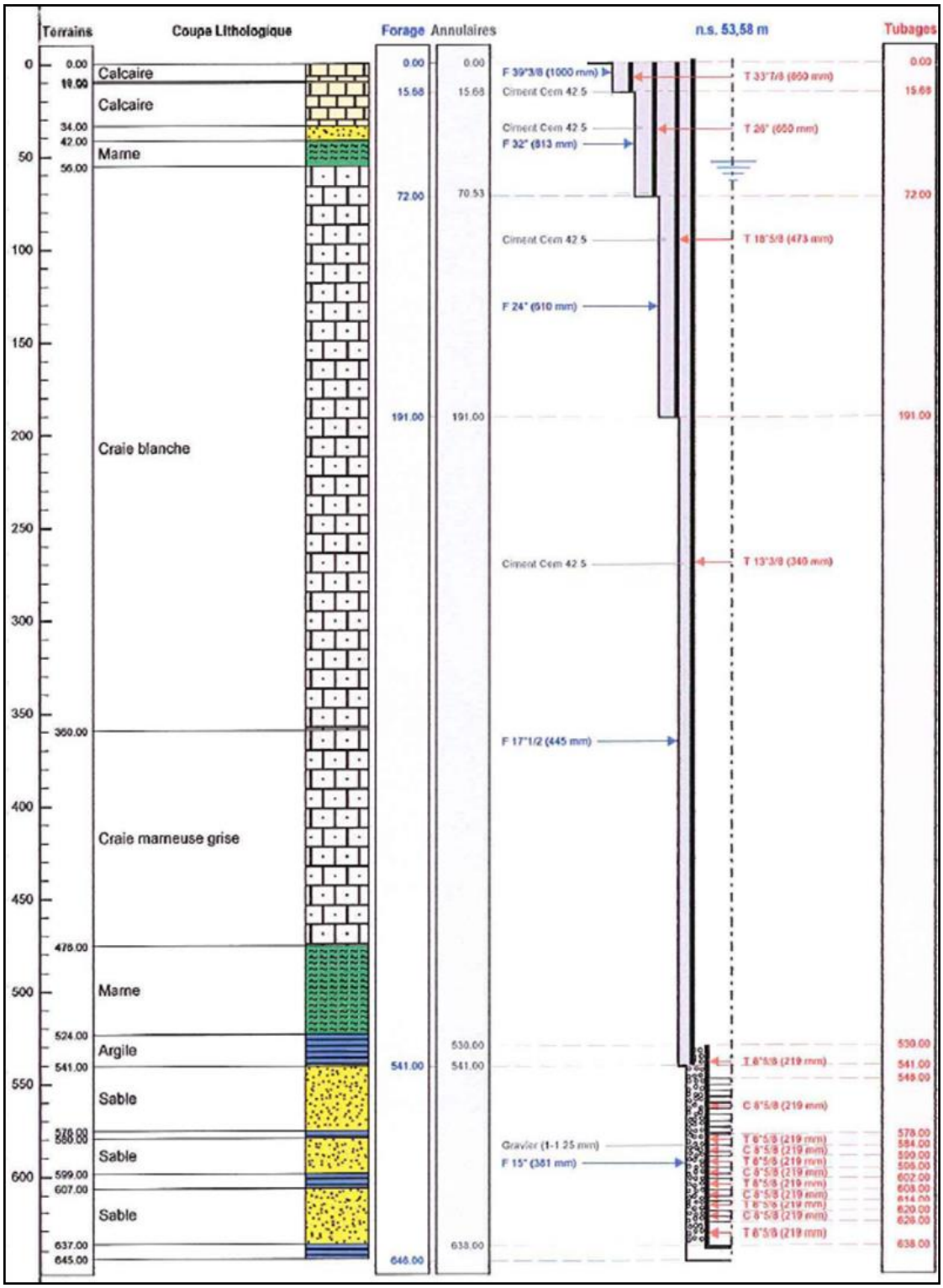


Figure 11 : Coupe technique du forage producteur ILM-1 d'Issy-les-Moulineaux.

Ce forage a été arrêté à la profondeur de 701 mètres (profondeur verticale de 665 mètres) après avoir traversé 29 mètres dans l'Aptien. **Le réservoir de l'Albien a été rencontré entre 563 et 672 mètres forés** (540 à 639 mètres de profondeur verticale), **soit sur une longueur de 109 mètres correspondant à une épaisseur de 99 mètres équivalente à celle du premier puits**.

Une première phase de développement (par soufflage principalement puis par air-lift) a été réalisée sur 10 jours (du 02 au 23/05/2012) avec la machine de forage en place jusqu'au 29/05/2012. Les essais de production par pompage et un test d'interférence avec ILM-1 ont ensuite été menés sur une semaine (du 31/05 au 06/06/2012) et les opérations sur le puits ILM - 2 ont été finalisées par quatre essais d'injection :

- un premier essai mené du 07 au 21/06/2012 ;
- un deuxième essai du 11 au 17/07/2012 ;
- un troisième essai le 23/07/2012 ;
- un quatrième essai le 20/12/2012 après le nettoyage par soufflage du puits ILM-2 (les 29 et 30/08/2012) et **l'apport d'un complément de graviers dans l'annulaire de la colonne captante du forage ILM-1 (septembre 2012)**.

Au niveau du réservoir, **le forage du puits ILM-1 a été réalisé en diamètre 12"1/4 puis alésé en 15", alors que pour le puits ILM-2 le réservoir foré en diamètre 12''1/4 n'a pas été alésé**. Des crépines de nature et de diamètre différents ont ensuite été mises en place (voir plus bas).

Les niveaux perméables correspondant, de haut en bas, aux **Sables de Frécambault**, aux **Sables de Drillons** et aux **Sables verts** ont été traversés sur des **épaisseurs respectives de 33,5, 19,3 et 33 mètres pour le puits vertical ILM-1** et sur des **longueurs respectives de 35, 16 et 50 mètres pour le puits dévié ILM-2**. Pour une épaisseur équivalente de l'Albien constatée entre les deux puits (97 et 99 mètres), **les longueurs forées dans les niveaux perméables sont supérieures de 15% au puits dévié ILM-2**.

Des analyses granulométriques ont été réalisées sur les trois niveaux sableux du réservoir. Les courbes granulométriques présentent des allures relativement semblables, avec une **composition majoritaire de sables fins à moyens avec une dimension généralement inférieure à 2 mm.** Les Sables verts présentent un faciès plus grossier que les deux autres niveaux sableux.

Entre ces niveaux perméables, les argiles Tégulines et les Argiles de l'Armance ont des épaisseurs réduites : respectivement 3,7 et 7,5 mètres pour le puits ILM-1, 2 et 6 mètres pour le puits ILM-2.

Les niveaux producteurs ont été identifiés lors des diagraphies de production (micromoulinet, température et conductivité) réalisées le 05/01/2012 pour le puits ILM-1 et le 06/07/2012 pour le puits ILM-2. **Une valeur maximale de 30,8°C a été relevée en fond de chacun des deux puits**.

Au débit moyen de pompage de 73 m^3/h (équivalent pour les deux essais), **l'ensemble de la hauteur du réservoir semble produire** avec une contribution au débit variable selon les niveaux.

Pour le puits ILM-1, dont certaines sections du réservoir (en particulier les niveaux correspondant aux Argiles Tégulines et aux Argiles de l'Armance) sont masquées par des tubes

pleins empêchant toute arrivée d'eau dans le puits à ces niveaux, **la production proviendrait majoritairement des Sables de Frécambault avec une contribution au débit total de l'ordre de 66,5%**, puis des Sables des Drillons pour 29% (avec notamment un niveau peu épais de 0,5 mètre contribuant pour près de 15% au débit total) et des Sables verts pour seulement 4,5% environ.

Au puit ILM-2, dont seule une section basse au sein des Sables verts est masquée par un tube plein, **la contribution des Sables de Frécambault resterait majoritaire (de l'ordre de 49%)** mais le rapport s'inverserait entre les Sables des Drillons (18%) et les Sables verts (33%) dont un niveau de 7 mètres situé au toit contribuerait pour près de 25% au débit total.

A la réserve que les sections en tube plein puissent masquées des arrivées d'eau au sein du puits ILM-1, la hauteur utile du réservoir (somme des hauteurs des niveaux producteurs) serait nettement plus importante au puits injecteur ILM-2 (95,1 mètres) qu'au puits producteur ILM-1 (50,2 mètres).

Les essais du puits ILM-1 ont mis en évidence une arrivée d'eau anormale (venue d'eau importante par l'espace annulaire, estimée à 11% du débit total de production et chargée en matières en suspension) **au sommet de la colonne captante**, correspondant au *liner hanger* mis en place à 525,3 mètres de profondeur (Cf. coupe technique de la Figure 12).

Suite à la diminution de l'injectivité du puits ILM-2 constatée lors des essais d'injection postérieurs et probablement liée à la production de particules fines issues du puits ILM-1, des investigations complémentaires réalisées en septembre 2012 ont confirmé l'origine des désordres. La photographie de la Figure 12, issue d'une nouvelle inspection vidéo et extraite du rapport de fin de travaux, illustre le problème observé.

Suivant la coupe technique de la Figure 12, **la hauteur de la colonne captante au-dessus du toit du réservoir est de 15,7 mètres, avec une hauteur de graviers (massif filtrant) de 11 mètres qui a dû être complétée en septembre 2012, à la suite des investigations complémentaires, par un ajout de graviers (calibre 1 – 1,25 mm) au sommet de la colonne pour empêcher le flux de passer par l'annulaire**.

Pour ce qui concerne la complétion des deux puits, compte tenu des diamètres de foration différents au niveau du réservoir, les puits producteur ILM-1 (foré en 12''1/4 puis alésé 15") et injecteur ILM-2 (foré en 12''1/4, sans alésage) sont respectivement équipés des éléments suivants :

- une crépine inox 304 L de diamètre 8"5/8, de type JOHNSON constituée par un **fil continu enroulé sur un tube comportant des perforations de 16 mm. Un massif filtrant composé de graviers (calibre 1 - 1,25 mm) a ensuite été mis en place dans l'espace annulaire**.
- une crépine inox 304 L de type JOHNSON MUNI-PAK **constituée par une double paroi 8"5/8 (de type fil enroulé) et 10"5/8 (à nervures repoussées), l'espace interne pré-gravillonné (calibre 1,16 à 1,7 mm) assurant la fonction d'un massif filtrant.**

L'ouverture des crépines (slot) est de 0,8 mm pour les deux puits.

La Figure 13 permet de visualiser la nature différente des crépines mises en place dans chacun des forages au niveau du réservoir. Ces photographies sont extraites de l'inspection vidéo présentée dans les DOE des travaux de forage.

Figure 12 : Mise en évidence d'une venue d'eau anormale chargée en MES par l'espace annulaire du puits de production ILM-1 d'Issy-les-Moulineaux.

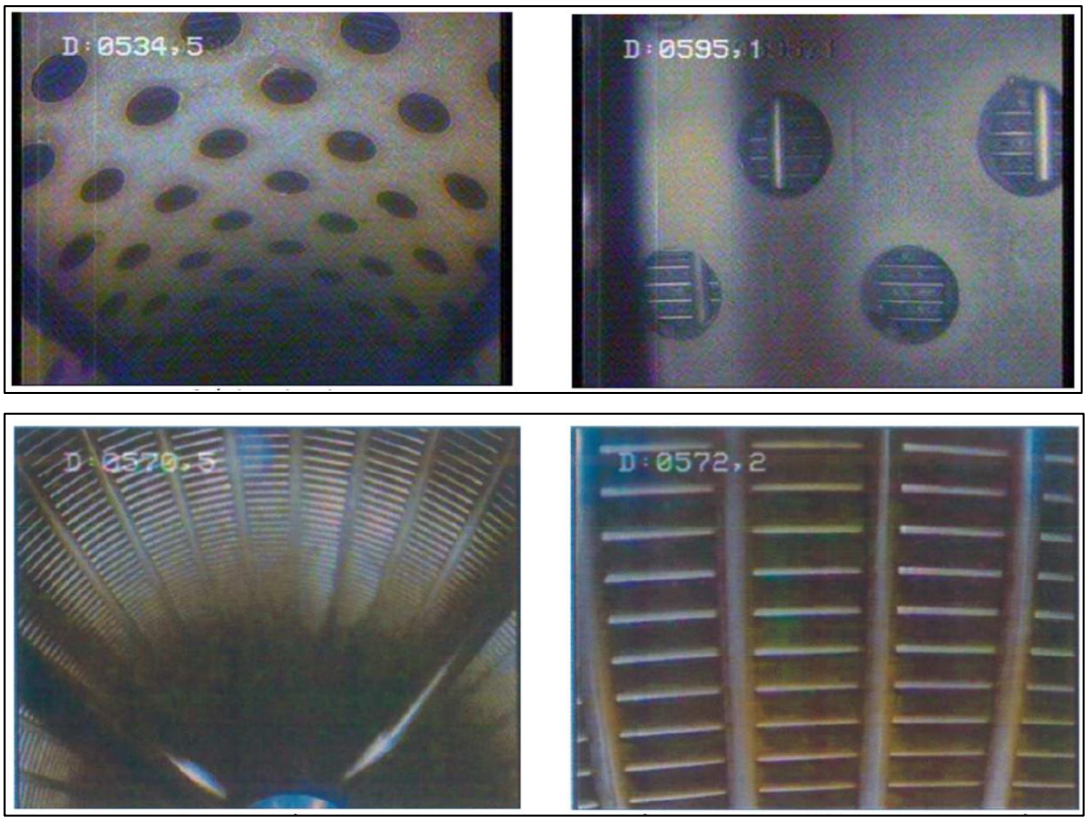


Figure 13 : Photographies des crépines des forages producteur ILM-1 (en haut) et injecteur ILM-2 (en bas) du doublet d'Issy-les-Moulineaux.

Par rapport au premier puits, **le forage du réservoir et la nature de l'équipement du puits ILM-2 présentent plusieurs avantages** :

- il permet d'éviter l'alésage du réservoir réduisant ainsi la durée et les risques associés à ce type d'opération ;
  RQ : Pour le puits ILM-2, la phase de forage correspondant à la traversée de la Craie du Sénonien jusqu'au toit du réservoir de l'Albien a été réalisée en déviation à partir d'environ 160 mètres, en diamètre 12''1/4 puis alésée en diamètre 17''1/2. Une première tentative d'alésage a conduit à la sortie de la trajectoire initiale à partir d'environ 350 mètres. Après la mise en place d'un bouchon de ciment, le forage en 12''1/4 a été repris, puis alésé en 17''1/2 en suivant correctement la trajectoire prévisionnelle de l'ouvrage.
- il facilite la mise en place du massif filtrant intégré à la crépine (= espace interne pré-gravillonné) *a fortiori* dans un puits dévié ;
- il offre une plus grande surface à l'écoulement du fluide au contact entre le réservoir et la crépine, réduisant de fait les vitesses d'écoulement.

Ce choix a peut-être été lié à des difficultés de réalisation du premier puits (alésage, mise en place du massif filtrant) ou simplement à une impossibilité d'anticiper le dimensionnement des crépines et le calibrage du massif filtrant, sans connaître au préalable la granulométrie des sables de l'Albien, et en tenant compte du délai d'approvisionnement sur chantier des équipements adéquats.

A la suite des opérations de développement des forages, les essais de pompage ont été réalisés du 15 au 22/12/2011 pour le puits ILM-1 et du 31/05 au 06/06/2012 pour le puits ILM-2.

Ils ont débuté par des essais par paliers visant à caractériser la productivité des ouvrages. **Six paliers d'une heure ont été réalisés pour chaque ouvrage avec des débits croissants, variant de 90 à plus de 250 m^3/h** (274 m^3/h pour le puits ILM-1, débit maximal pour la pompe en place). **Les paliers ont été enchainés en respectant une phase de remontée de 1h30 entre chaque palier**. Les ouvrages ont montré une **excellente productivité avec des indices de 117 $m^3/h/bar$ pour le puits ILM-1 (producteur) et 94 $m^3/h/bar$ pour le puits ILM-2 (injecteur)**. Les débits critiques des ouvrages n'ont pas été atteints (pas d'apparition de pertes de charges quadratiques significatives au débit de production maximal).

Ces essais ont été finalisés par des **tests de pompage de longue durée : 72 heures pour le puits ILM-1 au débit moyen de 216 m^3/h et près de 52 heures pour le puits ILM-2 au débit moyen proche de 224,5 m^3/h**. L'interprétation de ces tests a permis de déterminer une **transmissivité du réservoir proche de 6.10^{-3} m^2/s équivalente pour les deux forages**, et tout à fait cohérente avec les valeurs connues pour l'Albien.

Au cours des essais de production du forage ILM-2, le suivi piézométrique du puits ILM-1 a montré une connexion hydraulique du réservoir (**test d'interférence**), avec une influence observée après 40 minutes de pompage et un rabattement final mesuré à une valeur proche de 4 mètres. Le coefficient d'emmagasinement de l'aquifère a été évalué à $1,4.10^{-4}$.

Les suivis physico-chimiques effectués au cours des phases de production ont montré une **eau de type bicarbonaté calcique et magnésienne**, avec un fluide **faiblement minéralisé** (de l'ordre de 280 µS/cm), **dépourvu en oxygène dissous**, et un pH compris entre 7,65 et 7,85.

Sur le plan bactériologique, les analyses ont montré l'absence d'*Entérocoques* et d'*Escherichia Coli*.

Les dernières opérations menées dans le cadre de la réalisation du doublet d'Issy-les-Moulineaux se sont concentrées sur les **tests de réinjection du puits ILM-2 qui ont été menées sur une longue période (de juin à décembre 2012)**, compte tenu d'un certain nombre de **difficultés techniques liées principalement aux conditions de chantier** et des **résultats montrant rapidement une perte d'injectivité de l'ouvrage**. Deux opérations de nettoyage complémentaires, réalisées en août 2012 et mars 2013, ont été nécessaires suite aux tests de réinjection.

La phase correspondant au **premier test de réinjection** (du 07 au 21/06/2012) a été réalisée immédiatement après les phases de forage, de développement et d'essais de production du puits ILM-2. Le fluide pompé dans le puits ILM-1 au débit maximal (250 m^3/h) a d'abord été rejeté à l'égout avant d'obtenir une eau claire, dépourvue de sables, pouvant être réinjectée dans le puits ILM-1. Ce test a été constitué successivement par :

- un **test par paliers** (5) de débits croissants (variant entre des valeurs proches de 95 à **202 m^3/h** maintenues sur des durées de 2 à 3 heures) suivant une séquence comprenant 2 paliers successifs suivis d'une remontée, puis 3 nouveaux paliers successifs.
  A la fin du dernier palier, la pression en tête de puits a été mesurée à 1,8 bar (« données manuelles » fournies par l'entreprise de forage) et l'indice d'injectivité a été évalué à **30 m^3/h/bar** (niveau statique de la nappe mesuré à environ 50 mètres de profondeur).
- un **test de longue durée** (**71h35**) au débit moyen proche de 164 m^3/h.
  En fin de test, la pression en tête de puits était de 5,24 bars pour un débit proche de **141 m^3/h** et l'indice d'injectivité a été évalué à une valeur proche de **14 m^3/h/bar** nettement inférieur au résultat précédent obtenu avec un débit supérieur.
  Ce test a été interrompu suite à une fuite constatée sur une canalisation à proximité du forage ILM-1, probablement liée au passage de poids lourds.

Le **deuxième test d'injection** (du 11 au 17/07/2012) constitué des mêmes séquences a montré les résultats finaux suivants :

- **test par paliers** (aux débits de 90 à **160 m^3/h** au maximum) : pression de l'ordre de 4 bars en tête et indice d'injectivité de **18 m^3/h/bar** ;
- **test de longue durée** (**26h10** – débit moyen **139 m^3/h**) : pression de 5,5 bars en tête et indice d'injectivité de l'ordre de **13 m^3/h/bar.**
  Ce test a été interrompu suite à la rupture du flexible en sortie du forage ILM-1 provoquée par le creusement d'une tranchée.

Le **troisième test d'injection** (le 23/07/2012) consistait à refaire le test de longue durée. Ce test a dû être interrompu **après 1h37** suite à la rupture d'un flexible situé en amont du forage ILM-2. Les résultats montraient toujours une baisse de l'injectivité de l'ouvrage : pression en tête proche de 6 bars et indice d'injectivité évalué à **11,5 m^3/h/bar** pour un débit de **123 m^3/h**.

Suite à ce constat, une pompe d'exhaure a été descendue dans le puits pour vérifier la productivité de l'ouvrage qui s'est avérée moins bonne qu'à l'origine, avec une eau chargée en particules fines. **Un premier nettoyage du forage par soufflage** a donc été réalisé (29 et 30/08/21012) jusqu'à l'obtention d'une eau claire dépourvue de fines.

Après les investigations complémentaires et l'ajout de graviers dans la colonne captante du forage ILM-1 (visant à empêcher la production de particules fines au niveau du puits producteur), un **quatrième test d'injection** a été réalisé le 20/12/2012. Suite à une première phase de production avec rejet à l'égout du fluide extrait du puits ILM-1, ce dernier essai n' était constitué que d'un test par paliers (4 paliers de 3 heures) à des débits successifs et croissant de 92 à **162 m^3/h**. L'indice final d'injectivité a été évalué à **42 m^3/h/bar**.

Pour ce dernier test, le rapport de fin de travaux indique le passage du fluide dans un hydrocyclone et deux filtres à sables qui ne sont pas mentionnés pour les tests précédents. Ces équipements ont dû être nettoyés en cours de test afin de pouvoir maintenir le débit maximal.

Les conclusions du rapport soulignent également les **difficultés rencontrées au cours des tests** qui n'ont finalement pas permis de déterminer précisément les capacités d'injection du dispositif. Aussi, le **dimensionnement de la pompe de production a été réalisé en conséquence** (marge de sécurité par rapport à la HMT de la pompe et la pression en tête du forage ILM-2 permettant une injection sous pression) et le **dispositif de filtration (hydrocyclone et deux filtres à tamis) a été mis en place en amont des échangeurs**.

Le retour d'expérience du Maître d'ouvrage Délégué (DALKIA) et du Maitre d'œuvre (G2H Conseils) relatif à la réalisation des forages géothermiques à l'Albien d'Issy-les-Moulineaux a été présenté au cours du Comité Technique de la Géothermie sur Aquifères Profonds (CT-GAP) du 31/05/2016. Il ressort de cette présentation des pistes d'amélioration portant sur les points suivants :

- un **fonctionnement du chantier en continu** (24h / 24h). Le fonctionnement discontinu étant à l'origine de beaucoup de retards et de temps morts liés à la mise en sécurité des puits lors des interruptions (nuit et week-end) ;
- un meilleur dimensionnement des **unités de fabrication et de traitement des boues de forage** ;
- une meilleure supervision des travaux avec notamment une présence permanente du prestataire en charge du conditionnement des boues de forage ;
- **une durée suffisante pour la réalisation des essais en fort débit.**

Le doublet du Plessis-Robinson (2012)

Réalisés en 2012, les forages du doublet géothermique du Plessis-Robinson ont ciblé le **réservoir du Néocomien**.

Les opérations ont débuté par la réalisation du **puits producteur LPR-1 vertical**. Enregistrées entre le 07/12/2011 (préparation de la plateforme et réalisation de l'avant-puits) et le 07/09/2012 (fin des tests de réinjection de LPR-1 vers LPR-2), les travaux de forage proprement dits ont été réalisés sur une **durée de 53 jours en travail discontinu** (interruption la nuit et le week-end) entre le 23/01/2012 et le 15/03/2012 (mise en place de la crépine et du massif filtrant). Les travaux ont été retardés en raison de mauvaises conditions climatiques (gel).

Après une première phase de développement et de traitement (hexamétaphosphate) du puits LPR-1 (du 16/03/2012 au 30/03/2012), l'appareil de forage a été déplacé pour la réalisation du second forage.

Implanté à environ 580 mètres du premier puits, les opérations relatives au puits LPR-2 ont été enregistrées entre le 13/02/2012 (plateforme et avant-puits) et le 07/09/2012 (tests de réinjection). Les travaux de forage de ce puits dévié ont été réalisés sur une **durée de 46 jours**, du 18/04/2012 au 02/06/2012 (cimentation complémentaire du tubage 10''3/4). La déviation amorcée à la profondeur de 263 mètres a été orientée vers le nord avec une **inclinaison de 30,5° au toit du réservoir** permettant d'obtenir un **déplacement horizontal (déport) proche de 260 mètres**.

Les forages LPR-1 et LPR-2 ont été arrêtés à des **profondeurs respectives de 995 mètres** (cote verticale) **et de 1040 mètres** (cote forée), après avoir atteint le toit du réservoir à des profondeurs conformes aux prévisions : 874 mètres pour LPR-1 et 889 mètres pour LPR-2. Mise à part la déviation du second puits, l'architecture des forages et relativement similaire (Cf. coupes techniques Figure 14 et Figure 15).

Pour le puits producteur LPR-1, la coupe du tubage 10''3/4 à la **profondeur de 332 mètres** a permis d'aménager une **chambre de pompage constituée par le tubage 16''** dont le sabot a été mis en place à 374,5 mètres. Une cimentation complémentaire du tubage 10''3/4 a dû être réalisée après la coupe du tube.

Le tubage 10''3/4 du puits injecteur LPR-2 a également été coupé à une profondeur inférieure (182 mètres) afin de reprendre la cimentation déficiente de la partie sommitale de ce tubage.

Au niveau du réservoir, le forage du puits LPR-1 a été effectué en diamètre 9''1/2 puis alésé en 15'', tandis que le réservoir du puits LPR-2 foré également en 9''1/2 a été alésé au diamètre 11''. Comme pour le doublet d'Issy-les-Moulineaux, les puits du Plessis-Robinson ont été équipés d'une complétion de nature et de diamètres différents :

- pour la complétion du puits producteur LPR-1, une crépine inox 304 L de diamètre 7"5/8, de type JOHNSON constituée par un **fil continu enroulé sur un tube comportant des perforations de 16 mm. Un massif filtrant composé de graviers siliceux (calibre 0,8 - 1,4 mm) a ensuite été mis en place dans l'espace annulaire**. L'ouverture des crépines (slot) est de 0,75 mm. Par rapport à l'épaisseur du réservoir (121 mètres), les longueurs crépinées représentent un ratio de 59,6% ;

- pour la complétion du puits injecteur LPR-2, une crépine inox 304 L de type JOHNSON MUNI-PAK **constituée par une double paroi 6"5/8 (de type fil enroulé) et 8"5/8 (à nervures repoussées), l'espace interne rempli par des billes de verre (calibre 1,25 à 1,65 mm) assurant la fonction d'un massif filtrant.** L'ouverture des crépines (slot) est de 1 mm. Par rapport à la hauteur traversée dans le réservoir (132 mètres), les longueurs crépinées représentent un ratio de 65,2%.
  NB : Lors de la mise en place des crépines, l'ancreur (« hanger ») surmontant la colonne captante n'a pu être verrouillé. Après la mise en eau du forage, un massif de gravier complémentaire (calibre 2,5 – 5 mm) et un second obturateur (« packer seal ») ont été mis en place.

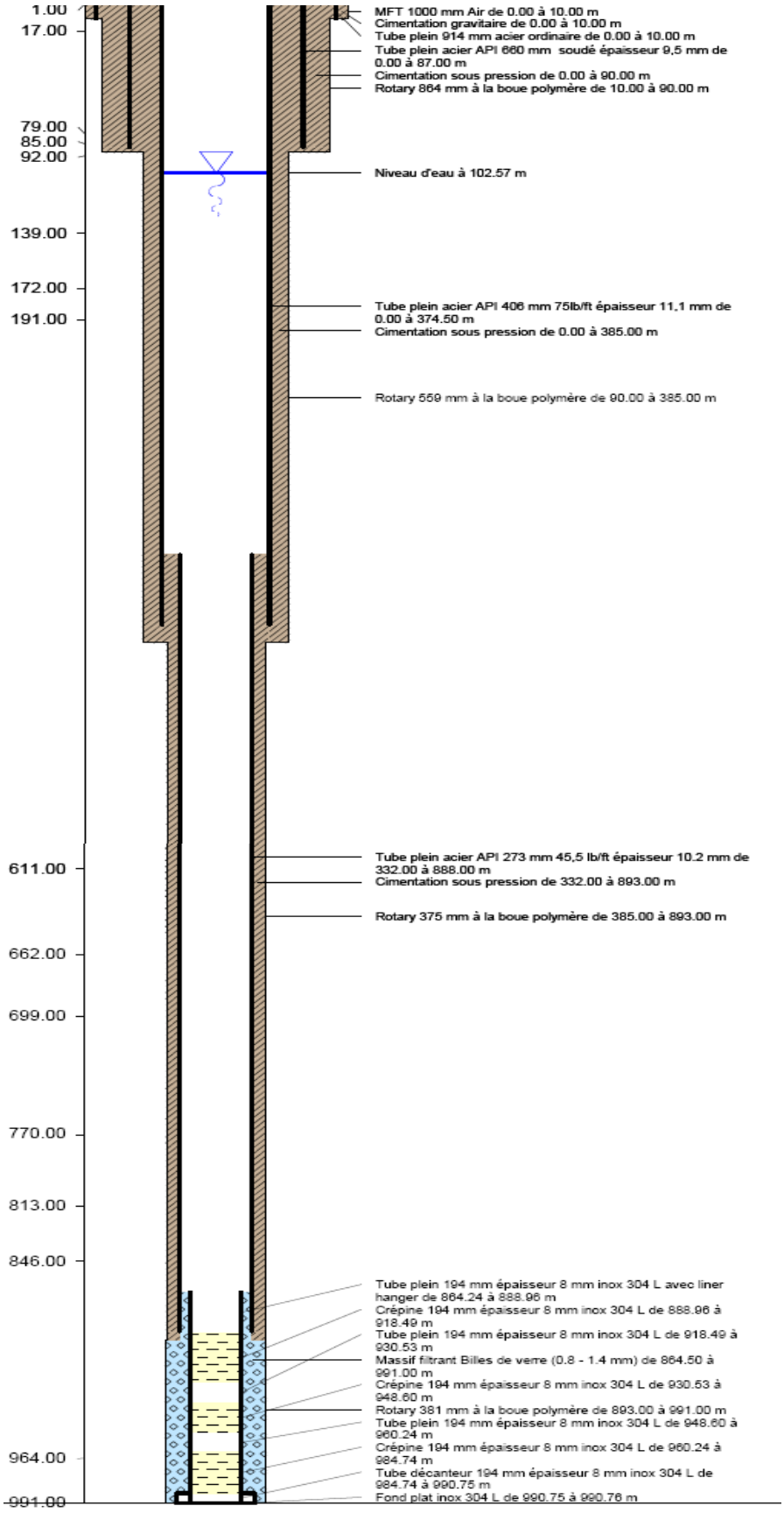


Figure 14 : Coupe technique du puits producteur LPR-1 du Plessis-Robinson.

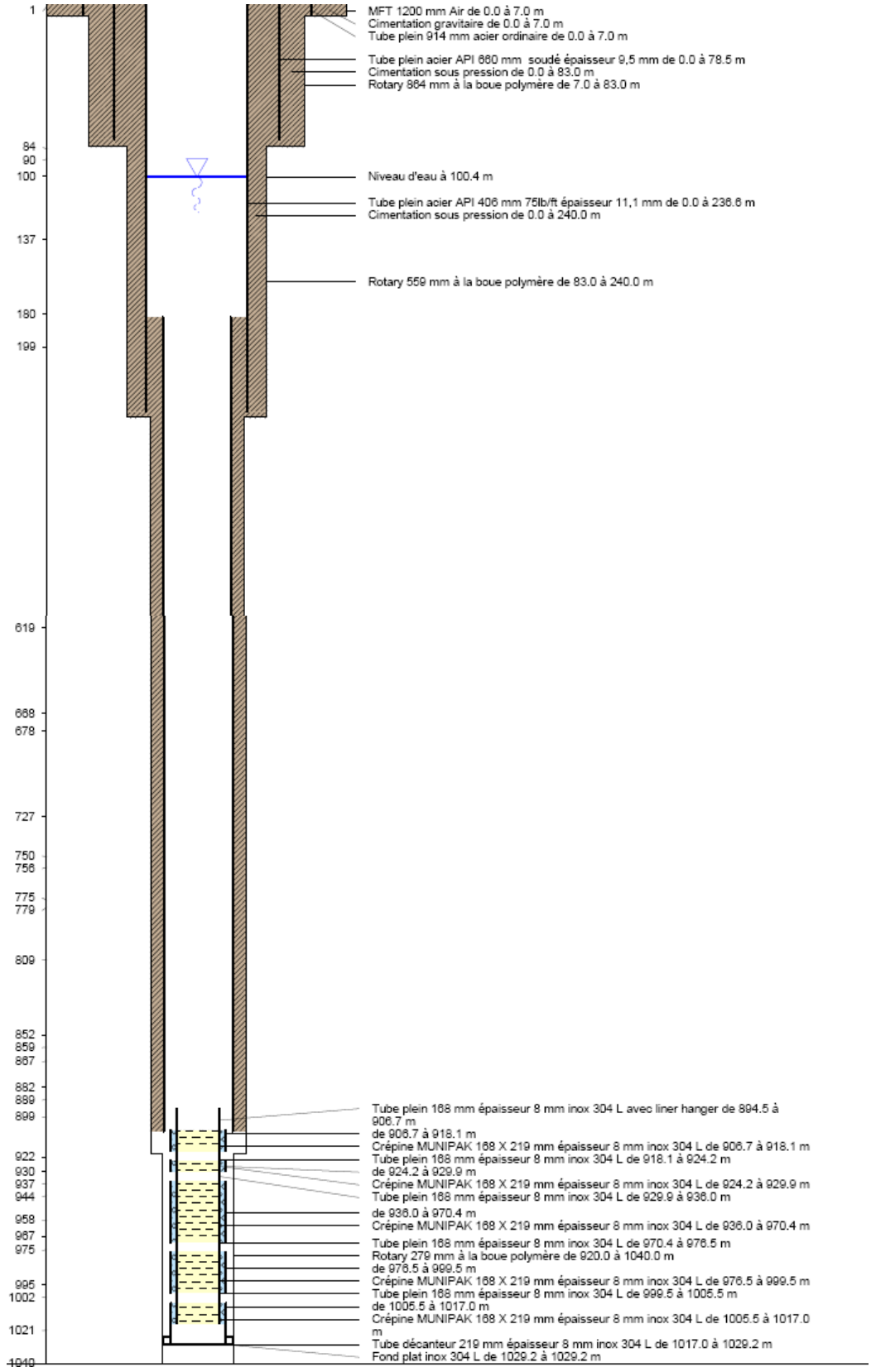


Figure 15 : Coupe technique du puits injecteur LPR-2 du Plessis-Robinson.

Dans le cas de ces deux puits, **la colonne captante est équipée de centreurs et de joints de raccordement diélectriques permettant d'éviter les problèmes de corrosion galvanique** entre l'acier au carbone des tubages et des éléments d'ancrage de la complétion et l'inox des crépines.

D'un point de vue lithologique, le réservoir du Néocomien est constitué par des alternances de niveaux sableux et d'argiles. Des analyses granulométriques réalisées à partir d'échantillons de terrain (« cuttings ») indiquent une **composition majoritaire de sables fins à moyens, localement grossiers**. La fraction la plus fine (inférieure à 0,08 mm) varie très fortement (de 8% à 75 % pour les échantillons analysés au puits LPR-2) d'un échantillon à l'autre, sachant que leur représentativité peut fortement être remise en cause (remontée différentielle des cuttings dans l'annulaire en cours de forage et prélèvement des échantillons possible qu'après les désilteurs).

Au sein du réservoir traversé par le forage producteur LPR-1, l'interprétation croisée des diagraphies de réservoir (Radioactivité Naturelle, Polarisation Spontanée et Résistivité) a permis de distinguer cinq grands ensembles à dominante sableuse ou argileuse, puis de positionner les crépines en conséquence. Un niveau sableux intermédiaire, repéré entre 929 et 950 mètres de profondeur, s'est avéré être une **zone productrice importante contribuant à près de 88% du débit d'essai (limité à 47,5 m^3/h) sur une épaisseur réduite d'environ 13 mètres (entre 934 et 947 mètres)**. Trois autres niveaux producteurs ont été repérés par flowmétrie, au-dessus (5% du débit entre 902 et 910 mètres et 3% du débit entre 915 et 918 mètres) et en dessous (4 % du débit entre 960 et 965 mètres) de la zone contributrice principale. Au total, **l'épaisseur utile du réservoir représente une hauteur réduite de 27,2 mètres sur une épaisseur totale de 121 mètres**.

Pour le réservoir du forage injecteur LPR-2, l'interprétation croisée des diagraphies de réservoir n'a pas permis de discerner véritablement de grands ensembles de sables ou d'argiles, à l'exception d'une section réduite à 3 mètres (entre 933 et 936 mètres) à dominante argileuse. Les niveaux producteurs semblent davantage répartis sur la hauteur du réservoir :

- 14% du débit entre 906,5 et 909 mètres ;
- 4% entre 924 et 927 mètres ;
- 10% entre 936 et 984,5 mètres ;
- 18% entre 984,5 et 986 mètres ;
- 25% entre 988 et 990 mètres ;
- 12% entre 990 et 993,5 mètres ;
- 10% entre 993,5 et 994,5 mètres ;
- 7% entre 1006 et 1016 mètres.

La section intermédiaire du réservoir comprise entre 984,5 et 994,5 mètres contribue néanmoins majoritairement au débit (65 %) sur une épaisseur réduite (10 mètres) sensiblement équivalente à la zone contributrice majeure observée sur LPR-1 (13 mètres).

L'épaisseur utile du réservoir évaluée à 71,6 mètres pour le puits dévié LPR-2, apparait nettement supérieure à celle déterminée au puits LPR-1 (27,2 mètres), pour une hauteur totale du Néocomien de 132 mètres légèrement supérieure (121 mètres). L'épaisseur importante (48,5 mètres) du niveau producteur identifié entre 936 et 984,5 mètres (10% du débit) explique cette différence apparente. L'apparition de ce niveau pourrait simplement être liée au débit de production supérieur appliqué lors de la flowmétrie effectuée au puits LPR-2 (72 m^3/h au lieu de 47,5 m^3/h).

Suite aux travaux de forage, les opérations de développement et d'essais ont été réalisées alternativement sur les deux ouvrages.

Pour le puits LPR-1, la succession des opérations a été la suivante :

- **première phase de développement et de traitement** (hexamétaphosphate) par air-lift et pistonnage du 16 au 22/03/2012 ;
- après la coupe du tubage 10''3/4, **pompage de développement** du 27 au 30/03/2012 ;
- **premiers essais de production** du 10 au 12/04/2012 (interruption de l'essai de longue durée en raison d'une panne de la pompe immergée) ;
- cimentation complémentaire du tubage 10''3/4 du 03 au 05/05/2012 ;
- **seconde phase de développement à l'air-lift et de traitement** (hexamétaphosphate) du 09 au 31/05/2012 avec opérations de contrôle de l'ouvrage (inspections vidéo, cimentation complémentaire) et diagraphies de production (flowmétrie) ;
- **troisième phase de développement par air-lift** du 14 au 22/08/2012 ;
- mise en place d'une pompe immergée, de la conduite de refoulement et d'un **hydrocyclone** (Figure 16 – source DOE) du 23 au 27/08/2012 ;
- **essais de production et tests de réinjection** du 28/08/2012 au 07/09/2012.

Figure 16 : Photographie de l'hydrocyclone mis en place pour les essais du puits producteur LPR-1.

Après la fin des travaux de forage du puits LPR-2 (02/06/2012), la succession des opérations a été la suivante :

- **première phase de développement à l'air-lift** du 03 au 12/06/2012 et contrôles de l'ouvrage (cimentation complémentaire et inspection vidéo) ;
- repli de la machine de forage HH-102 et installation de l'atelier de forage SK-11 du 13 au 20/06/2012 ;
- mise en place d'un cône sur la coupe du tubage 10''3/4 du 21 au 25/06/2012 ;
- **seconde phase de développement à l'air-lift, soufflage et traitement** (hexamétaphosphate) du 26/06/2012 au 24/07/2012 ;
- **essais de pompage** avec diagraphies de production (flowmétrie) et inspection vidéo du 25/07/2012 au 09/08/2012 ;
- **équipement du puits** (tête de puits définitive, colonne d'injection et de mesure de niveau) du 10 au 31/08/2012 ;
- **tests d'injection** du 04 au 07/09/2012.

Les essais de pompage ont permis de déterminer les caractéristiques des ouvrages et du réservoir.

Les résultats des essais de production par paliers (4 paliers de 2 heures à des débits variant de 80 à **200 m^3/h**, entrecoupés par une remontée de pression de même durée) ont donné des **indices de productivité similaires pour les deux ouvrages : 35 m^3/h/bar pour LPR-1** ($2^{ème}$ essai) et **33 m^3/h/bar pour LPR-2**. Les courbes caractéristiques des ouvrages montrent des pertes de charge quadratiques représentant 33 à 34% du rabattement mesuré au débit maximal qui sont jugées acceptables, le débit d'exploitation prévisionnel de 200 m^3/h étant visiblement inférieur au débit critique des ouvrages.

L'interprétation des **essais de longue durée (72 heures au débit moyen proche de 185 m^3/h)** donne une **transmissivité du réservoir de l'ordre de 3.10^{-3} m^2/s et un coefficient d'emmagasinement proche de $7,5.10^{-5}$**, sensiblement équivalentes pour les deux ouvrages et conformes aux caractéristiques connues de l'aquifère. Les tests d'interférence entre puits ont montré une influence très rapide du pompage donnant un rabattement de l'ordre de 6 mètres après 72 heures de production.

Des **températures de 38,6°C pour le puits LPR-1 et 37,5°C pour le puits LPR-2** ont été mesurées au cours des pompages par l'intermédiaire d'un capteur immergé (profondeur non précisée).

Les suivis physico-chimiques effectués au cours des phases de production ont montré une **eau de type bicarbonaté calcique et magnésienne**, avec un fluide **faiblement minéralisé** (de l'ordre de 450 µS/cm), **dépourvu en oxygène dissous mais contenant du fer dissous** (210µg/l pour LPR-1 et 130 µg/l pour LPR-2) **et des traces de manganèse** (26 à 27 µg/l), et un pH de l'ordre de 7,6. Sur le plan bactériologique, les analyses ont montré l'absence de germes pathogènes (*Entérocoques* et d'*Escherichia Coli)* et la **présence de bactéries sulfato-réductrices** dont l'origine serait probablement liée aux travaux.

Le test de réinjection final (au débit de 182 m^3/h pendant 65h30) a révélé un **indice d'injectivité élevé du puits LPR-2 évalué à 41 m^3/h/bar**, supérieur à l'indice de productivité mais influencé par le pompage concomitant au puits LPR-1.

Le doublet de la ZAC Clichy-Batignolles à Paris (2014)

L'opération géothermique de la ZAC Clichy-Batignolles est la l'avant-dernière réalisation en date ciblant le **réservoir de l'Albien (2 nouveaux doublets à l'Albien forés en 2017)**. Le doublet réalisé en 2014 comporte **deux puits déviés** implantés dans le 17ème arrondissement de Paris sur des sites distincts éloignés d'environ 400 mètres.

La photographie de la Figure 17, extraite du rapport de fin de travaux (DOE), montre une partie de l'emprise du chantier ainsi que la disposition de la machine de forage (HH-102B) et de ses principaux équipements (pompes, bassins et centrifugeuse notamment) sur le deuxième site en juillet 2014.

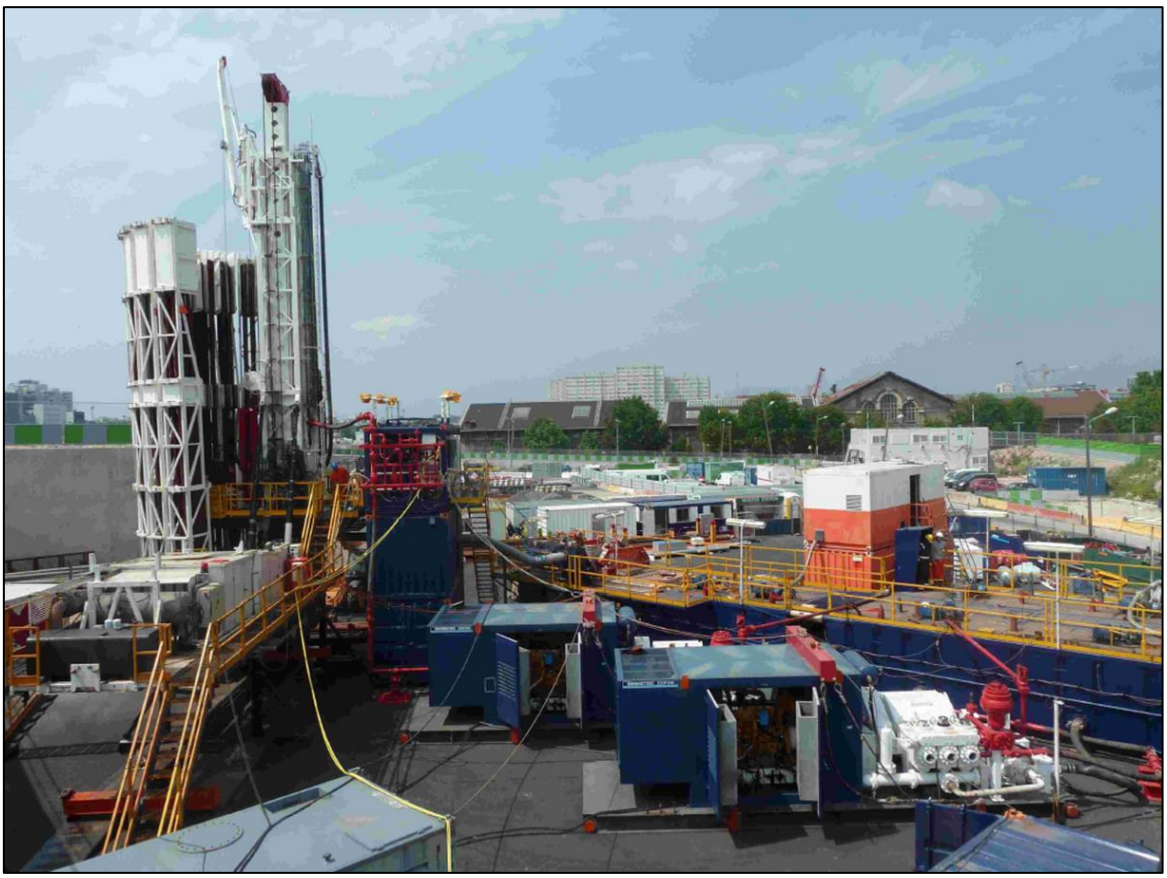


Figure 17 : Photographie du chantier de forage de Clichy-Batignolles (Paris 17ème).

Le **puits producteur P1** a été orienté vers le nord-nord-ouest (azimut 344°) avec une **déviation proche de 22° au toit du réservoir** (déplacement horizontal de 120 mètres) réalisée en deux temps :

- une première déviation amorcée à 195 mètres de profondeur ;
- une seconde déviation consécutive à un premier sinistre et la réalisation d'un side-track à partir de 476 mètres.

Orienté vers le sud-sud-est (azimut 158°), la déviation du **puit injecteur P2** a été amorcée à la profondeur de 200 mètres, pour atteindre une **inclinaison du forage proche de 16° au toit du réservoir**, induisant un déplacement horizontal (déport) de 120 mètres par rapport à la tête de puits.

Les forages P1 et P2 ont été arrêtés à des profondeurs respectives de 764 et 755 mètres, atteignant le **toit du réservoir à une profondeur verticale proche de 650 mètres**. L'écartement entre les impacts au toit du réservoir des forages est évalué à 624 mètres.

L'architecture des puits est similaire :

- le forage P1 est constitué d'un tubage 16'' descendu à 180 mètres de profondeur (chambre de pompage de 153 mètres de profondeur) et d'un tubage 10''3/4 jusqu'au toit du **réservoir foré ensuite en diamètre 9''7/8**.
- pour le forage P2, le tubage 16'' a été descendu à 169 mètres et le tubage 10''3/4 a été coupé à 140 mètres de profondeur. **Le réservoir a été foré en diamètre 9''5/8 puis alésé en 9''7/8**.

Les opérations ont été enregistrées entre le 08/04/2014 (avant-puits et plateforme) et le 17/09/2014 (fin des essais de pompage) pour le puits P2, et entre le 17/04/2014 (avant-puits et plateforme) et le 08/12/2014 (inspection caméra et diagraphies réservoir) pour le puits P1.

Dans un premier temps, les **travaux de forage du puits injecteur P2** ont été réalisés entre le 25/07/2014 et le 20/08/2014 (fin de la phase de forage du réservoir), soit sur **une durée réduite de 27 jours**. Un défaut de cimentation du tubage 10''3/4 a conduit à la coupe du tubage et à la réalisation d'une cimentation complémentaire.

Pour la **réalisation du puits producteur P1**, les travaux de forage proprement dits ont été réalisés entre le 02/09/2014 et le 29/11/2014 (coupe du tubage 10''3/4), soit sur une **durée totale de 89 jours**. **Deux sinistres liés à une cimentation défectueuse du tubage 10''3/4** sont la cause d'un retard important évalué au total à 61 jours. **Le premier sinistre** (15 jours) **a conduit à la réalisation d'un side-track (puits P1-ST)** à partir de 476 mètres de profondeur. Le second sinistre (46 jours) a nécessité la coupe du tubage 10''3/4 à 75 mètres de profondeur, le surforage en diamètre 13''3/8 de l'espace annulaire entre les tubages 16'' et 10''3/4 de 75 à 110 mètres environ, puis le fraisage du tubage 10''3/4 jusqu'à la profondeur de 153 mètres.

Ces travaux ont été réalisés de manière discontinue, avec une journée par semaine sans activité correspondant au jour de repos hebdomadaire principalement mis en place les dimanches.

La complétion des puits est également similaire, comportant une **crépine en inox 304 L de type « MUNI-PAK JOHNSON avec technologie skeleton » composée d'une double paroi interne en 6"5/8 et externe en 8"5/8 à fil enroulé renforcé par des lames longitudinales**.

Pour ce doublet, il apparait cependant que **le design de la complétion semble avoir été adapté aux fonctions des puits et au sens de circulation du fluide géothermal**. Le constructeur met en avant l'effet de tuyère des fentes des crépines profilées en V, adaptées aux formations très fines et permettant d'éviter leur colmatage.

La Figure 18, extraite des annexes du DOE du forage P2 (fiches techniques, annexe 9) illustre cette adaptation.

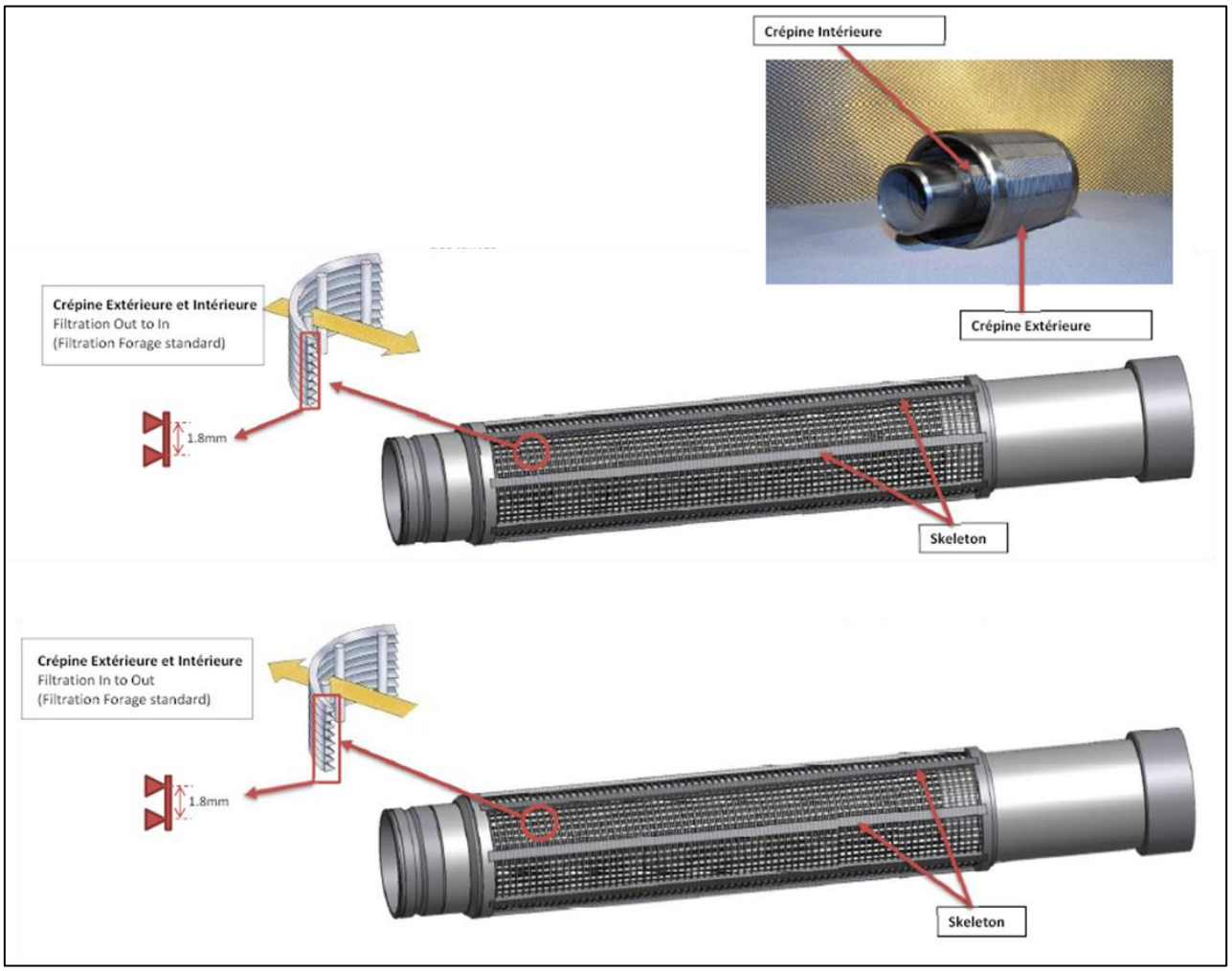


Figure 18 : Type de crépine adapté à la fonction des puits (production ou injection) mis en place pour le doublet de la ZAC Clichy-Batignolles.

Cette adaptation technique porte principalement sur la complétion du puits injecteur du doublet. Elle pose cependant une question relative au comportement de la crépine et au risque de colmatage lorsque le puits est mis en production pour les essais de pompage en fin de travaux, ou à l'occasion d'une opération de nettoyage du réservoir.

L'espace annulaire entre les parois a été préalablement garni de **billes de verre (calibre 1,25 à 1,65 mm)**. L'ouverture des crépines (slot) est de 1 mm et **la colonne captante est équipée de centreurs et de joints de raccordement diélectriques.**

Par rapport à la hauteur traversée dans le réservoir de 82 mètres pour P1 et de 75 mètres pour P2, les longueurs crépinées équivalentes pour les deux puits (57 mètres) représentent respectivement des ratios de 69,5% et 76%.

D'un point de vue lithologique, sous les argiles du Gault attribuées également à l'Albien, le réservoir est constitué de l'alternance des niveaux sableux et argileux reportée ci-dessous :

- **au puits P1 :**
  - **Sables de Frécambault** : hauteur traversée de **21 mètres** (de 668 à 689 mètres forés) ;
  - Argiles Tégulines : 13 mètres (de 689 à 702 mètres) ;
  - **Sables des Drillons** : **36 mètres** (de 702 à 738 mètres) ;
  - Argiles de l'Armance : 3 mètres (de 738 à 741 mètres) ;
  - **Sables verts** : **9 mètres** (de 741 à 750 mètres) ;

- **au puits P2 :**
  - **Sables de Frécambault** : **26 mètres** (entre 665 et 691 mètres forés) ;
  - Argiles Tégulines : 5 mètres (de 691 à 696 mètres) ;
  - **Sables des Drillons** : **30 mètres** (de 696 à 726 mètres) ;
  - Argiles de l'Armance : 6 mètres (de 726 à 732 mètres) ;
  - **Sables verts** : **8 mètres** (de 732 et 740 mètres).

Les résultats des analyses granulométriques effectuées à partir d'échantillons prélevés en cours de forage pour chaque niveau sableux sont présentés en annexe du DOE du forage producteur P-1. Sous réserve de la représentativité effective de ces échantillons, les niveaux perméables du réservoir correspondent à des sables fins (Sables des Drillons) et des sables moyens (Sables de Frécambault et Sables verts). **Les tamisages effectués montrent que plus de 90% des grains de sable ont une dimension inférieure à 1 mm (correspondant à l'ouverture des crépines) et que 6 à 9% des éléments ont une taille inférieure à 0,08 mm (soit 80 µm)**.

Les niveaux producteurs ont été identifiés à partir des diagraphies du réservoir (flowmétrie, température et conductivité) réalisées en fin d'opération pour chaque puits, à des débits de production de 52 m^3/h pour P1 et 60 m^3/h pour P2.

A ces débits, relativement réduits, les contributions des niveaux producteurs s'établissent de la manière suivante :

- pour le **puits P1** (producteur), la **contribution majoritaire proviendrait des Sables des Drillons (47%)** sur une épaisseur importante proche de 22 mètres, puis des **Sables verts (36%)** sur une épaisseur réduite de l'ordre de 5 mètres, et des **Sables de Frécambault (17%)** sur une épaisseur intermédiaire de 11 mètres ;

- pour le **puits P2** (injecteur), les contributions au débit total s'inversent avec une **prédominance des Sables de Frécambault (56%) sur les Sables des Drillons (36%)** pour une épaisseur équivalente proche de 14 mètres, **les Sables verts ne contribuant que pour 8%** sur une épaisseur qui reste réduite à 5 mètres environ.

Les écoulements semblent continus sur la hauteur des Sables de Frécambault alors que les niveaux producteurs paraissent plus individualisés (1 à 3 niveaux) au sein des Sables des Drillons et des Sables verts. **Les épaisseurs totales des niveaux producteurs** (épaisseurs utiles cumulées) sont relativement proches : **37,6 mètres pour P1 et 33,9 mètres pour P2**.

La **température de 28,5°C** a été mesurée au niveau du réservoir du puits de production.

Suite aux travaux de forage, les phases de développement des ouvrages ont été réalisées de la manière suivante :

- Pour le **puits P2**, la première phase de **développement par air-lift** a été réalisée du 21 au 22/08/2014 sur une **durée de 30 heures** (débit maximal 194 m^3/h) et le **développement par pompage** a été enchainé sur une **durée de 20 heures**.
  Compte tenu des valeurs obtenues de l'indice de productivité jugé faible (de l'ordre de 42 m^3/h/bar), un **traitement à l'hexamétaphosphate** a été réalisé du 03 au 05/09/2014 après le déplacement de la machine de forage sur le puits P1 et l'installation de l'appareil de work-over (SK-11) sur le puits P2.
  Il a ensuite été procédé à une **nouvelle phase de développement par air-lift pendant 6 heures et par pompage pendant 24 heures**.

- Pour le **puits P1**, une **première phase de développement à l'air-lift** a été réalisée du 11 au 14/10/2014 **sur une durée totale de 40 heures**, avec des débits variables atteignant la valeur maximale de 206 m^3/h.
  Suite à la résolution du second sinistre, une désinfection du puits a été effectuée (eau de Javel et bactéricide) juste avant de procéder à la **deuxième phase de développement par pompage**. Celle-ci a été réalisée du 29/11/2014 au 01/12/2014 sur une **durée totale de 16 heures**, avec des débits variables atteignant 230 m^3/h au maximum. A ce stade, l'indice de productivité de l'ouvrage a été évalué à une valeur proche de 52 m^3/h/bar.

Les essais de pompage ont été réalisés de la manière suivante :

- Pour le **puits P2**, les essais par paliers ont été menés du 10 au 11/09/2014, suivis par un pompage de longue durée du 11 au 14/09/2014 et la remontée de la nappe observée sur 24 heures du 14 au 15/09/2014.
  Cinq paliers de débits (de 80 à près de 200 m^3/h) **de 2h15**, **entrecoupés par des phases de remontée de la nappe de même durée**, ont permis de déterminer **un indice de productivité de 43 m^3/h/bar, équivalent à l'indice obtenu avant le traitement par injection d'hexamétaphosphate**.
  Le **pompage de longue durée** a été réalisé au **débit de 180 m^3/h pendant près de 72 heures**, donnant un **indice de productivité final de 40 m^3/h/bar**.

- Pour le **puits P1**, les essais par paliers ont été menés du 1er au 02/12/2014, suivis par un pompage de longue durée du 02 au 05/12/2014 et la remontée de la nappe pendant près de 24 heures du 05 au 06/12/2014.
  Six paliers de débits (de l'ordre de 80 à 230 m^3/h) **de près de 2h**, **entrecoupés par des phases de remontée de la nappe de même durée**, ont permis de déterminer **un indice de productivité de 54 m^3/h/bar**.
  Le **pompage de longue durée** a été réalisé au **débit proche de 205 m^3/h pendant un peu plus de 72 heures**, donnant un **indice de productivité final de 50 m^3/h/bar**.

Les rapports de fin de travaux (DOE) réalisés par l'entreprise de forage ne présentent pas les interprétations des essais de pompage, les valeurs de transmissivité du réservoir ne sont donc pas mentionnées. De même, la réalisation d'un test d'injection du puits P2 n'est pas mentionnée. Durant les essais de pompage du puits P1, le niveau d'eau a été suivi au forage P2. Ce test d'interférence a montré un rabattement de l'ordre de 3,5 mètres au forage P2 à la fin de la phase des essais de production du puits P1.

3.4. LE RETOUR D'EXPÉRIENCES DES OPÉRATIONS À L'ALBIEN / NÉOCOMIEN : UN APPRENTISSAGE EN COURS

Compte tenu de son ancienneté (1989) et de sa spécificité (chauffage et climatisation), il convient de distinguer l'opération des Tours AGF des opérations plus récentes (2011 – 2014) du Plessis-Robinson, d'Issy-les-Moulineaux et de Clichy-Batignolles.

3.4.1. Principaux enseignements de l'exploitation du doublet des Tours AGF

Destiné à alimenter en chauffage et en climatisation les bureaux des tours AGF situés en bord de Seine à Paris (15ème arrondissement), **le doublet** constitué par les puits B16 (puits chaud) et B20 (puits froid) **a été initialement conçu selon le principe de réversibilité du flux au sein de la boucle géothermale**.

Ce dispositif captant l'Albien à une profondeur de l'ordre de 500 mètres (température de 27°C) fonctionne depuis près de 26 ans, mais des difficultés d'injection dans le puits B16 ont été rencontrées dès les premiers essais de fonctionnement suivant le sens de circulation du puits froid vers le puits chaud, limitant de fait la capacité de climatisation des immeubles en période estivale.

Après l'équipement des puits réalisé en début d'année 1990, les premiers essais de fonctionnement de la boucle géothermale dans le sens B16 vers B20 (mode hiver – chauffage) n'ont pas présenté de difficultés, avec une pression de réinjection stable et inférieure à 2,5 bars en tête du puits B20 (débit et température d'injection non précisés).

Par contre, dans le sens B20 vers B16 (mode été – climatisation), les pressions d'injection sont montées très rapidement jusqu'à 8 bars en tête du puits B16 et la cavitation de la pompe immergée dans le puits B20.

Ce phénomène s'est reproduit malgré le traitement des deux puits par injection d'hexamétaphosphate et **le problème semblait avoir été résolu, dans un premier temps, après avoir rejeté à l'égout pendant trois jours les eaux produites par le puits B20, avant de procéder à la réinjection dans le puits B16.** L'objectif était d'éviter que l'air stocké dans le réservoir lors de la réinjection dans le puits B20 provoque le colmatage apparent du puits B16 lors de l'inversion du flux.

Le doublet a fonctionné normalement lors de la période hivernale de 1990 – 1991 dans le sens B16 vers B20, et le problème est à nouveau apparu lors de l'inversion du sens de circulation, des prises d'air sur des purgeurs placés en surface ont alors été décelées.

Le dysfonctionnement qui serait lié à la réinjection d'air dans le réservoir ne semble donc se manifester que sur l'un des deux puits, alors qu'ils sont *a priori* soumis à cette même condition d'entrée d'air dans le système. Cette hypothèse ne semble donc pas suffisante pour expliquer la dissymétrie apparente du comportement du réservoir.

Compte tenu des difficultés d'injection du puits B16 et malgré la mise en place d'une unité de dégazage servant pour les deux puits, **le doublet ne semble avoir été principalement exploité que pour le chauffage des tours AGF**, avec le forage B16 utilisé comme puits producteur et le forage B20 comme injecteur.

En 2010, les bureaux d'études G_2H Conseils et CFG Services ont réalisé une étude de l'injection dans les aquifères sableux (étude initiée par l'exploitant (DALKIA) et financée conjointement par le demandeur, l'ADEME et le BRGM) qui confirme ce mode d'exploitation pour toute l'année 2009 et précise les **valeurs de la pression d'injection en tête de puits B20 : 4,6 bars à 100 m^3/h et 5,5 bars à 130 m^3/h.**

Cette dernière valeur semble correspondre au débit maximal enregistré pour l'exploitation, nettement inférieur au débit d'exploitation envisageable (de l'ordre de 200 m^3/h) compte tenu des indices de productivité initiaux obtenus lors des tests de production réalisés jusqu'à 160 m^3/h.

Suite aux tests hydrauliques réalisés en production et en injection sur les deux puits, et aux analyses physico-chimiques et bactériologiques effectuées à partir de prélèvements de fluides, les **conclusions de l'étude de 2010 ont mis en avant une origine vraisemblable et multiple du problème d'injectivité observé uniquement sur le puits B16** :

- une **mauvaise conception de la complétion** du puits B16 pour lequel le **tube auxiliaire d'injection trop court** (30 mètres au lieu de 60 mètres pour le puits B20) provoquerait une aération différentielle du fluide injecté conduisant à **l'introduction de bulles d'air** dans le fluide ;
- **l'utilisation d'eau oxygénée (oxydant puissant) pour le développement du puits B20** à l'origine, s'il est démontré que le **fluide produit lors du dégorgement a été directement réinjecté dans le puits B16** à l'issue du traitement. L'oxydation du fer ferreux en fer ferrique provoquant la précipitation d'oxyde de fer (Goethite), le fluide chargé provenant du puits B20 pourrait être à l'origine du colmatage des crépines et du proche réservoir du puits B16 ;
- une **mauvaise adaptation des ouvertures des crépines** utilisées (nervures repoussées), destinées préférentiellement à la production plutôt qu'à l'injection **qui provoquerait un dégazage** intempestif en fonction des débits injectés.

Ces conclusions écartent d'autre part les causes potentielles suivantes :

- la **migration de particules** par processus d'entrainement en raison de l'absence de corrélation entre le nombre de particules et le débit, et la présence en grande majorité de particules de très faible taille ;
- la **composition chimique du fluide** et les conditions de précipitation des espèces identifiées en raison de la faible influence des écarts de température sur les produits de solubilité des minéraux et des potentiels d'oxydo-réduction non favorables à la précipitation des espèces ;
- les **phénomènes bactériologiques** en raison de l'absence de bactéries dans les prélèvements ;
- le **piégeage de gaz** en raison de l'absence de gaz libres et d'une faible fraction gazeuse susceptibles d'entrainer des précipitations ;
- la **viscosité du fluide** liée aux variations de température.

Les conclusions de l'étude semblent minimiser **l'impact des vitesses de circulation du fluide au niveau des crépines directement lié à l'architecture des forages**. **Malgré des caractéristiques hydrauliques plus favorables,** qui tendent à réduire les pertes de charge de l'ouvrage (meilleure transmissivité du réservoir et diamètre supérieur du tubage), **le forage B16 vertical parait nettement défavorisé par rapport au forage B20 dévié à 40° à cause de la réduction de l'ordre d'un quart de la longueur traversée par le forage au niveau des zones productrices**.

Ce rapport semble même beaucoup plus important lorsque l'on considère la différence de hauteur captante de l'aquifère (épaisseur des niveaux producteurs) évaluée à 19 mètres sur B16 et à 59 mètres sur B20. Suivant le rapport d'étude de 2010, la vitesse de circulation serait quasiment trois fois plus importante au niveau des crépines de B16 (1,5 cm/s) par rapport à celle de B20 (0,6 cm/s) pour un débit de 100 m^3/h. **Le seuil de 1 cm/s** déjà évoqué dans l'analyse du fonctionnement des opérations danoises **serait donc dépassé pour le puits B16 avec des conséquences pouvant conduire à la déstabilisation du proche réservoir et au colmatage des crépines** (Solages, 1979). Par conséquent, les tests de production initiaux, menés à un débit encore supérieur (160 m^3/h) pourraient donc être à l'origine de la déstabilisation du réservoir au niveau du puits B16. Celui-ci aurait pu ensuite fonctionner jusqu'à un débit de production maximal de 130 m^3/h (suivi de l'année 2009), limité par les pertes de charge quadratiques de l'ouvrage, et à un débit d'injection encore plus limité par la pression d'injection liée à la déstabilisation du réservoir réduisant la perméabilité du proche réservoir lors de l'inversion du flux.

Le débit critique en injection évalué en 2010 pour le puis B16 à une valeur proche de 80 m^3/h pourrait être une conséquence de la dégradation initiale des propriétés hydrauliques du réservoir et des phénomènes aggravants identifiés précédemment. Ceux-ci pourraient être complétés par les conséquences de **l'absence d'un tube plein au droit du niveau argileux intermédiaire** (argiles de Tegulines) dans la complétion du puits B16 contrairement à celle du puits B20.

Cette analyse globale met en avant la **nécessité d'améliorer la conception** :

- **des éléments de complétion** pour éviter la dégradation de l'injectivité d'un puits avec notamment :
    - o le positionnement adapté des tubes pleins au droit des niveaux argileux intermédiaires pour éviter de faciliter l'entrée de particules fines dans la boucle géothermale et le colmatage des crépines ;
    - o une longueur suffisante du tube auxiliaire d'injection afin d'éviter l'oxygénation du fluide géothermal réinjecté ;
    - o des ouvertures de crépine adaptées pour empêcher le dégazage du fluide ;

- **des programmes de développement du réservoir** (nature des réactifs utilisés pour le nettoyage ou la stimulation du réservoir et rejet des eaux produites) **et des essais de production** (contrôle des débits en fonction du débit critique de l'ouvrage et/ou du seuil critique de 1 cm/s).

3.4.2. Principaux enseignements des exploitations des doublets d'Issy-les-Moulineaux, du Plessis-Robinson et de Clichy-Batignolles

Pour ce qui concerne le fonctionnement des opérations plus récentes d'Issy-les-Moulineaux, du Plessis-Robinson et de Clichy-Batignolles, le retour d'expériences reste à ce jour limité à une durée d'exploitation inférieure à cinq ans. Ces installations fonctionnent et nécessitent des adaptations techniques pour optimiser leur exploitation.

Pour le doublet d'Issy-les-Moulineaux, à partir d'une **température de production de 28°C, l'aquifère de l'Albien capté à une profondeur de l'ordre de 600 mètres** permet de couvrir 78% des besoins en chauffage et eau chaude sanitaire de 1 600 logements de l'éco-quartier (SIGES Seine Normandie), réhabilité en 2012 et comportant des Bâtiments Basse Consommation (BBC) parfaitement adaptés au chauffage par géothermie basse température.

Compte tenu des très bonnes caractéristiques du réservoir et de la complétion du forage de production limitant la **vitesse de circulation du fluide au travers des crépines (évaluée en moyenne à 0,8 cm/s**, mais pouvant localement dépasser 3 cm/s au droit des niveaux les plus productifs et/ou de faible épaisseur), le **débit d'exploitation visé de 200 m^3/h** pouvait être atteint après la réalisation des travaux de forage en 2011 et 2012.

Avec une température de réinjection de l'ordre de 13°C, la puissance thermique du dispositif est évaluée à une valeur proche 3,5 MW.

Les difficultés de réinjection liées au problème technique de circulation par l'annulaire du forage producteur du fluide géothermal chargé en particules fines, **ont conduit cependant à procéder en 2015 à des travaux complémentaires** portés sur la reprise de la complétion du forage producteur ILM-1.

Le programme de travaux comportait la réalisation des tâches suivantes :

- la pose d'un cône au sommet du tubage 13''3/8 (base de la chambre de pompage) pour faciliter la descente des outils ;
- la **pose d'une colonne d'extension en acier 8''5/8 d'une longueur de 30 mètres permettant d'augmenter la réserve de graviers au-dessus du liner-hanger** (une hauteur finale de 45,7 mètres a donc été aménagée au-dessus du toit du réservoir au lieu de 15,7 mètres initialement) ;
- le **remplissage complet de l'annulaire de la colonne captante par des graviers** siliceux (calibre 0,8 – 1,4 mm) ;
- le développement du forage avec air-lift (débit 180 m^3/h) pour évacuer les dépôts et un pistonnage pour bien positionner le massif de graviers ;
- une inspection vidéo, puis un pompage d'essai au débit nominal et un test d'injection final.

Ces travaux complémentaires de 2015 semblent avoir résolu les problèmes constatés en 2012.

Le retour d'expérience du Maître d'ouvrage Délégué (DALKIA) et du Maitre d'œuvre (G2H Conseils) relatif à l'exploitation du doublet à l'Albien d'Issy-les-Moulineaux, présenté le 31/05/2016 lors du Comité Technique de la Géothermie sur Aquifères Profonds (CT-GAP), a mis en évidence la **nécessité d'améliorer les techniques et les pratiques** portant sur :

- le **diagnostic approfondi des ouvrages** avant toute intervention sur les puits (inspection vidéo, mesures et tests de pompage,…) ;

- la **mise en place de nouveaux moyens de filtration plus efficaces**, intégrant une problématique liée à la représentativité des échantillons, afin de mieux définir les risques et anticiper les contraintes d'exploitation ;
  NB : une **filtration à 130 µm** serait mise en œuvre pour le doublet d'Issy-les-Moulineaux probablement en amont des échangeurs. Comparativement, les exploitations aux Pays-Bas sont équipées de filtres (« *candle filters* ») à 1 ou 2 µm positionnés en amont et en aval des échangeurs. L'impact économique serait à calculer sur l'ensemble de la durée de vie du dispositif.
- le **suivi régulier du comportement des puits et la modulation des débits,** comprenant une supervision plus simple et accessible à distance (alertes), la sensibilisation des équipes d'intervention, ainsi qu'un suivi hydrogéologique plus efficace ;
- la **sensibilisation de la collectivité** vis-à-vis des interventions nécessaires tout au long de la vie du doublet et la nécessité de maintenir une aire d'intervention suffisante autour des têtes de puits.

Réalisé en 2012, **les forages du doublet géothermique du Plessis-Robinson captent l'aquifère du Néocomien à une profondeur de l'ordre de 900 mètres**. Ce dispositif permet de couvrir les besoins énergétiques d'un réseau de chaleur qui alimente des bâtiments rénovés, comprenant environ 3500 logements et plusieurs équipements publics (source : SIGES Seine Normandie) à partir d'une **température de la ressource proche de 38°C**.

Cette opération correspond à la première expérience ciblant le réservoir géothermal du Néocomien.

En 2013, suite à une phase d'essais de la boucle géothermale de mars à juin, puis d'une phase d'arrêt estivale de juin à septembre, la phase d'exploitation hivernale d'octobre à décembre a montré un **comportement stable et symétrique des puits** (productivité et injectivité équivalentes des ouvrages à une valeur de 31 m^3/h/bar) **pour le débit d'exploitation de 200 m^3/h correspondant au débit prévisionnel maximal**. Compte tenu du niveau statique de la nappe (de l'ordre de 100 mètres sous le niveau du sol) la réinjection est effectuée de manière gravitaire, le niveau dynamique s'établissant à la profondeur de 35 mètres au puits injecteur LPR-2.

Le fonctionnement de l'exploitation, équipée de deux filtres cycloniques de maille 100 µm, a été perturbé par une fréquence élevée des opérations de nettoyage des filtres (4 par semaine) fin 2013. Le colmatage des filtres serait lié à la **présence dans le fluide de particules métalliques** plutôt qu'à celle de sables ou de particules argileuses. Des **pièges magnétiques ont été mis en place en 2014** et semblent avoir été efficaces. L'origine des particules métalliques restait à être identifiée.

L'opération géothermique de la ZAC de Clichy-Batignolles (Paris 17ème), réalisée en 2014, vise un taux de couverture par la géothermie de 83% des besoins en chaleur d'un nouvel éco-quartier (21 000 MWh/an pour le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire) à partir de **l'aquifère de l'Albien** rencontré à une **profondeur de l'ordre de 700 mètres**.

A partir d'une ressource à 28°C, une température d'injection de 10°C et un débit d'exploitation de 180 m^3/h, la puissance prévisionnelle du dispositif serait de **3,8 MW.**

4. Synthèse des retours d'expériences des opérations du Trias et de l'Albien / Néocomien et préconisations

4.1. PRECONISATIONS A PROPOS DU TRIAS PROFOND

Les opérations relativement anciennes du Trias, datant du début des années 80, ont démontré la difficulté d'appliquer, sans adaptation, les solutions techniques valables au Dogger (Boisdet et al., 1989) alors que les caractéristiques hydrogéologiques du réservoir et les valeurs de transmissivité notamment (sites de Melleray et d'Achères) sont relativement bonnes (10 à 15 D.m) et comparables aux valeurs basses du Dogger ou du site de Copenhague par exemple.

L'analyse des opérations suivant l'ordre chronologique des réalisations 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.

A l'issue de l'analyse chronologique des opérations, les préconisations relatives à la réalisation de nouveaux projets d'exploration au Trias correspondent sont détaillées ci-dessous.

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 échec prévisible compte tenu du caractère exploratoire de ce type d'opération. La mise en œuvre de nouvelles techniques et pratiques s'avère nécessaire (études complémentaires sismiques et hydrogéologiques, ingénierie de forage).

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 (réduction des pertes de charge) équipée d'un massif filtrant. A ce stade, le type de complétion reste en débat. Une colonne Inox à fil enroulé et un auto-gravillonnage pourrait être privilégiée suivant la tendance constatée notamment au Pays-Bas.

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.

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 en surface notamment) s'avère nécessaire afin d'optimiser l'exploitation de la ressource en fonction des difficultés potentielles initiales et éviter une dégradation progressive.

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

4.2. PRECONISATIONS A PROPOS DE L'ALBIEN – NÉOCOMIEN SUPERFICIEL

Pour le réservoir géothermal correspondant aux aquifères multi-couches de l'Albien et du Néocomien, moins profonds et mieux connus que le Trias (caractère exploratoire et risque nettement inférieurs), le retour d'expériences relativement récent confirme les très bonnes caractéristiques hydrogéologiques du réservoir (de l'ordre de 200 à 600 D.m) et la possibilité d'exploiter la ressource à un débit de l'ordre de 200 m^3/h, tout en respectant les contraintes relatives à un usage des puits pour un secours éventuel en alimentation d'eau potable.

Il apporte en outre 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) nécessaires 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).

Indépendamment de la nature des réservoirs ciblés, les opérations de forages géothermiques profonds sont confrontées à des problèmes techniques spécifiques, liés notamment au contexte urbain de réalisation (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 le Maître d'ouvrage et le Maître d'œuvre met 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.

5. Bibliographie

A. Boisdet, J.P. Cautru, I. Czernichowski-Lauriol, S. Detoc, J.C. Foucher, C. Fouillac, J.L. Honegger, J.C. Martin, F.D. Vuataz (**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.

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

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

J.Y. Hervé, **I. Igniatiadis** (**2007**) – Nappes de l'Albien et du Néocomien. Définition des conditions d'accès à la ressource géothermique en Ile-de-France. Rapport final. BRGM/RP-55990-FR, 55p.

M.L. Hjuler, H. Vosgerau, C.M. Nielsen, P. Frykman, L. Kristensen, A. Mathiesen, T. Bidstrup, L.H. Nielsen (**2014**) – A multidisciplinary study of a geothermal reservoir below Thisted, Denmark. Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin 31, p. 51-54.
Disponible sur : http://www.geus.dk/DK/publications/geol-survey-dk-gl-bull/31/Documents/nr31_p51-54.pdf.

S. Lopez et R. Millot 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.

A. Mathiesen, L. Kristensen, C.M. Nielsen, R. Weibel, M.L. Hjuler, B. Rogen, A; Mahler, L.H. Nielsen. (**2013**) – Assessment of sedimentary geothermal aquifer parameters in Denmark with focus on transmissivity, European Geothermal Congress 2013, 9p.
Disponible sur:
http://www.geotermi.dk/media/2040591/EGC2013-Assessment_Geothermal_Aquifer_Mathiesen_etal_2013.pdf.

Seguin J.J., Castillo C., Arnaud L. (2015) – Modélisation des nappes de l'Albien et du Néocomien. Rapport final. BRGM/RP-64873-FR, 274 P., 152 fig., 21 tabl., 8 ann.

S. Solages (**1979**) – Calcul des ouvrages de captage - Choix et caractéristiques des colonnes de captage. Rapport BRGM/79SGN727HYD, 72 p., 17 fig., 3 ann.

J.G. Veldkamp, H. Mijnlieff, M. Bloemsma, R. Donselaar, S. Henares, A; Redjosentono, G.J. Weltje (**2015**) - Permian Rotliegend reservoir architecture of the Dutch Koekoespolder geothermal doublet. Proceedings World Geothermal Congress 2015. 5 p.
Disponible sur : https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2015/12085.pdf

J.F. Vernoux, A. Genter, C. Vinchon et al. (**1997**) – Improvement of the injectivity index of argillaceous sandstones. European Communities JOULE Program Final report n° JOU2-CT92-0125 and 0183

J.F. Vernoux, P. Maget, H. Afzali, R. Blanchin, M. Donsimoni, J. Vairon (**1997**) – Synthèse hydrogéologique du Crétacé inférieur du bassin de Paris, rapport BRGM DSGR/IDF R39702, 93 pages, 2 tableaux, 37 figures, 23 planches, 12 annexes.

T.H. Wong, D.A.J. Batjes, J. de Jager (**2007**) – Royal Netherlands Academy of Arts and Sciences, Geology of the Netherlands, Geothermal Energy p. 341 – 346.
Disponible sur :
http://geothermie.nl/fileadmin/user_upload/documents/bestanden/Engels/Geology_of_The_Netherlands.pdf

Informations extraites du SIGES Seine Normandie :

- site Internet : http://sigessn.brgm.fr/spip.php?article253

+ DOE des ouvrages consultés.

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

Annexe 3
Tâche 3 du projet GUIDOCLAST « Retours d'expériences des forages hydrogéologiques pour la recherche d'eau en aquifères sableux peu ou pas consolidés »

Janvier 2017

Jérôme BARRIERE

ADEME
Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

Géosciences pour une Terre durable
brgm

Sommaire

1. Présentation du projet GUIDOCLAST et de sa tâche 3, relative aux retours d'expériences des forages hydrogéologiques 7

1.1. RAPPEL DU CONTEXTE DE RÉALISATION DU PROJET GUIDOCLAST 7

1.2. DÉROULEMENT DE LA TÂCHE 3 RELATIVE AUX RETOURS D'EXPÉRIENCES DES FORAGES HYDROGÉOLOGIQUES 7

2. Choix de la méthode de reconnaissance des aquifères non consolidés 9

2.1. CADRE RÉGLEMENTAIRE 9

2.2. CADRE NORMATIF 9

2.3. PRÉCONISATIONS DE LA BIBLIOGRAPHIE 10

2.3.1. Forage au battage 10

2.3.2. Forage rotary 10

2.3.3. Forage marteau-fond-de-trou 11

2.3.4. Comparaison des vitesses d'avancement 12

2.4. PRATIQUES OBSERVÉES 13

2.4.1. Equipement des entreprises de forages 13

2.4.2. Outils de forage 13

2.4.3. Fluides de forage 14

2.4.4. Pratiques sur des secteurs représentatifs 14

2.4.5. Autres exemples notables 15

3. Modalités d'équipement en ouvrages d'exploitation 17

3.1. CADRE RÉGLEMENTAIRE 17

3.2. CADRE NORMATIF 18

3.3. PRÉCONISATIONS DE LA BIBLIOGRAPHIE 18

3.3.1. Matériaux 18

3.3.2. Crépines 19

3.3.3. Massif filtrant 19

3.3.4. Développement 20

3.4. PRATIQUES OBSERVÉES 21

3.4.1. Bassin Parisien et Bassin Aquitain 21

3.4.2. Grès du Trias Inférieur (Buntsandstein) 23

3.4.3. Forage de Plan de Phasy (Guillestre, 05) 23

4. Modalités de surveillance et maintenance 25

4.1. CADRE RÉGLEMENTAIRE 25

4.2. CADRE NORMATIF 25

4.3. PRÉCONISATIONS DE LA BIBLIOGRAPHIE 25

4.4. PRATIQUES OBSERVÉES 26

5. Conclusion : pratiques relatives aux forages hydrogéologiques en aquifères sableux peu ou pas consolidés 27

5.1. RÉALISATION DES FORAGES 27

5.2. EQUIPEMENT DES FORAGES 27

5.3. SURVEILLANCE, ENTRETIEN 28

5.4. BILAN 28

6. Bibliographie / Documents consultés 29

Annexe 3-A : Coupes techniques de forages hydrogéologiques existants en aquifères non consolidés (extraites de la banque du sous-sol) ……..……..31 à 42

1. Présentation du projet GUIDOCLAST et de sa tâche 3, relative aux retours d'expériences des forages hydrogéologiques

1.1. RAPPEL DU CONTEXTE DE RÉALISATION DU PROJET GUIDOCLAST

Le projet GUIDOCLAST a pour objectif d'établir un guide de bonnes pratiques pour une exploitation optimale et durable de doublets géothermiques Basse Température en réservoirs clastiques. Il s'inscrit dans le cadre des conventions ADEME-BRGM 2016 N° 1605C0010 et 2017 N° 1705C0006.

Il vise à rassurer les opérateurs susceptibles d'explorer puis d'exploiter ces réservoirs alternatifs au Dogger, et éviter les déconvenues et/ou échecs rencontrés lors d'opérations anciennes au Trias notamment (Melleray, Cergy, Achères dans les années 80).

Trois tâches ont été réalisées en 2016 :

- Tâche 1 : Synthèse des retours d'expériences des forages géothermiques réalisés en Europe avec la visite d'opérations au Trias (visites initialement envisagées en Allemagne, Danemark, Suède, Pays-Bas et/ou Royaume Uni).
- Tâche 2 : Synthèse des retours d'expériences des forages géothermiques réalisés en France à l'Albien, au Néocomien, au Trias du centre du bassin de Paris.
- Tâche 3 : Synthèse des retours d'expériences des forages hydrogéologiques pour la recherche d'eau en aquifères sableux peu ou pas consolidés.

Le projet a été finalisé fin de l'année 2017, avec la réalisation de deux tâches complémentaires :

- Tâche 4 : Elaboration d'une stratégie d'exploration adaptée aux réservoirs clastiques, notamment à grande profondeur comme le Trias.
- Tâche 5 : Rédaction du guide de bonnes pratiques en collaboration avec les opérateurs (pour validation)..

Ce document, correspondant à l'annexe 3 du rapport final du projet GUIDOCLAST, présente les résultats du travail réalisé dans le cadre de la tâche 3, relative aux retours d'expériences des forages hydrogéologiques pour la recherche d'eau en aquifères sableux peu ou pas consolidés.

L'objectif de ces retours d'expériences est de déterminer les préconisations acquises dans le domaine des forages d'eau, susceptibles d'être transférées vers l'exploitation de doublet géothermique Basse Température en réservoir clastique peu ou pas consolidé comme c'est le cas de l'Albien-Néocomien du Bassin Parisien.

1.2. DÉROULEMENT DE LA TÂCHE 3 RELATIVE AUX RETOURS D'EXPÉRIENCES DES FORAGES HYDROGÉOLOGIQUES

Cette tâche vise à récolter toute information utile sur l'expérience acquise dans le domaine de l'hydrogéologie, pour le captage des aquifères clastiques non consolidés. Un certain nombre de savoir-faire sont en effet transférables au domaine de la géothermie.

Il s'agissait en priorité de recueillir dans la bibliographie relative aux forages de recherche et d'exploitation d'eau les données relatives :

- aux modalités de reconnaissance de la lithologie et des potentialités hydrauliques des aquifères non consolidés ;
- à l'équipement des ouvrages d'exploitation : choix des matériaux, dimensionnement, pratiques adaptées ;
- à la surveillance : suivi en continu, contrôle du veillissement ;
- à l'entretien des ouvrages, éventuellement à des dysfonctionnements avérés : inadéquation de l'équipement, vieillissement prématuré, perte de productivité, etc.

Chacun des aspects a été étudié exclusivement dans le domaine des forages d'eau, principalement pour l'alimentation en eau potable et les eaux minérales naturelles (embouteillage, thermalisme), car ce sont les usages pour lesquels on dispose des données les plus complètes. Les quatre angles suivants ont été abordés :

- **Cadre réglementaire** : dans ce domaine, les principaux textes français opposables fixant les restrictions pour les forages d'eau sont :
  - l'arrêté du 11 septembre 2003 portant application du décret n° 96-102 du 2 février 1996 et fixant les prescriptions générales applicables aux sondage, forage, création de puits ou d'ouvrage souterrain soumis à déclaration en application des articles L. 214-1 à L. 214-3 du code de l'environnement et relevant de la rubrique 1.1.1.0 de la nomenclature annexée au décret n° 93-743 du 29 mars 1993 modifié,
  - son guide d'application (Ministère de l'Ecologie et du développement Durable, 2004),
  - le Fascicule n°76 du cahier des clauses techniques générales des marchés publics de travaux, relatif aux travaux de forage pour la recherche et l'exploitation d'eau potable (Ministère de l'Equipement, du Logement de l'Aménagement du Territoire et des Transports, 1987) ; ce document ne concerne que les ouvrages réalisés dans le cadre des marchés publics ;
- **Cadre normatif** : norme AFNOR NF X-10-999 – Forage d'eau et de géothermie – Réalisation, suivi et abandon d'ouvrage de captage ou de surveillance des eaux souterraines réalisés par forages (2014) ;
- **Préconisations de la bibliographie** : recommandations des ouvrages de référence utilisés en routine dans le domaine du forage hydrogéologique ; ces documents fournissent une base de travail intéressante, car ils résultent eux-même du retour d'expérience de leurs auteurs ;
- **Pratiques observées** : i) données pratiques issues de la Banque du Sous-Sol : coupes techniques des ouvrages, descriptifs de chantier, et ii) données issues de rapports de forages, ou de rapports généraux de synthèse.

Le recensement des pratiques s'est focalisé sur quelques secteurs appliqués aux formations non consolidées « en domaine profond » (plusieurs centaines de mètres) afin d'être transférables vers de la géothermie BT. C'est principalement le cas sur certains aquifères du Bassin Parisien (Albien, Néocomien, Cénomanien) et du Bassin Aquitain (Eocène, sables inframolassiques), mais aussi sur d'autres secteurs sédimentaires plus restreints, comme les Molasses du Bas-Dauphiné. Enfin, quelques exemples isolés sont également abordés, du fait de leur caractère instructif.

2. Choix de la méthode de reconnaissance des aquifères non consolidés

2.1. CADRE RÉGLEMENTAIRE

Les différents textes réglementaires français relatifs aux forages hydrogéologiques n'imposent pas de méthode de forage en fonction des terrains traversés :

- le guide d'application de l'arrêté du 11 septembre 2003 indique que "l'entreprise de forage est chargée de mettre en œuvre les techniques de forage adaptées aux conditions de terrains rencontrés."
- le CCTG – Fascicule n°76 précise qu'il appartient "à l'entrepreneur d'attirer l'attention du maître d'ouvrage sur les risques d'utiliser tel ou tel fluide pour la bonne tenue de l'ouvrage et de lui faire prendre l'engagement écrit de le dédommager des conséquences qui pourraient en découler". Dans le cadre des marchés publics de forage d'eau , l'entrepreneur a par conséquent une forte responsabilité sur le choix des fluides de forage.

Globalement, la réglementation s'en remet au savoir-faire des entreprises de forage pour le choix de la méthode appropriée.

2.2. CADRE NORMATIF

La norme NF X10-999 fixe uniquement les grandes lignes directrices, elle préconise une adaptation de la méthode de forage à la nature des terrains :

- le marteau fond-de-trou est à proscrire dans le cas de terrains non consolidés ou plastiques ;
- le rotary et le marteau fond de trou avec tubage à l'avancement sont recommandés pour les terrains peu consolidés / non cohérents ;
- pour le havage ou battage, la traversée de terrains instables nécessite la mise en place de tubes de soutènement.

La norme fixe les spécificités générales relatives aux propriétés rhéologiques de la boue, ainsi que les vitesses ascensionnelles des fluides, mais sans contrainte spécifique aux formations non consolidées. Il est également préconisé :

- de limiter le colmatage des parois du forage, pour éviter l'utilisation ultérieure de produits chimiques pour la phase de développement,
- de procéder à une désinfection de l'ouvrage en fin de travaux car l'utilisation des boues de forage peut accroître le développement bactérien.

2.3. PRÉCONISATIONS DE LA BIBLIOGRAPHIE

2.3.1. Forage au battage

C'est la technique de forage la plus ancienne, qui a permis, au cours des siècles passés, de réaliser des forages de plusieurs centaines de mètres de profondeur.

L'enlèvement des déblais se fait à l'avancement par descente d'une soupape. La technique est adaptée aux terrains meubles à condition de descendre des tubes de soutènement à l'avancement. La mise en œuvre est peu coûteuse en énergie, elle ne demande pas de fluide de forage.

Certains forages exploratoires, dans le courant du XIXe siècle par exemple, ont été réalisés au battage sur plusieurs centaines de mètres, dans des terrains non consolidés. Les travaux s'étalaient alors sur plusieurs mois voire années : 7 ans pour la réalisation du forage de Grenelle à Albien à Paris (548 m de profondeur). L'isolation progressive des terrains par des tubes de soutènement télescopés permettait une caractérisation des fluides rencontrés à l'avancement.

Mais les vitesses d'avancement liées à la technique sont faibles, ce qui la rend maintenant inadaptée aux forages profonds de plusieurs centaines de mètres. Dorénavant, dans le domaine du forage hydrogéologique, le forage au battage est cantonné aux faibles profondeurs, de plusieurs dizaines de mètres, et grands diamètres, essentiellement pour les terrains non consolidés.

2.3.2. Forage rotary

Le forage au rotary à la boue est unanimement présenté dans la bibliographie comme la méthode de forage de référence pour les formations aquifères non consolidées en profondeur. La boue est en effet le seul fluide susceptible d'assurer le maintien des parois, et le cas échéant de bloquer l'artésianisme.

Les outils préconisés pour cette méthode dans les formations non (ou peu) consolidées sont :

- tricônes acier dent longue (IADC code 1) ou à picots longs (IADC code 4) ;
- outils à lames, qui sont spécifiquement concus pour le forage des formations non consolidées ; les outils à profils étagés (step type) sont adaptés pour les formations à dominante argileuse.

Il est systématiquement souligné que la foration à la boue nécessite un développement a posteriori dans les règles de l'art, pour évacuer le cake (dépôt colmatant lié au fluide de forage) formé au droit des venues d'eau. Il s'agit de ne pas pénaliser la productivité du forage une fois équipé en ouvrage d'exploitation.

Parmi les types de boue :

- la boue bentonitique est la plus répandue et la plus aisée à mettre en œuvre ; elle forme cependant un cake épais face aux horizons aquifères, ce qui pose parfois des problèmes de dégradation difficilement réversible de leurs propriétés hydrauliques ; il est toutefois important de souligner que c'est grâce à ce cake et aux propriétés rhéologiques de la boue bentonitique que les parois des trous forés dans les terrains non consolidés peuvent être maintenus ouvertes ;

- la boue biodégradable présente l'avantage de réduire le colmatage des réservoirs aquifères à la foration (au détriment d'une moins bonne tenue du trou); cependant, son utilisation en forage d'eau est souvent déconseillée car elle favorise la prolifération des bactéries, voire génère un ensemencement du milieu, entrainant en particulier la propagation de bactéries du fer (Sourisseau et al., 1998) ; celles-ci accélèrent ensuite la corrosion des équipement et la dégradation de la qualité de l'eau;
- les polymères synthétiques sont pour certains également destinés à réduire le colmatage ; dans le domaine de l'hydrogéologie, leur utilisation peut cependant être proscrite pour des problématiques de contamination du réservoir ; ils présentent également des coûts significativement plus élevés, et leur mise en œuvre nécessite un contrôle plus pointu.

L'utilisation d'autres fluides (rotary à l'air ou à l'eau) n'est pas préconisée car elle n'assure pas le maintien des parois dans les formations non consolidées.

L'utilisation de la méthode alternative de circulation inverse autorise la réalisation de forages en grand diamètre, car elle permet de maintenir une circulation ascendante efficace pour l'évacuation des cuttings. Elle est principalement mise en œuvre pour des diamètres supérieurs à 24" (Driscoll et al., 1986), permettant par exemple la mise en place de massifs de gravier conséquents.

2.3.3. Forage marteau-fond-de-trou

Le forage marteau-fond-de-trou en hydrogéologie présente l'avantage d'utiliser l'air comme fluide. Dès la phase de forage, ceci permet d'avoir un aperçu, même s'il est partiel et à considérer avec précaution, des potentialités hydrauliques des formations et de la qualité des eaux souterraines.

Cependant cette méthode est indiquée comme mal adaptée aux terrains non consolidés ou plastiques : le forage s'effectue en parois nues, sans fluide adapté au maintien des parois. Toute formation non consolidée est par conséquent considérée comme « inapte à être pénétrée par cette méthode, sauf en faisant appel à des procédés de consolidation simultanée » (Plote, 1986).

Pour répondre à cette contrainte, la technique du marteau fond-de-trou a été adaptée pour passer les formations meubles, soit en l'accompagnant d'un tubage à l'avancement, soit en utilisant la circulation inverse.

Parmi les techniques de forage au marteau fond-de-trou avec tubage à l'avancement :

- les techniques avec entraînement de tube par le taillant (excentrique type Odex, ou concentrique type Symmetrix), sont principalement citées dans la bibliographie comme adaptées à la traversée des terrains superficiels non consolidés, sur plusieurs dizaines de mètres ; des profondeurs plus importantes peuvent être atteintes, mais dans de petits diamètres incompatibles avec l'équipement en forage d'eau ;
- les techniques avec entraînement du tube par la rotative sont globalement peu abordées ; certains ouvrages généraux donnent des profondeurs maximales limitées pour cette méthode, mais avec de fortes divergences dans les valeurs indiquées ; les documentations de certains constructeurs annoncent des profondeurs maximales jusqu'à 400 m, on retiendra plutôt un maximum compris entre 200 et 300 m pour les techniques utilisées sur le territoire national.

La méthode du marteau fond-de-trou avec circulation inverse développée dans l'industrie minière, utilise des tiges double parois pour entrainer l'air jusqu'à l'outil, puis celui-ci remonte à l'intérieur des tiges avec les déblais de forage. Ce procédé limite considérablement l'érosion des parois du trou par la circulation du fluide et permet de forer des terrains meubles mais non boulants. En

raison des pertes de charges liées au frottement de l'air dans les tiges de forage, ce procédé impose de pressuriser énormément pour conserver une énergie suffisante pour la percussion de l'outil, ce qui induit rapidement une consommation énergétique lourde.

Plusieurs désavantages du forage à l'air (quelle que soit la méthode) sont listés :

- dans le cas de formations clastiques présentant une fraction argileuse, la plasticité des matériaux génère un risque conséquent de bourrage de l'outil ; ceci impose la réalisation de soufflages très fréquents pour dégager l'outil, et pénalise fortement l'avancement du chantier ;
- dans la colonne en eau, la nécessité de compenser la pression hydrostatique en conservant une énergie suffisante pour l'action du marteau est une limite aux profondeurs d'investigations potentielles ; les capacités matérielles des compresseurs sont déterminantes. La foration d'ouvrages de profondeur supérieure à 300-400 m nécessite l'usage de surpresseurs, rarement mis en œuvre pour les forages d'eau.

2.3.4. Comparaison des vitesses d'avancement

Driscoll et al. (1986) comparent les performances relatives des différentes méthodes de forage d'eau selon les formations géologiques rencontrées, et leur attribuent un indice représentatif de la vitesse de pénétration, de 1 (impossible) à 6 (très rapide). Le marteau-fond de trou est "non recommandé" pour les formations considérées :

	Rotary	Tubage à l'avancement	Rotary – circulation inverse
Sable et gravier non consolidé	5	6	6
Grès peu cimenté	5	-	5
Argile et silts	4	5	5

Sur cette base, il n'apparaît pas de différences significatives entre les vitesses d'avancement au rotary et au marteau-fond-de-trou avec tubage à l'avancement. Le choix de la méthode sera donc conditionné par d'autres considérations, notamment :

- profondeur d'objectif (associée aux capacités du matériel disponible),
- nécessité de caractérisation des venues d'eau à l'avancement,
- coût.

2.4. PRATIQUES OBSERVÉES

2.4.1. Equipement des entreprises de forages

Pour des forages d'eau de plusieurs dizaines de mètres en terrains non consolidés, les méthodes présentant les mises en œuvre les plus simples sont souvent privilégiées par les entreprises de forage : forage au battage ou havage avec tubage à l'avancement, Odex. C'est par exemple le cas dans les alluvions, les formations du Plio-Quaternaire dans le Bassin Aquitain, les formations molassiques en Rhône-Alpes et régions voisines.

Pour les forages d'eau de plusieurs centaines de mètres, l'emploi de foreuses "mixtes" à transmission hydraulique est très largement répandu. Il permet de passer du rotary au marteau-fond-de-trou, en choisissant la meilleure adaptation aux variations lithologiques : notamment privilégier le marteau-fond-de-trou pour un meilleur avancement à travers les formations consolidées, et le passage au rotary pour les formations non consolidées. Ce passage d'une méthode à l'autre nécessite plusieurs adaptations, et peut avoir une incidence significative en termes de planning : il est par conséquent loin d'être systématique.

Par exemple, Plote (1986) suggère, lorsque l'épaisseur des terrains meubles est inférieure à 20 m, de préférer la solution du tubage à l'avancement, qui permet l'utilisation exclusive du marteau-fond-de-trou sur toute la hauteur de l'ouvrage. En effet, pour une faible épaisseur, la perte de temps associée à la méthode par rapport au marteau-fond-de-trou traditionnel resterait inférieure à celle associée au passage au rotary (qui implique la fabrication et mise en boue du forage, la modification d'aménagements de chantier).

Dans la pratique, l'emploi de foreuses au marteau-fond-de-trou avec tubage à l'avancement est encore marginal pour les forages de quelques centaines de mètres de profondeur. Dans le cadre de la présente étude, une analyse rapide du matériel utilisé par les 39 entreprises signataires de la Charte de qualité des puits et forages d'eau (liste des entreprises disponible sur http://www.sfeg-forages.fr) a été effectuée. Environ la moitié de ces entreprises dispose de supports de communication en ligne complets, et parmi elles deux tiers sont équipés pour du tubage à l'avancement. Dans leur immense majorité elles utilisent les techniques avec entrainement de tube par le taillant. Mais quelques rares entreprises seulement disposent de machines suffisamment puissantes pour une application en forage d'eau supérieur à 100 m.

2.4.2. Outils de forage

A la pratique pour le forage au rotary, il apparaît que les entreprises de forage utilisent très majoritairement des outils tricônes acier dent longue (IADC code 1). L'utilisation d'autres outils (plus onéreux) est souvent réservée à des chantiers avec des enjeux spécifiques :

- Outils à picots longs (IADC code 4 – en règle générale outils reconditionnés) ;
- Trilames : leur utilisation est quasi-anecdotique, probablement car leur application est moins universelle et car il existe moins d'outils reconditionnés sur le marché.

2.4.3. Fluides de forage

Si les données sur les méthodes de forage sont fréquemment disponibles, il n'en est pas de même pour les fluides utilisés. Même dans le cas de forages récents, les cahiers des charges ne définissent généralement pas les fluides ou additifs à utiliser : le choix (et la responsabilité associée) est laissé à l'entreprise de forage.

Il faut également ajouter que le coût des boues spéciales est souvent un frein à leur utilisation, dans le domaine du forage hydrogéologique, dominé par les marchés publics où le critère prix est fréquemment déterminant. Ceci peut être parfois au détriment de la productivité potentielle des ouvrages.

2.4.4. Pratiques sur des secteurs représentatifs

Quelques coupes de forages d'eau représentatives, issues de la Banque du Sous-Sol sont données en Annexe.

a) Bassin Aquitain

Dans le Bassin Aquitain, les forages destinés à l'alimentation en eau potable qui visent les formations profondes non consolidés (Eocène dans certains secteurs de Gironde et limitrophes, sables infra-molassiques dans la partie Sud-Est) présentent des coupes relativement similaires (cf. paragraphe 3.4.1). Pour des profondeurs de l'ordre de 300 à 600 m, les ouvrages ont tous été réalisés au rotary à la boue, au tricône. Ceci se retrouve logiquement dans les équipements et le savoir-faire des entreprises de forage locales.

Les informations concernant les fluides utilisés sont rarement disponibles pour les forages anciens. Pour les points dont la donnée est disponible, l'utilisation de boue bentonitique, sans additif, est quasi-systématique.

b) Bassin Parisien

Dans le Bassin Parisien, l'analyse s'est focalisée sur les nappes profondes non consolidées de l'Albien et Néocomien, stratégiques pour l'alimentation en eau potable. Les données les plus récentes sur les forages ne sont pas systématiquement disponibles.

La grande majorité des forages a été réalisée au rotary à la boue bentonitique. Quelques documents isolés font état de l'utilisation de circulation inverse (forage à l'Albien de Courtenay, code BSS 03663X0026, 498 m de profondeur).

Pour des formations moins profondes, de l'ordre de 200 à 300 m, l'utilisation du marteau-fond-de-trou avec tubage à l'avancement s'accentue. La conjonction du maintien des terrains et de la caractérisation des venues d'eau est particulièrement appréciée pour la recherche d'eau.

c) Molasses du Bas-Dauphiné

Dans les formations non-consolidées des Molasses du Bas-Dauphiné, les profondeurs des forages peuvent atteindre 200 à 300 m. Tous les ouvrages récents recensés dans cette gamme de profondeur ont été réalisés au rotary à la boue, avec un outil tricône : forage AEP de Montrigaud (07715X0047 - profondeur 264 m – réalisé en 2009), forage AEP de Montoison (08423X0073 – profondeur 300 m - réalisé en 2003), forage AEP de Montmeyran (08188X0052 – 280 m –réalisé en 2001). Pour tous ces ouvrages, les avant-trous sont généralement réalisés par havage ("benoto"), qui permet une traversée des formations superficielles non consolidées en grand diamètre.

2.4.5. Autres exemples notables

a) Forage de Plan de Phasy (Guillestre, 05)

Ce forage profond de 400 m a été réalisé en 1992 afin de recapter le gisement thermominéral de Plan-de-Phasy, dans une zone fortement tectonisée affectée par plusieurs contacts anormaux chevauchants entre plusieurs nappes briançonnaises. Originellement, les seules émergences de ce gisement étaient des sources hyperminéralisées, dans les alluvions situées au pied du Rocher de Barbein (calcaires du Trias). Le détail des travaux est donné dans le rapport BRGM RR-37432-FR (Silvestre, 1993). L'ouvrage a traversé successivement :

- 114 m d'alluvions non consolidées à galets et graviers (contre 50 m attendus), avec deux niveaux aquifères fortement productifs (jusqu'à 80 m^3/h en soufflage) ;
- près de 300 m de calcaires dolomitiques, qui se sont avérés fortement altérés localement en sables fins boulants, par la conjonction de la tectonique et de l'hydrothermalisme ; ces zones broyées correspondaient de surcroît à des venues artésiennes par gaz-lift.

Du fait des nombreuses difficultés techniques, le forage a été réalisé en plusieurs phases consécutives :

- phase 1 – 1^e foreuse : i) rotary en circulation inverse avec boue bentonitique : avancement difficile, éboulements répétés ; pose d'un premier tube 14" cimenté à 80 m ; ii) puis rotary en circulation inverse avec boue bentonitique alourdie à la baryte, ancrage d'un second tube 10"3/4 dans le substratum dolomitique à 121 m ; au-dessous, essai de consolidation des terrains par un bouchon de ciment : échec de la reprise de foration 9"7/8 dans les calcaires altérés ;
- du fait de l'inefficacité de la méthode par circulation inverse à ces profondeurs, les travaux ont été interrompus pour acheminer une seconde foreuse ;
- phase 2 – 2^e foreuse : rotary à la boue alourdie à la baryte, de 170 à 400 m ; avancement difficile, plusieurs nettoyages et reprises de trou avant équipement ;
- dans les formations fines non consolidées, les avancements mesurés étaient bien meilleurs au rotary "classique" (10 m/j) qu'en circulation inverse (3,5 m/j).

Cet exemple est révélateur des difficultés qui peuvent être rencontrées en forage d'eau, lorsque plusieurs facteurs défavorables s'additionnent : absence de tenue des terrains, venues d'eau artésiennes. Il met également en avant l'inefficacité de certaines pratiques qui ont pu être tentées, comme la consolidation des terrains par cimentation. Enfin, dans ce cas, les contraintes sanitaires

associées à la destination du forage restreignent les éventuelles solutions techniques qui auraient pu être apportées par des additifs à la boue.

b) Forages thermaux de Montrond-les-Bains (42)

La station thermale de Montrond-les-Bains se situe au centre de la Plaine du Forez, vaste dépression comblée à l'Eocène et à l'Oligocène par des sédiments continentaux torrentiels et lacustres sur plusieurs centaines de mètres (alternances de graviers, sables et argiles). Le forage d'exploitation originel, profond de 502 m, a été réalisé au battage à la fin du XIXe siècle ; il est constitué de plusieurs tubes en acier riveté télescopés, sans cimentations.

Deux campagnes distinctes ont été réalisées pour recapter les eaux thermales :

- une première campagne en 1988 : un forage de 529 m a capté les horizons aquifères profonds, au-delà de 462 m (Vigouroux et al., 1988) ; il a été réalisé au rotary à la boue bentonitique ; après équipement en ouvrage d'exploitation, le forage s'est avéré inexploitable car il produisait une eau incrustante difficilement gérable, avec une minéralisation totale très supérieure au forage historique ;
- une seconde campagne entre 1999 et 2004 : un diagnostic d'ouvrage a montré que le forage historique sollicitait en réalité plusieurs horizons aquifères sur toute sa hauteur, aussi trois forages ont été réalisés au marteau-fond-de-trou avec tubage à l'avancement, jusqu'à 300 m de profondeur (Squarcioni, 2015) ; la technique de forage a permis la caractérisation successive et individualisée de tous les horizons sableux ou graveleux productifs, pour adapter ensuite l'équipement des forages à leur captage sélectif.

Cet exemple démontre l'intérêt que peuvent avoir les techniques de forage à l'air avec tubage à l'avancement, pour la caractérisation de la ressource et une meilleure adaptation des équipements. Dans ce cas précis, une étude géochimique et isotopique approfondie a pu être conduite sur la ressource pour appréhender son fonctionnement global (Gal, 2006).

3. Modalités d'équipement en ouvrages d'exploitation

3.1. CADRE RÉGLEMENTAIRE

L'Arrêté « forages » du 11 septembre 2003 ne pose pas d'obligations spécifiques aux aquifères non consolidés. Son guide d'application insiste, pour la garantie de qualité et de pérennité de l'ouvrage, sur l'adaptation des caractéristiques des matériaux tubulaires à l'ouvrage, aux milieux traversés et à la qualité des eaux souterraines : épaisseur, résistance à la pression et à la corrosion. Plusieurs prescriptions sont générales, et non spécifiques aux aquifères non consolidés :

- pour les matériaux : i) pour les tubes aciers, homogénéité des matériaux pour éviter l'effet de pile et la corrosion associée ; ii) pour les tubes PVC, la limitation en profondeur liée aux contraintes mécaniques ;
- pour la ressource en eau, nécessité d'isoler les différentes formations aquifères rencontrées par cimentation.

Certaines prescriptions associées à la mise en place de la crépine et du massif filtrant sont cependant plus spécifiquement applicables aux aquifères non consolidés :

- la nécessité de détermination préalable de la granulométrie des terrains est clairement évoquée ;
- la crépine, placée face aux niveaux producteurs, doit être équipée de centreurs pour assurer la répartition correcte du massif filtrant ;
- un tube à sédiment est placé en pied de crépine (le document indique un élément d'environ un mètre de hauteur), et fermé par un bouchon de fond ;
- l'entraînement de particules fines doit être évité ;
- le massif de gravier est constitué d'un gravier siliceux, roulé, propre, calibré et homogène ; son épaisseur est comprise entre 3" et 8" ("en général"), et la réserve est comprise entre 5 et 10 m ; il est mis en place de manière gravitaire et sous circulation.

En outre le CCTG – Fascicule n°76 indique :

- la personne responsable du marché doit fournir à l'entrepreneur des renseignements sur la nature des terrains et des eaux souterraines susceptibles d'être rencontrées ; l'entrepreneur propose par la suite les matériaux qui lui paraissent le mieux adaptés ;
- en l'absence de précisions du cahier des charges, il appartient à l'entrepreneur de proposer la géométrie des matériaux tubulaires qu'il compte utiliser (diamètre, épaisseur, ouverture et pourcentage de vides des crépines), en adéquation avec les contraintes du terrain ;
- le massif additionnel peut comporter : i) un massif filtrant autour de la crépine, ii) un massif de soutènement des terrains autour des tubes, notamment lorsque ceux-ci présentent des risques d'éboulement pouvant être préjudiciables à l'intégrité de l'ouvrage ;
- plusieurs restrictions concernant les crépines :i) le pourcentage d'ouverture ne devra pas être inférieur à 10% sauf cas particuliers ; ii) les ouvertures de crépines doivent être déterminées préalablement par analyse granulométrique, si possible sur des échantillons non remaniés en place.

En-dehors de la notion générale d'adéquation entre les équipements et les terrains, la réglementation française ne pose que très peu de restrictions quantitatives spécifiques aux aquifères non consolidés.

3.2. CADRE NORMATIF

La norme NF X 10-999 reprend les mêmes notions générales d'adéquation entre les terrains et l'équipement de captage (crépines et massif additionnel). Le recours à une analyse granulométrique des terrains est seulement suggéré. Elle ne serait nécessaire qu'en cas de méconnaissance des formations. Quelques notions supplémentaires sont ajoutées :

- l'obligation de mise en place de centreurs le long des crépines (sauf dans le cas de tubage à l'avancement), avec un intervalle maximum de 12 m ;
- l'existence de crépines pré-gravillonnées, ou la possibilité d'utiliser une double-colonne de crépines remplie de billes calibrées ;
- la nécessité de désinfecter le massif de gravier pour des usages alimentaires et le thermalisme ;
- la mise en place d'une "réserve à gravier" au-dessus du toit de la hauteur crépinée, afin de compenser les éventuels tassements ultérieurs, avec un volume équivalent à 10% du volume total de gravier si possible ;
- plusieurs impératifs liés à la mise en place du massif filtrant sont également posés. Son épaisseur ne doit notamment pas être inférieure à 75 mm, soit environ 3", sauf pour les tubes de diamètre extérieur inférieur à 165 mm. Afin de garantir une répartition homogène, il doit être mis en place sous circulation constante, avec un contrôle continu à la sonde.

Lorsque la granulométrie est grossière, ou lorsqu'elle est hétérogène avec des éléments grossiers abondants, le massif peut se mettre en place de manière naturelle (auto-gravillonnage) : la mise en place d'un massif filtrant est alors facultative.

En fin de développement du forage, la norme impose une teneur maximale en sédiments de 10 mg/L dans l'eau d'exhaure en cas d'usage pour la consommation humaine.

3.3. PRÉCONISATIONS DE LA BIBLIOGRAPHIE

3.3.1. Matériaux

De nombreuses préconisations concernant les équipements de forage sont présentes dans la bibliographie, notamment concernant le choix des matériaux. Lopoukhine et al. (1998) citent notamment les contre-indications propres à chaque matériau :

- acier : sensibilité à la corrosion ;
- aciers inoxydables : sensibilité aux rayures (pouvant affecter la couche de passivation), sensibilité chimique selon la nuance à certains éléments dissous (aux chlorures, sulfures, hydrogène, etc), résistance mécanique généralement amoindrie par rapport à l'acier « ordinaire » ou API ;
- PVC : sensibilité aux chocs, à la température, aux chlorures ;
- acier revêtu ou matériaux composite : sensibilité aux chocs et rayures.

Ces restrictions peuvent notamment affecter les dimensionnements (pour la résistance à l'écrasement), mais ne sont pas spécifiques aux aquifères non consolidés. Dans le cas de la présente étude, les préconisations bibliographiques sont exclusivement liées à la colonne captante.

3.3.2. Crépines

Pour le dimensionnement des crépines, Bart (2011) donne les valeurs-guides suivantes (dont les ordres de grandeur se retrouvent dans plusieurs ouvrages de référence) :

- le diamètre intérieur est conditionné par la vitesse ascensionnelle de l'eau, qui doit rester inférieure à 1,5 m/s pour rester en régime laminaire ;
- l'ouverture des crépines ("slot") est conditionné par la granulométrie des formations :
  - pour un forage autodéveloppé : le slot retient au minimum 40 à 50% de la formation,
  - pour un massif filtrant additionnel : le slot retient au moins 90% du gravier.

Afin de minimiser les pertes de charges imputables à l'équipement du forage, les ouvrages de référence privilégient l'utilisation des crépines à fil enroulé.

Pour leur positionnement, Detay (1993) préconise plusieurs investigations préliminaires :

- diagraphies instantanées, pertes de boues ;
- carottage ;
- analyse granulométrique des échantillons ;
- logs géophysiques (diagraphies).

Pour les nappes captives, Mabillot (1995) préconise de crépiner 70 à 80% de l'épaisseur de l'aquifère. Dans la pratique, c'est fréquemment toute la hauteur aquifère qui est équipée.

3.3.3. Massif filtrant

Concernant le massif filtrant, Mabillot (1995) insiste sur son caractère obligatoire dans deux conditions seulement:

- si le terrain est constitué de sables fins : diamètre efficace $d_{10} < 0,25$ mm pour Solages (1979) ;
- si la granulométrie est homogène : coefficient d'uniformité (Cu) inférieur à 5 pour Solages (1979) ou Cu<2.5 selon d'autres auteurs.

Dans les autres cas (sable moyen à grossier et hétérogène), le massif filtrant est facultatif. S'en affranchir permet de choisir un diamètre et une ouverture plus large pour la crépine et oblige à effectuer un développement plus long de manière à éliminer les particules fines. Cette méthode est appelée l'auto-développement.

Si le massif filtrant est nécessaire, le choix du calibre repose sur l'analyse granulométrique des terrains aquifères où le diamètre caractéristique d_{10} exprime le diamètre pour un tamisat cumulé correspondant à 10% du poids de l'échantillon. En d'autres termes, un tamis de diamètre d_{10} retient 90% de l'échantillon (en poids). Les préconisations pour les forages hydrogéologiques varient selon les auteurs :

- compris entre $7d_{10}$ et 2 fois cette valeur pour des formations homogènes (Règle de Johnson, citée par Lauga, 1990) ;

- gravier uniforme égal à 5 fois le d_{25} pour l'Australian Drilling Industry Training Committee;
- d_{30} du gravier 4 à 6 fois supérieur à celui de la formation (Mabillot, 1971 ; Driscoll, 1986) ; pour des formations fortement hétérogènes contenant des silts ou des interlits argileux, le coefficient multiplicateur peut être de 6 à 10 (Driscol, 1986);
- d_{50} du gravier compris entre 4 et 6 fois le d_{50} de la formation et distribution parallèle à celle de la formation (Roscoe-Moss, 1990) ;
- coefficient d'uniformité compris entre 2 et 2,5. (Detay, 1993).

Au-delà de la seule composition, les auteurs insistent sur la préservation des caractéristiques du gravier lors de sa mise en place : il est notamment primordial d'éviter toute séparation des granulométries qui serait préjudiciable au rôle de filtre. Par exemple la gravité a un effet de ségrégation des grains les plus grossiers (lourds) vis-à-vis des grains plus fins. Par conséquent, l'introduction du gravier par gravité est exclue pour les forages profonds. Elle doit se faire en continu sous pression, et sous circulation (boue ou eau), à vitesse lente. Mabillot (1995) préconise de rester au-dessous de 2 tonnes par heure.

3.3.4. Développement

Réalisé après équipement, le développement vise à compenser le dommage aux formations lié au forage, pour restaurer les propriétés hydrauliques originelles de la formation, voire les améliorer dans son environnement immédiat.

Plusieurs méthodes sont évoquées dans la bibliographie, avec leurs préconisations propres.

a) Développement mécanique

Le développement par injection d'air ("pneumatique" pour certains auteurs) est globalement privilégié pour les aquifères sableux non consolidés. Deux méthodes doivent être distinguées :

- l'air-lift, ou émulseur, utilise une double colonne (deux tubes emboîtés) ; l'injection d'air par la colonne intérieure crée une aspiration à l'intérieur du dispositif, un flux ascendant se met en place dans la colonne d'eau si les conditions d'immersion du dispositif sont suffisantes ;
- la seconde méthode est le soufflage qui consiste à émettre de l'air comprimé par un simple tube (souvent les tiges de forage) ; contrairement à l'air lift, l'air envoyé par soufflage dans le forage n'est pas guidé lors de sa remontée à la surface.

L'air-lift est préféré au soufflage car il évite de renvoyer dans la formation ou le massif filtrant les particules fines ayant pénétré dans l'ouvrage lors du développement, et permet ainsi un meilleur curage du fond de l'ouvrage ; en outre l'air lift limite les impacts physico-chimiques résultant de l'introduction d'oxygène dans le milieu souterrain souvent réducteur, pouvant entrainer par exemple des précipitations de fer ou de manganèse, un développement bactérien ou une accélération de la corrosion) ; face aux crépines, le soufflage est proscrit pour les raisons précédemment évoquées et l'air-lift doit être utilisé avec précaution, pour éviter la déstabilisation du massif filtrant ou encore les phénomènes de dépression / collapse ;

Le pistonnage est une alternative qui présente l'avantage de la facilité de mise en œuvre, mais le désavantage de générer un dépôt des sédiments fins en fond d'ouvrage ; son efficacité réelle est questionnée par certains auteurs, l'expérience montre pourtant des améliorations significatives dans les aquifères sableux non consolidés.

Le surpompage permet également d'évacuer les matériaux fins, en générant des vélocités très supérieures à celles prévues en exploitation ; il présente plusieurs inconvénients, dont

l'inefficacité sur les ponts de sable, car il ne génère pas d'inversions de flux dans le massif et la formation (Mabillot, 1995) ; ceci peut être compensé par la génération d'une coup de bélier à l'arrêt de la pompe, en enlevant le clapet anti-retour de la pompe ; comme le pistonnage, il peut générer un dépôt en fond de forage ; toutefois, le surpompage est souvent générateur de désordres dans le massif filtrant lorsque les vitesses critiques sont dépassées (de manière empirique, la vitesse d'entrée dans la crépine ne doit pas exceder 3 cm/s). Les coups de béliers sont également des facteurs d'instabilité du massif filtrant aboutissant à des brêches dans l'homogénéité du massif filtrant.

Le jetting consiste en une injection d'eau sous haute pression, perpendiculaire à la paroi du tube ou de la crépine, éventuellement combiné au pompage ou air-lift ; il est également préconisé dans les ouvrages de référence, comme une méthode efficace et simple à mettre en œuvre.

b) Développement chimique

Il doit être associé à une action mécanique, mais est proscrit dans des formations finement litées avec alternances sablo-argileuses :

- les polyphosphates visent à disperser la fraction argileuse ; cependant ils fournissent également des nutriments potentiels pour les microorganismes, et sont donc susceptibles de favoriser l'activité bactérienne ;
- d'autres dispersants sont proposés par les fournisseurs (polyacrylamides par exemple), mais peuvent poser des problèmes de contamination des ressources utilisées pour la consommation humaine.

3.4. PRATIQUES OBSERVÉES

3.4.1. Bassin Parisien et Bassin Aquitain

a) Choix des équipements

Dans la pratique, les caractérisations préalables à l'équipement en forage d'exploitation comprennent en général une diagraphie gamma-ray et des analyses granulométriques du réservoir. Plus occasionnellement, des investigations plus poussées sont conduites :

- diagraphies complémentaires : résistivité, diamétreur ; ceci est appliqué pour affiner le calage géologique et hydrogéologique ;
- carottage et analyses laboratoire : très rare car chronophage et coûteux, appliqué si un enjeu fort le justifie ; c'est par exemple le cas pour plusieurs forages à l'Albien dans le Bassin Parisien ; pour le forage à l'Albien de Montbouy par exemple, le carottage des 2 premiers niveaux de sables a démontré une argilosité plus marquée que prévu, entraînant la décision de poursuite du forage pour capter le 3e niveau de sables de l'Albien.

Concernant le massif filtrant, la technique de l'auto-développement est très peu répandue. En présence de formations non-consolidées la pratique quasi-exclusive en hydrogéologie dans ces bassins qui contiennent souvent des niveaux de sable fins est l'adjonction d'un massif filtrant, quelle que soit la granulométrie des terrains.

b) Crépines et massifs filtrants

L'analyse des coupes techniques permet de constater de fortes similitudes entre les ouvrages "historiques" profonds d'alimentation en eau sur le Bassin Parisien et le Bassin Aquitain, avec en grande majorité les coupes techniques suivantes :

- chambres de pompage en acier API ∅ 13"3/8 , ancrées dans l'éponte au toit du réservoir et cimentées ;
- colonnes de captage ∅ 8" en acier inoxydable (304L), crépines à nervures repoussées ou persiennes ; présence d'une colonne de tube plein de plusieurs dizaines de mètres (réserve de gravier), avec crépine-signal au sommet ; sauf risque de dénoyage, on constate que les crépines sont systématiquement positionnées sur toute la hauteur des formations aquifères. L'ouverture des crépines ("slot") est généralement de l'ordre de 1 mm.
- massif de gravier siliceux roulé, d'épaisseur supérieure à 3" : le réservoir faisait généralement l'objet d'un alésage à un diamètre compris entre 15 et 20".

Sur de nombreux ouvrages, les équipements de captage ont rempli leurs fonctions de manière satisfaisante. Les principaux retours d'expériences après plusieurs dizaines d'années d'exploitation sont les suivants :

- les inspections de forage font apparaître des crépines en excellent état mécanique, tandis que les tubages API sont affectés par la corrosion ;
- certains ouvrages sont affectés par un tassement du massif de gravier ; cette coupe technique type permet cependant une recharge aisée du massif par l'espace annulaire ;
- dans certains secteurs à granulométrie très fine, la complétion au droit des horizons aquifères s'est avérée peu efficace : sables verts de l'Albien dans le Bassin Parisien, sables gris de l'Eocène dans le secteur Sud de Bordeaux ; ces secteurs sont affectés par des venues de sable à travers les massifs, qui génèrent une usure prématurée des équipements de pompage et imposent la mise en place de décantations à l'exhaure .

Les diagnostics conduits en routine sur les forages au Sud de Bordeaux produisent un retour d'expérience intéressant :

- ils montrent généralement des venues de sable très ponctuelles, par conséquent imputables à des défauts de mise en place du massif de gravier ;
- ils mettent parfois en évidence des tassements du massif de gravier, nécessitant une recharge : ceci met en exergue l'importance de préserver un accès au massif de gravier pour pouvoir procéder à ces opérations.

Sur des forages plus récents à partir des années 80-90, les crépines à fil enroulé renforcées ont progressivement supplanté les crépines à nervures repoussées ou persiennes. Sur le Bassin Parisien principalement, ceci s'est traduit par une diminution significative :

- des ouvertures de crépines utilisées, de 0,4 à 0,8 mm sur les ouvrages plus récents ;
- du calibre des massifs de gravier, de 0,4 à 1,4 mm, pour une adaptation notamment à la granulométrie fine de certains horizons.

Il est également intéressant de noter que les maîtres d'ouvrage, dont les forages ont atteint les sables verts de l'Albien, ont parfois renoncé à les capter, estimant que le faible gain de productivité ne compenserait pas le surcoût d'équipement, tel le forage de Bussy-en-Othe (Jauffret et al., 1995). En effet d'autres solutions techniques existent mais restent très marginales dans le domaine du forage hydrogéologique, car leur surcoût n'est généralement pas compensé

par l'enjeu qui est accordé aux installations. Le retour d'expérience est insuffisant dans le domaine étudié : double crépines, massifs filtrants alternatifs au gravier, crépines avec massifs intégrés, etc. Ces techniques ont préférentiellement été testées sur des forages géothermiques dans le Bassin Parisien, objet de la Tâche 2.

c) Développement

Les données sont rarement disponibles sur les méthodes mises en œuvre pour le développement des forages en hydrogéologie. Ce point est souvent peu détaillé dans les cahiers des charges remis aux entreprises de forage, et par conséquent laissé à leur appréciation. Dans le contexte considéré, dominé par les marchés publics avec un critère "prix" souvent discriminant, cette absence de contrainte établie peut-être favorable au "moins-disant technique", et par conséquent préjudiciable à la pérennité du forage.

Sur les comptes rendus de forages profonds effectués au rotary dans le Bassin Parisien et le Bassin Aquitain, la succession suivante se retrouve fréquemment :

- injection de polyphosphates (hexamétaphosphates en général) ;
- développement sous air-lift ;
- désinfection ;
- développement complémentaire par pompages alternés ;.

Le développement par *jetting* est plus fréquemment utilisé en régénération / réhabilitation de forage.

3.4.2. Grès du Trias Inférieur (Buntsandstein)

Nguyen (2010) a effectué une analyse des forages dans les grès du Trias inférieur en Lorraine. Parmi les problèmes identifiés, l'occurrence d'ensablements sur des hauteurs de plusieurs dizaines de mètres est particulièrement prégnante. Ce phénomène est lié à l'absence d'équipements au droit des horizons productifs, soit totale, soit partielle au droit des horizons considérés comme consolidés. Dans certains cas la réhabilitation imposait la mise en place d'un équipement complet de captage, incluant un massif filtrant, face aux horizons productifs.

Ceci démontre que même dans les formations clastiques d'apparence consolidées, la mise en place de crépines et massif de gravier peut être préconisée pour la pérennité de l'ouvrage.

3.4.3. Forage de Plan de Phasy (Guillestre, 05)

Les difficultés associées aux tenues des terrains lors de la réalisation du forage thermal de Guillestre ont déjà été évoquées au paragraphe 2.4.5 L'utilisation de boue bentonitique et de baryte imposée par ces difficultés a considérablement gêné les observations hydrogéologiques au cours de l'avancement, qui se sont résumées à 2 essais hydrauliques ponctuels et quelques mesures lors de reprises d'artésianisme.

Le positionnement des crépines s'est par conséquent basé sur les observations géologiques, en intégrant une forte incertitude sur les profondeurs des venues, pour une hauteur totale crépinée de 96 m sur une colonne de 247 m. Les besoins exprimés pour ce projet n'étaient que de quelques m^3/h, l'équipement choisi se singularise des pratiques usuelles :

- matériaux inox 316L, diamètre extérieur 4"1/2 ;
- lumières : fente oblongues de 200 x 2 mm, sur 4 génératrice orthogonales espacées de 200 mm ; coefficient d'ouverture résultant de 1,5% ;
- massif de gravier siliceux roulé 3-5 mm.

Avant équipement, l'ouvrage présentait déjà une faible productivité, liée aux propriétés hydrauliques médiocre des terrains, avec des débits spécifiques inférieurs à 0,5 m^3/h par mètre de rabattement. Il apparaît que l'équipement génère des pertes de charge supplémentaires, supérieures à 15 m à 20 m^3/h.

Dans ce cas précis, l'équipement choisi est pénalisant en termes de pertes de charges mais moins onéreux qu'un équipement renforcé à fil enroulé. Il n'est acceptable qu'au regard des faibles besoins quantitatifs pour le projet.

4. Modalités de surveillance et maintenance

4.1. CADRE RÉGLEMENTAIRE

L'arrêté interministériel du 11 septembre 2003 ("arrêté Forages") impose un entretien régulier des forages d'eau. Pour les ouvrages qui interceptent plusieurs aquifères superposés ou pour ceux situés dans un périmètre de protection de captages AEP, une inspection périodique (au minimum décennale) est prescrite pour valider l'étanchéité des complétions. Aucune méthode spécifique d'investigation n'est imposée. Aucune recommandation spécifique aux forages en aquifères non consolidés n'est émise.

Le guide d'application souligne la nécessité d'entretien et de surveillance des forages. Il recommande a minima les opérations suivantes, dont plusieurs sont plus particulièrement applicables aux forages captant des aquifères non consolidés :

- contrôle des pertes de charge du forage à fréquence semestrielle ;
- contrôle du fond du forage à chaque remontée de pompe et au moins tous les trois ans ;
- contrôle du sommet du massif de gravier additionnel à fréquence semestrielle ;
- contrôle de l'état intérieur du forage par inspection vidéo, éventuellement complété par un contrôle de cimentation par CBL-VDL ;
- nettoyage du forage par curage, brossage, et éventuellement traitement chimique.

4.2. CADRE NORMATIF

La norme NF X 10-999 recommande plusieurs contrôles périodiques, qui rejoignent les recommandations réglementaires. S'y ajoute seulement un suivi de la qualité de l'eau (analyses fonction de l'usage).

4.3. PRÉCONISATIONS DE LA BIBLIOGRAPHIE

M. Detay (1993) expose également des préconisations proches de la réglementation actuelle, avec :

- des mesures simples périodiques : débits, niveaux, éventuellement piège à sable ;
- des contrôles simples annuels : pompage d'essai, analyse ;
- des contrôles tous les 3 à 5 ans : contrôles internes par diagraphies et inspection endoscopique.

Dans le cas des aquifères clastiques non consolidés, le risque spécifique pour les équipements est associé au colmatage des crépines. S. Bart (2011) distingue trois types de colmatage :

- physique : par invasion de silts et argiles (lié à un défaut d'équipement, une migration progressive) ;

- chimique : précipitations minérales ;
- biologique : expansion de biofilm.

Afin d'éviter le vieillissement prématuré associé au colmatage, plusieurs précautions simples en termes d'exploitation sont exposées dans les ouvrages de référence :

- maintenir un régime d'exploitation stable, éviter les arrêts-démarrages trop fréquents,
- éviter le dénoyage des crépines,
- respecter le débit d'exploitation préconisé, pour maintenir les vitesses d'entrée d'eau sous les limites critiques,
- désinfecter tout matériel descendu dans le forage.

A l'inverse, les phénomènes de corrosion peuvent générer une dégradation des matériaux et à terme des perforations dans la colonne captante, annihilant le rôle de filtre. Au-delà de l'importance du choix initial des matériaux, la réalisation d'inspections périodiques permet d'évaluer ce phénomène et engager le cas échéant des actions préventives.

4.4. PRATIQUES OBSERVÉES

Dans la pratique, ces préconisations usuelles sont émises à l'issue de la réalisation des forages, dans les dossiers des ouvrages exécutés par exemple. Certaines contraintes seront en général respectées car imposées réglementairement : débit maximum, surveillance analytique, plus rarement mesures et inspection.

De même, la réalisation de diagnostics périodiques des forages, depuis qu'ils sont imposés par la réglementation, devient courante pour les forages d'alimentation en eau potable ou eau minérale, avec quelques limitations :

- la fréquence est au mieux décennale, des fréquences plus élevées sont très rares ;
- le "diagnostic" se limite souvent à une inspection endoscopique seule, sans mesures complémentaires ; ce type d'investigation reste subjectif, fortement dépendant de la visibilité dans la colonne d'eau, et par définition insuffisant pour identifier des défauts d'étanchéité ou évaluer objectivement l'état de dégradation des matériaux ; dans plusieurs cas par exemple, des diagraphies physico-chimiques ont mis en évidence des perforations indiscernables visuellement.

Ces diagnostics sont bien plus occasionnels pour les forages industriels ou agricoles, à l'exception de certains secteurs isolés sur lesquels les services de l'Etat exercent une pression particulière.

Par contre, le reste des préconisations reste soumis à la bonne volonté du maître d'ouvrage ou de l'exploitant. Et même si des données de base (débit, rabattement) sont consignées, il n'a pas nécessairement la compétence technique pour les analyser au regard du vieillissement de l'ouvrage. Il est également encore fréquent d'observer des pompes d'exploitation asservies à la demande, et exploitées par à-coups sans démarrage progressif, ce qui peut être préjudiciable à la colonne captante à terme.

5. Conclusion : pratiques relatives aux forages hydrogéologiques en aquifères sableux peu ou pas consolidés

5.1. RÉALISATION DES FORAGES

Dans la pratique, la grande majorité des forages hydrogéologiques profonds en aquifères non consolidés est réalisée de manière très classique, au rotary à la boue bentonitique, selon un phasage qui a très peu évolué depuis plusieurs dizaines d'années. Les choix des outils, des fluides et éventuels additifs, des paramètres de forage associés sont très fréquemment laissés à l'appréciation de l'entreprise de forage (et par conséquent soumis à sa responsabilité). La bonne réalisation des ouvrages repose par conséquent essentiellement sur l'expérience et le savoir-faire de l'entrepreneur. Il est à noter que de nombreux additifs sont proscrits dans le domaine, car potentiellement contaminants pour les ressources en eau souterraine.

Lorsque certains enjeux sont présents, pour des forages allant jusqu'à 200-300 m de profondeur, l'utilisation du marteau-fond-de-trou avec tubage à l'avancement est utilement choisie : l'identification des potentialités aquifères (quantité et qualité) des horizons traversés au fil de l'avancement est un réel atout.

5.2. EQUIPEMENT DES FORAGES

Il apparaît que l'inconvénient majeur du forage au rotary à la boue, dans le domaine de l'hydrogéologie, est le défaut de caractérisation des ressources aquifères à l'avancement. Il est pourtant primordial d'optimiser l'équipement, en adéquation avec les spécificités de l'aquifère capté. Les investigations préalables à l'équipement de captage des forages se limitent fréquemment à des diagraphies différées (gamma-ray, éventuellement résistivité ou diamétreur) et des analyses granulométriques sur les cuttings. Dans plusieurs cas, la réalisation de carottages dans les formations cible a permis d'adapter les équipements (profondeur, dimensionnement). Cependant, le surcoût de ces opérations est souvent un frein à leur réalisation, aux dépends des gains potentiels à long terme.

L'analyse des coupes techniques sur les principales ressources aquifères sableuses profondes en France montre de fortes similitudes quelle que soit la région. Historiquement, les dimensions des crépines et calibres des massifs filtrants additionnels répondaient visiblement à un "standard", observable sur l'ensemble du territoire. Cette pratique a montré des limites d'efficacité dans certains secteurs, dans des formations très fines et de granulométrie homogène. Face à ce constat, la recherche de la meilleure adéquation entre les terrains, l'équipement et les besoins quantitatifs s'est progressivement imposée comme incontournable dans les secteurs géographiques concernés. Toutefois en-dehors de ces aquifères reconnus "à problèmes", elle n'est pas systématiquement prescrite et pratiquée, alors même qu'elle pourrait contribuer à optimiser la productivité des ouvrages.

5.3. SURVEILLANCE, ENTRETIEN

Après plusieurs années, voire dizaines d'années d'exploitation, les forages montrent fréquemment :

- des tassements du massif de gravier nécessitant une recharge ; ce phénomène doit être anticipé dans la définition de nouvelles coupes de forages : il est impératif de préserver un accès au massif de gravier, la pose d'une colonne pleine avec cimentation dans le prolongement de la colonne captante est donc à proscrire ; ceci impose évidemment de mettre en place une hauteur de croisement entre les tubes suffisante pour éviter le soulèvement du massif ;
- des venues de turbidité très localisées, liées à un défaut du massif filtrant ; dans ce cas, les exploitants ou maîtres d'ouvrage privilégient fréquemment l'adjonction de dispositifs de traitement en surface ; la réhabilitation du forage sera considérée seulement comme solution ultime ;
- des détériorations de la productivité ou de la qualité de l'eau associées soit au colmatage des crépines, soit à leur détérioration par corrosion, nécessitant des solutions curatives lourdes (réhabilitation) ; elles peuvent être minimisées ou ralenties en mettant en place des actions préventives simples (contrôle et entretien).

Les évolutions réglementaires ont conduit progressivement les maîtres d'ouvrage et exploitants à accroître le suivi de leurs installations. Cependant, en l'absence d'analyse des données acquises et de compétences techniques, ce suivi ne génère souvent pas d'actions préventives concrètes.

5.4. BILAN

D'une manière générale, on constate que les préconisations concernant les bonnes pratiques de dimensionnement et de suivi / entretien des ouvrages existent dans la bibliographie. Mais elles ne sont pas systématiquement exigées et appliquées dans le domaine de l'hydrogéologie. Ceci est principalement lié à leur surcoût, dans un domaine fortement concurrentiel dominé par les marchés publics (dans lesquels le critère "prix" est souvent discriminant, potentiellement au détriment de l'efficacité et de la pérennité des ouvrages).

Ces observations soulignent principalement les impératifs suivants :

- sensibilisation des maîtres d'ouvrages / exploitants aux spécificités et aux risques associés à l'exploitation des aquifères sableux, leur imposant de s'adjoindre une expertise technique pour la réalisation et le suivi des installations souterraines ;
- renforcement et spécification des contraintes techniques dans les cahiers des charges relatifs aux réalisations de forages sur les points suivants :
  - caractérisation des terrains aquifères et recherche de la meilleure adéquation des équipements,
  - méthodes d'équipement et de développement.

6. Bibliographie / Documents consultés

AFNOR. *Norme NF X-10-999 – Forage d'eau et de géothermie – Réalisation, suivi et abandon d'ouvrage de captage ou de surveillance des eaux souterraines réalisés par forages*. 2014

BART S., *Recommandations sur le choix des équipements de forage d'eau – Rappel des bonnes pratiques*. Note Johnson Screens, 2011

BARAT A., *Réalisation d'un forage thermal à Montrond-les-Bains – Compte-rendu des travaux – Premiers résultats*. Rapport BRGM 88-SGN-932-RHA, 1988.

BRETTE G., MAGET P., MONDAIN P.H., *Alimentation en eau potable du Syndicat de la Nivelle, Forage à l'Albien à Montbouy (Loiret) – Dossier des ouvrages exécutés*. Rapport BRGM 89 SGN 115 CEN, 1989.

DEGALLIER R., Colmatage des puits et forages – Manuel pratique. Rapport BRGM 85 SGN 051 EAU. 1985

DETAY M., *Le forage d'eau – Réalisation, entretien, réhabilitation*. Masson, 1993.

DRISCOLL F.G., *Groundwater and Wells – Second edition*. Johnson Division, 1986

GAL F., Etude géochimique et isotopique des eaux superficielles du bassin versant du Furan et des eaux minerales du graben du Forez, Est du Massif Central français. Thèse de 3e cycle. Université Jean Monnet – Saint-Etienne, 2006.

JAUFFRET D., TOUBIN J., Synthèse hydrogéologique du réservoir des sables albiens dans le Sénonais-Gâtinais (89) pour la sécurité des approvisionnements en eau potable publique. Rapport BRGM R 38523, 1995.

LAUGA R., *Pratique du forage d'eau et utilisation des crépines en Génie Civil et en forages profonds*. ISBN 2-907 843-13-3 Sesam Edition. 1990

LOUPOUKHINE M., VIGOUROUX P., Memento technique des eaux minérales. Rapport BRGM R 40145, 1998.

MABILLOT A., *Les forages d'eau – Guide pratique*. Tec et Doc – Lavoisier, 1995.

MINISTERE DE L'ECOLOGIE ET DU DEVELOPPEMENT DURABLE, *Guide d'application de l'arrêté interministériel du 11 septembre 2003 relatif à la rubrique 1.1.0 de la nomenclature eau*. 2004

MINISTERE DE L'EQUIPEMENT, DU LOGEMENT, DE L'AMENAGEMENT DU TERRITOIRE ET DES TRANSOPRTS, *Marchés publics de travaux – Cahier des clauses techniques générales – Fascicule n°76 – Travaux de forage pour la recherche et l'exploitation d'eau potable.* Décret n°87-253 du 8 avril 1987

NGUYEN-THE D., Etat et typologie des forages aux GTI en Lorraine. Rapport BRGM/RP-58555-FR, 2010.

NORWEGIAN AGENCY FOR DEVELOPMENT COOPERATION, Standard descriptors for boreholes. Rapport. 2003

PLOTE H., *Sondage de reconnaissance hydrogéologique – Méthode du marteau fond-de-trou – Exécution et surveillance*. Manuels et Méthodes n°12. BRGM, 1986.

SILVESTRE J.P., *Développement du thermalisme sur le site de Plan de Phasy (05 Guillestre-Risoul) – Réalisation du forage de reconnaissance et d'exploitation F1 – Compte-rendu des travaux et études*. Rapport BRGM RR-37432-FR, 1993.

ROSCOE MOSS. Handbook of Ground Water Development. 512 pages ISBN: 978-0-471-85611-5. John Wiley Ed.; 1990

SOLAGES S., *Calcul des ouvrages de captage – choix et caractéristiques des colonnes de captage*. Rapport BRGM 79 SGN 727 HYD, 1979.

SOURISSEAU B, DAUM J.R., LONGIN G., Guide de bonne pratique et de contrôle des forages d'eau pour la protection de l'environnement. Manuels et Méthodes n°31. BRGM, 1998.

SQUARCIONI P., Recaptage d'une ressource à plusieurs composantes : exemple de la source Geyser V à Montrond-les-Bains. Compte-rendu de la réunion technique de l'Association Française des Techniques Hydrothermales à Bagnoles-de-l'Orne, p17-21. 2015

VIGOUROUX P., GIRONDE C., *Projet PRESCRIRE – Préserver et protéger les ressources en eau souterraine – Le site de Montrond-les-Bains (42) – Rapport final*. Rapport BRGM RP-60748-FR. 2012.

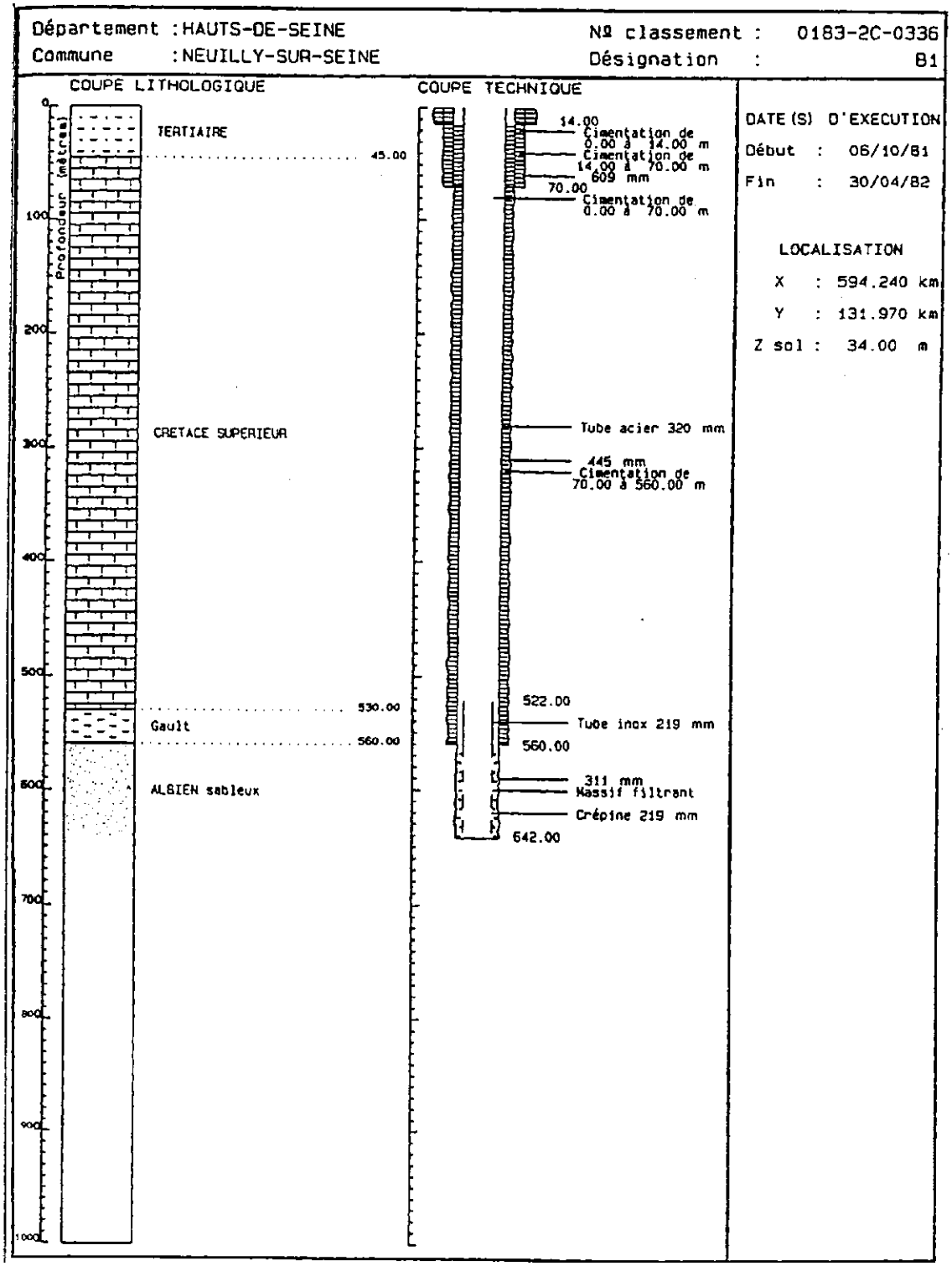
Actes du colloque "Le forage d'eau au XXIe siècle" – Association des Hydrogéologues du Service Public / Institut EGID – Bordeaux 3. Bordeaux, octobre 2008.

Annexe 3-A

Coupes techniques de forages hydrogéologiques existants en aquifères non consolidés (extraites de la banque du sous-sol)

Bassin Parisien

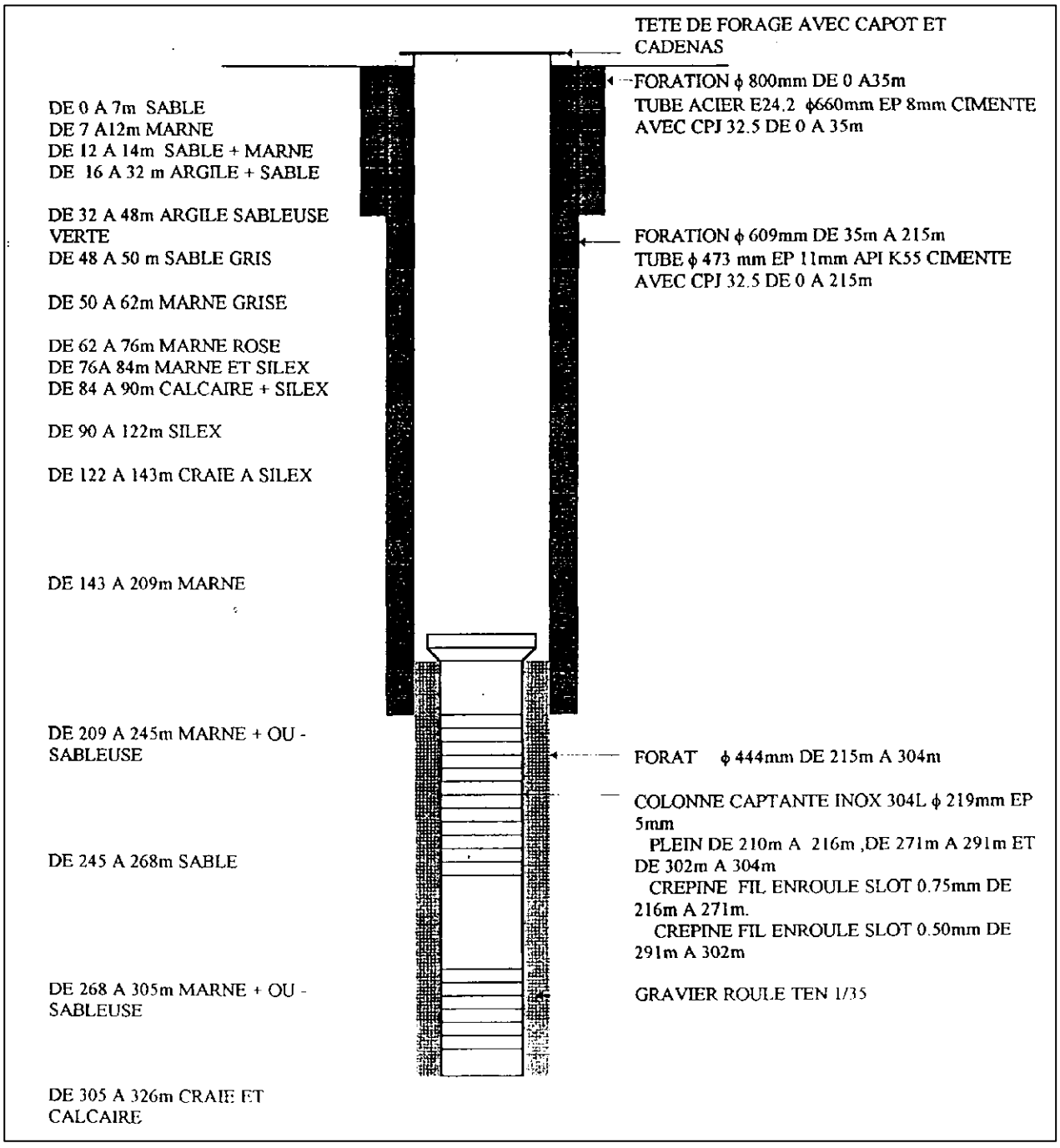
Forage B1 de Neuilly-sur-Seine (01832X0336/B1) – Albien – 1981/1982



(donnée BRGM)

Bassin Parisien

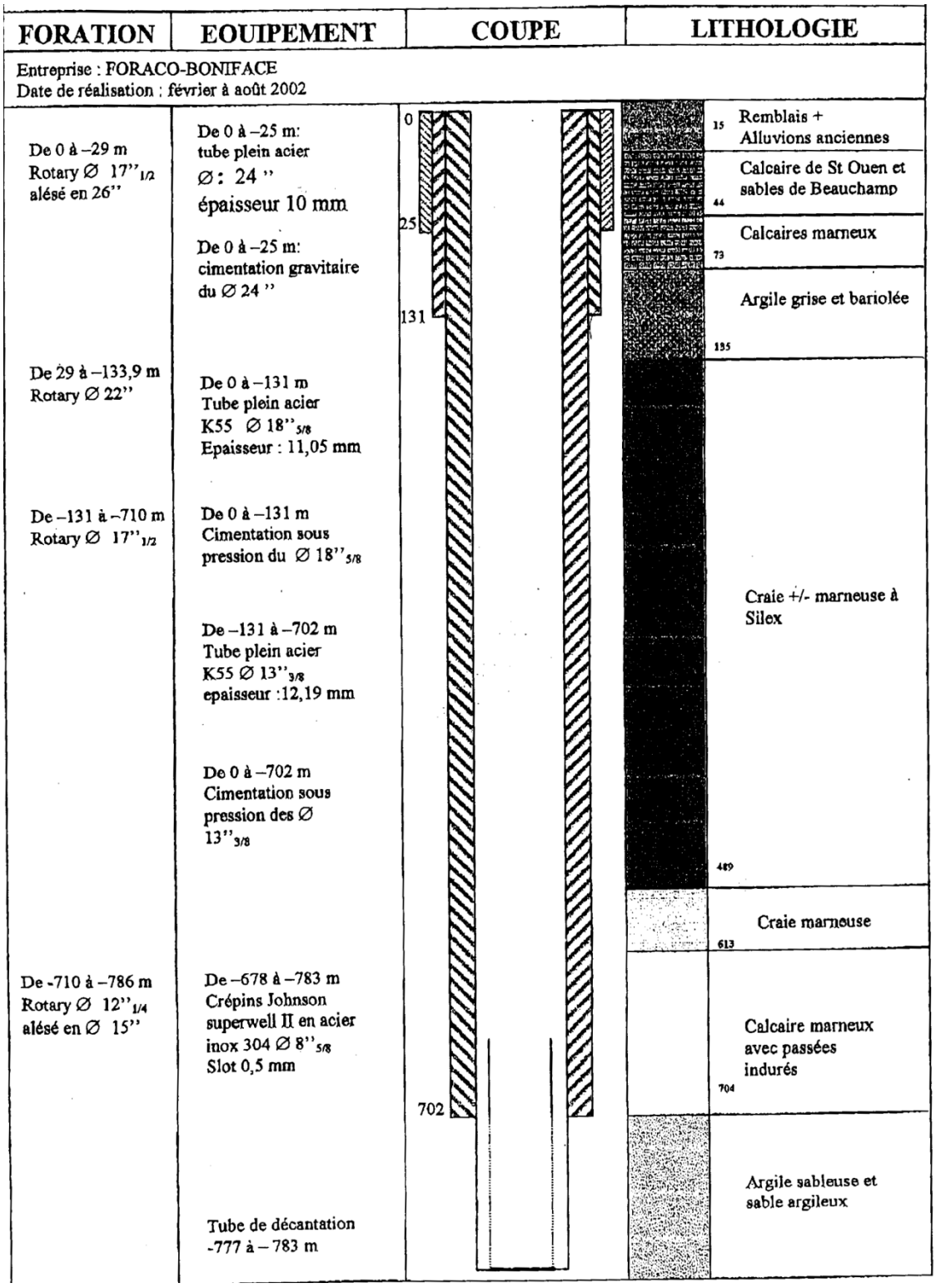
Forage d'exploitation de Souesmes (04621X0057/FAEP) – 2000



(document SADE)

Bassin Parisien

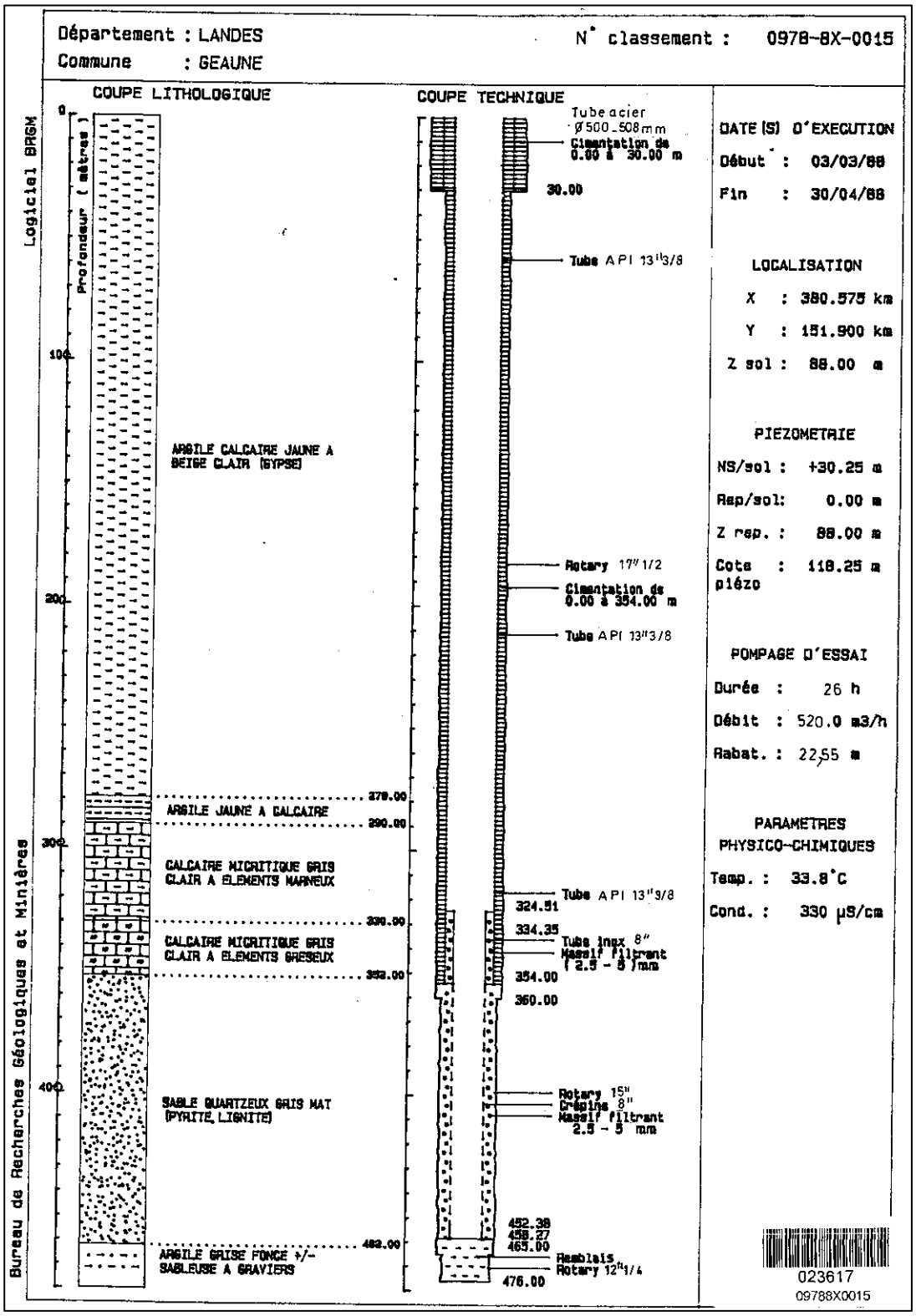
Forage F3bis de Villeneuve-la-Garenne (01832B0415/F3BIS) – Albien – 2002



(document SAFEGE)

Bassin Aquitain

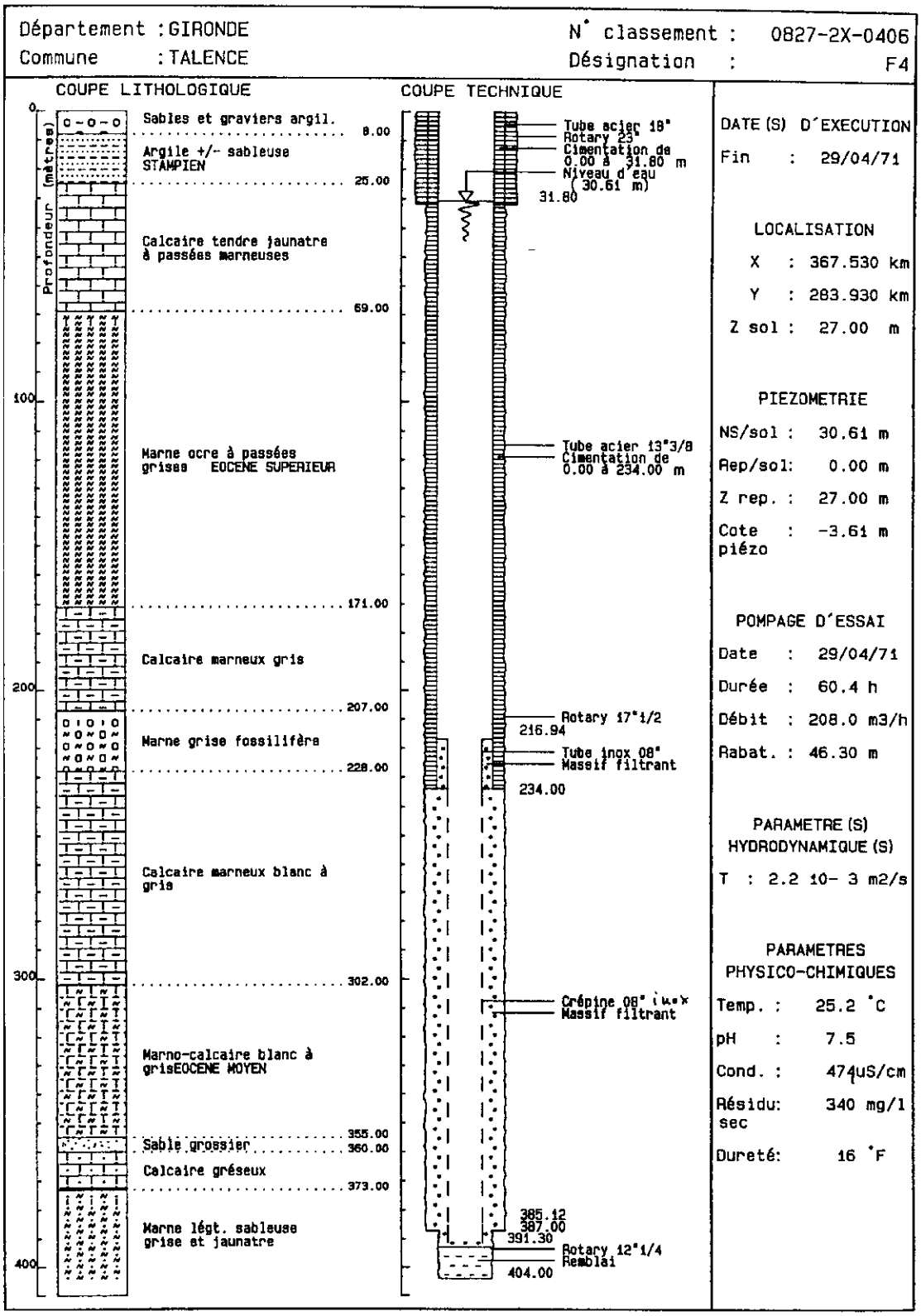
Forage F1 de Geaune (09788X0015/F) – sables infra-molassiques – 1988



(document BRGM)

Bassin Aquitain

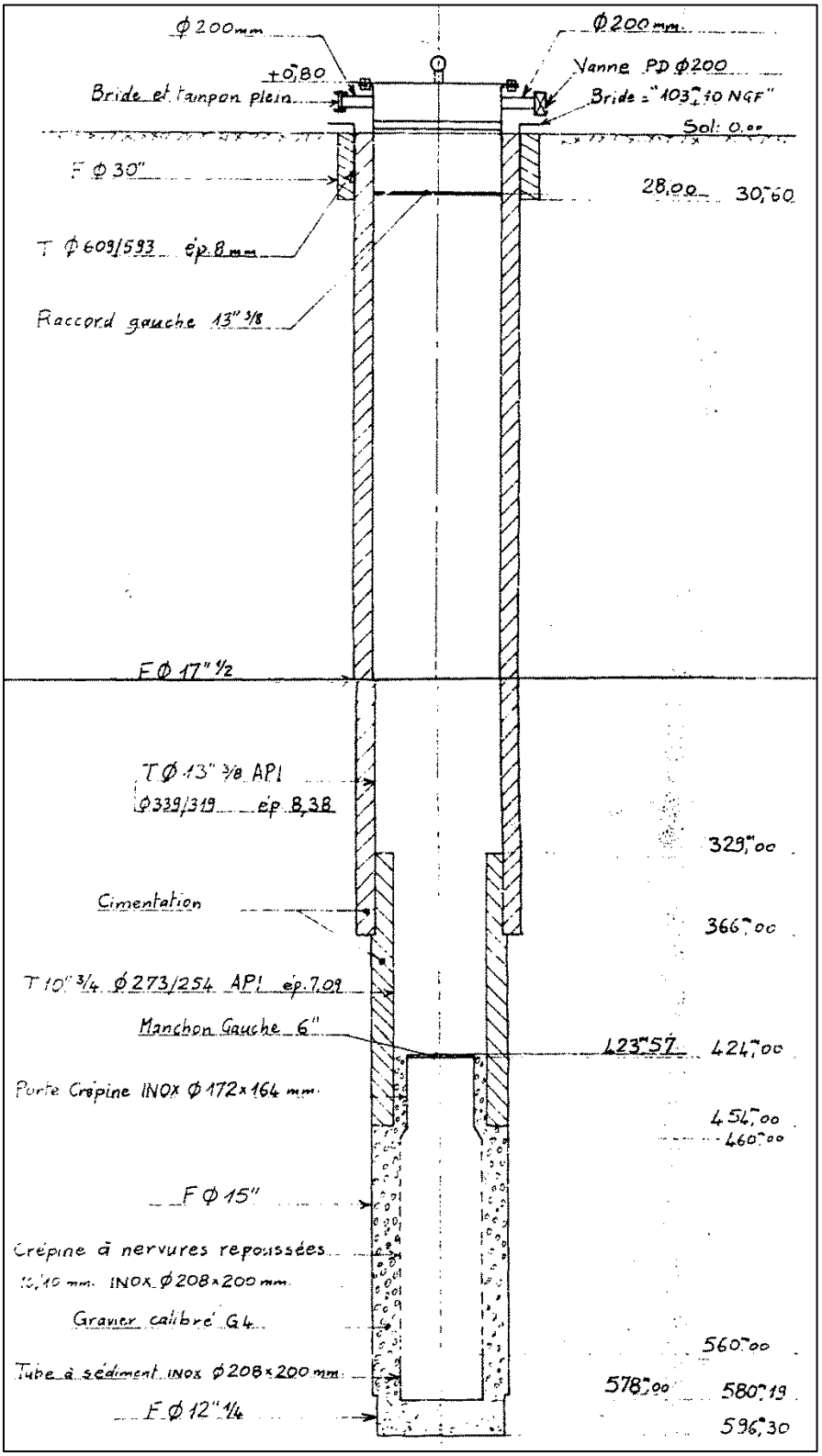
Forage de Talence (Lavardens – 08272X0406/F4) – Eocène –1971



(document BRGM)

Bassin Aquitain

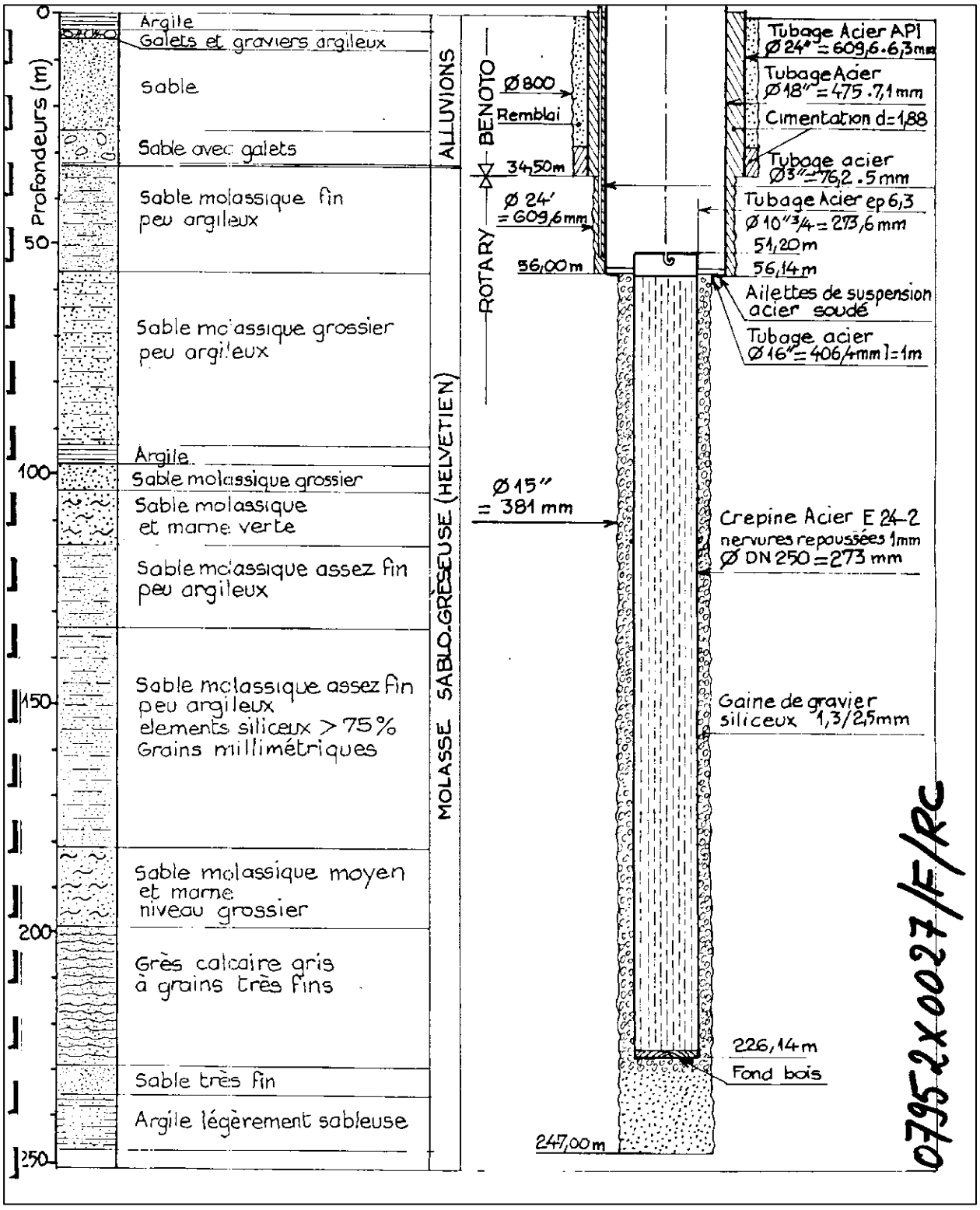
Forage de Barbotan-les-Thermes (Uby – 09268X0055/F) – sables infra-molassiques 1981



(document Intrafor-Cofor)

Molasse du Bas-Dauphiné

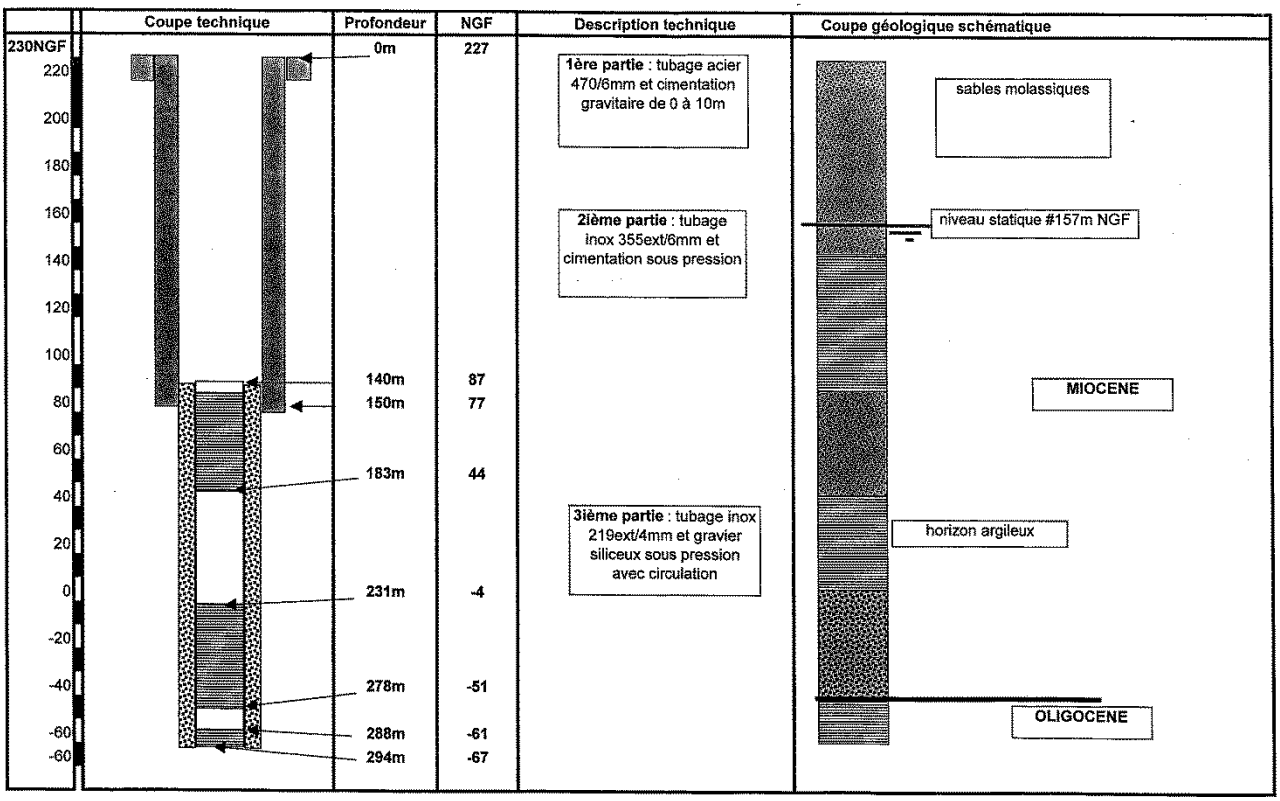
Forage de Châtillon-Saint-Jean (l'Aygala – 07952X0027/F) – 1996



(document SIE de l'Herbasse)

Molasse du Bas-Dauphiné

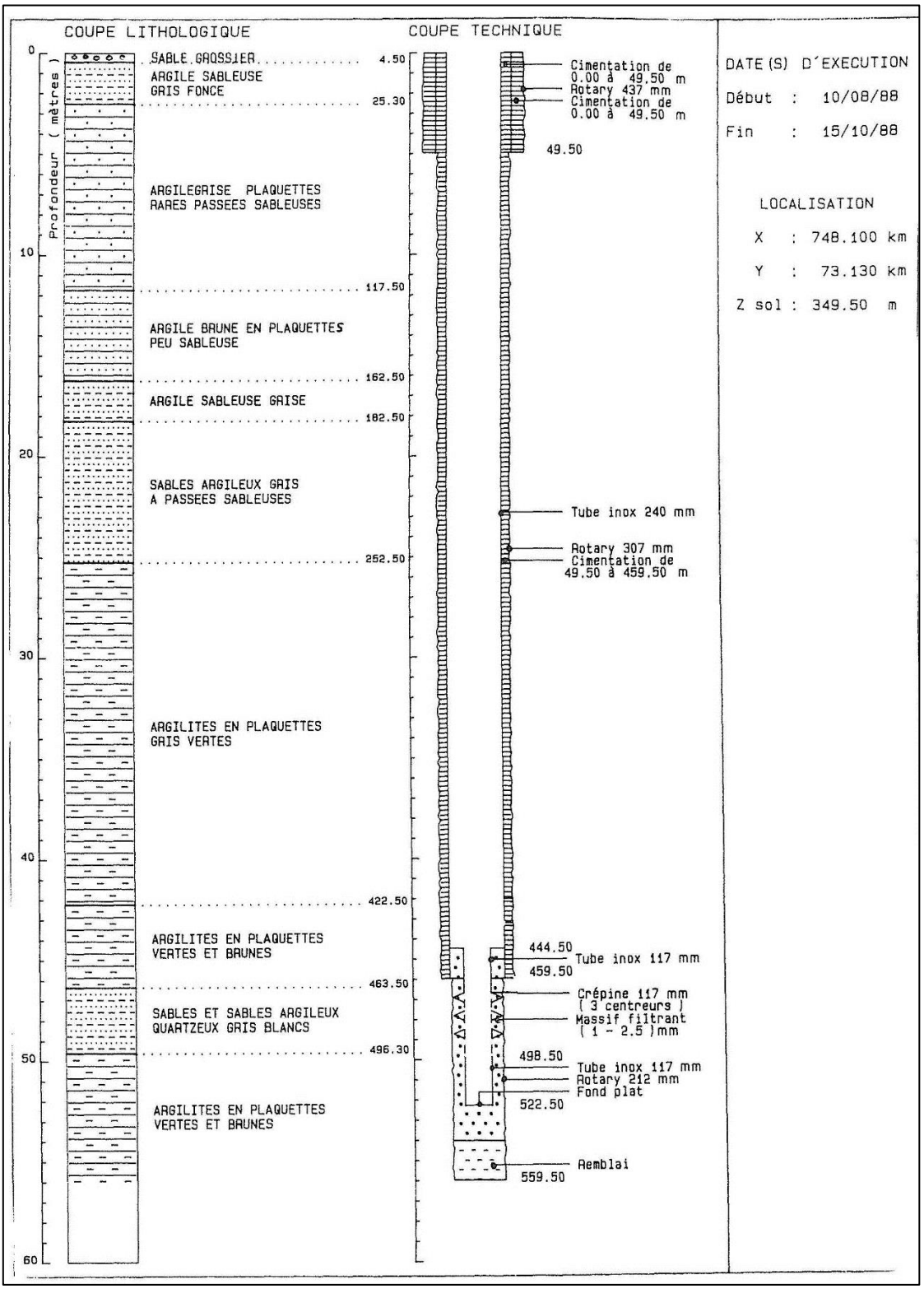
Forage de Montoison (08423X0073/F) – 2003



(document Idées Eaux)

Plaine du Forez

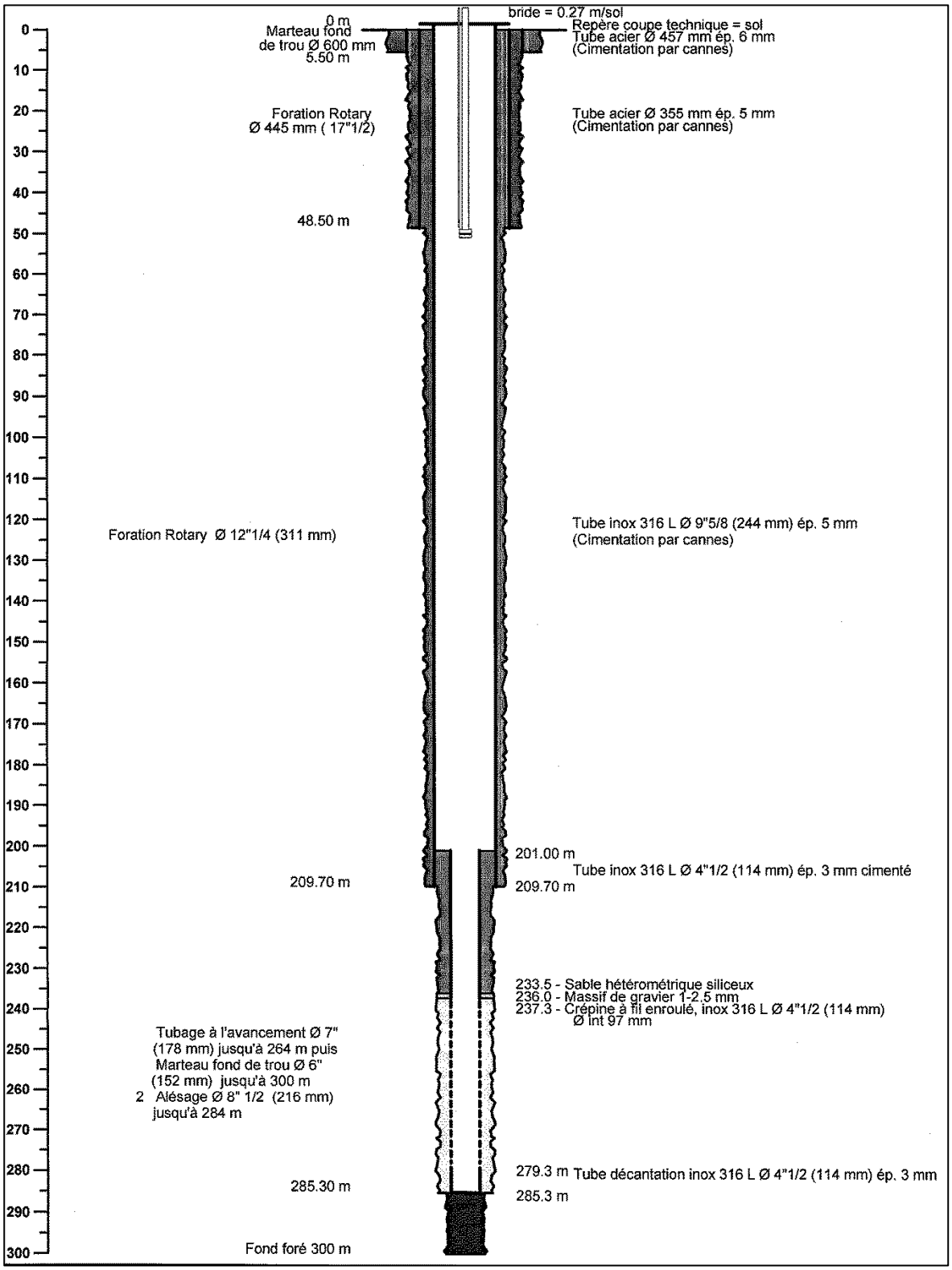
Forage de Montrond-les-Bains (Détente – 07204X0079) – 1988



(document BRGM)

Plaine du Forez

Forage de Montrond-les-Bains (MON3 – 07204X0085/MON3) - 2004



(document Hydro Invest)

Géosciences pour une Terre durable
brgm

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

Direction Régionale Nouvelle Aquitaine
Parc Technologique Europarc
24 avenue Léonard de Vinci
33600 Pessac – France
Tél. : 05 57 26 52 70