

BILAN GTH : bilan de la filière géothermie profonde pour la production de chaleur sur la période 2007-2018

hib-2

.89 3740,46 -625.5

hib ha



hitb

BRGM/RP-69577-FR Mars 2020

de-hia







BILAN GTH : bilan de la filière géothermie profonde pour la production de chaleur sur la période 2007-2018

Rapport final

BRGM/RP-69577-FR

Mars 2020

Étude réalisée dans le cadre des actions d'appui aux politiques publiques du BRGM relatives à la convention ADEME-BRGM 1805C0054

Hamm V., Darnet M., Maurel C. (BRGM), Audouin O. (CFG) Avec la collaboration de Receveur M.

Vérificateur :
Nom : B. Sanjuan
Fonction : Responsable d'unité
Date : 24/03/2020
Signature :
1

Approbateur :
Nom : P. Rocher
Fonction : Directeur adjoint - Direction des Géoressources
Date : 31/03/2020
Signature :

Le système de management de la qualité et de l'environnement est certifié par AFNOR selon les normes ISO 9001 et ISO 14001. Contact : <u>gualite@brgm.fr</u>





Mots-clés : Bilan de la filière, Géothermie profonde, Basse énergie, Basse température, Opérations géothermiques, Réseaux de chaleur, Caractérisation de la ressource, Modélisation, Outils d'aide, Technologies de construction, Exploitation, Surveillance, Coûts, CAPEX, OPEX, Méthodes d'exploration, Échelle du bassin, Échelle locale, Échelle du projet.

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

Hamm V., Darnet M., Maurel C., Audouin O., avec la collaboration de Receveur M. (2020). BILAN GTH : Bilan de la filière géothermie profonde pour la production de chaleur sur la période 2007-2018. Rapport final. BRGM/RP-69577-FR, 205 p., 134 fig., 28 tab., 2 ann.

Synthèse

Ce rapport constitue le livrable final du projet BILAN GTH de la convention nationale ADEME-BRGM 2019 n° 1805C0054, qui avait pour objectif de réaliser **un bilan le plus exhaustif possible de la filière géothermie profonde pour la production de chaleur, depuis la relance en 2007,** avec la mise en place du « Fonds Chaleur Renouvelable » et d'un nouveau dispositif unique de garantie des opérations géothermiques, dit « Fonds de garantie géothermie ».

Ce bilan concerne notamment :

- une synthèse des opérations géothermiques profondes et leur production de chaleur ;
- une synthèse des opérations de réseaux de chaleur associées aux projets de production par géothermie profonde : créations, extensions, interconnexions et/ou densification ;
- une synthèse des actions/projets de R&D menés à ce jour et la valorisation de l'expérience acquise ;
- une étude des coûts des opérations de géothermie profonde (coûts d'investissement et d'exploitation) ;
- une étude technico-économique des solutions à mettre en œuvre pour dérisquer au mieux un projet, notamment pour l'exploration de nouveaux aquifères.

Le projet a été structuré en quatre tâches ou volets liés aux objectifs précités ci-dessus :

• Tâche 1 : synthèse des opérations géothermiques et des réseaux de chaleur associés

Un bilan des opérations géothermiques au niveau national a été réalisé **sur la base des données qui ont été collectées dans la base géothermique lors du projet SYBASE de la convention ADEME-BRGM 2018** (BRGM/RP-68601-FR). Ce bilan inclut l'ensemble des opérations géothermiques profondes quel que soit l'usage final de la chaleur (réseaux de chaleur urbains en Île-de-France notamment, processus industriels, autres usages, ...). Ce bilan analyse également l'impact des opérations géothermiques sur les réseaux de distribution de chaleur mis en service, depuis 2005, pour la région Île-de-France (nouveaux réseaux, extension, ...); la base d'enquête s'est appuyée sur les données disponibles auprès de la DRIEE, du CEREMA et de VIA SÈVA.

• Tâche 2 : bilan des projets R&D cofinancés par l'ADEME et valorisation de l'expérience acquise

Ce bilan a été réalisé en faisant **une synthèse des projets/études de R&D cofinancés par l'ADEME nationale ou de sa Direction régionale Île-de-France**. Ces études avaient pour objectif de lever certains verrous techniques ou scientifiques sur les conditions de réalisation et de suivi des opérations de géothermie profonde qui concernent différentes briques technologiques et/ou scientifiques, dont la caractérisation de la ressource, la modélisation, les technologies de construction et conditions d'accès à la ressource, l'exploitation, la surveillance des opérations et les outils d'aide à la décision. Les différentes cibles géologiques sont les réservoirs carbonatés du Dogger et du Lusitanien et les réservoirs clastiques plus ou moins consolidés de l'Albien/Néocomien et du Trias du Bassin parisien. Une fiche de synthèse a été réalisée pour chaque projet/étude, en regroupant les projets par brique technologique ou scientifique et par cible géothermique, avec une description des objectifs et les principaux résultats et conclusions. Ce bilan a permis ainsi de valoriser les résultats de 35 études, réalisées depuis 2007, dont 31 menées par le BRGM.

• Tâche 3 : étude des coûts des travaux de forage et d'exploitation en géothermie profonde

L'étude des coûts a été réalisée sur la base des données mises à disposition par les maîtres d'ouvrages des opérations de géothermie profonde, qui ont été contactés dans le cadre du projet avec l'envoi d'un courriel cosigné par l'ADEME et le BRGM. L'analyse des coûts a porté sur les coûts d'investissement (CAPEX) et les coûts d'exploitation (OPEX).

Le retour des maîtres d'ouvrages a permis l'obtention des coûts d'investissement sur **23 sites** géothermiques au Dogger correspondants à **43 forages forés entre 2008 et 2018.** Afin d'exploiter au mieux les données collectées, les coûts ont été ramenés aux mêmes conditions économiques (2018) et donnés hors taxes pour permettre une comparaison homogène. Les coûts d'exploitation de l'année 2018 ont été fournis et analysés pour **15 sites** géothermiques.

Cette analyse des coûts a été réalisée de manière statistique, sans faire référence aux noms des opérations.

• Tâche 4 : étude technico-économique des solutions pouvant être mises en œuvre pour dérisquer une opération en géothermie profonde

Cette étude vient en complément des recommandations issues du projet GUIDOCLAST (BRGM/RP-67113-FR) des conventions ADEME-BRGM 2017 et 2018, afin d'apporter des éléments nouveaux à la connaissance pour l'exploration de nouveaux aquifères et de faire évoluer le dispositif de garantie actuel pour des projets plus exploratoires nécessitant des études en amont nécessairement plus coûteuses.

Cette partie a donné lieu à un rapport spécifique (BRGM/RP-69790-FR), dont est présenté, ici, une synthèse, et qui propose une sélection de méthodes d'exploration de surface, basée sur des critères techniques pour différentes échelles d'exploration (régionale, locale, projet) et en fonction des paramètres à évaluer (profondeur, extension, épaisseur, porosité, perméabilité, température, ...) et des différentes cibles géothermiques en bassin sédimentaire ou fossé d'effondrement (Bassin aquitain, Bassin parisien, Fossé rhénan, Couloir rhodanien). Suite à un état des lieux des données disponibles (forages profonds, lignes sismiques 2D et 3D, modèles géologiques/hydrogéologiques, ...), un programme d'exploration est présenté pour chaque bassin, qui prend en compte les données disponibles et celles restant à acquérir ou à réinterpréter.

Ce projet a permis de réaliser un travail de synthèse conséquent, depuis la relance de la géothermie il y a une dizaine d'années, et pourra servir de document de communication et de référence, afin de répondre aux objectifs fixés par la PPE (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie) d'augmenter la consommation finale de chaleur, à partir de géothermie profonde, de 1,2 TWh en 2017, à 2,9 TWh en 2023, et entre 4 et 5,2 TWh en 2028.

Sommaire

1.	Introduction	.13
2.	Bilan des opérations géothermiques et des réseaux de chaleur associés	.15
	 2.1. OPÉRATIONS GÉOTHERMIQUES DANS LES DIFFERENTS BASSINS 2.1.1. Opérations géothermiques du Bassin de Paris 2.1.2. Opérations géothermiques dans les autres bassins (Bassin aquitain, Bassin o Sud-Est, Fossé rhénan, Limagnes) 	. 15 . 16 du . 18
	 2.2. RESEAUX DE CHALEUR FRANCILIENS ET PRODUCTION D'ÉNERGIE GÉOTHERMALE ASSOCIÉE 2.2.1. Doublets en fonctionnement et réseaux de chaleur antérieurs à 2005 2.2.2. Remplacement de doublets ou création de triplets sur réseau de chaleur antérieurs à 2005 2.2.3. Raccordement de nouveaux doublets géothermiques (réalisés après 2005) à des réseaux de chaleur existants antérieurs à 2005 2.2.4. Création de nouveaux réseaux de chaleur ou interconnexion de réseaux. 	20 21 21 23 23
3.	Bilan des études réalisées et valorisation de l'expérience acquise	25
	3.1. PREAMBULE	25
	 3.2. SYNTHÈSE DES ETUDES SUR LA CARACTÉRISATION DES RESSOURCES ET LA MODÉLISATION	Г 26 26 54 59
	3.3. SYNTHÈSE DES ÉTUDES SUR LES OUTILS D'AIDE À LA DÉCISION	.75
	3.4. SYNTHÈSE DES ÉTUDES SUR LES TECHNOLOGIES DE CONSTRUCTION ET CONDITIONS D'ACCÈS À LA RESSOURCE	100
	 3.5. SYNTHÈSE DES ÉTUDES SUR L'EXPLOITATION ET LA SURVEILLANCE DES OUVRAGES	108 108 127
4.	Etude des coûts des travaux de forage et de surface (CAPEX) et d'exploitation (OPEX) en géothermie profonde	147
	 4.1. ETUDE DES COÛTS D'INVESTISSEMENT (CAPEX)	147 147 147 148 149 151

	4.1.6. Analyse des investissements de surface	168
	 4.2. ETUDE DES COÛTS OPÉRATIONNELS (OPEX)	173 173 175 178 179
5.	Étude technico-économique des solutions pouvant être mises en œuvre pour dérisquer une opération en géothermie profonde	181
	5.1. PRÉAMBULE	181
	 5.2. SÉLECTION DE METHODES D'EXPLORATION BASÉE SUR DES CRITÈRES TECHNIQUES ET SUIVANT L'ÉCHELLE CONSIDÉRÉE	181 185 185 187
	5.3. APPLICATION AUX DIFFÉRENTS BASSINS SÉDIMENTAIRES	187
6.	Conclusions et perspectives	193
7.	. Références bibliographiques	195

Liste des figures

Figure 1 :	Cartographie des opérations géothermiques de basse énergie (source : BRGM)	15
Figure 2 :	Localisation des réseaux de chaleur géothermiques franciliens	20
Figure 3 :	Réseaux de chaleur franciliens et opérations géothermiques associées	24
Figure 4 :	Études sur la caractérisation/modélisation du Dogger	26
Figure 5 :	Schémas de réhabilitation en doublet (source : rapport BRGM/RP-57779-FR)	27
Figure 6 :	Schéma de réhabilitation en triplet (source : rapport BRGM/RP-57779-FR)	28
Figure 7 :	Évolution de la température au puits de production pour les trois scénarios de réhabilitation (source : rapport BRGM/RP-57779-FR)	.29
Figure 8 :	Évolution de la température au puits de production et emprise thermique pour les différents scénarios de réhabilitation en doublet ou triplet (source : rapport BRGM/RP-57779-FR).	.30
Figure 9 :	A : représentation schématique de la structure verticale du réservoir par interprétation du profil flow-mètrique à l'échelle du puits - B : structure verticale simplifiée utilisant le modèle sandwich (source : rapport BRGM/RP-59591-FR).	.32
Figure 10 :	Codes numériques utilisés par les différentes équipes pour le benchmark. (source : rapport BRGM/RP-59591-FR).	.33
Figure 11 :	Description des différents modèles conceptuels réalisés (source : rapport BRGM/RP- 59591-FR).	.33
Figure 12 :	Évolution de la température au puits de production pour les différents codes et modèles testés (source : rapport BRGM/RP-59591-FR)	.34

Figure 13 :	Profils de températures dans le puits obtenus pour la solution semi- analytique en régime stationnaire (source : rapport BRGM/RP-60774-FR)
Figure 14 :	Schéma du profil de pression dans un puits de production. (source : rapport BRGM/RP-60774-FR)
Figure 15.	Schéma conceptuel de l'origine du sulfure et du fer mesurés en tête de puits de production (source : rapport BRGM/RP-60774-FR)
Figure 16 :	Différentes phases de forage et diagraphies d'un puits « classique » au Dogger (source : rapport BRGM/RP-60774-FR)
Figure 17 :	Localisation de la zone de l'essai d'interférence (source : rapport BRGM/RP-64348- FR)41
Figure 18 :	Données brutes des pressions mesurées en tête de puits (A) et en fond de puits (B) versus le débit d'exploitation du doublet de L'Haÿ-les-Roses (source : rapport BRGM/ RP-64348-FR)42
Figure 19 :	Variations de pression mesurées et simulées aux puits de Chevilly-Larue et Fresnes43
Figure 20 :	Localisation des différents permis d'exploitation au Dogger dans le Val-de-Marne qui ont fait l'objet de la modélisation (source : rapport BRGM/RP-63792-FR)44
Figure 21 :	Champ de pression (bar) et lignes de courant en régime permanent avec les nouvelles opérations pour un débit moyen annuel (source : rapport BRGM/RP-63792-FR)
Figure 22 :	« Bulles froides » modélisées fin 2046 (source : rapport BRGM/RP-63792-FR)47
Figure 23 :	Évolution de la teneur des deux principaux carbonates (calcite et dolomite) dans la formation du Dogger en fonction de la température de réinjection au bout de 30 ans. (source : rapport BRGM/RP-67061-FR)
Figure 24 :	Évolution du profil de porosité dans la formation du Dogger en fonction de la température de réinjection au bout de 30 ans (source : rapport BRGM/RP-67061-FR)50
Figure 25 :	Charge hydraulique (trait plein) en fonction de la température (trait pointillé) après 30 années de réinjection, avec prise en compte du couplage avec la porosité. (source : rapport BRGM/RP-67061-FR)51
Figure 26 :	a. Inclusion du modèle particulaire PFC dans un modèle continu FLAC représenté à travers son maillage. b. Détail d'un modèle particulaire (source : rapport BRGM/RP-67061-FR)
Figure 27 :	Ruptures induites autour du puits par la foration avec un état de contrainte tel que $\sigma_H/\sigma_h = 1,5$ (source : rapport BRGM/RP-67061-FR)52
Figure 28 :	Ruptures induites autour du puits par la mise en pression du puits (source : rapport BRGM/RP-67061-FR)
Figure 29 :	Évolution du nombre de ruptures en fonction du temps pour trois chargements hydrauliques et pour une variation de température de 60 °C (source : rapport BRGM/ RP-67061-FR)
Figure 30 :	Étude sur la caractérisation/modélisation du Lusitanien54
Figure 31 :	Démarche adoptée pour l'évaluation du potentiel (source : rapport BRGM/RP-63244- FR)55
Figure 32 :	Cartes des épaisseurs utiles (haut gauche), de la température (bas gauche), de la chaleur exploitable surfacique (milieu) et du croisement ressource/densité de population (droite) à l'échelle du Bassin de Paris, d'après les données de Housse et Maget (1976) et de l'INSEE. (source : rapport BRGM/RP-63244-FR)
Figure 33 :	Cartes des épaisseurs utiles (haut gauche), de la température (bas gauche), de la chaleur exploitable surfacique (milieu) et du croisement ressource/besoin (droite) à l'échelle de la région Île-de-France, d'après les données actualisées de forages et consommations énergétiques à l'horizon 2020 (source : rapport BRGM/RP-63244-FR). 58

Figure 34 :	Études sur la caractérisation/modélisation du Trias59
Figure 35 :	Carte schématique des grands bassins sédimentaires du territoire métropolitain (en bleu) et position des bassins étudiés dans le cadre du projet CLASTIQ (en orange) (source : rapport BRGM/RP-56626-FR)60
Figure 36 :	Récapitulatif des potentiels géothermiques (GJ/m2) dans les réservoirs du Trias à l'aplomb de l'exploitation géothermique du Dogger en Île-de-France (source : rapport BRGM/RP-56626-FR)61
Figure 37 :	Évaluation du potentiel géothermique (GJ/m ² ou MJ/m ²) du Bassin bressan (gauche), du Fossé rhénan (milieu) et du Fossé de Limagne (droite) (source : rapport BRGM/RP- 56626-FR)
Figure 38 :	Évaluation du potentiel géothermique (GJ/m ²) pour les réservoirs clastiques du Bassin de Paris des grés de Donnemarie (haut gauche), de Chaunoy (milieu gauche), de Sainte-Colombe (haut droite), de Boissy (bas gauche) et du Rhétien marin (bas droite) (source : rapport BRGM/RP-56626-FR)
Figure 39 :	Exemple des zones de favorabilité (en termes de transmissivité) pour les grès de Chaunoy (gauche) et de Donnemarie (droite). (source : rapport BRGM/RP-61472-FR)66
Figure 40 :	Comparaison des températures du Bassin de Paris avec la méthode de la modélisation tectonique-thermique (gauche) et la modélisation géostatistique (droite) pour différentes profondeurs (source : rapport BRGM/RP-61472-FR)67
Figure 41 :	Représentation du bloc Flumy (corps sableux perméables en jaune et rouge et corps argileux imperméables en vert) (source : rapport BRGM/RP-61472-FR)
Figure 42 :	Baisse de température simulée pour les différentes architectures de puits et orientation par rapport aux chenaux (source : rapport BRGM/RP-61472-FR)
Figure 43 :	Propagation du front thermique (B et D) et du traceur (C et E) dans le cas de puits verticaux (B et C) ou horizontaux (D et E), avec une orientation des puits suivant les chenaux (A) (source : BRGM/RP-61472-FR)
Figure 44 :	Workflow de l'étude (source : rapport BRGM-RP-61122-FR)70
Figure 45 :	Compositions chimiques des eaux au Trias (gauche) et au Dogger (droite) (source : rapport BRGM-RP-61122-FR)71
Figure 46 :	Compositions minéralogiques du Dogger utilisées71
Figure 47 :	Synthèse des réactions de précipitation (+)/dissolution (-) pour différents taux de mélange Trias/Dogger (source : rapport BRGM-RP-61122-FR)72
Figure 48 :	Variations des volumes de minéraux et de la porosité pour les deux compositions chimiques et pour deux scénarios de débit (scénario 1 : 150 m ³ /h, scénario 2 : 75 m ³ /h). (source : rapport BRGM-RP-61122-FR)
Figure 49 :	Différents modèles de grès traités (source : rapport BRGM/RP-61472-FR)73
Figure 50 :	Ruptures associées à la phase de creusement du puits pour les différents modèles de grès traités (source : rapport BRGM/RP-61472-FR)73
Figure 51 :	Proportion de ruptures associées à la phase thermique en fonction du temps pour les différents modèles de grès traités (source : rapport BRGM/RP-61472-FR)74
Figure 52 :	Outils d'aide « base de données du Dogger » et THERMO2PRO
Figure 53 :	Caractéristiques générales des sites géothermiques considérés (source : rapport BRGM/RP-58834-FR)
Figure 54 :	Champ de température modélisé à fin 2020 (source : rapport BRGM/RP-58834-FR)81
Figure 55 :	Température simulée en fond de puits de production d'Alfortville jusqu'à fin 2010 par les différentes équipes de modélisation. Comparaison avec les données en tête de puits (source : rapport BRGM/RP-60399-FR)
Figure 56 :	Impacts maximaux sur la variabilité du temps de percée et de la baisse de température à la production pour les 9 paramètres étudiés (source : rapport BRGM/RP-60399-FR)85

Figure 57 :	Sensibilité de l'IS de la calcédoine aux variations de température et aux incertitudes analytiques (source : rapport BRGM/RP-60399-FR)
Figure 58 :	Récapitulatif des coûts HT par type de solution (la première solution correspond au cas de l'utilisation du puits sans transformation préalable) (source : rapport BRGM/ RP-60996-FR)
Figure 59 :	Schéma de principe de fonctionnement de la base (source : rapport BRGM/RP- 62030-FR)91
Figure 60 :	Différents types d'écoulement observés sur l'analyse des essais par la méthode des dérivées de pression (source : rapport BRGM-RP-63139-FR)
Figure 61 :	Répartition de la contribution du débit au Dogger par faciès lithologique (source : rapport BRGM/RP-65472-FR)
Figure 62 :	Profils en lignes brisées réalisés : P1 à P11 (source : rapport BRGM/RP-65472-FR)94
Figure 63 :	Localisation des différentes opérations « basse énergie » et statut. A : zoom sur l'Île- de-France, B : hors Île-de-France (source : rapport BRGM/RP-68601-FR)
Figure 64 :	Interface de gestion de SYBASE97
Figure 65 :	Page d'accueil du site Thermo2pro.fr (source : rapport BRGM/RP-62907-FR)98
Figure 66 :	Attentes de l'outil en fonction du profil de l'utilisateur (gris foncé : fort intérêt) (source : rapport BRGM/RP-62907-FR)
Figure 67 :	Données transférées dans l'outil Thermo2Pro (source : rapport BRGM/RP-63957-FR)99
Figure 68 :	Études sur les travaux et conditions d'accès à la ressource (Albien/Néocomien, Dogger, Lusitanien)100
Figure 69 :	Synthèse des recommandations générales issues de l'étude (source : rapport BRGM/ RP-55990-FR)102
Figure 70 :	Fiches techniques de retours d'expérience réalisées entre 2015 et 2019 (source : rapport BRGM/RP-65443 FR)105
Figure 71 :	Données recueillies suivant la méthode/l'outil mis en œuvre et combinaisons retenues par ordre de priorité (source : rapport BRGM/RP-65639 FR)106
Figure 72 :	Évaluation technico-économique des six programmes d'acquisition proposés et analyse des risques107
Figure 73 :	Études sur l'exploitation et la surveillance des ouvrages au Dogger108
Figure 74 :	Synthèse des mesures proposées aux puits et coût estimatif (source : rapport BRGM/ RP-64721 FR)113
Figure 75 :	Coupe technique du puits et mesures électromagnétiques sur le puits de Fresnes (source : rapport 14 CFG 43)115
Figure 76 :	Synthèse des avantages et inconvénients de chaque outil de contrôle de l'état des cuvelages (source : rapport 14 CFG 43)116
Figure 77 :	Schéma de principe de la mesure acoustique (source : rapport GPC GDCE19003)117
Figure 78 :	Extrait du sismogramme du puits GGR-3 avec report des horizons stratigraphiques et niveaux producteurs au Dogger (source : rapport GPC GDCE19003)118
Figure 79 :	Schéma de la ligne prototype TAI4 et représentation 3D du module d'acquisition (P,T) de la sonde (source : rapport DCE20014_OPTOTAI)120
Figure 80 :	Descente du prototype TAI4 dans le puits GCAH1 (source : rapport DCE20014_OPTOTAI)120
Figure 81 :	Exemple de cas d'utilisation du radial jetting en milieu pétrolier (source : rapport 19 CFG 83/VA)
Figure 82 :	Schéma de principe du radial jetting (gauche) et déflecteur shoe (droite) (source : rapport 19 CFG 83/VA)122

Figure 89	Résultats des mesures et analyses effectuées sur les échantillons (source : rapport BRGM/RP-56630-FR)	.128
Figure 90	Indices de saturation (IS) des fluides du Trias vis-à-vis des principaux minéraux après refroidissement du fluide (source : rapport BRGM/RP-56630-FR)	.129
Figure 91	Guide de bonnes pratiques pour une exploitation géothermique optimale et durable des réservoirs clastiques (source : rapport BRGM/RP-67113-FR).	.137
Figure 92	Guide de bonnes pratiques pour une exploitation géothermique optimale et durable des réservoirs clastiques (source : rapport BRGM/RP-67113-FR).	.137
Figure 93	Localisation des forages à l'Albien (points bleus) et au Néocomien (points verts) (source : rapport BRGM/RP-69437-FR)	.140
Figure 94	Répartition des forages analysés en fonction du type de contractualisation et de l'année	.147
Figure 95	Classification des forages.	.148
Figure 96	Répartition des longueurs des forages analysés.	.148
Figure 97	Répartition des longueurs en fonction du type des forages	.149
Figure 98	Répartition des temps de forage pour les forages classiques en tubage acier	.150
Figure 99	Répartition des temps de forage en fonction du type d'ouvrage.	.150
Figure 100	: Répartition du montant total des aménagements de surface et avant-puits en fonction du type de contractualisation (prix constants).	.152
Figure 101	: Répartition du montant total des « travaux de forage » en fonction du type de contractualisation (prix constants).	.153
Figure 102	: Répartition du montant total « Amené-repli machine » en fonction du type de contractualisation (prix constants).	.154
Figure 103	: Répartition du montant total des « Travaux machine » en fonction du type de contractualisation (prix constants).	.155
Figure 104	: Répartition du montant total des « Travaux machine » en fonction du type de contractualisation pour les forages classiques en acier (prix constants).	.155
Figure 105	: Répartition du montant total de la « Fourniture GNR » en fonction du type de contractualisation (prix constants).	.156
Figure 106	: Répartition du montant total des « Boues et traitements » en fonction du type de contractualisation (prix constants).	.157
Figure 107	: Répartition du montant total des « Tubages et services associés » en fonction du type de contractualisation (prix constants).	158
Figure 108	: Répartition du montant total du « Mud-logging » en fonction du type de contractualisation (prix constants).	.159
Figure 109	: Répartition du montant total « Diagraphie » en fonction du type de contractualisation (prix constants)	.160
Figure 110	: Répartition du montant total des « Outils de forage et déviation » en fonction du type de contractualisation (prix constants).	.161
Figure 111	: Répartition du montant total de « Stimulation – essai » en fonction du type de contractualisation (prix constants).	.162
Figure 112	: Répartition du montant total des « Assurances » en fonction du type de contractualisation (prix constants).	.162
Figure 113	: Répartition du montant total de « Maitrise d'œuvre » en fonction du type de contractualisation (prix constants).	.163

Figure 114 : Répartition o (prix constan	du coût total des forages en fonction du type de contractualisation nts)	.165
Figure 115 : Répartition c contractualis	du coût total des forages classiques en acier en fonction du type de sation (prix constants)	.166
Figure 116 : Répartition of	des coûts moyens des forages au forfait (prix constants)	167
Figure 117 : Répartition of	des coûts moyens des forages en régie (prix constants)	167
Figure 118 : Répartition of	du montant total « Fourniture des têtes de puits » (prix constants)	168
Figure 119 : Répartition c (prix constan	du montant total « Fourniture GEI, équipements électriques » nts)	.169
Figure 120 : Répartition of	du montant total « Tube de traitement » (prix constants)	170
Figure 121 : Répartition o en centrale	du montant total « Pose complétion, tête de puits et raccordement » (prix constants)	.170
Figure 122 : Répartition of	du montant total « Colonne d'exhaure » (prix constants)	171
Figure 123 : Répartition of	du montant total « Échangeur à plaque » (prix constants)	.171
Figure 124 : Répartition of	du montant total « Groupe de réinjection » (prix constants)	172
Figure 125 : Répartition of	du montant total des investissements « Surface » (prix constants)	172
Figure 126 : Répartition o réinjection e	de la consommation électrique des pompes de production et de n 2018	.174
Figure 127 : Répartition of	de la consommation électrique des pompes à chaleur en 2018	174
Figure 128 : Répartition of	de la consommation en inhibiteur de corrosion en 2018	175
Figure 129 : Répartition of	des coûts de maintenance en 2018	176
Figure 130 : Répartition of	des coûts d'entretien des compteurs en sous-stations en 2018	176
Figure 131 : Répartition o entretien » e	des coûts « Contrat de comptage thermique, télégestion et petit en 2018	.177
Figure 132 : Répartition of	des coûts « Contrats de suivi réglementaire » en 2018	177
Figure 133 : Répartition of	des coûts « Assurances » en 2018	178
Figure 134 : Répartition of	du montant total des coûts P1 et P2 en 2018	178
Figure 135 : Répartition of	du montant total des coûts P3 en 2018	179

Liste des tableaux

Tableau 1 :	Opérations géothermiques du bassin de Paris (surligné orange : doublets arrêtés, surligné vert : doublets réhabilités en triplet, surligné bleu : doublets postérieurs à 2007).	17
Tableau 2 :	Opérations géothermiques en dehors du bassin de Paris (surligné orange : opérations arrêtées, surligné bleu : opérations/puits postérieurs à 2007)	19
Tableau 3 :	Durées minimale, moyenne et maximale de forages des puits classiques en acier	149
Tableau 4 :	Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux des travaux de surface (prix constants)	152
Tableau 5 :	Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux des « travaux de forage » pour les forages classiques en acier (prix constants)	153
Tableau 6 :	Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux de l'« Amené-repli machine » (prix constants)	153

Tableau 7 :	Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux des « Travaux machine » (prix constants)
Tableau 8 :	Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux des « Travaux machine » pour les forages classiques en acier (prix constants)154
Tableau 9 :	Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux de la « Fourniture GNR » (prix constants)
Tableau 10 :	Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux des « Boues et traitements » (prix constants)
Tableau 11 :	Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux des « Tubages et services associés » (prix constants)
Tableau 12 :	Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux du « Mud-logging » (prix constants)158
Tableau 13 :	Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux « Diagraphie » (prix constants)159
Tableau 14 :	Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux des « Outils de forage et déviation » (prix constants)
Tableau 15 :	Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux de « Stimulation – essai » (prix constants)
Tableau 16 :	Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux des « Assurances » (prix constants)162
Tableau 17 :	Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux de « Maitrise d'œuvre" (prix constants).163
Tableau 18 :	Nombre de forages analysés pour le coût total164
Tableau 19 :	Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux des forages (prix courants)165
Tableau 20 :	Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux des forages (prix constants)165
Tableau 21 :	Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux des forages classiques en acier (prix constants)
Tableau 22 :	Méthodes d'exploration sélectionnées pour évaluer la ressource géothermale à l'échelle régionale (ex. bassin sédimentaire, 200 x 200 km)182
Tableau 23 :	Méthodes d'exploration sélectionnées pour évaluer la ressource géothermale à l'échelle locale (ex. permis exclusif de recherche, 20 x 20 km)183
Tableau 24 :	Méthodes d'exploration sélectionnées pour évaluer la ressource exploitable à l'échelle d'un projet géothermique (ex. concession, 5 x 5 km)
Tableau 25 :	Programme d'exploration proposé pour l'estimation des ressources géothermales dans le Bassin aquitain
Tableau 26 :	Programme d'exploration proposé pour l'estimation des ressources géothermales dans le Bassin parisien
Tableau 27 :	Programme d'exploration proposé pour l'estimation des ressources géothermales dans le Couloir rhodanien
Tableau 28 :	Programme d'exploration proposé pour l'estimation des ressources géothermales dans le Fossé rhénan

Liste des annexes

Annexe 1.	Caractéristiques des réseaux de chaleur franciliens	.197
Annexe 2.	Synthèse des études menées depuis la relance de la géothermie dans le Bassin de Paris.	.201

1. Introduction

Ce projet, financé dans le cadre de la convention nationale ADEME-BRGM 2019 n° 1805C0054, vise à réaliser un bilan le plus exhaustif possible de la filière géothermie profonde pour la production de chaleur, depuis la relance en 2007, avec la mise en place du « Fonds Chaleur Renouvelable » et d'un nouveau dispositif unique de garantie des opérations géothermiques, dit « Fonds de garantie géothermie ».

La reprise réussie de cette activité a permis de mettre en avant le réel savoir-faire des acteurs publics et privés concernés, et de montrer les bénéfices pour l'économie et l'environnement que l'on pouvait attendre de la géothermie.

C'est ainsi que 62 forages géothermiques profonds ont été réalisés dans le Bassin parisien en Île-de-France pour l'alimentation de réseaux de chaleur, entre 2007 et fin 2018, que des opérations sont en cours ou ont été réalisées dans le Fossé rhénan pour de la production de chaleur et/ou la cogénération (chaleur et électricité), et qu'une relance de l'activité est en cours en Nouvelle Aquitaine, avec la réalisation d'une première nouvelle opération à Bordeaux Métropole.

Pour conforter cette relance et répondre à l'objectif de la PPE (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie) d'encourager la réalisation de nouveaux projets, l'ADEME et le BRGM souhaitent réaliser un bilan complet de l'activité menée, depuis 2005, intégrant notamment :

- une synthèse des opérations géothermiques profondes réalisées et la production de chaleur associée ;
- une synthèse des réseaux de chaleur associés aux opérations de géothermie profonde : créations, extensions, interconnexions et/ou densification ;
- une synthèse des études menées à ce jour et la valorisation de l'expérience acquise ;
- une analyse des coûts d'investissement et d'exploitation des opérations de géothermie profonde ;
- une analyse technico-économique des solutions à mettre en œuvre pour dérisquer au mieux un projet de géothermie, notamment pour l'exploration de nouveaux bassins ou aquifères peu connus. Ce dernier point a fait l'objet d'un livrable spécifique (BRGM/RP-69790-FR), dont une synthèse est présentée dans ce rapport.

Ainsi, le rapport présente, dans un premier temps, le bilan des opérations de géothermie profonde et l'évolution des réseaux de chaleur associés, depuis la relance de la géothermie ; dans un deuxième temps, un bilan des études cofinancées par l'ADEME par brique scientifique ou technologique ; dans un troisième temps, une analyse des coûts CAPEX et OPEX sur les opérations réalisées (Dogger du bassin de Paris) et, pour finir, une méthodologie pour l'exploration de nouveaux aquifères ainsi qu'une analyse technico-économique des solutions à mettre en œuvre, suivant l'échelle d'exploration envisagée pour « dérisquer » une opération de géothermie profonde, en France métropolitaine.

2. Bilan des opérations géothermiques et des réseaux de chaleur associés

2.1. OPÉRATIONS GÉOTHERMIQUES DANS LES DIFFÉRENTS BASSINS

Le développement de la géothermie profonde de basse énergie (30-150 °C) s'est amorcé à partir de 1960-1970 en France métropolitaine avec de nombreuses réalisations dans les années 1980-1990, les principaux bassins sédimentaires ciblés étant le Bassin parisien et le Bassin aquitain. Ces opérations sont principalement associées au développement des réseaux de chaleur urbains (région Île-de-France) ou des activités ludiques (centres nautiques, piscines) ou agricoles ou piscicoles (région Nouvelle Aquitaine). Ainsi, 224 forages géothermiques ont été réalisés, dont 67 après la reprise de l'activité géothermique en 2007.

La Figure 1 montre la cartographie des opérations géothermiques (doublets, triplets ou puits de production unique) en France métropolitaine actuellement en fonctionnement.



Figure 1 : Cartographie des opérations géothermiques de basse énergie (source : BRGM).

2.1.1. Opérations géothermiques du Bassin de Paris

Les opérations géothermiques dans le Bassin de Paris ont été développées principalement entre les années 1970 et 1990, avec la réalisation de 113 forages profonds ciblant la formation des calcaires du Jurassique moyen du Dogger, 2 forages ciblant les sables de l'Albien du Crétacé inférieur et 4 forages ciblant les grès du Trias au sud (Châteauroux) et à l'est du bassin (à proximité de Nancy).

Depuis 2007, l'activité géothermique a connu un net regain, notamment grâce à la création du « Fonds de Chaleur Renouvelable », avec le forage de 60 nouveaux puits dans le Bassin parisien. Actuellement, 43 exploitations géothermiques composées de doublets (puits de production et d'injection) ou de triplets (2 puits d'injection et 1 puits de production) sont en exploitation ou en développement dans l'aquifère de Dogger en région Île-de-France. Outre l'aquifère du Dogger, largement exploité, 6 opérations (doublets) ciblent les formations sableuses de l'Albien (5) ou du Néocomien (1).

Le Tableau 1 récapitule les différentes opérations réalisées dans le bassin parisien au cours des dernières décennies. Au cours de cette période, 87 exploitations géothermiques ont été développées, principalement en région Île-de-France. Les anciennes exploitations ont été fermées (34) ou réhabilitées (8) en forant un nouveau puits de production et en réhabilitant les anciens puits avec de nouveaux tubages en puits d'injection. Trois opérations (utilisant des puits uniques, pas de réinjection) ont également ciblé les grès du Trias inférieur de la région Grand-Est, mais sans aucune information sur leur état actuel.

Actuellement, dans le Bassin parisien, 50 opérations géothermiques fonctionnent principalement avec des doublets ou des triplets (à l'exception de l'opération de Châteauroux en puits unique). De nouveaux doublets sont encore en développement, notamment en Île-de-France, qui concentre déjà la majorité des opérations géothermiques du Bassin parisien. Une nouvelle opération ciblant à la fois les grès du Trias et les calcaires du Dogger, avec production dans l'aquifère du Trias et réinjection dans l'aquifère du Dogger, est en cours de réalisation. Ce doublet géothermique mixte Trias/Dogger est une première en géothermie. Cette opération (production des grès triasiques en Île-de-France) sera la première de ce type depuis les années 1980 où trois opérations avaient ciblé le Trias, mais qui à l'époque ont été des échecs (Melleray en 1980, Cercy-Pontoise en 1981, Achères en 1982). Un programme de recherche ADEME-BRGM associé au projet de doublet permettra de carotter les unités carbonatées du Dogger (Bathonien) et les grès du Trias (Chaunoy). Les acquisitions qui seront effectuées sur le réservoir triasique (mesures et analyses sur carottes, test de production, débitmétrie, diagraphie de résonance magnétique nucléaire, ...) permettront de caractériser le réservoir géothermique, mais également de tester et de comparer diverses techniques exploratoires. De plus, des tests de percolation sur des carottes au Dogger seront effectués pour évaluer la réactivité géochimique des fluides triasiques lorsqu'ils sont réinjectés dans le réservoir carbonaté du Dogger.

		Statut (ou année de			
		fermeture)			
Dieuze Melun L'Almont	1969	inconnu arrêté	Gres au Irias Interieur Calcaires du Do <i>gg</i> er	puits ae production doublet	urand-Est lle-de-France
Villeneuve-La-Garenne	1975	an ete arrêté	calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Creil 1	1976	arrêté	Calcaires du Dogger	doublet	Hauts-de-France
Creil 2 Le Mee-Sur-Seine	1976 1978	arrêtê 2010	Calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	doublet doublet	Hauts-de-France Ile-de-France
Coulommiers	1980	2012	calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Luneville	1980	inconnu	Grès du Trias inférieur	puits de production	Grand-Est
Auinay-Sous-Bois-Rdv Beauvais	1981 1981	1994 arrêté	Calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	doublet doublet	lle-de-France Hauts-de-France
Cergy-Pontoise	1981	1991	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
La Courneuve Sud Montøeron	1981 1981	en fonctionnement 2018 (۶)	Calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	doublet doublet	lle-de-France lle-de-France
Orly 1 Gazier	1981	2011	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Acheres	1982	1989	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Clichy-Sous-Bois Creil-Le-Plateau	1982 1982	2015 arrêté	Calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	doublet doublet	lle-de-France Hauts-de-France
Epernay	1982	arrêté	Calcaires du Dogger	doublet	Grand-Est
Evry	1982	1998	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Fontainebleau	1982	1991	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
La Courneuve Nord La-Celle-Saint-Cloud	1982 1982	2017 1989	Calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	doublet doublet	lle-de-France lle-de-France
La-Porte-Saint-Cloud	1982	1989	calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Le Blanc Mesnil	1982	2011	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Meaux Collinet	1982	en fonctionnement	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Sevran	1982	1989	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Meaux Beauval I Meaux Beauval 2	1982/2013 1982/2013	en ronctionnement en fonctionnement	Calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	tripiet (nouveau puits de production en 2013) tripiet (nouveau puits de production en 2013)	lle-de-France lle-de-France
Meaux Hopital	1982/2013	en fonctionnement	Calcaires du Dogger	triplet (nouveau puits de production en 2013)	lle-de-France
Ris Orangis	1982/2015	en fonctionnement	Calcaires du Dogger	triplet (nouveau puits de production en 2015)	lle-de-France
Aulnay-Sous-Bois-Vgs Bondy	1983 1082	1994 1080	Calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	doublet doublet	lle-de-France lla-da-Erance
Chatenay-Malabry	1983	1997	calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Garges-Les-Gonesse	1983	1987	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
La-Villette	1983	non exploité	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Irembiay-En-France Vaux-Le-Penil	1983 1983	2016 1998	Calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	aoublet doublet	lle-de-France lle-de-France
Chateauroux	1983	en fonctionnement	Grès du Trias	puits de production	Centre Val de Loire
Chevilly-Larue	1984	en fonctionnement	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Creteil Mont Mesly Fninav-Sous-Senart	1984 1984	en tonctionnement en fonctionnement	Calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	doublet doublet	lle-de-France lle-de-France
lyry-Sur-Seine	1984	1994	calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Nancy 2 - Caserne Kellermann	1984	inconnu	Grès du Trias inférieur	puits de production	Grand-Est
Vigneux-Sur-Seine	1984	2018	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Sucy-En-Brie Villiers-Le-Bel-Gonesse	1984/2008 1984/2017	en tonctionnement en fonctionnement	Calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	triplet (nouveau puits de production en 2008) triplet (nouveau puits de production en 2017)	lle-de-France lle-de-France
Bonneuil-Sur-Marne 1	1985	2013/2018	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Cachan 1	1985	en fonctionnement	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Chelles	1985 1985	en ronctionnement 2010	Calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France lle-de-France
L'Hay-Les-Roses	1985	en fonctionnement	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Maison Alfort 1	1985	en fonctionnement	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Orly 2 Le Nouvelet	1985	2005 an fanationnamant	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
i niais Champigny	1985/2012	en ronctionnement en fonctionnement	Calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	aoubiet triplet (nouveau puits de production en 2012)	lle-de-France lle-de-France
Alfortville	1986	en fonctionnement	Calcaires du Dogger		lle-de-France
Maison Alfort 2	1986	en fonctionnement	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Villeneuve St-Georges Fresnes	1986 1986/2014	en tonctionnement en fonctionnement	Calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	doublet trinlet (nouveau puits de production en 2014)	lle-de-France lle-de-France
Tours Agf Mirabeau / Crystal	1989	en fonctionnement	Sables de l'Albien	cipier (nouveau pairs de production en 2014) doublet	lle-de-France
Melun L'Almont 2	1989/1995	en fonctionnement	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Orly 2 Le Nouvelet 2 Authenvilliers	2007	en fonctionnement	Calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	doublet doublet	lle-de-France lle-de-France
Orly Adp	2010	en fonctionnement	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Coulommiers 2	2011	en fonctionnement	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
val-iviauouee La Courneuve Nord 2	2011/2017	en fonctionnement	calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France lle-de-France
Issy-Les-Moulineaux	2012	en fonctionnement	Sables de l'Albien	doublet	lle-de-France
Plessis Robinson	2012 2012	en fonctionnement	Sables du Néocomien	doublet	lle-de-France
bornneun-sur-Marine z Le Mee-sur-Seine 2	2013 2013	en fonctionnement	calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France lle-de-France
Neuilly-Sur-Marne	2013	en fonctionnement	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Arcueil-Gentilly Villainif	2014	en fonctionnement	Calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	doublet doublet	lle-de-France lla-da-France
Clichy-Batignolles	2014	en fonctionnement	Sables de l'Albien	doublet	lle-de-France
Bagneux	2015	en fonctionnement	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Bailly-Romainvilliers Rosny-sous-Bois	2015 2015	en fonctionnement en fonctionnement	Calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	doublet doublet	lle-de-France lle-de-France
Tremblay-en-France 2	2015	en fonctionnement	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Villepinte Dammarie-Les-Lvs	2015 2017	en fonctionnement en fonctionnement	Calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	doublet doublet	lle-de-France lle-de-France
Grigny II	2017	en fonctionnement	Calcaires du Dogger	doublet	lle-de-France
Ivry-sur-seine z Saclay Moulon	2017	en tonctionnement en fonctionnement	Calcaires du Dogger Sables de l'Albien	doublet	lle-de-France lle-de-France
Saclay Polytechnique	2017	en fonctionnement	Sables de l'Albien	doublet	lle-de-France
Vigneux-sur-Seine 2 Cachan 3	2018 2018	en fonctionnement en fonctionnement	Calcaires du Dogger Calcaires du Dogger	doublet doublet	lle-de-France lle-de-France
			;		

Tableau 1 : Opérations géothermiques du bassin de Paris (surligné orange : doublets arrêtés, surligné vert : doublets réhabilités en triplet, surligné bleu : doublets postérieurs à 2007).

2.1.2. Opérations géothermiques dans les autres bassins (Bassin aquitain, Bassin du Sud-Est, Fossé rhénan, Limagnes)

Des opérations géothermiques de basse énergie se sont également développées, entre les années 1960 et 1990, dans le Bassin d'Aquitaine, le Bassin du sud-est, la Limagne et, fin 2010, dans le Fossé rhénan. En dehors du Bassin parisien, 39 puits ont été forés pour le chauffage urbain, le chauffage industriel, la pisciculture, le chauffage de serre ou les loisirs (centres nautiques et piscines). Deux nouvelles opérations ont été réalisées au cours des 20 dernières années (doublet de Montpellier Mas Rouge et Gallière en Occitanie mis en service en 2016, et doublet de Rittershoffen dans la région Grand Est en 2017).

Actuellement, 19 exploitations géothermiques utilisant 24 puits sont en exploitation, 5 sont en arrêt, 2 puits ont été forés mais n'ont jamais été exploités, et 4 opérations ont un statut indéterminé.

La majorité des exploitations dans ces bassins fonctionnent avec un puits de production seul sans réinjection, à l'exception des opérations de Rittershoffen (Alsace), de Mas Rouge - Gallière (Hérault) et de Bègles (Gironde). Pour ces opérations, l'eau est directement utilisée (par exemple, pisciculture) ou rejetée en surface (dans un cours d'eau ou un réseau d'égout) en fonction de la composition du fluide et conformément à la réglementation en vigueur. Ce type d'opérations (sans réinjection dans le même horizon géologique) n'est toutefois plus autorisé pour les nouvelles opérations (sauf dérogation particulière), conformément à l'article 17-2 de l'arrêté ministériel du 14 octobre 2016.

Le plus grand nombre d'opérations en dehors du Bassin parisien se situe dans le Bassin aquitain (Gironde, Charente-Maritime, Landes, Lot-et-Garonne, Haute-Garonne et Gers) où 15 opérations sont actuellement en exploitation. Les eaux produites par les exploitations géothermiques atteignent des températures pouvant varier de 20 à 75 °C et des profondeurs comprises entre 200 et 2 500 m. Différents horizons géologiques sont ciblés (des formations de l'Éocène au Trias) avec différentes lithologies (sables, grès, calcaires ou dolomies). Les débits d'exploitation sont également variables en fonction de l'utilisation. Ils varient de 10 m³/h (alimentation de fermes piscicoles ou piscines en eau chaude) jusqu'à 200 m³/h pour le chauffage urbain.

En Alsace, le doublet de Rittershoffen produit de l'eau chaude à 177 °C et 250 m³/h à l'interface des formations du Trias et du socle granitique à une profondeur de 2 700 m environ.

Une nouvelle opération géothermique profonde (doublet) est en cours de réalisation à Bordeaux (Bassin aquitain). Cette opération géothermique ciblait initialement les calcaires à Filaments du Jurassique moyen ; seuls quatre puits de pétrole ont atteint et caractérisé cette formation (Sainte-Hélène, Saint-Médart, Saint Jean d'Illac et Bouliac). Le réservoir a une profondeur d'environ 1 500 m et une température d'environ 70 °C. Cependant, au vu des résultats obtenus après développement et tests du premier forage, la formation s'est avérée non productive localement. Ce projet exploratoire envisageait une solution alternative avec un repli sur l'aquifère du Crétacé supérieur (750 m de profondeur et température moyenne de 45 °C) déjà exploité dans la région et est actuellement en cours de mise en œuvre.

Plusieurs autres projets géothermiques sont également à l'étude dans le Bassin aquitain (ex. exploitation du puits non exploité de Grand Parc à Bordeaux foré en 1985, création d'un doublet à Talence et à Lormont, création d'un puits de réinjection à Mont-de-Marsan) et dans le Bassin du sud-est (par exemple création d'un doublet à Castelnau-le-Lez dans l'Hérault).

Bilan de la filière géothermie profonde pour la production de chaleur

Site géothermique	Année de réalisation	Statut (ou année de fermeture)	Formation captée	Type d'exploitation	Bassin	Région
Pezenas	1949	en fonctionnement	Calcaires du Jurassique moyen et dolomie	puits de production	bassin du Sud-Est	Occitanie
Argelouse - Sore	1959	non connu	Calcaires du Jurassique supérieur	puits de production	bassin Aquitain	Nouvelle Aquitaine
Aigueperse	1959	en fonctionnement	Socle granitique	non connu	Limagnes	Auvergne Rhône Alpes
Pessac - stadium	1961	en fonctionnement	Calcaires et sables du Crétacé supérieiur	puits de production	bassin Aquitain	Nouvelle Aquitaine
Mios - Le Teich	1964	en fonctionnement	Calcaires et dolomie du Jurassique supérieur	puits de production	bassin Aquitain	Nouvelle Aquitaine
Blagnac 1 - Ramier	1967	en fonctionnement	Sables de l'Eocène	puits de production	bassin Aquitain	Occitanie
Lormont Genicart	1969	non exploité	Calcaires et sables du Crétacé supérieiur	puits de production	bassin Aquitain	Nouvelle Aquitaine
Mont-de-Marsan 1 & 2	1975/1981	en fonctionnement	Calcaires et sables du Crétacé supérieiur	2 puits de production	bassin Aquitain	Nouvelle Aquitaine
Blagnac 2 - Ritouret	1976	en fonctionnement	Sables de l'Eocène	puits de production	bassin Aquitain	Occitanie
Lodeve - Saint-Fulcran	1977	non connu	Calcaires et dolomie du Jurassique supérieur	3 puits de production	bassin du Sud-Est	Occitanie
Lodeve - Grand Champ	non connu	non connu	inconnu	puits de production	bassin du Sud-Est	Occitanie
Gujan Mestras (la hume 1 & 2)	1979/1984	non connu	Calcaires de l'Eocène inférieur	2 puits de production	bassin Aquitain	Nouvelle Aquitaine
Tire-ganache	1979	arrêté	Calcaires et sables du Crétacé supérieiur	puits de production	bassin Aquitain	Nouvelle Aquitaine
Hagetmau 1 & 2	1980/1991	en fonctionnement	Calcaires de l'Eocène inférieur	2 puits de production	bassin Aquitain	Nouvelle Aquitaine
Jonzac 1 & 2	1980/1994	en fonctionnement	Grès du Trias et dolomie	2 puits de production	bassin Aquitain	Nouvelle Aquitaine
Bordeaux Benauge	1981	arrêté	Calcaires et sables du Crétacé supérieiur	puits de production	bassin Aquitain	Nouvelle Aquitaine
Bordeaux Mériadeck	1981	en fonctionnement	Calcaires et sables du Crétacé supérieiur	puits de production	bassin Aquitain	Nouvelle Aquitaine
Lamazere	1981	arrêté	Sables de l'Eocène	puits de production	bassin Aquitain	Occitanie
Libourne Geyrosse	1981	arrêté	Sables de l'Eocène	puits de production	bassin Aquitain	Nouvelle Aquitaine
Begles GP1C/GP2F	1982	en fonctionnement	Eocène	doublet	bassin Aquitain	Nouvelle Aquitaine
Nogaro 2	1982	en fonctionnement	Sables de l'Eocène	puits de production	bassin Aquitain	Occitanie
Pessac - saige formanoir	1982	en fonctionnement	Calcaires et sables du Crétacé supérieiur	puits de production	bassin Aquitain	Nouvelle Aquitaine
Chasseloup-Laubat	1984	en fonctionnement	Calcaires du Dogger	puits de production	bassin Aquitain	Nouvelle Aquitaine
Merignac - BA106	1984	en fonctionnement	Calcaires et sables du Crétacé supérieiur	puits de production	bassin Aquitain	Nouvelle Aquitaine
Bordeaux Grand Parc	1985	non exploité	Calcaires et sables du Crétacé supérieiur	puits de production	bassin Aquitain	Nouvelle Aquitaine
Montagnac - la Castillonne	1987	arrêté	Calcaires et dolomie du Jurassique supérieur	puits de production	bassin du Sud-Est	Occitanie
La Bartere	1990	en fonctionnement	Calcaires et dolomie du Jurassique supérieur	puits de production	bassin Aquitain	Nouvelle Aquitaine
Mas Rouge - Gallière	1990/2015	en fonctionnement	Calcaires et dolomie du Jurassique supérieur	doublet	bassin du Sud-Est	Occitanie
Lac de christus	1994	en fonctionnement	Calcaires et dolomie du Paléocène	puits de production	bassin Aquitain	Nouvelle Aquitaine
Rittershoffen	2012/2014	en fonctionnement	Socle granitique du Paléozoïque	doublet	fossé Rhénan	Grand-Est
Tahlaan 2	· Onárations náoth	ion no sounder	hore du basein da Daris (surliqué o	re andrations - enter	râtáas surlianá l	

2 . Ż. 2 opérations/puits postérieurs à 2007). 5 5 2

2.2. RÉSEAUX DE CHALEUR FRANCILIENS ET PRODUCTION D'ÉNERGIE GÉOTHERMALE ASSOCIÉE

On dénombre actuellement une quarantaine de réseaux de chaleur alimentés par de la géothermie profonde en Île-de-France. Ces réseaux ont été créés à partir des années 1960-1970 et ont été alimentés par de la géothermie dès leur création ou ont été « géothermisés » au cours du temps. D'autres réseaux ont été créés ex nihilo suite à la réalisation de doublets géothermiques.

La Figure 2 localise les différents réseaux de chaleur géothermiques franciliens et la Figure 3 illustre sous forme de frise chronologique les différents réseaux de chaleur franciliens avec leur date de création, la date de rattachement de la géothermie au réseau et les évolutions entre 2005 et 2018. Ces évolutions, depuis la relance de la géothermie en 2005, sont repris plus en détail dans les sections suivantes.

L'annexe 1 synthétise les caractéristiques des différents réseaux dont la date de création, la longueur actuelle du réseau, le contenu CO₂, la présence de cogénération, l'énergie géothermique annuelle produite, le taux de couverture et les équivalents logements raccordés.



Figure 2 : Localisation des réseaux de chaleur géothermiques franciliens.

2.2.1. Doublets en fonctionnement et réseaux de chaleur antérieurs à 2005

On dénombre 11 anciens doublets antérieurs à 2005 et toujours en fonctionnement :

- Alfortville (réseau de chaleur de 1986, mise en service du doublet en 1987). Un projet de nouveau doublet en remplacement de l'ancien est toutefois à l'étude ;
- Épinay-sous-Sénart (doublet et réseau de chaleur de 1984) ;
- La Courneuve Sud (réseau de chaleur de 1981, mise en service doublet en 1982) ;
- doublets de Maisons-Alfort 1 et 2 (deux centrales associées à deux doublets géothermiques de 1985 et 1986 connectées à un réseau de chaleur de 23,6 km, alimentant environ 12 000 équivalents logements). Deux projets d'extension en cours et une 3^e phase d'extension prévue en juin 2019 ;
- Meaux-Collinet (doublet de 1982 mis en service en 1983/1984 sur réseau de chaleur de 1968) ;
- réseau de Almont-Montaigu à Melun l'Almont (doublet de Melun l'Almont 1 mis en service avec un réseau de chaleur en 1971, remplacé par le doublet de Melun l'Almont 2 : puits mis en service en 1988 (injecteur) et 1996 (producteur)). Interconnexion avec le réseau de Vaux-le-Pénil depuis 2017 (réseau alimenté par doublets géothermiques de 1984 à 1998, puis 100 % gaz fossiles, étendu de 4 à 7,8 km entre 2008 et 2016/2017) ;
- Thiais (doublet et réseau de chaleur de 1986) ;
- Villeneuve-Saint-Georges (doublet et réseau de chaleur de 1987) ;
- Montgeron (doublet et réseau de chaleur de 1981). Ce doublet est toutefois sur le point d'être arrêté ;
- Créteil (doublet à Creteil-Mont-Mesly mis en service en 1985 sur un réseau de chaleur de 1970). Installation de deux PAC de 5 MW pour augmenter la production du doublet en 2015.

2.2.2. Remplacement de doublets ou création de triplets sur réseau de chaleur antérieurs à 2005

Ajout de nouveaux puits avec fonctionnement en triplet (8) :

- mise en service d'un nouveau puits de production GSUC3 à Sucy-en-Brie (ancien doublet mis en service en 1984) en 2008 et fonctionnement en triplet ;
- mise en service d'un nouveau puits de production GCHM3 à Champigny-sur-Marne (réseau de chaleur de 1984 mis en service en 1985) en 2013 et fonctionnement en triplet. Projet d'un second puits pour 2021, qui permettrait de chauffer 4 000 équivalent-logements supplémentaires dès 2023 ;
- mise en service d'un nouveau puits de production GFR3 à Fresnes en 2014 sur le réseau de chaleur de Fresnes « Quartier Nord » (réseau de chaleur de 1986 mis en service avec premier doublet en 1987). Devient « réseau de Fresnes » après travaux d'extension de 2014 et reconversion d'un ancien doublet en puits injecteurs ;
- mise en service de trois nouveaux puits de production (GMX9, GMX10 et GMX11) en 2014 sur les réseaux Hôpital (doublet géothermique de Meaux-Hôpital mis en service en 1983 sur un réseau de chaleur de 1970), et Beauval-Collinet (doublets géothermiques de Meaux Beauval 1 et 2 mis en service en 1983 et 1984 sur un réseau de chaleur de 1968). Réseau de Beauval-Collinet initialement alimenté par une chaufferie au fioul lourd. Fonctionne avec deux centrales géothermiques alimentant un réseau de chaleur de 22 km (~ 11 000 éq.logements). Mis en service de cogénération du quartier Hôpital en 1999 et du quartier Beauval en 2000, puis raccordement de la prison Chaucoin en 2004. Multiples redéploiements/raccordements entre 2007 et 2017 ;

- mise en service d'un nouveau puits de production GRO3 à Ris-Orangis (réseau de 1983 avec doublet mis en service en 1984) en 2016 et fonctionnement en triplet ;
- mise en service d'un nouveau puits de production GVLB3 sur le réseau de Villiers-le-Bel-Gonesse (réseau de chaleur de 1984) en 2018 et fonctionnement en triplet.

Remplacement d'anciens puits par de nouveaux doublets (7) :

- remplacement de Orly 1 Le Gazier (arrêté en 2011) et Orly 2 Le Nouvelet (arrêté en 2005/2007) par Orly 2 Le Nouvelet 2 (en fonctionnement depuis 2008), tout en optimisant la puissance livrée, sur réseau de chaleur de 1986 ;
- remplacement de Tremblay-en-France 1 par Tremblay-en-France 2 en 2016 (réseau de chaleur et doublet de 1984) ;
- remplacement du doublet Le-Blanc-Mesnil 1 (mis en service en 1983 puis abandonné et bouché en 2014) par le doublet Le-Blanc-Mesnil 2 (mis en service en 2017) sur un réseau de chaleur de 1983. Mise en place d'une PAC de 3 MW et rénovation de l'installation de cogénération en 2016 ;
- remplacement de Chelles 1 (arrêté en 2010) par Chelles 2 (mis en service en 2013) sur un réseau de chaleur de 1986, mis en service avec un premier doublet en 1987 ;
- remplacement du doublet de Le-Mée-sur-Seine 1 (mis en service en 1978 et arrêté en 2010) par Le-Mée-sur-Seine 2 (mis en service en 2013) sur un réseau de chaleur de 1978 ;
- extension du réseau de Coulommiers (1981) en 2013 et 2015 après mise en service du nouveau doublet Coulommiers 2 (2012) en remplacement de Coulommiers 1 (arrêté en 2011);
- remplacement progressif de l'ancien doublet à La Courneuve Nord (réseau de chaleur géothermique mis en service en 1983). Mise en service de GLCN3 en 2011 (fonctionnement temporaire en « doublet » avec l'un des anciens puits reconvertis en injecteur) puis forage de GLCN4 en 2017. Mise en service du nouveau doublet en 2018 et abandon de l'ancien doublet.

Remplacement et ou extension en cours :

- extension du réseau de Cachan (réseau de chaleur de 1983 mis en service en 1984) de 11 à 15 km (prévu) avec le doublet de Cachan 3 (2018). Remplacement des deux anciens doublets prévu pour 2019 ;
- remplacement du doublet à Bonneuil-sur-Marne (réseau de chaleur de 1987) en cours. Arrêt de l'ancien injecteur et mise en service du nouveau en 2013. Forage du nouveau puit producteur en 2018 (extension de 5 000 à 8 000 logements prévu) ;
- nouveau doublet de remplacement des puits de 1985 en cours de mise en place à la ZUP de la Croix Blanche à Vigneux-sur-Seine (réseau de chaleur de 1967). L'objectif est de passer d'une couverture de 28 à 60 % d'énergie géothermique (avec 38 à 61 GWh de livraison de chaleur géothermale) après extension du réseau.

2.2.3. Raccordement de nouveaux doublets géothermiques (réalisés après 2005) à des réseaux de chaleur existants antérieurs à 2005

Parmi les nouveaux doublets créés depuis 2005, 6 doublets ont été intégrés à des réseaux de chaleurs existants :

- doublet d'Orly ADP mis en service en 2011 sur un réseau de l'aéroport créé en 1961 ;
- doublet de Val Maubuée (2012) intégré au réseau de chaleur de Marne-la-Vallée alimentant Torcy et Lognes depuis les années 1980 (réseau gaz fossiles) ;
- doublet de Dammarie-les-Lys intégré en décembre 2017 au réseau de chaleur de 5 km existant (réseau Géodalys, ~ 3 500 équivalent-logements). Alimenté par gaz à l'origine, la géothermie alimente maintenant 88 % du réseau ;
- doublet de Villepinte en 2016 intégré sur un réseau de chaleur de 1978 (alimenté par fioul, charbon puis gaz) ;
- doublet de Neuilly-sur-Marne intégré en 2015 sur le réseau de la ZUP des Fauvettes et du centre-ville à Neuilly-sur-Marne (réseau de chaleur de 1970 mis en service en 1971).
 Extension de 5,5 à 13 km ;
- doublet d'Ivry–sur-Seine 2 mis en service en 2017 (nouveau doublet) sur un réseau de chaleur de 1984, après fonctionnement du premier doublet d'Ivry durant la période 1984-1994.

2.2.4. Création de nouveaux réseaux de chaleur ou interconnexion de réseaux

Six nouveaux réseaux de chaleur géothermiques ont été créés ex nihilo :

- réseau d'Arcueil-Gentilly (ArGéo) de 13 km (alimentant environ 8 000 équivalentlogements) créé en 2015 et mis en service en 2016 ;
- réseau de Bagneux de 12 km mis en service en 2016 (7 145 éq.-logements). Inclut un raccordement de 3 km (1 300 éq.-logements) de Châtillon sur Bagneux ;
- réseau de Bailly Romainvillier de 18 km mis en service en 2017 pour alimenter « Village Nature »;
- intégration du doublet Grigny II sur un réseau créé en 2017 (réseaux Grigny SOCCRAM et Grigny ROUGNON alimentés par gaz fossiles) et extension de ~ 10 km et connexion à Viry-Châtillon ;
- réseau de chaleur d'Ygéo à Rosny-sous-Bois en 2016 ;
- intégration du doublet d'Issy-les-Moulineaux au réseau du Fort d'Issy-Les-Moulineaux créé en 2013.

Deux interconnections de réseaux :

- connection du réseau de Villejuif (nouveau doublet mis en service en 2017) au réseau interconnecté de Chevilly-Larue et L'Hay-les-Roses (doublets et réseau de chaleur mis en service 1985);
- mise en service d'un doublet à Aubervilliers (Paris nord-est) en 2013 sur le réseau de chaleur du SMIREC mis en service en 2010 (réseau Pariferic Aubervilliers rattaché au réseau de Paris (CPCU) et initié par le réseau de chaleur de La Courneuve dans les années 1980).

					nvillier			¢.														L.																		hu puit ?		oublet ?			
2018	-				Bailly-Romain	Blanc Mesnil 2		Cachan 3			ension Villejuif			10.	nmarie-les-lys		II Aut	-sur-Seine 2	N4			Extensio							terconnection	ux-le-Penil										Nouvea		2ème d			3L3
2017	-		eil	sux		Le	l	l	l	l	uits exti		n	sation PACs	Dan		Grig	Ivry	I GLC		l				l	l	l	l	Int	Va		le	l	e			l	/-sous-Bois	l	l	olay 2	l	l	inte	GVB
2016	-		Arcu	Bagne			l	l	l	l	nemisage p		insion résea	aux optimis					l		Fresnes				l	l	l	l		l		ly-sur-Marn	l	over GRO			l	Rosn)	l	l	Trem	l	l	Villep	l
2015	-						l	l	l	l	Rect	Ì	exte	Trav					l		Reseau de				4X9	4X10	4X11	2		l		Neuil	l	Worke			l		l	l	l	l	l		l
2014	-					ł		l	43	es 2	l	l	sion réseau	l					t ?		I GFR3				6	5	19	e-sur-Seine		l			ervillier	production			l		l	l	l	l	l		l
2013	-					l	CBL3	l	GCHI	Chell		l	12 exten:	l					l triple		l		1aubuée		l	l	l	Le-Mee		l	page		Aube	misage puit			l		l	l	l	l	l		
2012	-					l	l	l	l			l	Coulon	l					13		l		Val-h		l	l	l			l	ambre pom			Reche			DP		l	l	l	l	l		l
2011	-					l	l	l	l			l	i	l					GLCN						l	l	l			l	ibilitation ch				i		Orly A		l	l	l	l	l		l
2010	-					l	l	l	l	ł		l		l					l		t productior				l	l	l	ļ		l	Réha					-2			l	l	l	l	l		
2009	-					l	l	l	l	l	juif	l		l					l		emisage pui				l	l	l	l		l						Le Nouvelet			3	l	l	l	l		
2008	-					l	l	l	l	l	toses - Ville	l		l					l		Reche	2			l	l	l	l		l						Orly I			gsnc	l	l	l	jes		
2007	-					l		2	ne	l	· L'Hay-les-F	l		l		ť		arrêt 1994)			rd	aison Alfort	ines-Torcy)		l	l	l	l	ont 1	ont 2		larne			84)	ļ			l	l	l	l	-Saint-Georg		e
2006	-	e				c-Mesnil 1	il-sur-Marne	1 & Cachan	gny-sur-Mar	1	villy-Larue	ous Bois	nier-1	10nt Mesly	2)	/-sous-Sena		ur-Seine 1 (neuve Nord	neuve Sud	Quartier No	Alfort 1 & M	I-Vallée (Log	lopital	eauval 1	eauval 2	ollinet	Sur-Seine 1	Melun l'Almo	Melun l'Almo	u	leuilly-sur-N	d-Est	gis	e Gazier (19	Nouvelet-1	(d		-Brie	l	emblay 1	-sur-Seine	Villeneuve		Villiers-le-B
2005	_	- Alfortvill	entilly)	(x)	nainvillier)	Le Blano	Bonneu	- Cachan	Champi	Chelles	GEO - Che	- Clichy s	- Coulomr	- Creteil N	arie-les-lys	art - Epina)	ıâtillon	ry - Ivry-s	- La Couri	- La Courr	- Fresnes	Maison-/	- Marne-la	- Meaux-H	- Meaux-B	- Meaux-B	- Meaux-C	e - Le Mee-	(Melun) -	(Melun) -	Montgero	uvette de N	Paris Nor	Ris Orani	Orly 1 Le	Orly 2 Le	e-Paris (AD	; Bois)	Sucy-En	Thiais	rance - Tre	Vigneux	Georges -		nnesse -
in / mise en service RDC ice doublets GTH sur	וובתו בעופומור)	Reseau SMAG	Réseau Argéo (Arcueil-Gé	Réseau Bagéops (Bagneu	Village Nature (Bailly-Ron	Réseau du Blanc-Mesnil -	Réseau de Bonneuil	Réseau de Cachan	Réseau CHAMPIGNY -	Reseau de Chelles	Réseau interconnecté SY(Reseau Le Chêne Pointus	Réseau de Coulommier	Réseau de Créteil-SCUC	Réseau Géodalys (Damm	Réseau Epinay-sous-Sena	Réseau de Grigny-Viry Ch	Reseau Géotellugence Ivr	Réseau Courneuve Nord -	Réseau Courneuve Sud -	Reseau de Fresnes	Reseau Maison-Alfort -	Réseau du Val-Maubué	Réseau Meaux Hôpital	Reseau Beauval-Collinet -	Reseau Beauval-Collinet -	Reseau Beauval-Collinet -	Réseau du Mee-sur-Seine	Reseau Almont-Montaigu	Reseau Almont-Montaigu	Reseau Batigère	Reseau de la ZUP des Fau	Réseau SMIREC-CPCU -	Réseau de Ris-Orangis -	RDC ORLY -	RDC ORLY -	Réseau ORLY Aéroport-de	Réseau Ygéo (Rosny sous	Réseau Sucy-En-Brie -	Réseau de Thiais	Réseau de Tremblay-en-F	ZUP Croix-Blanche -	Réseau Villeneuve-Saint-	Réseau de Villepinte	Réseau Villiers-le-Bel-Goi
Année créatio (Mise en servi		1986/1987	2015/2016	2016	2017/2018	1983	1986/1987	1984/1985	1985	1986/1987	1985	1982	1981	1970 (1985)	7 (2017)	1984	2017	1984 (2017)	1983	1982	1987	1985/1986	1980 (2012)	1970 (1983)	1968 (1983)	1968 (1984)	1968 (1982)	1978	1971	1988 & 1996	1981/1982	1971 (2013)	2009/2010	1983	1986/1987	1986/1987	1961 (2011)	2016	1983/1984	1986	1984	1967 (1985)	1987	1978 (2016)	1984/1985

Figure 3 : Réseaux de chaleur franciliens et opérations géothermiques associées.

BRGM/RP-69577-FR - Rapport final

3. Bilan des études réalisées et valorisation de l'expérience acquise

3.1. PRÉAMBULE

La relance de l'activité géothermique, notamment dans le Bassin de Paris, en région Île-de-France, a engendré de nombreuses études cofinancées par l'ADEME nationale ou régionale, afin de répondre à des questions scientifiques, techniques ou plus opérationnelles. Ces études avaient pour objectif de lever certains verrous techniques ou scientifiques sur les conditions de réalisation et de suivi des opérations de géothermie profonde, qui concernent différentes briques technologiques et/ou scientifiques, dont la caractérisation de la ressource, la modélisation, les technologies de construction et conditions d'accès à la ressource, l'exploitation, la surveillance des opérations et les outils d'aide à la décision. Les différentes cibles géologiques étaient les réservoirs carbonatés du Dogger et du Lusitanien et les réservoirs clastiques plus ou moins consolidés de l'Albien/Néocomien et du Trias du Bassin parisien.

Les sections suivantes synthétisent, pour chaque brique technologique ou scientifique identifiée, et par cible géothermique, les objectifs et principaux résultats obtenus par étude.

L'annexe 2 synthétise dans un tableau l'ensemble des études réalisées dans le Bassin de Paris, depuis la relance de l'activité géothermique, et ayant bénéficié d'une subvention de l'ADEME.

3.2. SYNTHÈSE DES ÉTUDES SUR LA CARACTÉRISATION DES RESSOURCES ET LA MODÉLISATION 3.2.1. Aquifère carbonaté du Dogger (Figure 4)

Référence du rapport	Titre de l'étude	Année de réalisation
BRGM/RP-57779-FR	Modélisation de l'impact thermique et hydraulique sur l'exploitation de l'aquifère du Dogger pour différents scénarios de réhabilitation d'un doublet géothermique type	2009
BRGM/RP-59591-FR	Pratiques de modélisation hydraulique et thermique pour des exploitations géothermiques au Dogger dans la région parisienne	2010-2011
BRGM/RP-60774-FR	Etude de sensibilité du comportement des puits au Dogger à l'échelle de l'ouvrage et du réservoir par modélisation et tests hydrogéologiques.	2011-2012
BRGM/RP-64348-FR	Projet « TEST-DOGGER » - Réalisation d'un essai d'interférence hydraulique au Dogger	2013-2015
BRGM/RP-63792-FR	Expertise du développement de l'exploitation de l'aquifère du Dogger dans le secteur Ouest du Val-de-Marne (94)	2012-2014
BRGM/RP-67061-FR	Impacts de la réinjection d'un fluide « froid » au Dogger sur le réservoir et sur son exploitation	2016-2017

Figure 4 : Études sur la caractérisation/modélisation du Dogger.

<u>Intitulé de l'étude</u> : Modélisation de l'impact thermique et hydraulique sur l'exploitation de l'aquifère du Dogger pour différents scénarios de réhabilitation d'un doublet géothermique type

<u>Référence</u> : **BRGM/RP-57779-FR**

Année de réalisation : 2009

Objectifs de l'étude :

Cette étude, cofinancée par le BRGM et l'ADEME, avait pour principal objectif d'évaluer les impacts hydrauliques et thermiques suivant différents scénarios de réhabilitation d'une opération : réhabilitation d'un doublet existant avec un nouveau doublet ou création d'un nouveau puits de production avec conservation de l'ancien injecteur et transformation de l'ancien puits producteur en injecteur (réhabilitation en triplet). Le but était de déterminer quelle(s) configuration(s) permet(tent) d'optimiser la durée de vie d'une installation géothermique et de limiter les impacts pour la délivrance des nouveaux permis d'exploitation.

Les critères de modélisation analysés ont été le temps de percée thermique au puits de production, la baisse de température au bout de 25-30 ans d'exploitation et l'emprise de la bulle froide autour du ou des puits injecteur(s).

Principaux résultats et conclusions :

Initialement, les impacts des forages au réservoir sont positionnés à 500 m de part et d'autre de la plateforme. La position des nouveaux puits est calculée sur la base d'un angle d'inclinaison moyen de 35° et d'une profondeur moyenne de réservoir de 1 700 m.

Trois scénarios de réhabilitation ont été simulés avec différentes variantes :

- scénario de réhabilitation en doublet :
 - trois variantes de réhabilitation conservent la position de l'injecteur, à proximité de l'injecteur initial (impact au réservoir inchangé), et écartent le nouveau puits de production de 850 m par rapport à la plateforme, avec un angle de 0,45 et 90° par rapport à sa position initiale (schéma A de la Figure 5);
 - deux variantes déplacent les puits injecteur et producteur à 45 et 90° par rapport à l'axe du doublet initial et à une distance de 850 m de la plateforme (schéma B de la Figure 5);



Figure 5 : Schémas de réhabilitation en doublet (source : rapport BRGM/RP-57779-FR).

 scénario de réhabilitation en triplet (Figure 6) : trois variantes de réhabilitation concernent la position d'un nouveau puits de production, avec un angle de 45, 60 et 90° par rapport à sa position initiale et un écartement de 850 m de la plateforme. Pour chaque variante, les débits entre injecteurs sont soit répartis de manière équilibrée, soit selon une répartition 2/3 sur l'ancien injecteur et 1/3 sur l'ancien producteur transformé en injecteur ;



Figure 6 : Schéma de réhabilitation en triplet (source : rapport BRGM/RP-57779-FR).

 scénario de réhabilitation en triplet puis doublet : dans ce dernier cas, on considère, dans un premier temps, la réhabilitation en triplet (schéma C avec puits producteur à 60°), puis l'évolution de ce triplet au bout de 10 ans vers un doublet, avec création d'un nouveau puits de réinjection (angle de 60°).

Les hypothèses pour la simulation numérique sont les suivantes : l'aquifère est considéré comme homogène avec une épaisseur utile de 20 m et encadré par des épontes semi-infinies. Seule la partie supérieure est simulée (demi aquifère et éponte supérieure) pour réduire les durées de calcul. Le fonctionnement du doublet est simulé pendant 30 ans avec un débit moyen de 200 m³/h et une température de réinjection de 40 °C. La température initiale est de 70 °C.

Le meilleur schéma de réhabilitation en doublet (Figure 8), pour optimiser le temps de percée thermique et la chute de la température au bout de 25-30 ans d'exploitation, est celui avec un espacement des deux nouveaux puits de 850 m de la plateforme et avec un angle de 45° par rapport à l'axe de l'ancien doublet (cas E). Ce schéma présente toutefois l'inconvénient d'avoir la surface impactée la plus grande.

Le meilleur schéma de réhabilitation en triplet (Figure 8), pour optimiser le temps de percée thermique et la chute de la température au bout de 25-30 ans d'exploitation, est celui avec le nouveau puits producteur déplacé de 850 m de la plateforme et avec un angle de 60° par rapport à l'axe de l'ancien doublet (cas F), et une répartition du débit de 2/3 sur l'ancien injecteur et 1/3 sur l'ancien producteur devenu injecteur. Les surfaces impactées pour les différents schémas restent similaires.

En comparant le meilleur schéma de réhabilitation en doublet et triplet, la réhabilitation en doublet est donc plus optimale en termes de temps de percée et baisse de température. L'emprise de la bulle froide est en revanche plus importante et peut limiter la multiplication des permis d'exploitation dans une zone donnée. Ces calculs ont montré, en première approximation, une récupération d'énergie supérieure de 10 %, dans l'hypothèse d'une réinjection constante à 40 °C avec, par contre, une superficie impactée supérieure de 20 %.

Le troisième scénario étudié, qui consiste en la réhabilitation en triplet, dans une première phase (10 premières années), suivie d'une réhabilitation en doublet, dans une seconde phase (Figure 7), semble être un bon compromis en termes de chute de température au puits et de coût d'investissement entre la solution triplet et doublet. La baisse de température plus importante en triplet est ensuite amortie lors du passage en doublet avec l'éloignement de l'injection et l'arrêt des anciens puits.



Figure 7 : Évolution de la température au puits de production pour les trois scénarios de réhabilitation (source : rapport BRGM/RP-57779-FR).





Intitulé de l'étude : Pratiques de modélisation hydraulique et thermique pour des exploitations géothermiques au Dogger dans la région parisienne.

Référence : BRGM/RP-59591-FR

Années de réalisation : 2010-2011

Objectifs de l'étude :

Cette étude, cofinancée par le BRGM et l'ADEME, avait pour objectif d'apprécier la qualité des études, notamment lors des demandes de permis de recherche et d'exploitation au Dogger, comportant des modélisations de réservoir pour le calcul des impacts hydrauliques et thermiques de l'exploitation. Le projet a regroupé plusieurs équipes de modélisation issues des principaux bureaux d'étude en géothermie profonde : ANTEA, CFG, GPC-IP, Mines ParisTech et BRGM. Un groupe de travail a ainsi été constitué, qui s'est réuni plusieurs fois en 2010, et dont les deux objectifs principaux étaient de :

- réaliser une synthèse des problématiques traitées par la modélisation et les sources de variabilité des résultats ;
- comparer les principales méthodes et outils de modélisation sur un cas test.

Principaux résultats et conclusions :

Les principales sources de variabilité identifiées dans la modélisation sont la **diversité des** modèles conceptuels de réservoir utilisés, les hypothèses sur les phénomènes physiques pris en compte et la méthode de résolution des codes de calcul, et les chroniques d'exploitation appliquées.

Les modèles conceptuels de réservoir sont construits sur l'interprétation aux forages des données géologiques, hydrogéologiques (débitmétrie) et thermiques (thermométrie). Différents types de modèles conceptuels sont ainsi utilisés dans le cadre du groupe de travail, trois principaux modèles ont été identifiés :

- le modèle monocouche : la partie réservoir comporte une couche productive, dont l'épaisseur peut être calculée de deux manières différentes :
 - la couche productive ne prend pas en compte les épontes intermédiaires mais seulement les niveaux producteurs identifiés à la flow-métrie,
 - · la couche productive intègre les épontes intermédiaires ;
- le modèle multicouche : la partie réservoir comporte des couches productives et des épontes intermédiaires. Deux types de structures sont rencontrées :
 - les couches productives sont regroupées en plusieurs couches selon leur participation au débit total et sont séparées par des épontes intermédiaires,
 - toutes les couches productives sont prises en compte, leur position et leur épaisseur sont les mêmes que sur le profil de débit-métrie (Figure 9A);
- le modèle « sandwich » : ce modèle a été développé initialement par GPC-IP (Ungemach *et al.*, 2009) et suit plusieurs étapes de construction (Figure 9B) :
 - les couches productives sont fusionnées en une couche productive d'épaisseur cumulée,
 - · les épontes intermédiaires sont fusionnées en une couche tampon d'épaisseur cumulée,
 - la couche productive est scindée en deux couches productives symétriques de part et d'autre de la couche tampon globale.



Figure 9 : A : représentation schématique de la structure verticale du réservoir par interprétation du profil flow-mètrique à l'échelle du puits -B : structure verticale simplifiée utilisant le modèle sandwich (source : rapport BRGM/RP-59591-FR).

Les codes de calcul utilisent différents schémas de résolution (éléments finis, différences finies, volumes finis) qui, de ce fait, vont se traduire par des maillages différents (réguliers, irréguliers) et des méthodes de résolution différentes de l'hydraulique et du transport de chaleur. La prise en compte des conditions initiales et aux limites peut également différer d'un code à un autre. Enfin, dans les sources de variabilité, on a également le couplage des paramètres, qui peuvent être activés ou pas (par exemple, la prise en compte des effets densitaires et de la viscosité du fluide du fait du refroidissement du fluide, lors de l'injection).

Les chroniques d'exploitation appliquées (débit d'exploitation et température de réinjection) peuvent être traitées de manière différente suivant la précision recherchée :

- débits et températures constants dans le temps, soit sur la base d'une moyenne annuelle (scénario moyen), soit avec un débit maximum et température de réinjection minimale (scénario pessimiste);
- débits et températures variables sous forme de créneaux pour tenir compte des variations saisonnières, notamment débit plus faible et température de réinjection plus élevée en été qu'en hiver;
- schéma de discrétisation point par point des chroniques de débit et température pour chaque pas de temps du modèle.

Un cas benchmark de doublet a été simulé par le groupe de travail utilisant différents codes numériques et différents modèles conceptuels de réservoir (Figure 10 et Figure 11). Les paramètres hydrauliques et thermiques du modèle sont similaires, ainsi que les chroniques appliquées avec une variation saisonnière été/hiver du débit et de la température.

Equipe	Entité	Logiciel	Dénomination
1	CFG-Services	Comsol	Comsol-1
2	GPC-IP	Tough2	Tough2-2
3	Antea	Marthe	Marthe-3
4	Mines ParisTech	Metis	Metis-4
5	BRGM	Marthe	Marthe-5

Figure 10 : Codes nun	nériques utilisés par	les différentes	équipes p	our le benchmark.
-	(source : rapport BF	RGM/RP-5959 ⁻	1-FR).	

Equipe	Type de modèle	Strucutre du réservoir (couches productrices et épontes intermédiaires)	Drainance des couches productrices (% de participation au débit total)	Domaine simulé (possibilité de symétrie)	Discretisation verticale dans la partie réservoir (couches productrices et épontes intermédiaires)	Discrétisation verticale dans la partie éponte extérieure	
1	monocouche équivalent	1 productrice (9m) 1 productrice (17m) 1 productrice (21m)	homogène	1/2 partie productrice, éponte supérieure	5 niveaux	6 niveaux	
2	sandwich homogène	2 productrices (4.5 m et 4.5m), 1 éponte intermédiaire	homogène	1/2 partie productrice, 1/2 éponte intermédiaire, éponte supérieure	NC	solution analytique 1D	
	multi couche	3 productrices (4.5m, 2.9m et 1.6m), 2 épontes intermédiaires	1 couche principale (55%)	réservoir et épontes extérieures	NC		
3	multi couche	2 productrices (8m et 5m), 1 éponte intermédiaire	1 couche principale (75%)	réservoir et épontes extérieures	3 niveaux	5 niveaux	
	multi couche	7 productrices (1.5m, 2.3m, 0.7m, 1.6m, 0.7m, 1.5m, 1.1m), 3 épontes intermédiaires	1 couche principale et 1 moyenne (40.3% et 21.7%)	réservoirs et épontes extérieures	21 niveaux		
4		6 productrices (0.9m, 1m,1.5m, 1m, 1.9m et 1.9m), 4 épontes intermédiaires	2 couches principales (31% et 30.5%)	réservoirs et épontes extérieures		13 niveaux (0.1m à 51.2m),	
	monocouche équivalent	1 productrice (9.4m) 1 productrice (8.2m) 1 productrice (17m) 1 productrice (19.3m)	homogène	réservoir et épontes extérieures	pas de discrétisation (2D)		
5	sandwich hétérogène	2 productrices (4.5m et 4.5m), 1 éponte intermédiaire	homogène	1/2 partie productrice, 1/2 éponte intermédiaire, éponte supérieure	couche productrice à 5 niveaux, éponte intermédiaire à 3 niveaux	solution analytique de Vinsome et Westerveld.	
-							



La comparaison des résultats (Figure 12) montre que :

- les modèles monocouches cumulant uniquement les épaisseurs productives (Metis 9,4 m and 8,2 m) sur la base des puits injecteur ou producteur donnent la baisse de température la plus conséquente et sont de ce fait pessimistes ;
- les modèles multicouches représentant le feuilletage de manière exacte suivant la flowmétrie aux puits de production et d'injection (Metis GAL1 and GAL2) donnent la décroissance thermique au puits de production la plus faible. Ces modèles finement feuilletés étendent l'information au puits à l'échelle du doublet, la surface d'échange de chaleur est maximale entre les épontes intermédiaires et les couches productives ;
- les modèles de type « sandwich » (Marthe et Tough2), de type monocouche incluant l'épaisseur les épontes intermédiaires (Metis 17 m and 19,3 m) et les modèles multicouches fusionnant plusieurs épaisseurs productrices (Tough multilayer, Marthe multilayer) donnent des résultats intermédiaires. Le rôle tampon des épontes intermédiaires est représenté thermiquement pour le modèle sandwich et multicouche : le transfert de chaleur entre les épontes intermédiaires et les couches productrices ralentit la progression du front froid. Le rôle des épontes intermédiaires est traduit hydrauliquement dans le modèle monocouche avec une épaisseur productive plus importante qui ralentit la vitesse du front froid.

Ce benchmark confirme l'importance du modèle conceptuel de réservoir sur la variabilité des résultats. On peut noter que le modèle de type « sandwich » ou similaire est un bon compromis pour la modélisation, surtout lorsqu'il s'agit de modéliser plusieurs doublets (nouveau dispositif et doublets voisins) pour évaluer les impacts hydrauliques et thermiques dans les demandes de permis de recherche et d'exploitation. Les modèles utilisés sont donc en général plus pessimistes en termes de percée thermique et baisse de température car, en regroupant les niveaux producteurs et épontes intermédiaires, on réduit ainsi la surface d'échange par conduction, depuis les épontes.



Figure 12 : Évolution de la température au puits de production pour les différents codes et modèles testés (source : rapport BRGM/RP-59591-FR).

Intitulé de l'étude : Étude de sensibilité du comportement des puits au Dogger à l'échelle de l'ouvrage et du réservoir par modélisation et tests hydrogéologiques

Référence : BRGM/RP-60774-FR

Années de réalisation : 2011-2012

Objectifs de l'étude :

Cette étude, cofinancée par le BRGM et l'ADEME, fait suite à l'étude précédente (BRGM/RP-59591-FR) sur les pratiques de modélisation hydraulique et thermique au Dogger et a impliqué les mêmes équipes : ANTEA, CFG, GPC IP, Mines ParisTech et BRGM. L'étude avait trois principaux objectifs. Le premier était de mieux identifier la signature du puits sur les écarts de température, pression et géochimie du fluide entre le réservoir et la tête de puits. Le deuxième objectif était de définir un cahier des charges type pour la réalisation future d'un test d'interférence, à l'échelle d'un doublet ou de plusieurs doublets, afin de mieux préciser les corrélations entre puits et les hétérogénéités du réservoir. Un troisième objectif était de proposer des recommandations pour le contenu du DOE (Dossier des Ouvrages Exécutés). lors de la réalisation d'un nouvel ouvrage, afin d'homogénéiser les pratiques des bureaux d'études « sous-sol » et d'avoir un document suffisamment détaillé, qui permette de disposer de tous les éléments liés au forage (caractéristiques géométriques de l'ouvrage, tubages, ..) et au réservoir (caractéristiques des niveaux producteurs, transmissivité, température, ...), afin de renseigner la base du Dogger, mais aussi d'alimenter les modélisations de réservoir, lors de la réalisation des PER-DOTEX (demandes de permis de recherche et d'ouverture des travaux exploratoires).
Principaux résultats et conclusions :

Concernant la température, cette dernière peut être approchée par un modèle semi-analytique en régime stationnaire (Figure 13) ou par un modèle numérique en régime stationnaire ou instationnaire. Dans le cas du forage producteur, les différents modèles ont montré qu'on a une perte thermique, entre le réservoir et la tête de puits où sont effectuées les mesures, qui est comprise entre 0,5 et 2,5 °C pour les débits usuels au Dogger (entre 100 et 300 m³/h). Les fortes valeurs de débit sont les plus représentatives de la température du réservoir. Dans le cas du forage injecteur, du fait de la relation linéaire mise en évidence, et suivant la température du fluide injecté, on a un gain de température en fond pour l'injection durant la période hivernale (0,9 °C pour une injection à 200 m³/h et 40 °C) et une diminution de température en fond pour une injection durant l'été (- 0,45 °C pour une injection à 200 m³/h et 60 °C). Ces variations sont néanmoins limitées et inférieures à 1 °C pour les débits usuels.



Figure 13 : Profils de températures dans le puits obtenus pour la solution semianalytique en régime stationnaire (source : rapport BRGM/RP-60774-FR).

Concernant l'évolution de la pression entre le fond et la tête des forages en exploitation, cette dernière est due principalement aux pertes de charge dans les tubages (Figure 14). Dans le cas du puits de production, ces pertes de charge ont pour origine la présence d'un tube de traitement inhibiteur de fond de puits, les phénomènes de dépôt ou corrosion sur les tubages et l'évolution du diamètre du tubage lors de rechemisages du puits. Dans le cas du puits d'injection, il s'agit également des phénomènes de corrosion/dépôts au niveau des tubages, de réduction de diamètre de tubage et de l'augmentation du diamètre du trou nu au niveau des couches productives du réservoir par dissolution du calcaire suite à l'injection d'eau refroidie. Une étude de sensibilité sur les paramètres intervenant dans les pertes de charges montre que ce sont les paramètres caractérisant l'état du puits, et en particulier la section disponible à l'écoulement et l'état de la paroi, qui gouvernent les pertes de charge en forage. Les paramètres caractérisant le fluide sont, comparativement, de faible importance pour un puits en exploitation.

Les phases d'arrêt (travaux de workover, diagraphies réglementaires) et de mise en exploitation d'un forage vont également entraîner une modification de la pression entre le réservoir et la tête de puits. En effet, lors de l'arrêt de l'exploitation, les pertes de charges s'annulent ; l'évolution de la pression en tête est alors gouvernée uniquement par le recouvrement de la pression de gisement auquel va s'ajouter une modification de pression de la colonne de fluide des suites de l'établissement d'un profil thermique dans le puits induisant une modification de la masse volumique du fluide (refroidissement du fluide au puits de production et refroidissement ou réchauffement au puits d'injection). Lors de la mise en exploitation, la variation de pression, dans le puits, est la somme des pertes de charge linéaires

et quadratiques, dans les tubages, du rabattement dans l'aquifère, et de la variation de pression du fait de la mise en température.



Figure 14 : Schéma du profil de pression dans un puits de production. (source : rapport BRGM/RP-60774-FR).

 $\begin{array}{l} \mathsf{P}_{\mathsf{WHF}}: \mathsf{pression} \ \mathsf{en} \ tête \ \mathsf{en} \ débit \ (\acute{equivaut} \ \grave{a} \ la \ \mathsf{pression} \ \mathsf{de} \ \mathsf{refoulement} \ \mathsf{mesurée} \ \mathsf{en} \ tête \ \mathsf{de} \ \mathsf{puits}) \\ \mathsf{P}_{\mathsf{WHS}}: \mathsf{Pression} \ \mathsf{artésienne} \ \mathsf{potentielle} \ \mathsf{en} \ tête \ (\grave{a} \ débit \ \mathsf{nul} \ \mathsf{mais} \ \mathsf{intégrant} \ la \ \mathsf{température} \ \mathsf{de} \ la \ \mathsf{colonne} \ d'eau) \\ \mathsf{P}_{\mathsf{BHF}}: \ \mathsf{pression} \ \mathsf{en} \ \mathsf{fond} \ \mathsf{de} \ \mathsf{puits} \ \mathsf{en} \ \mathsf{de} \ \mathsf{fond} \ \mathsf{de} \ \mathsf{puits} \ \mathsf{ontegrand} \ \mathsf{fond} \ \mathsf{de} \ \mathsf{puits} \ \mathsf{en} \ \mathsf{fond} \ \mathsf{de} \ \mathsf{puits} \ \mathsf{fond} \ \mathsf{en} \ \mathsf{fond} \$

Les mesures et analyses physico-chimiques sont généralement effectuées en tête de puits de production, où la composition chimique du fluide est la conséquence de la contribution du réservoir et du puits de production (Figure 15). L'étude a comporté la réalisation d'une campagne de suivi journalier des paramètres physico-chimiques (T, pH, Eh et conductivité) et des concentrations des fluides (anions/cations majeurs et traces) de quatre puits de production au Dogger du Val-de-Marne pour différents paliers de débits stabilisés, et en utilisant la notion de flux d'ions entre ce qui provient du réservoir et ce qui provient du puits par processus de corrosion/dépôts (Ignatiadis *et al.*, 1991, 1995). Les résultats montrent que les mesures et analyses effectuées en tête de puits de production sont, dans l'ensemble, assez représentatives du réservoir.



Figure 15. Schéma conceptuel de l'origine du sulfure et du fer mesurés en tête de puits de production (source : rapport BRGM/RP-60774-FR).

L'étude a permis également de définir le contenu de deux types de tests d'interférences :

- un premier test à l'échelle des puits d'un doublet, afin de mesurer les corrélations entre niveaux producteurs des puits. Ce test permettrait notamment de mieux caractériser les écoulements dans le réservoir entre les deux forages d'un doublet. Plus précisément, il s'agit de réaliser une injection (ou une production) de fluide géothermal au droit d'un niveau producteur de l'un des deux puits du doublet, isolé des autres niveaux producteurs par la mise en place de packers, et de mesurer la perturbation hydraulique pour l'ensemble des niveaux producteurs ou par niveau (utilisation de packers), dans le second puits du doublet. L'opération est répétée pour chaque niveau producteur. Ce test s'avère toutefois relativement onéreux à mettre en œuvre, le montant de l'opération estimé pour trois niveaux producteurs testés sur un puits est de 190 000 €, avec un surcoût de 60 000 €, à chaque remontée du train de tige, si les épaisseurs testées sont différentes. Par ailleurs, ce coût est à multiplier par le nombre de niveaux producteurs de l'autre puits pour lesquels on souhaite observer leur corrélation ;
- un second test d'interférence à l'échelle de plusieurs doublets géothermiques. Ce test d'interférence permettrait de préciser le champ de transmissivité régional en intégrant l'ensemble des résultats (impacts hydrauliques mesurés à chacun des puits du secteur considéré suivi piézométrique), dans un modèle numérique du réservoir, et serait complémentaire aux mesures ponctuelles issues des essais de production. Deux scénarios ont été envisagés et prédimensionnés par simulation numérique pour un pilote dans le Val-de-Marne : (i) pompage au puits producteur de l'Häy-les-Roses et observation aux puits de Cachan 1 et 2, Fresnes, Chevilly-Larue et injecteur de l'Häy-les-Roses, (ii) pompage et réinjection à l'Häy-les-Roses (fonctionnement du doublet) et observation sur les doublets voisins de Cachan 1 et 2, Fresnes et Chevilly. Le premier scénario envisage le rejet des eaux pompées dans le réseau d'assainissement mais limite, de ce fait, le débit pompé ; le second envisage la réinjection totale du débit pompé et, par conséquent, permet de fonctionner à débit maximal.

Le coût estimatif pour l'équipement de 9 puits (cas du scénario 1 avec pompage à l'Hayles-Roses sans réinjection dans la nappe) est compris entre 16 et 28 k€, suivant la durée du test envisagée (1 à 3 jours maximum), et dans le cas de 8 puits (cas du scénario 2 avec pompage et réinjection à l'Hay-les-Roses), entre 15 et 27 k€. Pour les mesures directes dans le réservoir avec une sonde de pression au sabot des tubages (possible uniquement sur les puits injecteurs non équipés de pompe immergée), le coût pour 1 puits, en première estimation, varie entre 12 et 21 k€, suivant la durée de l'essai (1 à 3 jours maximum). Dans le cas de l'équipement de 5 puits injecteurs (scénario 1), le coût est compris entre 60 et 106 k€ et pour 4 puits injecteurs (scénario 2) entre 48 et 85 k€.

Les éléments figurant dans les DOE datent des années 1980 et ont peu évolué depuis. Ces éléments peuvent être répartis comme suit :

- le rapport de fin de forage qui inclut le compte rendu journalier des opérations, l'analyse et la répartition des temps pour les différentes phases de forage, l'état du puits en fin de travaux, les performances d'approfondissement, les boues de forage, les tubages et cimentations, les mesures d'inclinaison et d'orientation et les diagraphies instantanées et différées (Gamma Ray, NPHI, diamétreur, contrôle cimentation);
- le rapport géologique qui inclut la coupe et description lithostratigraphique du forage, l'analyse des cuttings, la corrélation diagraphique au niveau du réservoir entre les deux forages ;
- le rapport hydrogéologique qui contient les résultats de la caractérisation du réservoir (diagraphies porosité, flowmétrie, thermométrie) avec la description des niveaux producteurs (nombre de niveaux, profondeur, épaisseur) et les résultats de l'interprétation des essais de production et d'injection;
- le rapport géochimique avec les résultats des mesures in situ et des prélèvements d'eau géothermale (eau et gaz) ;
- le log détaillé du forage (masterlog).

La Figure 16, extraite du rapport, synthétise les différentes phases de forage et diagraphies types réalisées sur un puits au Dogger.

Il est recommandé de faire figurer, pour les caractéristiques des ouvrages, à minima les informations suivantes :

- le nom du site ;
- le nom d'ouvrage ;
- le type de puits (producteur ou injecteur) ;
- la date de la fin du forage ;
- X, Y et Z de l'ouvrage (c'est l'emplacement de la tête de puits) ;
- la profondeur au toit du Dogger ;
- X, Y et Z du sabot (ce sont les coordonnées au sabot du puits c'est-à-dire à la base du dernier tubage) ;
- la valeur de la dernière déviation par rapport à l'azimut et celle de l'inclinaison ;
- X, Y et Z en fin de déviation (ce sont les coordonnées de la dernière déviation mesurée) ;
- le KOP (profondeur à partir de laquelle la déviation commence) ;
- la longueur déviée au sabot et la longueur déviée totale (ce sont des longueurs forées) ;
- X, Y et Z au fond du forage (ce sont les coordonnées en fin du forage).

Il est recommandé de faire figurer, pour les caractéristiques des tubages, à minima les informations suivantes :

- la date de mise en place des différents tubages ;
- le diamètre interne et externe ;
- l'épaisseur nominale ;
- la nuance, masse linéaire et le filetage ;
- les longueurs et profondeurs de début et de fin de tubage pour chaque phase.

Il est recommandé de faire figurer, pour les caractéristiques du réservoir, à minima les informations suivantes :

- la date de l'essai de production ;
- la durée de l'essai, qui comprend la durée de l'essai de production et la durée de la remontée de pression ;
- le toit, le mur et le nombre des niveaux producteurs identifiés à la flow-métrie/thermométrie ;
- la porosité ;
- la transmissivité intrinsèque ;
- le facteur skin qui correspond au rayon efficace de captage ;
- la viscosité et la salinité du fluide ;
- la température et pression de fond ;
- la profondeur à laquelle la pression et la température sont mesurées ;
- la pression statique au sol ;
- le débit artésien maximal.



Figure 16 : Différentes phases de forage et diagraphies d'un puits « classique » au Dogger (source : rapport BRGM/RP-60774-FR).

Intitulé de l'étude : Réalisation d'un essai d'interférence hydraulique au Dogger

Référence : BRGM/RP-64348-FR

Années de réalisation : 2013-2015

Objectifs de l'étude :

Cette étude, cofinancée par le BRGM et l'ADEME dans le cadre d'une convention de recherche, avait comme objectif principal la réalisation et l'interprétation d'un essai d'interférence hydraulique entre plusieurs doublets géothermiques au Dogger dans le Val-de-Marne, en Île-de-France, et fait suite à l'étude ayant donné lieu au rapport BRGM/RP-60774-FR. Ce projet visait à améliorer les connaissances sur l'aquifère du Dogger dans une zone où il est densément exploité (Val-de-Marne) et, en particulier, de mesurer les interférences hydrauliques entre plusieurs opérations voisines en géothermie profonde, afin d'accroître la fiabilité des modélisations thermo-hydrauliques de gestion de la ressource.

L'essai d'interférence hydraulique a été réalisé entre le 16 et 20 septembre 2013, avant le début de la période de chauffe. Il concernait cinq doublets géothermiques voisins (Cachan 1 et 2, Chevilly-Larue, L'Haÿ-les-Roses et Fresnes), situés au sud-est de Paris, dans le département du Val-de-Marne (Figure 17). L'essai a été effectué pendant environ quatre jours, y compris une période d'installation et de désinstallation de l'équipement des puits et en tenant compte des contraintes techniques et financières. Le test hydraulique a été effectué comme suit :

- les cinq doublets ont été arrêtés pendant une période de 36 heures pour stabiliser la pression dans la zone testée ;
- le doublet central (L'Haÿ-les-Roses) a produit (avec réinjection du fluide géothermal), pendant une période de 54 heures, et les interférences en pression ont été mesurées, au cours de cette période, dans les autres puits utilisés comme puits d'observation;
- le doublet de L'Haÿ-les-Roses a ensuite été stoppé, pendant une période de six heures, au cours de laquelle le retour à la pression initiale du réservoir a été suivi.

Deux types de mesures ont été effectués selon la nature et l'équipement de puits :

- dans le cas des puits de production, qui sont équipés d'une pompe immergée et d'un tube de traitement inhibiteur, des capteurs de pression et de température, avec centrale d'acquisition, ont été installés en tête de forage;
- dans le cas des puits d'injection, les mesures ont été effectuées avec l'installation d'une sonde de pression-température en fond de puits. Dans ce cas, l'équipement, en fond de puits a été complété par des mesures en tête pour mesurer l'effet de la variation de la densité de la colonne de fluide en raison des variations de température dans le puits, suite à l'arrêt des exploitations.



Figure 17 : Localisation de la zone de l'essai d'interférence (source : rapport BRGM/RP-64348-FR).

En bleu : puits du doublet de L'Haÿ-Les-Roses qui ont servi comme puits de production et de réinjection. En jaune : puits de production des doublets de Chevilly-Larue, Fresnes et Cachan, équipés de sondes de pression et température en tête de puits.

En rouge : puits de réinjection des doublets de Chevilly-Larue, Fresnes et Cachan, équipés de sondes de pression et température en tête et fond de puits

Principaux résultats et conclusions (Figure 18) :

Le retour à l'équilibre des pressions du réservoir n'est pas atteint au bout de 36 h d'arrêt des exploitations et lors de la reprise du pompage au doublet central de L'Haÿ-les-Roses.

L'arrivée de l'interférence hydraulique aux puits d'observation est très rapide (entre 2 et 3 h) et traduit une diffusivité hydraulique significative, mais attendue pour un aquifère captif et transmissif tel que le Dogger.

Les puits GCHL1 et GCHL2 du doublet de Chevilly-Larue réagissent avec une diminution de la pression proche de 1 bar, au bout de 54 h, et sont sous l'influence du producteur GHLR2 de L'Haÿ-les-Roses, alors que les puits GFR1 et GFR2 du doublet de Fresnes réagissent avec une augmentation de la pression et sont sous l'influence de l'injecteur GHLR1 de L'Haÿ-les-Roses.

Le puits GCA2 du doublet de Cachan 2 présente une réponse en pression plus faible (< 0,5 bar), suite à la mise en production du doublet de L'Haÿ-les-Roses. Ce dernier est proche de la médiatrice du segment de droite reliant les deux impacts des puits de L'Haÿ-les-Roses, mais toutefois positionné du côté de l'injecteur. La diminution de pression observée est, par conséquent, surprenante dans l'hypothèse d'un réservoir homogène où l'ensemble des niveaux producteurs seraient corrélés et pourraient traduire une hétérogénéité locale en direction de Cachan. L'autre particularité notée en ce puits d'observation est l'arrivée de ce qui s'apparente à l'interférence en pression dans un délai similaire à ce qui est observé au puits GCHL1, lors de

la mise en production du doublet de L'Haÿ-les-Roses, alors que celle-ci n'est pas observée de manière symétrique, lors de l'arrêt du doublet de L'Haÿ-les-Roses, avec une pseudo stabilisation de la pression contrairement aux puits GCHL1 et GFR1. Une des hypothèses possibles est que ce qui est mesuré correspond au retour à l'équilibre des pressions du fait de l'arrêt du puits de Cachan et non à l'arrivée de l'interférence du fait de la mise en production de L'Haÿ-les-Roses.

Les mesures réalisées en tête des puits GCA1, GCA2, GCA3 et GCA4 n'ont pu être malheureusement exploitées du fait d'une coupure électrique à la centrale de Cachan nécessitant le fonctionnement sur générateur.



Figure 18 : Données brutes des pressions mesurées en tête de puits (A) et en fond de puits (B) versus le débit d'exploitation du doublet de L'Haÿ-les-Roses (source : rapport BRGM/RP-64348-FR).

Ces données brutes ont ensuite été introduites et analysées au moyen des techniques classiques d'interprétation des essais de puits en régime transitoire. L'analyse a été réalisée avec le logiciel SAPHIR de la société Kappa Engineering, qui permet notamment de réaliser des interprétations des essais de puits en régime transitoire multi-puits par le biais de solutions analytiques, de la méthode des dérivées et de solutions numériques. L'interprétation des essais a été réalisée aux moyens de plusieurs méthodes :

- par comparaison entre des modèles types simulés par le logiciel SAPHIR et les données ;
- par analyse de la dérivée de pression sur un graphique log-log ;
- par report sur des graphiques semi-log permettant de distinguer les zones en régime « pseudo-permanent ».

Le croisement des observations réalisées au travers des trois méthodes permet de mener une interprétation itérative des paramètres et des comportements décelables : régime permanent, interférences. L'interprétation de la transmissivité et du coefficient d'emmagasinement a été réalisée avec la formule de Theis pour un milieu homogène et isotrope en prenant en compte les différents puits. Les résultats obtenus ont été comparés aux transmissivités calculées sur la remontée de pression, lors des essais réalisés en fin de forage. La comparaison des transmissivités entre les essais réalisés en fin de forage et l'essai d'interférences peut montrer certaines différences qui peuvent s'expliquer par la méthode d'interprétation, la qualité-représentativité des mesures et la viscosité du fluide. L'essai d'interférences a permis, par ailleurs, d'évaluer le coefficient d'emmagasinement de l'aquifère, ce qui n'est pas réalisé sur les essais aux puits en fin de forage.

Dans une dernière étape, l'essai a été reproduit sur la base d'un modèle maillé (logiciel MARTHE du BRGM) et a montré la sensibilité de la réponse en pression au coefficient d'emmagasinement (Figure 19). Un emmagasinement spécifique moyen de 10⁻⁶ m⁻¹, cohérent par rapport à la compressibilité totale eau-roche et proche des valeurs issues de l'essai d'interférences, donne des résultats satisfaisants de la réponse en pression de la production et de la réinjection à L'Haÿ-les-Roses.

Les enseignements de l'essai concernent également sa mise en œuvre : un temps de retour à l'équilibre plus long s'avère nécessaire. À partir des résultats obtenus, la modélisation numérique devrait également pouvoir être utilisée de manière fiable pour planifier une nouvelle opération de test. Concernant l'équipement des puits en tête, il serait nécessaire de pouvoir suivre les mesures en direct pour éviter l'écueil de Cachan. Pour les mesures de fond, un doublement des capteurs peut être envisagé (sonde à mémoire) en cas d'un problème sur l'un des capteurs, du fait des conditions plus extrêmes (pression, température). Enfin, une des plus grandes difficultés de ce genre d'opération est liée à la nécessité d'arrêter l'ensemble des doublets du secteur, et donc, pour l'exploitant, d'avoir recours à une autre source d'énergie.

Enfin, des capteurs de fond à demeure (par exemple, associés au tube de traitement fond de puits) seraient également une solution à envisager pour suivre en continu la pression et la température au réservoir et pouvoir mesurer l'impact de la mise en production d'une nouvelle opération (interférences entre opérations).



Figure 19 : Variations de pression mesurées et simulées aux puits de Chevilly-Larue et Fresnes.

Intitulé de l'étude : Expertise du développement de l'exploitation de l'aquifère du Dogger dans le secteur Ouest du Val-de-Marne (94)

Référence : BRGM/RP-63792-FR

Années de réalisation : 2012-2014

Objectifs de l'étude :

Cette étude, cofinancée par le BRGM, l'ADEME régionale Île-de-France et la SAF Environnement, avait pour objectif l'élaboration d'une modélisation hydrodynamique et thermique des opérations géothermiques actuelles au Dogger, dans le Val-de-Marne, auxquelles ont été ajoutées les nouvelles opérations prévisionnelles, selon les informations issues des dossiers de demande de permis de recherche et d'ouverture des travaux (PER-DOTEX), ainsi que de fournir un avis sur les choix des impacts au réservoir des nouveaux doublets ou triplets et des critères objectifs d'aide à la décision.



Figure 20 : Localisation des différents permis d'exploitation au Dogger dans le Val-de-Marne qui ont fait l'objet de la modélisation (source : rapport BRGM/RP-63792-FR).

(Gélules en rouge pointillé : anciens permis, gélules roses : permis en cours et gélules vertes : permis d'exploitation prévisionnels).

Principaux résultats et conclusions (Figure 21 et Figure 22) :

La modélisation hydrodynamique et thermique a été réalisée avec le code de calcul MARTHE du BRGM. Le modèle du réservoir du Dogger a été réalisé sur la base des données des forages géothermiques et du suivi d'exploitation de la base Dogger, gérée par le BRGM. Les données des nouvelles opérations (impacts des puits au réservoir, débits et températures d'exploitation prévisionnels) ont été fournies par les maîtres d'ouvrages ou bureaux d'études sous-sol en charge de la réalisation des études de faisabilité. Deux scénarios ont été envisagés pour les simulations hydrodynamiques et thermiques :

- scénario 1 : calcul des impacts pour un débit et une température de réinjection moyens annuels (données du suivi d'exploitation de la base du Dogger ou selon PER-DOTEX) ;
- scénario 2 : calcul des impacts avec un débit maximum et une température de réinjection de 25 °C (hypothèse d'utilisation d'une PAC), toute opération confondue sur la période hivernale (de novembre à février).

Les doublets actuels de Chevilly-Larue et L'Haÿ-les-Roses seront impactés par la mise en production du triplet de Fresnes, du nouveau doublet de Cachan 3 (et arrêt des anciens doublets Cachan 1 et 2), et du nouveau doublet de Villejuif :

- le doublet de Chevilly-Larue serait favorablement impacté par les futurs producteurs de Villejuif et Cachan 3 positionnés respectivement au nord et au nord-ouest de l'injecteur actuel de Chevilly avec, globalement, une diminution de la pression, notamment à l'injecteur, induisant une légère réduction du gradient entre puits du doublet, dans le cas du scénario 1;
- le doublet de L'Haÿ-les-Roses serait, quant à lui, défavorablement impacté par les deux injecteurs de Fresnes (GFR1 et GFR2), situés au sud de son injecteur, le futur producteur de Cachan 3, au nord du producteur de L'Haÿ-les-Roses, et l'arrêt du producteur actuel de Cachan 2, au nord-ouest de l'injecteur de L'Haÿ-les-Roses. Par ailleurs, dans le cas du positionnement de l'injecteur de Bagneux au sud, cet effet négatif sera accru. Le cumul de tous les impacts hydrauliques de ces puits induirait une hausse du gradient de pression aux puits de L'Haÿ-les-Roses comprise entre 3 (scénario 1) et 6 bars (scénario 2).

Les nouveaux doublets de Villejuif, Arcueil, Bagneux et Cachan 3 vont interagir entre eux avec, notamment, les producteurs de Cachan 3 et Villejuif, qui vont additionner leurs effets en augmentant de plus de 1 bar le gradient de pression entre les puits de ces doublets. Ensuite, en fonction de la disposition des puits à Bagneux, si l'injecteur est situé au nord, les effets des injecteurs d'Arcueil, Cachan 3 et Bagneux vont se cumuler, mais leur impact sur les gradients de pression en ces puits sont limités du fait également de l'arrêt des anciens doublets, et donc, des puits injecteurs de Cachan 1 et 2.

Une augmentation de la pression aux puits d'injection en cas d'utilisation d'une PAC, en période hivernale, sera induite par un accroissement de la viscosité du fluide au réservoir autour de l'injecteur, du fait de l'abaissement de la température d'injection. Cette augmentation de pression induit au cours du temps un gradient de pression plus important entre les puits des doublets.



Figure 21 : Champ de pression (bar) et lignes de courant en régime permanent avec les nouvelles opérations pour un débit moyen annuel (source : rapport BRGM/RP-63792-FR).

Concernant les impacts thermiques actuels sur la ressource (état de septembre 2014) :

- une baisse de température supérieure ou égale à 1 °C est calculée par le modèle fin 2014 aux producteurs actuels d'Alfortville (> 2 °C) et Maisons-Alfort 1 (1,3 °C), ainsi que dans la zone du futur producteur de Cachan 3 (~ 1 °C). Pour le doublet d'Alfortville, cette baisse est légèrement sous-évaluée par rapport à la baisse mesurée en tête, qui est actuellement entre 4 et 5 °C, mais qui englobe les pertes thermiques conductives, dans l'ouvrage, lors de la remontée du fluide. Pour Maisons-Alfort 1, aucune baisse ne semble constatée actuellement sur la base des données de production en tête de puits. Enfin, concernant le nouveau puits producteur de Cachan 3, ce dernier est proche de l'ancienne bulle froide de l'injecteur de Cachan 2;
- une baisse de température comprise entre 0,5 et 1 °C est calculée aux producteurs de L'Haÿ-les-Roses et Chevilly-Larue, qui pourrait présager un début de refroidissement au proche puits, mais non confirmé actuellement par les mesures en tête ;
- les autres doublets du secteur ne présentent pas de variation perceptible ou significative de la température par rapport à l'état initial.

Par ailleurs, la simulation mathématique du transport de la chaleur (progression des bulles froides existantes et nouvelles), entre fin 2014 et fin 2046, montre que :

- la baisse de température devrait se poursuivre aux producteurs d'Alfortville et Maisons-Alfort 1 pour atteindre 6,3 °C (8,5 °C avec PAC) et 4,4 °C (entre 5,5 et 6 °C avec PAC), mais sans que cela soit imputable aux nouvelles opérations ;
- le producteur d'Orly-Le-Nouvelet 2 présente une baisse de température comprise entre 3 et 3,5 °C (5 °C avec PAC) d'ici fin 2046, mais cette évolution n'est pas liée aux nouvelles opérations ;

- le producteur de L'Haÿ-les-Roses subira une forte baisse de sa température, entre fin 2014 et fin 2046, qui serait de 6,3 °C (8 °C avec PAC) si l'injecteur de Bagneux est au nord, et 6,7 °C (8,4 °C avec PAC) si l'injecteur de Bagneux est au sud. Ce doublet présente une cinétique de refroidissement rapide et brutale, qui s'explique notamment par les impacts négatifs en pression des opérations voisines, comme défini au § 2.2.2 ;
- les nouveaux doublets de Villejuif et Arcueil-Gentilly devraient avoir une baisse de température comprise entre 3,5 et 4 °C (4 et 4,5 °C maxi) et entre 2 et 2,5 °C (3 et 3,5 °C maxi), respectivement, d'ici fin 2046 ;
- le producteur de Cachan 3 devrait avoir une baisse de la température comprise entre 2 et 2,5 °C maxi, depuis sa mise en production et fin 2046 ;
- les autres doublets présentent une baisse de leur température de production entre 0,5 et 2 °C maxi d'ici fin 2046.

La modélisation montre que quatre doublets actuels présenteraient une baisse de la température supérieure ou égale à 3 °C d'ici fin 2046 (Alfortville, L'Haÿ-les-Roses, Maisons Alfort 1 et Orly-Le-Nouvelet). Deux doublets présenteraient une baisse importante (> 6 °C), qui sont Alfortville et L'Haÿ-les-Roses. Pour le premier cas, il s'agit de la poursuite de la baisse déjà entamée, depuis plusieurs années, à Alfortville, et confirmée par les mesures en tête et en fond. Dans le second cas, cette baisse rapide et brutale peut s'expliquer par les nouvelles opérations de Fresnes, Cachan et Villejuif, qui impactent défavorablement les pressions aux puits du doublet de L'Haÿ-les-Roses. Ce refroidissement est accentué avec l'utilisation d'une PAC (scénario 2).

Parmi les nouveaux doublets, ceux qui sont les plus impactés par un recyclage thermique au puits de production d'ici fin 2046 sont Villejuif, Arcueil-Gentilly et Cachan 3.



Figure 22 : « Bulles froides » modélisées fin 2046 (source : rapport BRGM/RP-63792-FR).

En conclusion, les remarques formulées sont les suivantes :

- doublet de Cachan 3 : le producteur subhorizontal de Cachan 3, orienté vers le sud-est et à l'opposé du drain injecteur orienté nord-ouest, permet d'optimiser la température de production et les débits pour le doublet de Cachan 3 mais, par contre, va pénaliser l'exploitation du doublet actuel de L'Haÿ-les-Roses et du futur doublet de Villejuif (rabattements supplémentaires aux puits producteurs et accroissement du gradient de pression entre puits);
- doublet de Bagneux : le positionnement de l'injecteur de Bagneux au nord et de son producteur au sud permet d'optimiser la température de production, ainsi que le débit d'exploitation, tout en ayant un impact relativement limité sur le gradient de pression à Cachan 3. Ce positionnement permet, par ailleurs, d'éviter le risque de recyclage thermique, depuis l'injecteur de Cachan 3, et de ne pas accroître l'impact défavorable au doublet de L'Haÿ-les-Roses. Indépendamment du positionnement retenu pour l'injecteur, on n'observe pas de refroidissement significatif au puits producteur, après 30 ans d'exploitation ;
- doublet d'Arcueil-Gentilly : ce doublet a un impact limité sur les pressions aux doublets voisins. Sa baisse de température devrait être limitée à 3 °C pour la durée du permis d'exploitation ;
- doublet de Villejuif : le puits producteur positionné à l'est du nouveau puits producteur subhorizontal de Cachan 3 sera négativement impacté avec un rabattement supplémentaire pouvant dépasser 1 bar, dans le cas du scénario 2. La modélisation indique, par ailleurs, une baisse de température pouvant être supérieure à 3 °C d'ici fin 2046 en ce doublet ;
- doublets de Vitry et d'Ivry-sur-Seine : ces doublets sont correctement dimensionnés et ne présentent pas de baisse significative de leur température au producteur. Ils ont, par ailleurs, un impact limité sur les doublets existants les plus proches (Maisons Alfort 1 et 2, Alfortville);
- triplet de Fresnes : le nouveau puits producteur, situé au sud de l'ancien producteur transformé en injecteur, est correctement dimensionné pour le nouveau permis d'exploitation de Fresnes, mais induit néanmoins une augmentation de la pression aux puits de L'Haÿ-les-Roses, notamment en son injecteur (supérieure à 1 bar).

Intitulé de l'étude : Impacts de la réinjection d'un fluide « froid » au Dogger sur le réservoir et sur son exploitation

Référence : BRGM/RP-67061-FR

Années de réalisation : 2016-2017

Objectifs de l'étude :

Cette étude, cofinancée par le BRGM et l'ADEME Île-de-France, avait pour objectif d'apporter des éléments de connaissance nouveaux aux maîtres d'ouvrages et exploitants des opérations géothermiques au Dogger sur les impacts de la réinjection d'un fluide refroidi sur l'intégrité du réservoir au proche puits et ses conséquences potentielles pour l'exploitation à long-terme. Cette étude fait suite à une demande des exploitants des installations géothermiques au Dogger qui, depuis récemment, fonctionnent, pour nombre d'entre elles, avec des PAC en abaissant la température de retour, afin d'exploiter au maximum l'énergie géothermale disponible. Cela implique la réinjection de la saumure exploitée à des températures moyennes (35 °C) et minimales plus basses (25 °C) que celles utilisées jusqu'à présent. Ainsi, des modélisations thermo-hydro-chimiques (THC) et thermomécaniques (TM) ont été réalisées en vue d'évaluer les impacts de la réinjection d'un fluide refroidi sur l'aquifère carbonaté du Dogger. Les modélisations THC ont, par ailleurs, été calibrées sur des mesures réalisées en « open-hole » d'un ancien puits injecteur, à Chelles GCHE-1 (qui a cessé d'être exploité en septembre 2010), par FLODIM, en mars 2016, dans le cadre du projet ANR CO2-DISSOLVED (Kervévan *et al.*, 2017).

Principaux résultats et conclusions :

Les calculs hydro-chimiques ont été réalisés à l'aide du logiciel MARTHE-REACT (Thiéry *et al.*, 2009), c'est-à-dire avec le code de calcul MARTHE pour l'hydrodynamique et le transport de masse et de chaleur développé au BRGM, couplé aux modules géochimiques du code de calcul TOUGHREACT développé par le LBNL de Berkeley.

La première étape a consisté à évaluer différents modèles (monocouche, multicouche) et configurations (modèle radial avec et sans influence du puits de production), ainsi que la sensibilité de différents paramètres (notamment dispersivité du milieu, chimie du fluide du Dogger, pression partielle de CO₂) sur la réactivité chimique du fluide, en utilisant les mesures effectuées au puits de Chelles comme point de calibration.

Le modèle donnant des résultats les plus probants en termes de profils de porosité a ensuite été appliqué pour évaluer l'impact de différentes températures de réinjection (45 °C, 35 °C, 25 °C et 15 °C) pour un doublet sur une durée de 30 ans (durée initiale des permis d'exploitation au Dogger). Les hypothèses utilisées sont une température initiale de 70 °C et un débit d'exploitation moyen de 250 m³/h.

L'altération maximum observée des deux principaux minéraux constituant les calcaires du Dogger (calcite et dolomite) sont de 1 m pour la calcite et 50 m de distance au puits pour la dolomite (Figure 23). Le profil d'altération des carbonates est peu sensible à la température pour les températures de réinjection comprises entre 25 et 15 °C et, par conséquent, il en va de même pour l'impact sur la porosité du milieu. On notera toutefois un comportement un peu différent de la dolomite suivant la température de réinjection, au-delà du front d'altération. Cette faible différence sur les impacts entre 25 °C et 15 °C s'explique, notamment, par l'altération de l'albite (feldspath), qui est beaucoup plus importante à 15 °C et qui favorise la stabilité des minéraux carbonatés (i.e. calcite et dolomite) du fait de l'augmentation du pH du fluide.



Figure 23 : Évolution de la teneur des deux principaux carbonates (calcite et dolomite) dans la formation du Dogger en fonction de la température de réinjection au bout de 30 ans. (source : rapport BRGM/RP-67061-FR).

La porosité du milieu est impactée sur une distance entre 50 m (à 45 °C) et 200 m (à 15 °C) du puits (Figure 24). Cela se traduit par une augmentation de la porosité sur les cinq premiers mètres (accroissement de la porosité supérieur à 400 %) et une diminution de la porosité de l'ordre de 20 % au maximum, entre 5 et 50 à 200 m, suivant la température du fluide réinjecté.



Figure 24 : Évolution du profil de porosité dans la formation du Dogger en fonction de la température de réinjection au bout de 30 ans (source : rapport BRGM/RP-67061-FR).

La modification de la porosité induit une modification de la perméabilité intrinsèque du milieu : cette dernière est augmentée au proche puits (< 5 m), où l'on observe la dissolution des carbonates (majoritairement la calcite) et, au contraire, est diminuée ensuite du fait de la réprécipitation de la calcite et de dolomite (au maximum, sur 200 m pour une température de réinjection de 15 °C), et va, de fait, impacter les pressions du fluide au proche puits et dans le réservoir (Figure 25). Cette modification des pressions est, néanmoins, limitée. Elle se traduit par une réduction de la pression d'injection au proche puits de 45 à 35 bar maximum. Au-delà de 1 m du puits, la pression est accrue par rapport au cas où la perméabilité du milieu ne serait pas impactée (i.e. si on ne tient pas compte de l'impact d'une modification de la porosité sur la perméabilité du milieu), puis les pressions redeviennent identiques entre 50 et 200 m du puits, selon la température de réinjection.



Figure 25 : Charge hydraulique (trait plein) en fonction de la température (trait pointillé) après 30 années de réinjection, avec prise en compte du couplage avec la porosité. (source : rapport BRGM/RP-67061-FR).

L'échelle des distances pour les charges hydrauliques est logarithmique.

Les calculs thermomécaniques ont été réalisés à l'aide d'un outil numérique basé sur une approche particulaire avec les codes PFC^{2D} (Itasca, 2008) et FLAC^{2D} (Itasca, 2002) modélisant la roche sous forme d'un assemblage de sphères dans le cas de modèles 2D (Figure 26). Cet assemblage permet de reproduire la texture et la minéralogie de la roche. Le comportement mécanique de la roche modélisée est piloté par les propriétés des particules et les lois de contacts. Le comportement macroscopique du modèle de roche est calé dans la mesure du possible sur les résultats d'essais en laboratoire. Dans cette étude, une roche représentative des horizons producteurs du Dogger a été modélisée en utilisant les données disponibles concernant sa minéralogie, sa texture et son comportement mécanique. Les calculs permettent de prendre en compte la phase de creusement du puits, la mise en pression et l'injection du fluide froid dans un puits de type trou nu.



Figure 26 : a. Inclusion du modèle particulaire PFC dans un modèle continu FLAC représenté à travers son maillage. b. Détail d'un modèle particulaire (source : rapport BRGM/RP-67061-FR).

Lors de la foration, il a été choisi de considérer l'hypothèse d'un poids de la colonne de boue suffisant pour équilibrer la pression interstitielle. Cette situation ne permet pas d'équilibrer la totalité des contraintes normales dans le puits et apparait donc comme plutôt défavorable lors du forage, tout en évitant un à-coup de pression (kick), lié à une pression interstitielle de la formation plus élevée que celle engendrée par la boue. En fonction de l'état des contraintes, et notamment de la valeur du déviateur, une ovalisation plus ou moins importante apparaît. Ce phénomène de « breakout » est associé au surcreusement du puits sur une profondeur de 3,5 cm, dans le cas du plus faible déviateur ($\sigma_{H}/\sigma_h = 1,5$; Figure 27), et à un endommagement de la roche particulièrement important, et au-delà d'une distance de 1 m du puits (limites du modèle), dans le cas du plus fort déviateur ($\sigma_{H}/\sigma_h = 2$), ce qui ne permet pas de conclure pour ce modèle.



Figure 27 : Ruptures induites autour du puits par la foration avec un état de contrainte tel que $\sigma_{H}/\sigma_{h} = 1,5$ (source : rapport BRGM/RP-67061-FR).

Au-delà des ruptures engendrant un agrandissement local du diamètre du puits, des ruptures intergranulaires plus diffuses apparaissent dans la matrice rocheuse. Celles-ci sont à l'origine d'un affaiblissement des propriétés mécaniques du massif rocheux sur plusieurs dizaines de centimètres à partir des bordures du puits, et probablement également, d'une augmentation de la porosité (non quantifiable par la méthode utilisée).

L'application d'une surpression dans le puits, comprise entre 1 MPa et 3,5 MPa, n'a que peu d'incidence sur l'état de la roche autour du puits (Figure 28) : seules quelques ruptures dans les zones pré-endommagées par la foration sont constatées. Elles représentent un accroissement du nombre de ruptures inférieur à 2 %. Les surpressions appliquées sont en effet très éloignées des pressions nécessaires à l'ouverture de fractures préexistantes ou à la création de nouvelles fractures (breakdown). Cette surpression dans le puits aura plutôt tendance à stabiliser celui-ci, en éloignant la pression dans le puits de la pression limite du « kick » et en reprenant une partie des contraintes normales dans le puits.



Figure 28 : Ruptures induites autour du puits par la mise en pression du puits (source : rapport BRGM/RP-67061-FR).

Au cours de la sollicitation thermique, et à court terme (quelques minutes), des ruptures continuent à apparaître dans la zone pré-endommagée par la foration, aggravant ainsi l'endommagement de cette zone. Leur nombre reste, cependant, très faible au regard du nombre de ruptures engendrées par la foration. Le taux de rupture est d'autant plus faible que la surpression dans le puits est élevée, celle-ci assurant une diminution du déséquilibre liée au creusement du puits (Figure 29).



Figure 29 : Évolution du nombre de ruptures en fonction du temps pour trois chargements hydrauliques et pour une variation de température de 60 °C (source : rapport BRGM/RP-67061-FR).

Les résultats montrent donc, dans la limite des hypothèses choisies, que la sollicitation thermomécanique induit un faible endommagement de la roche dans la zone déjà perturbée par la foration. La foration apparait donc être l'élément principal de la dégradation de la roche autour du puits, et ce d'autant plus que le déviateur des contraintes est important. Les modèles présentés ne permettent, néanmoins, pas de conclure quant à la dégradation de la roche à moyen et long termes induite par la propagation du gradient thermique.

Les modélisations réalisées basées, d'une part, sur les données disponibles (forages au Dogger) et/ou données bibliographiques et, d'autre part, sur les outils/modèles disponibles, n'indiquent, à priori, pas d'impact majeur pour l'exploitation des opérations géothermiques au Dogger. On notera, par ailleurs, que ces modélisations sont volontairement pessimistes en termes de débit et température de réinjection. L'endommagement du réservoir au proche puits, du fait de la réactivité chimique du fluide et/ou du chargement thermique, est donc maximisé.

3.2.2. Aquifère carbonaté du Lusitanien (Figure 30)

Référence du rapport	Titre de l'étude	Année de réalisation
BRGM/RP-63244-FR	Projet LUSITANIEN –Evaluation du potentiel géothermique du Lusitanien du bassin de Paris pour la production de chaleur : mise en adéquation entre ressource et besoins	2013-2014

Figure 30 : Étude sur la caractérisation/modélisation du Lusitanien.

Intitulé de l'étude : Évaluation du potentiel géothermique du Lusitanien du Bassin de Paris pour la production de chaleur : mise en adéquation entre ressource et besoins

Référence : BRGM/RP-63244-FR

Années de réalisation : 2013-2014

Objectifs de l'étude :

Cette étude, cofinancée par le BRGM et l'ADEME Île-de-France, avait pour objectif d'évaluer le potentiel géothermique de l'aquifère carbonaté du Lusitanien encore inexploité et mal connu à ce jour. La démarche a consisté à estimer la ressource géothermale de cet aquifère en calculant la chaleur exploitable surfacique à partir des informations sur les épaisseurs, la profondeur et la température. Dans un second temps, ont été évalués les besoins énergétiques en surface, à partir de la densité de population, à l'échelle du Bassin de Paris ou des consommations prédictives à l'horizon 2020, à l'échelle de la région Île-de-France. Les cartes ont ensuite été croisées, afin d'évaluer l'adéquation de la ressource avec les besoins identifiés en surface. Il est également proposé, dans le rapport, une étude des porosités diagraphiques avec leur répartition spatiale.



Figure 31 : Démarche adoptée pour l'évaluation du potentiel (source : rapport BRGM/RP-63244-FR).

Principaux résultats et conclusions :

L'évaluation du potentiel a été réalisée à deux échelles : celle du Bassin de Paris et celle de la région Île-de-France actuellement fortement exploitée pour la géothermie profonde au Dogger (Figure 31).

À l'échelle du Bassin de Paris, les cartes de profondeur, épaisseurs utiles (faciès considérés comme réservoirs) et température ont été numérisées, à partir de la synthèse de Housse et Maget (1976), puis interpolées sur des grilles 2D de 250 x 250 m. La chaleur exploitable par m² a ensuite été calculée en appliquant la formule proposée par Muffler et Cataldi (1978), en fonction notamment de l'épaisseur et des températures de l'aquifère et de la réinjection supposée.

La carte de la chaleur exploitable surfacique a ensuite été croisée avec les données de densité de population (hab/km²) issue de l'INSEE (données 2009) (Figure 32). Elle a mis en exergue deux zones favorables pour la production de chaleur ciblant le Lusitanien, qui sont le secteur de Meaux et de Lagny-Fontainebleau respectivement, au nord et à l'ouest du département de Seine-et-Marne, ainsi qu'à l'est des départements de Seine-Saint-Denis et du Val-de-Marne. Les épaisseurs sont particulièrement intéressantes (entre 40 et 90 m) pour des températures estimées supérieures à 55 °C.

La région Île-de-France présentant la meilleure adéquation ressource-besoin, il est réalisé dans une seconde étape une évaluation de la ressource actualisée sur la base des données de forages (pétroliers et géothermiques), à l'échelle de l'Île-de-France. Un modèle géologique 3D du Lusitanien a ainsi été construit à partir de l'interpolation des données géologiques des forages profonds (206 forages pétroliers et 75 forages géothermiques). Les températures ont été interpolées sur la base des données de forages corrigées d'une dérive externe représentant le gradient géothermique moyen régional. Ces nouvelles cartes ont ensuite été utilisées pour évaluer la chaleur exploitable surfacique, à l'échelle de la région Île-de-France (Figure 33).

On note une augmentation de la chaleur exploitable du nord-ouest vers le sud-est liée, à la fois, aux épaisseurs plus importantes et également à la température plus élevée. On notera que les épaisseurs considérées ici sont les épaisseurs totales de la formation (ensemble des faciès du Lusitanien), donc le calcul maximise la chaleur exploitable comparée aux cartes précédentes. On considère, de fait, que les résultats sont moins pertinents pour l'évaluation du potentiel ; en conséquence, les données des consommations ont ensuite été comparées, comme précédemment, à la chaleur exploitable, sur la base des données de Housse et Maget (1976), et confirment les secteurs précédemment identifiés.

L'étude a ensuite été complétée par une analyse des diagraphies disponibles (Gamma-Ray, résistivité électrique, sonique) aux forages (32 puits retenus et analysés) pour estimer la porosité du Lusitanien. L'analyse statistique des porosités diagraphiques ne permet, cependant, pas de conclure sur la capacité réelle du réservoir à produire. Ces dernières sont peu corrélées aux différents faciès et à la perméabilité, à l'instar des réservoirs silico-clastiques.



Figure 32 : Cartes des épaisseurs utiles (haut gauche), de la température (bas gauche), de la chaleur exploitable surfacique (milieu) et du croisement ressource/densité de population (droite) à l'échelle du Bassin de Paris, d'après les données de Housse et Maget (1976) et de l'INSEE. (source : rapport BRGM/RP-63244-FR).

e-de-rrance, a apres les donnees acualisees de forages et consommations energe (source : rapport BRGM/RP-63244-FR).

ressource/besoin (droite) à l'échelle de la région Île-de-France, d'après les données actualisées de forages et consommations énergétiques à l'horizon 2020 Figure 33 : Cartes des épaisseurs utiles (haut gauche), de la température (bas gauche), de la chaleur exploitable surfacique (milieu) et du croisement



Bilan de la filière géothermie profonde pour la production de chaleur

Référence du rapport	Titre de l'étude	Année de réalisation	
BRGM/RP-56626-FR	Projet CLASTIQ: CLAyed sandSTone In Question	2006-2008	
BRGM/RP-61472-FR	CLASTIQ-2: Programme de recherche sur les ressources géothermales clastiques en France (bassin de Paris et fossé Rhénan)	2009-2012	

3.2.3. Aquifère clastique du Trias

Figure 34 : Études sur la caractérisation/modélisation du Trias.

Intitulé de l'étude : Projet CLASTIQ: CLAyed sandSTone In Question

Référence : BRGM/RP-56626-FR

Années de réalisation : 2006-2008

Objectifs de l'étude :

Cette étude, cofinancée par le BRGM et l'ADEME, avait pour objectif de mettre en place un programme de recherche sur les ressources géothermales profondes de type basse et moyenne températures des réservoirs clastiques en France métropolitaine (Figure 34). Le projet comprenait deux grands objectifs : l'évaluation du potentiel géothermique des réservoirs argilo-gréseux profonds du territoire métropolitain (Buntsandstein du Fossé rhénan et du Bassin bressan, formations clastiques tertiaires du Fossé de la Limagne, Trias du Bassin de Paris ; Figure 35) et une synthèse des problèmes de réinjection rencontrés dans ces formations clastiques.

La méthodologie appliquée pour l'évaluation du potentiel géothermique des différents réservoirs clastiques étudiés est basée sur la méthode de Muffler et Catali (1978). Elle consiste à calculer la chaleur maximale extractible ou exploitable par unité de volume de roche, indépendamment des propriétés pétro-physiques de la roche (porosité matricielle, de fracture, ...). Le calcul est ensuite exprimé sur une grille de 250 x 250 m pour avoir une chaleur exploitable surfacique (GJ/m²).



Figure 35 : Carte schématique des grands bassins sédimentaires du territoire métropolitain (en bleu) et position des bassins étudiés dans le cadre du projet CLASTIQ (en orange) (source : rapport BRGM/RP-56626-FR).

Principaux résultats et conclusions :

Le calcul du potentiel géothermique du Buntsandstein, à l'échelle du Bassin bressan (profondeurs comprises entre 2 000 et 3 000 m, avec des températures supérieures à 100 °C), et du Buntsandstein, à l'échelle du Fossé rhénan (profondeurs comprises entre 1 000 et 2 000 m avec des températures souvent supérieures à 100 °C) (Figure 37), a été réalisé à partir d'une synthèse des données géologiques existantes (synthèses géologiques, données de forages pétroliers). Les données ont été numérisées et interpolées pour établir des cartes de profondeur, épaisseur et température qui ont permis in fine le calcul de la chaleur exploitable. Du fait des épaisseurs maximales relativement faibles (50 m maximum) dans le Bassin bressan, le potentiel ne dépasse pas 2 GJ/m². Deux zones présentent un potentiel plus élevé : le secteur à l'aplomb de Bourg-en-Bresse et le secteur localisé au nord-est de Foissiat. Dans le Fossé rhénan, les épaisseurs des formations détritiques peuvent atteindre 500 m ou plus et, de ce fait, conduisent à un potentiel beaucoup plus élevé (entre 15 et 30 GJ/m² en moyenne). Le potentiel le plus élevé se situe dans le nord du fossé, avec toutefois une zone intéressante autour de Sélestat. Une étude plus détaillée, avec construction d'un modèle géologique 3D, a ensuite été réalisée dans le secteur de Strasbourg-Obernai, à partir des données de forages combinées au retraitement de lignes sismiques des années 1970-1980.

Le calcul du potentiel géothermique du Fossé tertiaire de la Limagne (Figure 37) s'est appuyé sur le modèle 3D du socle et du Bassin tertiaire de Limagne (Dagallier, Genter *et al*, 2004) pour les données géologiques (profondeurs, épaisseurs des formations). La température est obtenue par un modèle thermique diffusif en imposant une température constante à la surface et un flux de chaleur à la base du modèle calibré sur les données des puits. La chaleur exploitable est ensuite calculée pour les trois réservoirs identifiés (S1-DET : Éocène inférieur, S2-DET : Éocène supérieur et S3-DET : Oligocène inférieur). Le réservoir le plus favorable est la réservoir S1-DET avec un potentiel jusqu'à 30 GJ/m². Les zones les plus favorables sont localisées dans la partie occidentale du fossé et sur une zone centrée autour de Châtelguyon.

Le calcul du potentiel géothermique du Trias du Bassin de Paris a été réalisé pour cinq réservoirs qui sont les grès de Donnemarie, les grès de Sainte-Colombe, les grès de Chaunoy, les grès de Boissy et les grès du Rhétien marin (Figure 38). Ces cinq réservoirs ne sont pas présents sur l'ensemble du bassin, notamment les grés de Sainte Colombe et du Rhétien marin existent uniquement dans l'est du bassin.

Les grès de Donnemarie présentent un potentiel élevé (jusqu'à 25 GJ/m²) dans la région Nogent-sur-Seine - Sézanne - Épernay du fait notamment d'une forte épaisseur de réservoir (entre 250 et 450 m). Les grès de Chaunoy ont un potentiel maximal de 7,7 GJ/m² dans la région de Château-Thierry. Les grès de Boissy présentent un potentiel maximum de 4 GJ/m² dans la région située entre Compiègne et Épernay. Enfin, les grès de Sainte Colombe et les grès du Rhétien marin ont un potentiel respectif maximum de 3 et 2 GJ/m² entre Brie et Champagne.

À l'échelle de l'ensemble du Bassin de Paris, en additionnant le potentiel de chacun des réservoirs étagés, c'est le secteur de Brie-Champagne centré sur Sézanne et incluant les villes de Meaux, Épernay, Nogent-sur-Seine qui présente le potentiel le plus élevé (chaleur exploitable estimée de 35 GJ/m²). À l'échelle de la région Île-de-France (Figure 36), où le Dogger est exploité pour la géothermie, les réservoirs clastiques les plus prometteurs sont les grès de Donnemarie et du Chaunoy dans la partie est (entre 4 et 8 GJ/m²), alors qu'en zone centrale le potentiel est plus faible (maximum de 2,5 GJ/m²).

Cette première évaluation du potentiel des réservoirs clastiques sera, par la suite, complétée et affinée en réalisant un modèle géométrique 3D des réservoirs clastiques habillé des propriétés pétro-physiques (porosité, perméabilité), dans la cadre du projet CLASTIQ-2.

Pour finir le projet a également étudié les problématiques de réinjection dans les réservoirs argilo-gréseux avec une synthèse bibliographique des retours d'expérience en France et en Europe et une étude géochimique des fluides du Trias. Ces éléments sont ensuite repris et complétés dans le projet GUIDOCLAST sur les bonnes pratiques pour l'exploitation des réservoirs argilo-gréseux, ainsi que dans le projet CLASTIQ-2 pour les aspects géochimiques liés notamment à la réinjection. Les études sur les problématiques de réinjection dans les réservoirs clastiques sont reprises plus en détail dans le § 3.5.2 sur l'exploitation des ouvrages.

Potentiel des réservoirs	Zone centrale	Zone est	
Grès du Rhétien marin	0 (réservoir absent)	< 1	
Grès de Boissy	< 2	~ 2	
Grès de Chaunoy	< 2,5	~ 4	
Grès de Sainte Colombe-Voulzie	0 (réservoir absent)	0 (réservoir absent)	
Grès de Donnemarie	< 2	5 à 8	
Potentiel du Trias	Zone Centrale	Zone est	
Total cumulé Trias	2 (Cergy) à 6 (Melun)	~12	







BRGM/RP-69577-FR - Rapport final





Intitulé de l'étude : CLASTIQ-2: Programme de recherche sur les ressources géothermales clastiques en France (Bassin de Paris et Fossé rhénan)

Référence : BRGM/RP-61472-FR

Années de réalisation : 2009-2012

Objectifs de l'étude :

Cette étude, cofinancée par le BRGM et l'ADEME, dans la continuité des travaux réalisés dans CLASTIQ, a pour objectif d'améliorer la connaissance des réservoirs clastiques et à contribuer *in fine* au développement de projets opérationnels, dans ce type de réservoir. Elle vise notamment une meilleure connaissance des formations du Chaunoy et de Donnemarie du Bassin de Paris, ainsi que du Buntsandstein et son interface avec le socle dans le Fossé rhénan, qui ont démontré un potentiel intéressant dans CLASTIQ.

Trois échelles sont ainsi explorées dans le projet CLASTIQ-2 :

- l'échelle régionale du bassin : améliorer la connaissance géologique et géothermique 3D des formations du Trias dans le Bassin parisien et le Fossé rhénan ;
- l'échelle locale d'un doublet géothermique : modéliser l'impact de l'architecture sédimentaire sur le fonctionnement hydro-thermique d'un doublet géothermique ;
- l'échelle du proche puits : étudier la phénoménologie de la réinjection des saumures géothermales au proche puits (effets thermo-mécaniques, géochimiques).

Principaux résultats et conclusions :

• Échelle régionale (Bassin de Paris)

La méthodologie utilisée pour la réalisation d'un modèle géologique 3D du Trias du Bassin de Paris est basée sur l'application des concepts de la stratigraphie séquentielle, méthode développée initialement par les pétroliers. Ainsi, dans le Bassin de Paris, le découpage de la stratigraphie en séquence de dépôts fait apparaître 6 unités séquentielles pour les grès de Donnemarie et 4 à 8 unités pour les grès de Chaunov (entre 10 et 40 m d'épaisseur par unité). Les corrélations des unités séquentielles sur 75 forages pétroliers sélectionnés sur une superficie de 120 x 140 km, à l'est de Paris, ont ainsi été reportées dans un modèle 3D PETREL prenant en compte les failles majeures du secteur d'étude. Le modèle géométrique est ensuite renseigné en environnements de dépôts qui varient latéralement. La deuxième étape a ensuite été « l'habillage » du modèle géométrique avec les propriétés pétro-physiques (porosité et perméabilité). Le paramètre de départ est la porosité matricielle qui est obtenue, soit par diagraphie, soit par mesures sur échantillons de carottes (plug). Des lois (PHI-K) sont ensuite définies afin de corréler les mesures de perméabilité sur plug avec la porosité. Différentes lois sont définies par type de réservoir (Chaunoy, Donnemarie) et par type d'environnement de dépôts (cône alluvial distal, médian, proximal à médian, proximal). Dans une dernière étape du modèle, il s'agissait d'évaluer la transmissivité des différents réservoirs, à partir des donnés de perméabilité (lois PHI-K) et du net-to-gross (pourcentage de hauteur utile de chaque séquence stratigraphique). Cette étape a consisté notamment à calculer une perméabilité moyenne sur la hauteur de chaque séquence pour définir la valeur moyenne de perméabilité des sables utiles. La transmissivité est ensuite calculée par le produit des modèles de perméabilité et de hauteur utile pour chaque séquence.

Ces modèles sont toutefois à prendre avec précaution, notamment dans les zones peu contraintes par les forages (bordures du modèle), ainsi que sur les valeurs de transmissivités obtenues, basées sur les mesures de perméabilité sur carottes, qui ont tendance à sousestimer la transmissivité réelle : pour cette raison, les cartes sont exprimées en termes de favorabilité et non en valeur de transmissivité intrinsèque (mD.m).

Pour les grès du Chaunoy, les zones les plus favorables se situent dans le périmètre de Meaux, Roissy-Charles-de-Gaulle et Villeneuve-Saint-Denis. Pour les grès de Donnemarie, les zones les plus favorables se situent dans le périmètre de Villeneuve-Saint-Denis, Coulommiers et Melun (Figure 39).

Cette analyse a également été complétée par une analyse des anomalies thermiques observées à différentes échelles (régionale, locale, puits) et les sources possibles de ces anomalies (processus de réfraction thermique, circulations de fluides). Enfin, il est également proposé une modélisation tectonique-thermique 3D des températures, à l'échelle du bassin, intégrant la lithosphère et la croûte calibrée sur les données aux puits en complément de la modélisation géostatistique réalisée dans CLASTIQ (Figure 40). Ces deux approches donnent des résultats relativement différents : la modélisation thermique a tendance à lisser les anomalies thermiques locales par rapport au modèle géostatique ; par contre, elle permet de mieux rendre compte de la température à plus grande échelle, notamment dans les zones peu couvertes par des données.

• Échelle régionale (Fossé rhénan)

Une modélisation géostatistique des températures est également proposée pour le Fossé rhénan, à partir d'une modèle thermique 3D sur la base des données aux puits (509 données de température), avec la représentation des erreurs liées à l'interpolation. Les anomalies thermiques sont également étudiées sur la base du gradient géothermique moyen. Ces analyses ont été complétées par des modélisations de circulation de fluide dans le Fossé rhénan.

L'étude a été complétée par une analyse de l'interface socle-couverture à partir du retraitement et une analyse de profils sismiques, afin de mieux caractériser la fracturation (passage des failles de la couverture au socle, orientation des fractures) en vue d'une exploration géothermique.



Figure 39 : Exemple des zones de favorabilité (en termes de transmissivité) pour les grès de Chaunoy (gauche) et de Donnemarie (droite). (source : rapport BRGM/RP-61472-FR).

BRGM/RP-69577-FR - Rapport final



Figure 40 : Comparaison des températures du Bassin de Paris avec la méthode de la modélisation tectonique-thermique (gauche) et la modélisation géostatistique (droite) pour différentes profondeurs (source : rapport BRGM/RP-61472-FR).

• Échelle du doublet

Les travaux de modélisation ont consisté, à partir d'un bloc synthétique fourni par l'École des Mines de Paris (bloc *Flumy*; Figure 41) représentant les dépôts en environnement fluviatile, à réaliser des simulations hydro-thermiques pour différentes architectures de puits d'un doublet (vertical, drains horizontaux) et différentes orientations des puits par rapport aux structures perméables. La construction du bloc repose sur le couplage entre la modélisation des processus hydrauliques et sédimentaires et un générateur aléatoire d'évènements permettant de produire différentes réalisations pour un même jeu de paramètres. Le bloc initial comprend 200 x 160 x 200 cellules de 25 cm de dimension chacune. Pour les fins de simulation, le bloc a été réduit (*upscaling*) pour obtenir une grille de 100 x 80 x 100, avec des cellules de 50 m de côté en x/y et 0,5 m en z. Les propriétés pétro-physiques utilisées pour les différents types de faciès sont issues de la littérature pour la formation du Chaunoy.



Figure 41 : Représentation du bloc Flumy (corps sableux perméables en jaune et rouge et corps argileux imperméables en vert) (source : rapport BRGM/RP-61472-FR).

Deux types d'architectures de puits ont été modélisées : un doublet avec des puits verticaux espacés de 1 km et un doublet avec des drains horizontaux espacés de 750 m et longs de 750 m chacun positionnés à mi-hauteur du bloc. Par ailleurs, le doublet est orienté, soit parallèlement aux chenaux (suivant x), soit perpendiculairement aux chenaux (suivant y). Les paramètres considérés pour les simulations sont un débit moyen de 200 m³/h, une température initiale de 90 °C et une température de réinjection de 40 °C. Par ailleurs, les simulations prennent en compte la réinjection avec une concentration d'un traceur de 1 g/l.

Les simulations montrent que la décroissance thermique la plus forte est celle où le doublet est orienté parallèlement aux chenaux (Figure 42). Par ailleurs, si la percée thermique intervient en premier pour des drains horizontaux, la décroissance thermique est ensuite plus lente sur la durée de l'exploitation comparée aux puits verticaux. La bulle froide se développe ainsi préférentiellement le long des structures perméables, ce qui permet de ralentir notablement sa propagation vers le puits de production dans le cas des puits orientés perpendiculairement aux chenaux. On notera que les décroissances calculées sont importantes car le modèle ne prend pas en compte le rôle thermique des épontes imperméables.

	Wells position				
	Parallel to channels Wells orientation		Perpen	dicular to	<u>00</u>
			Wells orientation		0.50
	vertical	horizontal	vertical	horizontal	a de la companya de la
ΔT (°C) after 5 years	0.78	1.12	0	0	emperatu 08
ΔT (°C) after 10 years	6.86	4.17	0	0	oduction 1
ΔT (°C) after 20 years	15.19	9.51	0.01	0	α ₇₀ 0 5 10 15 20 25 3 Time (years)
ΔT (°C) after 30	19	12.77	0.16	0.02	 vertical wells parallel to the channels direction horizontal wells parallel to the channels direction

Figure 42 : Baisse de température simulée pour les différentes architectures de puits et orientation par rapport aux chenaux (source : rapport BRGM/RP-61472-FR).

L'injection d'un traceur a permis de comparer l'évolution des fronts thermique et chimique. Le transport du traceur étant principalement régi par la convection, cela permet de faire la part entre les processus de convection et de diffusion dans le cas du transport de chaleur. La Figure 43 illustre ces phénomènes. Le traceur est beaucoup plus étendu que la bulle froide et suit beaucoup plus la forme des corps perméables.



Figure 43 : Propagation du front thermique (B et D) et du traceur (C et E) dans le cas de puits verticaux (B et C) ou horizontaux (D et E), avec une orientation des puits suivant les chenaux (A) (source : BRGM/RP-61472-FR).

• Échelle du proche puits

Une première étude a porté sur l'identification **des processus géochimiques et leur impact sur les propriétés du réservoir, lors de la réinjection du fluide du Trias dans la formation carbonatée du Dogger**. Cette étude provient des difficultés de réinjection rencontrées dans les opérations anciennes du Trias, qui avaient conduit à leur abandon. Ainsi, une alternative serait la réinjection dans la formation sus-jacente du Dogger. Le workflow de l'étude (Figure 44) a consisté :

- dans un premier temps, à reconstituer les conditions *in situ* du fluide (pression et température du réservoir) ;
- dans un deuxième temps, à simuler son refroidissement (40 °C dans le cadre du projet CLASTIQ 2) en système fermé, puis son injection dans l'aquifère du Dogger, avec différents taux de mélange, afin de calculer les indices de saturation des diverses phases minérales à l'équilibre (sans cinétique de dissolution/précipitation);
- dans un troisième temps, à intégrer les lois de cinétique aux mélanges précédents, afin de quantifier les réactions de dissolution/précipitation potentiellement engendrées ;
- dans un quatrième temps, à simuler un système ouvert en mettant en œuvre une modélisation couplée thermo-hydrochimique (THC), afin de quantifier l'impact potentiel sur la porosité.

Objectif(s)	Etape(s)	Modélisation	Code de calculs	Base de données	Paramètres observés
Calculer la composition chimique du pôle « Trias refroidi »	1 et 2.a)		PHREEQC	Thermoddem et Ilnl.dat	Indice de saturation (IS) des
		Batch	SCALE2000	BDT attachée au logiciel SCALE2000	
Identifier les principaux processus géochimiques (comme les éventuelles précipitations de phases secondaires)	2.b)	Batch	<i>id.</i> étapes 1 et 2.a)	<i>id.</i> étapes 1 et 2.a)	minéraux
Evaluer les chemins réactionnels,		Batch + Cinétiques de	id ótapos 1 ot	id átanos 1 ot	Quantités de
et plus généralement, préciser les conclusions de l'étape 2.b)	3	des minéraux (phases secondaires possibles incluses)	2.a)	précipités ou dissous	
Estimer dans l'espace et dans le temps l'impact de l'injection			MARTHE- REACT	EQ36.dat	Volume de minéraux
des fluides refroidis du Trias sur la porosité du Dogger • Mieux comprendre la réactivité du proche puits d'injection	4	Couplée THC, Radial 2D	MARTHE- PHREEQC	Thermoddem	précipités ou dissous + porosité du Dogger

Figure 44 : Workflow de l'étude (source : rapport BRGM-RP-61122-FR).

La composition chimique des fluides du Trias provient de prélèvements d'eau dans des forages pétroliers de Chaunoy et Champotran, en Seine-et-Marne, réalisés dans le cadre du projet CLASTIQ. La composition chimique des fluides au Dogger provient des forages géothermiques les plus proches, respectivement à Coulommiers et Melun-l'Almont (Figure 45). Deux compositions minéralogiques du Dogger ont été considérées pour chacun des couples Trias/Dogger (Figure 46).
	CHAUNOY	CHAMPOTRAN		1		MELUN	COULOMMIERS	
	Chaunoy 73	CHAN25				Melun 83	GCO1	
рН	6	6,5			Hq	6,2	6,24	
Na	36 700	36 200	mg/l		Na	3 969	10 181	ma/l
K	972	952	mg/l		K	69.48	142	ma/l
Mg	1 068	1 010	mg/l		Ma	148	356	ma/l
Ca	5 841	5 600	mg/l		Ca	578	1 763	mg/l
CI	73 500	72 000	mg/l		CI	7 200	19.489	mg/l
SO4	704	685	mg/l		<u><u></u></u>	956	1 3 1 0	mg/l
C _{inorg.} (HCO ₃)	7,5	7,3	mg/l			0.40	1.62	mg/l
TDS	120	118	g/l			9,40	1,05	mg/l
Br	673	633	mg/l		Alcalinite	309,79	200	mg/i
NH ₄	62	63,3	mg/l			13	33	g/I
F	< limite quantification	0,7	mg/l		Br	41,38	78,16	mg/l
SiO ₂	49,6	40,3	mg/l		N	16,15	27,99	mg/l
AI	22,2	64,7	µg/l	1	F	4,24	0,63	mg/l
В	52	58	mg/l	1	SiO,	40,88	45,36	mg/l
Ba	2 278	2 299	µg/l	1	AI	7,12	6,13	µg/l
Fe	18,7	5,72	mg/l	1	в	9,00	17,98	mg/l
Li	40	36,3	mg/l	1	Ba	157,6	51,09	µg/l
Mn	1 396	12 95	µg/l		Fe	0,11	6,10	mg/l
Pb	80	11	µg/l		Li	1,48	2,64	mg/l
Sr	300	287	mg/l		Mn	Non analysé	61,30	µg/l
Zn	482	302	µg/l		Sr	32,92	59,61	mg/l

Figure 45 : Compositions chimiques des eaux au Trias (gauche) et au Dogger (droite) (source : rapport BRGM-RP-61122-FR).

	Fraction massique (%)			
Minéraux	Région de Melun (couple 1)	Région de Coulommiers (couple 2)		
Calcite	70	70		
Dolomite désordonnée	10	10		
Quartz	5	5		
Albite	5	5		
Feldspath-K	5	5		
Barytine	5	0		
Anhydrite	0	5		

Figure 46 : Compositions minéralogiques du Dogger utilisées.

Les résultats des modélisations batch avec cinétique indiquent que le refroidissement des saumures du Trias (de 100 à 40 °C) provoquerait la sous-saturation des carbonates (calcite et dolomite) et de l'anhydrite, ainsi que la sursaturation de la silice, de la barytine et des argiles.

Les principales réactions observées pour différents taux de mélange sont la dissolution de l'anhydrite, si cette dernière est présente dans la formation du Dogger et, dans une moindre mesure, la dissolution des carbonates (dolomite désordonnée notamment) et une précipitation de sulfures (pyrite notamment), de barytine (si présente) et d'argiles (Figure 47).

Les résultats des modélisations THC montrent que ces réactions restent limitées au proche puits (distance < 50 m) et que l'impact sur la porosité est limité dans le cas où l'anhydrite ne compose pas le Dogger (Figure 48). Si cette dernière est présente, on observe, dans ce cas, un accroissement de la porosité. Il est toutefois à préciser que ces résultats ont été obtenus pour une période de huit mois de réinjection. Une simulation sur trois années a toutefois été réalisée et indiquait une poursuite des tendances observées.

	Risque en fonction du % d'eau du Dogger dans le mélange :					
	(+) j	précipit	ation (-)	dissol	ution (0) aucun
Minéraux	0	20	40	60	80	100
Calcite	0	0	0	0	0	0
Dolomite désordonnée	-	-	-	-	0	0
Quartz	0	0	0	0	0	0
Albite_low	_	-	-	0	0	0
Feldspath-K	+	+	+	+	+	0
Barytine	+	+	+	+ 0	0	0
Anhydrite	0 _	0	0	0	0	0
Magnésite	0	0	0	0	0	0
Calcédoine	+	+ 0	0	0	0	0
Gibbsite	+	+	+	+	+ 0	0
Argiles (Kaolinite, Illite et Montmorillonite-Na)	+	+	+	+	+	0
Sulfures (Pyrite, Sphalérite et Galène)	+	+	+	+	+	0

Figure 47 : Synthèse des réactions de précipitation (+)/dissolution (-) pour différents taux de mélange Trias/Dogger (source : rapport BRGM-RP-61122-FR).

(en bleu : composition chimique Chaunoy/Melun, en rouge : composition chimique Champotran/Coulommiers, en noir : résultats similaires pour les deux compositions considérées).

	Couple 1		Couple 2		Unités
Scénario	1	2	1	2	
Delemite déserdennée	14	10 E	1.4	1 1	dm ³ /m ³
Dolollitte desordollitee	-14	-12,5	-1,4	-1,1	de terrain
Calcite	147	112.1	10.0045	10.002	dm ³ /m ³
Calcite	+14,7	+13,1	+0,0045	+0,005	de terrain
Montmorillonite-Na	+0,47	+0,16	+0,075	+0,022	cm ³ /m ³ de terrain
Porosité	-0,08	-0,07	+0,14	+0,11	point

Figure 48 : Variations des volumes de minéraux et de la porosité pour les deux compositions chimiques et pour deux scénarios de débit (scénario 1 : 150 m³/h, scénario 2 : 75 m³/h). (source : rapport BRGM-RP-61122-FR).

Une deuxième étude a porté sur l'évaluation des effets thermomécaniques, pendant les phases de foration et de réinjection dans les grès, avec dégradation potentielle des formations argilo-gréseuses. L'étude a été appliquée au forage de Melleray (45).

La méthode adoptée a consisté à modéliser le déconfinement de la roche autour du puits d'injection du fait de la foration, puis le refroidissement de la roche lié à la réinjection, lors de la mise en exploitation, avec une approche de type « micro-macro ». Cinq modèles numériques de grès basés sur la texture pétrographique des faciès présents dans le forage d'injection ont été utilisés (Figure 49). Un modèle de grès fin poreux (noté G1), un modèle de grès rose silicifié (noté G4) et trois modèles correspondant à un grès blanc à ciment dolomitique présentant des propriétés de résistance à la traction et/ou cohésion des liaisons particulaires différentes (notés G2, G2a, G2b).



Figure 49 : Différents modèles de grès traités (source : rapport BRGM/RP-61472-FR).

Le modèle appliqué consiste en un modèle particulaire PFC2D de 54 cm x 54 cm inclus dans un modèle continu FLAC2D de 2 m x 2 m. Le puits de rayon 9 cm est centré dans le modèle PFC.

En contexte de contraintes anisotropes, la foration apparaît être une étape favorable à l'endommagement des grès aux propriétés mécaniques faibles pouvant se traduire au cours du temps par une production de sable (Figure 50). Dans le cas G2b (faciès de grès blanc à ciment dolomitique aux propriétés mécaniques dégradées), les ruptures entre les grains sont les plus importantes dans la direction de la contrainte minimale. Cette dégradation de la roche, correspondant à un « *breakout* », a pour conséquence l'augmentation locale du rayon du puits, initialement à 9 cm, jusqu'à 10,4 cm. Ce « *breakout* » se traduit également par un endommagement du puits avec des grains qui peuvent être mobilisés, lors des phases d'arrêt de l'injection, comme celle qui a eu lieu avant la baisse d'injectivité au forage GMY2 de Melleray.



Figure 50 : Ruptures associées à la phase de creusement du puits pour les différents modèles de grès traités (source : rapport BRGM/RP-61472-FR).

La sollicitation thermique va accroître l'endommagement autour du puits (Figure 51). Cet endommagement prend la forme de ruptures diffuses et, pour l'ensemble des cas traités dans un état de contraintes anisotropes, une fissuration s'est développée selon l'axe de contrainte majeur. Le modèle de grès blanc à ciment dolomitique (G2), caractérisé par une granulométrie hétérogène et la présence de ciment, apparaît être un faciès propice à la production de sables dans un état de contraintes anisotropes. L'hétérométrie granulaire des modèles de grès G2 favorise un endommagement autour de la fissure pouvant *in fine* se solder par le détachement des particules sur les épontes des fissures et contribuer ainsi à la production de sable. À l'opposé, le modèle de grès fin poreux cimenté (G1), à granulométrie homométrique, a subi une dégradation très localisée, le long des fissures, selon la contrainte maximale, et n'a que peu été endommagé par des ruptures diffuses. La fissuration s'est propagée préférentiellement à travers le ciment argileux.



Figure 51 : Proportion de ruptures associées à la phase thermique en fonction du temps pour les différents modèles de grès traités (source : rapport BRGM/RP-61472-FR).

En conclusion, **les sources de production de sable** sont non seulement à rechercher dans les faciès de roche **aux propriétés mécaniques les plus faibles**, mais aussi dans **l'hétérogénéité granulaire**, qui semble être un facteur aggravant de l'endommagement de la roche. En revanche, les **sources de production de fines** seraient plutôt à rechercher dans les faciès de **granulométrie homogène** susceptibles de développer des fissures à travers les ciments argileux sous sollicitation thermique.

3.3. SYNTHÈSE DES ÉTUDES SUR LES OUTILS D'AIDE À LA DÉCISION

Le projet phare a été le développement d'un **outil d'aide pour la gestion de l'aquifère du Dogger de la région Île-de-France,** dans les années 2000, en collaboration avec l'ADEME, avec la mise en place d'un dispositif d'acquisition et de bancarisation des données dit « **base du Dogger** » (<u>http://dogger-idf.brgm.fr</u>). Plusieurs projets, depuis la relance de la géothermie, ont permis de faire évoluer le dispositif (base Access vers une application Web) et de le rendre plus accessible aux bureaux d'études sous-sol intervenant dans les études pour les autorisations de recherche et demande d'ouverture de travaux, et de formaliser la récupération et intégration des données d'exploitation et du sous-sol.

Ce projet récurrent, au-delà de la conservation de l'historique du développement et de l'exploitation du Dogger, a également permis d'affiner les modélisations thermo-hydrauliques au Dogger et d'étudier l'évolution de la géochimie du fluide, depuis son exploitation. La base de données relative au Dogger a été récemment étendue à tous les ouvrages de géothermie profonde produisant de la chaleur sur l'ensemble du territoire national. Le projet a conduit à la refonte de la base désormais renommée SYBASE (<u>http://sybase.brgm.fr/sybase/</u>) pour « SYstème de bancarisation des opérations de géothermie BASse Energie en France métropolitaine ».

Un second outil d'aide a été le projet THERMO2PRO avec le développement d'un **outil Web** d'aide à l'exploration pour la géothermie profonde des bassins sédimentaires pour favoriser la dissémination de la connaissance auprès des professionnels de la filière géothermie. Cet outil a été initialement complété avec des informations issues de projets de recherche tels que CLASTIQ-2 (<u>http://www.thermo2pro.fr</u>). Le projet TRANS-CLAS, qui a suivi, a permis d'élaborer une méthodologie pour le transfert des données vers THERMO2PRO, qui prenne en compte les contraintes liées à ces données et à l'outil. L'outil n'a cependant pas été maintenue par la suite.

Les différents projets sont référencés en Figure 52 et synthétisés ci-après.

Référence du rapport	Titre de l'étude	Année de réalisation
BRGM/RP-58834-FR	Mise en œuvre de la gestion de la ressource géothermique du Dogger de la région lle-de- France dans le cadre du dispositif d'acquisition et de stockage des données	2010
BRGM/RP-60399-FR et BRGM/RP-60996-FR	Gestion de la ressource géothermique du Dogger de la région Ile-de-France - Rapports intermédiaire et final - Année 2011	2011-2012
BRGM/RP-62030-FR	Gestion de la base de données du Dogger en Ile- de-France	2012-2013
BRGM/RP-63139-FR	Gestion du Dogger en Ile-de-France - Année 2013	2013-2014
BRGM/RP-64381-FR	Gestion du Dogger – Bilan année 2014	2014-2015
BRGM/RP-65472-FR	Gestion du Dogger et corrélation entre niveaux producteurs Année 2015	2015-2016
BRGM/RP-67047-FR	Gestion des données géothermiques du Dogger – Année 2016	2016-2017
BRGM/RP-68601-FR	Projet SYBASE: Système de bancarisation et de suivi des opérations de géothermie de basse énergie en France métropolitaine	2018-2019
BRGM/RP-62907-FR	THERMO2PRO : Outil d'aide à l'exploration pour la géothermie profonde des bassins sédimentaires à l'usage des professionnels	2011-2013
BRGM/RP-63957-FR	Projet TRANS-CLAS: Méthodologie de transfert des données utiles au développement du Trias via l'outil Web Thermo2Pro	2013-2015

Figure 52 : Outils d'aide « base de données du Dogger » et THERMO2PRO.

Intitulé de l'étude : Mise en œuvre de la gestion de la ressource géothermique du Dogger de la région Île-de-France dans le cadre du dispositif d'acquisition et de stockage des données

Référence : BRGM/RP-58834-FR

Année de réalisation : 2010

Objectifs de l'étude :

Cette étude, cofinancée par le BRGM et l'ADEME, constituait la phase 3 du programme « Gestion du Dogger » et de la mise en œuvre du système de bancarisation des données. Elle faisait suite aux deux phases précédentes : phase 1 d'octobre 2001 à novembre 2002 sur la conception générale et construction de la base de données (rapport BRGM/RP-52927-FR) et phase 2 de décembre 2002 à mars 2005 sur l'intégration des données disponibles et la conception d'une méthode d'interprétation (rapport BRGM/RP-53782-FR). Cette 3^e phase avait pour objectifs :

- la poursuite de la collecte des données d'exploitation des sites géothermiques en activité avec la mise en œuvre de fichiers standardisés pour la collecte et l'intégration de ces données dans la base Dogger ;
- la poursuite, entamée dans le cadre de la phase 2 du projet, de la compréhension des processus géochimiques majeurs pouvant être à l'origine du concept de précurseurs chimiques de percée thermique aux puits producteurs des doublets;
- la modélisation hydraulique et thermique du réservoir du Dogger en termes de détermination des interférences hydrauliques entre doublets et d'extension des bulles froides autour des forages d'injection des doublets dans le Val-de-Marne et la Seine-Saint-Denis à forte densité d'opérations géothermiques ;
- une analyse comparative de divers scénarios de réhabilitation de doublets géothermiques en cas de vétusté ou de manifestation de la percée thermique (étude spécifique ayant donné lieu à un rapport séparé et présenté § 3.2.1, référence : rapport BRGM/RP-57779-FR).

Principaux résultats et conclusions :

• Base de données

Le projet a permis de mettre en place une procédure *via* des fichiers Excel standardisés, en concertation avec les maîtres d'ouvrage, leurs exploitants et les bureaux d'études sous-sol en charge du suivi réglementaire, pour la collecte régulière des données sur l'ensemble des sites géothermiques de la région parisienne. Des routines d'intégration des données dans les différentes tables ont été élaborées pour alimenter la base du Dogger, à partir des relevés issus des sites géothermiques. Des routines d'extraction des données contenues dans la base ont également été mises en œuvre afin de permettre aux utilisateurs, notamment aux bureaux d'études sous-sol et modélisateurs, de disposer d'informations fiables et suffisamment nombreuses pour affiner les modèles hydrodynamiques et géochimiques développés.

• Diagnostic géochimique

Ce second diagnostic géochimique des fluides du Dogger du Bassin parisien s'inscrit dans la continuité du précédent travail réalisé sur le sujet (phase 2 du projet « Gestion du Dogger », rapport BRGM/RP-53782-FR). La démarche employée pour interpréter les données chimiques a ainsi été reprise et prolongée sur la période 2005-2009. En outre, elle a été étendue à trois sites géothermiques supplémentaires, afin de prendre en compte la variabilité spatiale et les éventuelles interférences entre doublets.

L'examen comprend donc un diagnostic physico-chimique (température, pH, pe et concentrations de certains éléments chimiques dissous) et un diagnostic thermodynamique de fluides géothermiques provenant de quatre secteurs géographiques différents (un à deux sites par secteur). Les données relatives à la chimie des fluides exploités proviennent des mesures périodiques effectuées en tête de puits de production. La mise en évidence d'éventuelles évolutions physico-chimiques intervenues depuis la mise en production des sites géothermiques, et ainsi l'identification du (des) traceur(s) chimique(s) réactif(s) ou non susceptible(s) d'annoncer l'arrivée du front froid dans le voisinage du puits de production, ont été les objectifs principaux de cette analyse.

Secteur	Site géothermique	Ouvrage	Interférences	Température de production (°C)	Teneur initiale en sulfures dissous (mg/L)
Sud	Ris-Orangis	GRO 2	Non	68 - 71	0,1
Suu	Montgeron	GMO 2	Non	69 - 72	2,3
VDM	Alfortville	GAL 2	Oui	71 - 74	3,1
V DIW	Champigny	GCHM 1	Non	75 - 77	2,5
Ect	Coulommiers	GCO 1	Non	81 - 84	0,2
ESI	Meaux-Beauval 1	GMX 5	Oui	74 - 77	0,2
SSD	Clichy-sous-Bois	GCL 1	Non	69 - 72	23,8

Figure 53 : Caractéristiques générales des sites géothermiques considérés (source : rapport BRGM/RP-58834-FR).

Sur la période d'exploitation (1985-2010) :

Les sulfures et le fer dissous sont les seules espèces présentant une variation significative de leur concentration et de façon indépendante de la température. La teneur en sulfures dissous croît progressivement, puis tend à se stabiliser. Cette tendance générale est *a priori* dépendante du débit et des traitements de fond de puits. Ceci laisse envisager un contrôle plutôt cinétique des sulfures. La teneur en fer dissous décroît jusqu'en 2001, puis deux tendances se présentent suivant les sites : une stabilisation pour une minorité d'opérations ou une augmentation progressive pour la majorité des sites examinés. Ce comportement est *a priori* dû aux conditions d'exploitation (chemisage, débit, traitements, etc.). Comme pour les sulfures, le fer est visiblement contrôlé par des processus réactifs sans pour autant satisfaire parfaitement les conditions d'équilibre thermodynamique, surtout en présence d'inhibiteur de corrosion-dépôt.

Le pH est globalement stable (6 < pH < 7). Il diminue en moyenne de 0,15 unité les dernières années d'exploitation (après 2001). La création de dépôts et leur vieillissement progressif dans le puits de production semblent être, en partie, à l'origine de cette diminution. Toutefois, la plus grande contribution pressentie à la diminution du pH est celle du réservoir, qui produirait un fluide de plus en plus acide après recirculation.

Le potentiel d'oxydo-réduction (pe) est différent de celui recalculé à partir du couple (HS^{-}/SO_{4}^{2-}) . Le pe diminue en moyenne de 1,5 unité pour tous les forages (sauf Alfortville et Montgeron pour lesquels le pe est stable). Cette diminution intervient dans les premières années d'exploitation (avant 1990), et se stabilise ensuite.

La mackinawite (FeS) et la calcite (CaCO₃) sont les seuls minéraux pour lesquels l'indice de saturation (IS) évolue de manière sensible :

- la calcite est saturée pour tous les puits (IS ~ 0). Elle reste, néanmoins, susceptible de précipiter en cas de dégazage (IS > 0). Ce risque paraît toutefois réduit les dernières années d'exploitation (2001-2009). En effet, la saturation de la calcite tend à diminuer en raison de la chute générale du pH des fluides ;
- la mackinawite est saturée (- 0,5 < IS < + 0,5) à sursaturée (IS > 0,5) pour tous les puits. De plus, malgré la mise en place des traitements de fond de puits, l'évolution de l'IS de la mackinawite épouse celle du Fe(2). Le risque de précipitation de la mackinawite a ainsi globalement augmenté les dernières années d'exploitation, notamment à cause de la baisse généralisée des débits d'exploitation.

La calcédoine (SiO₂) est saturée pour tous les puits (IS ~ 0). L'anhydrite (CaSO4) est soussaturée pour tous les puits (- 0,6 < IS < - 0,2), sauf pour ceux du secteur est (Meaux-Beauval 1 et Coulommiers) pour lesquels elle est saturée (IS ~ 0). La fluorite (CaF₂) est sous-saturée à sursaturée suivant les secteurs. La gibbsite (Al(OH)₃) et le feldspath potassique (KAlSi₃O₈) sont saturés (- 0,5 < IS < + 0,5) à sursaturés (IS > 0,5) pour tous les puits. La sidérite (FeCO₃) est sous-saturée (IS < - 0,5) pour tous les puits.

Les tendances mises en évidence, lors des phases 1 et 2 du projet, se poursuivent sur la période 2005-2010 pour une part des paramètres analysés (pe, concentrations en majeurs dissous, $S_{(-2)}$ et indices de saturation) et diffèrent pour l'autre part (Fe(2) et pH). Elles paraissent peu dépendantes du secteur géographique, dans la mesure où les différences sont *a priori* à rechercher parmi les conditions d'exploitation (débit, traitements, travaux, etc.). La saturation de l'anhydrite à l'est (région de Meaux et de Coulommiers) est la seule spécificité géographique réellement observée.

Lors de la phase 2, il a été montré que certains éléments (Ca²⁺, HCO₃⁻ et Si) étaient sensibles à la température du fluide, car contrôlés par des minéraux à comportement prograde ou rétrograde. De plus, au regard des cinétiques de précipitation/dissolution des « minéraux de contrôle » des concentrations de ces éléments en solution, il a été précisé que seul le silicium pourrait annoncer l'approche du front froid. Le fait que le calcium ne puisse pas être annonciateur du front froid serait établi, s'il était confirmé que le pH du réservoir a diminué depuis le démarrage des exploitations. En effet, l'augmentation de la teneur en Ca²⁺ due au refroidissement de l'eau géothermale serait amplifiée par celle due à l'acidification de l'eau du réservoir. Toutefois, nous ne constatons pas d'augmentation de Ca²⁺, ni de variation de l'alcalinité (HCO₃⁻), mais uniquement une chute du pH des fluides en tête de puits, apparemment seul paramètre responsable de la chute de l'IS de la calcite. Parallèlement, les phases qui contrôlent les concentrations en silicium (silicates et aluminosilicates) dans les fluides géothermaux sont « potentiellement indicatrices du refroidissement ». Néanmoins, les données en aluminium étant rares, l'état de saturation de la calcédoine reste la fonction active susceptible d'annoncer l'arrivée du front froid dans le domaine du proche puits de production.

Au regard de l'absence de variations de la concentration en silicium et de l'IS de la calcédoine sur la période d'exploitation, le front froid n'a pas encore, du point de vue de la géochimie, atteint les puits de production examinés. Cette conclusion semble corroborée par le suivi des paramètres d'exploitation des sites, et tout particulièrement la température de production. Toutefois, est exclus de ces conclusions le site d'Alfortville, où malgré l'absence de variations en silicium et de l'IS de la calcédoine, la percée thermique a été confirmée par une chute de température mesurée (environ 0,2 °C/an) et par les modélisations hydrodynamiques.

• Modélisation hydraulique et thermique du réservoir

Trois approches de modélisation hydraulique et thermique sont présentées, de la plus simple à la plus complexe, de la réinjection du fluide froid avec prise en compte ou non des interférences entre puits.

La première approche, basée sur une représentation mathématique simplifiée, considère chaque puits injecteur avec un écoulement de type « piston » sans tenir compte du puits producteur et des puits voisins. La bulle est représentée par un cercle centré sur le puits injecteur, la surface du cercle donne la zone envahie par la baisse de température. Cette approche très simplifiée permet d'avoir un ordre de grandeur rapide de la progression du front froid et de le mettre en relation avec des aménagements de type réseau de chaleur en surface.

La deuxième approche, basée sur un modèle hydrodynamique, considère un calcul du déplacement de particules d'eau froide. L'ensemble des puits ainsi que l'hétérogénéité du milieu (perméabilité, épaisseur productive) sont pris en compte dans le modèle. Ce calcul permet de préciser les interférences hydrauliques entre doublets et vers quels puits seront recyclées les eaux froides injectées. L'extension des bulles (zone envahie par les particules) est plus précise du fait que chaque doublet est pris dans son environnement réel.

La troisième approche est basée également sur un modèle hydrodynamique auquel sont ajoutés les processus de transfert thermique. À la différence du modèle précédent, la température du milieu est calculée en chaque maille du modèle et permet notamment de tenir compte du stock de chaleur contenu dans les épontes, qui va ralentir le refroidissement du réservoir. Cette dernière approche, plus précise mais aussi la plus lourde en termes de mise en œuvre et de calcul, a permis de réaliser une cartographie de l'extension des bulles froides à fin 2010 et une prévision à fin 2020 (Figure 54), ainsi que de tracer des courbes d'évolution de la température du fluide à chaque puits de production.

Les résultats des modélisations montrent que les principales interférences entre doublets ont lieu dans le département du Val-de-Marne, où la concentration des opérations est la plus forte, notamment pour les doublets de Maisons-Alfort I et II, Alfortville, Créteil et des doublets de Cachan I et II, L'Hay-les-Roses, Fresnes, Chevilly-Larue, Thiais, Orly I et II. En Seine-Saint-Denis, où de nombreux doublets sont arrêtés et généralement plus espacés les uns des autres, ce sont uniquement les doublets de La Courneuve Nord et Sud qui interfèrent.

Au niveau de l'évolution de la température modélisée au puits de production de chaque doublet, les résultats montrent que six puits devraient présenter une baisse de température supérieure ou égale à 1 °C actuellement. Ces doublets sont ceux de Maisons-Alfort I, Alfortville, Chevilly-Larue, Fresnes, l'Haÿ-les-Roses et Champigny-sur-Marne. Ceux qui, selon le modèle, présentent la courbe de décroissance de température la plus marquée (en moyenne 0,15 °C/an) sont Alfortville et l' Haÿ-les-Roses. Il est à noter que le suivi régulier de la température en tête de puits producteur par les bureaux d'études sous-sol montre, à cette date, que seul le site d'Alfortville a une température du fluide prélevé en cours de décroissance.



Figure 54 : Champ de température modélisé à fin 2020 (source : rapport BRGM/RP-58834-FR).

Intitulé de l'étude : Gestion de la ressource géothermique du Dogger de la région Île-de-France - Rapports intermédiaire et final - Année 2011

Références : BRGM/RP-60399-FR et BRGM/RP-60996-FR

Années de réalisation : 2011-2012

Objectifs de l'étude :

Cette étude, cofinancée par le BRGM et l'ADEME, avait comme principaux objectifs :

- affiner les modélisations thermo-hydrodynamiques du Dogger avec, notamment, une étude d'inter-comparaison sur la modélisation de la percée thermique sur un doublet spécifique du Dogger pour lequel une baisse sensible de température au puits de production est observée (doublet d'Alfortville);
- réaliser une étude de sensibilité, d'une part, sur les paramètres influant les transferts thermiques (notamment, le temps de percée thermique et la décroissance thermique au puits de production) afin d'identifier ceux qui ont le plus grand impact sur la précision des résultats obtenus et, d'autre part, sur les indices de saturation des minéraux potentiellement indicateurs de la percée thermique (SiO₂) vis-à-vis des variations de température et les incertitudes de mesures ;
- pérenniser la collecte des données au Dogger (données d'exploitation, physico-chimiques, hydrogéologiques..), notamment via des fichiers Excel standardisés et une routine d'intégration dans la base Dogger;
- définir un cadre et des spécifications pour la réhabilitation d'un ancien puits géothermique (puits producteur GCO-1 de Coulommiers) en puits d'observation pour le suivi à long terme du réservoir ;
- élaborer une cartographie des évolutions géochimiques des fluides du Dogger des années 1990 à 2011, notamment des sulfures et du pH et leur impact sur les phénomènes de corrosion/dépôts des puits géothermiques.

Principaux résultats et conclusions :

• Test d'inter-comparaison sur un doublet au Dogger

L'exercice d'inter-comparaison sur la modélisation du doublet d'Alfortville dans son contexte régional entre différentes équipes de modélisation (ANTEA, CFG Services, GPC I&P, Mines ParisTech et BRGM) a montré un refroidissement du fluide fin 2010 compris entre 1,5 et 3,8 °C, suivant les modèles, pour une baisse estimée à 3 °C sur la base des mesures en tête de puits (Figure 55). Cet exercice finalise les travaux antérieurs sur les pratiques de modélisation au Dogger (cf. rapport BRGM/RP-59591-FR). Il a permis de comparer différentes méthodes d'interprétation et de traitement de données, différents modèles conceptuels et plusieurs logiciels (COMSOL, MARTHE, METIS et TOUGH2), et a permis de réaliser, plus généralement, un état des lieux des pratiques de modélisation en géothermie profonde dans le Bassin de Paris.



Figure 55 : Température simulée en fond de puits de production d'Alfortville jusqu'à fin 2010 par les différentes équipes de modélisation. Comparaison avec les données en tête de puits (source : rapport BRGM/RP-60399-FR).

• Étude de sensibilité sur les paramètres influençant les transferts thermiques

Afin de quantifier les incertitudes sur les résultats des modélisations hydro-thermiques, et en particulier, sur la date d'apparition de la percée thermique et sur la pente de la décroissance thermique du fluide de production, une analyse de sensibilité a été menée sur les paramètres influençant les transferts thermiques. Cette analyse avait pour objectif d'évaluer les paramètres ayant le plus grand impact sur l'évolution de la température du fluide produit. Les différents paramètres étudiés ont été les suivants :

- ratio épaisseurs productives et non productives, discrétisation verticale des couches et nombre de niveaux producteurs.

L'objectif est, d'une part, d'étudier la réponse thermique du système suivant l'amplitude du rapport entre l'épaisseur productive et l'épaisseur non productive pour un modèle de type bicouches équivalent – aussi appelé « modèle sandwich » (Antics *et al.*, 2005) – et, d'autre part, d'étudier l'influence de la discrétisation verticale et du nombre de niveaux producteurs (modèle de type multicouches) en considérant une répartition homogène de la transmissivité au sein des différents niveaux producteurs ;

- répartition de la transmissivité au sein des niveaux producteurs.

Il s'agit ici de regarder, sur quelques structures verticales de réservoir (bicouches, tricouches, ...), l'incidence d'une répartition non homogène de la transmissivité. Dans ce cas, le fluide transitera de manière non homogène dans les différents niveaux producteurs, ce que montrent généralement les tests de débit-métrie au Dogger ;

- propriétés thermiques des épontes et des niveaux producteurs.

Les paramètres qui sont étudiés sont la conductivité thermique, la capacité calorifique thermique et la dispersivité thermique. Différentes valeurs de la capacité et de la conductivité thermique de la roche sont étudiées pour deux modèles de structure verticale extrême (bicouches ou 7 couches). Les valeurs de la conductivité thermique varient dans une fourchette de 1 à 5 W/m/K, ce qui correspond à l'ordre de grandeur qu'on trouve pour des roches sédimentaires, et les valeurs de la capacité calorifique se situent entre 2 et 3 MJ/m³/K. De même, la dispersivité du milieu (paramètre très mal connu) caractérisant l'hétérogénéité du champ de vitesse est étudiée avec une dispersivité longitudinale variant entre 10 et 100 m et un facteur 1, 0,2 ou 0,1 pour la dispersivité transversale ;

- paramètres d'exploitation (température et débit injectés) et écartement entre puits du doublet.

Les données de débits et températures sont très variables dans le temps (variations horaires) et sont fonction des besoins du réseau de chaleur associé. Dans le cadre du modèle de gestion de l'aquifère du Dogger, les débits et températures sont moyennés (à un pas mensuel). Il s'agit ici d'évaluer la réponse thermique du système pour des variations sur le débit ou sur la température.

Le positionnement de l'impact des puits dans le réservoir est calculé en fonction des coordonnées en surface, des coordonnées au toit de la formation, de l'angle d'inclinaison, du nombre de niveaux producteurs identifiés sur les logs de débitmétrie et de la contribution de chaque niveau au débit total. Il s'agit des coordonnées barycentriques de la production ou de l'injection. Nous avons évalué l'impact d'une variation de l'écartement entre puits sur le temps de percée.

Les principaux résultats sont synthétisés sur la Figure 56.

Les paramètres les plus sensibles sur le temps de percée thermique sont : le débit d'exploitation, l'écartement entre puits, le ratio épaisseurs productives et non productives et la température d'injection. Suivent ensuite les propriétés thermiques de la roche, l'hétérogénéité de la répartition de la transmissivité, au sein des niveaux producteurs et, dans une moindre mesure, la structure verticale du modèle.

Les paramètres les plus sensibles sur la baisse de température, qui quantifie la durabilité de l'exploitation, sont : **le débit d'exploitation**, **la température d'injection**, **l'écartement entre puits et la conductivité thermique de la roche**. Suivent ensuite l'épaisseur des épontes, la capacité calorifique et, dans une moindre mesure, la dispersivité thermique, l'hétérogénéité de la répartition de la transmissivité, au sein des niveaux producteurs, et le nombre de niveaux producteurs.

Trois paramètres ont à la fois un impact majeur sur le début de recyclage thermique et sur l'amplitude du refroidissement, il s'agit **du débit, de la température d'injection et de l'écartement entre les puits**. L'écartement entre puits est optimisé, afin que, sur la durée du permis d'exploitation (30 ans), on n'observe pas de baisse prématurée de la température de production. C'est un paramètre majeur sur le dimensionnement de l'exploitation. Toutefois, l'optimisation des points d'impact au réservoir est dépendante du débit d'exploitation et de la température de réinjection. Au final, le comportement hydro-thermique du réservoir est essentiellement contrôlé par le débit et la température de l'eau injectée.

Ainsi, l'amélioration des modélisations des « bulles froides » au Dogger pour prévoir la durabilité des exploitations géothermiques et dimensionner les impacts des nouveaux dispositifs pour l'octroi de nouveaux permis, ne pourra se faire qu'à la condition d'obtenir et archiver des données fiables sur les débits et températures injectés dans l'aquifère du Dogger.



Figure 56 : Impacts maximaux sur la variabilité du temps de percée et de la baisse de température à la production pour les 9 paramètres étudiés (source : rapport BRGM/RP-60399-FR).

• Étude de sensibilité des concentrations en silice et de l'indice de saturation de la calcédoine comme précurseur potentiel de la percée thermique

La dynamique de transfert des traceurs est trois à cinq fois plus rapide que celles des transferts thermiques, en raison des échanges énergétiques entre le fluide, la matrice et les épontes du réservoir. Les études précédentes, « Gestion du Dogger » (phases 1, 2, 3 et 2010), se sont ainsi attachées à identifier des précurseurs chimiques en regard de l'arrivée du front froid aux puits de production.

La concentration en silicium, et parallèlement les phases qui contrôlent cette concentration (comme la calcédoine), ont ainsi été définies comme « potentiellement indicatrices du refroidissement ». Cependant, ces mêmes études ont montré qu'aucun de ces deux paramètres ne suggère le refroidissement des fluides produits, bien que la chute de température du fluide prélevé sur le site d'Alfortville soit avérée (chute mesurée de 3 °C au début 2011). Il semblerait, en fait, que ces deux précurseurs ne soient pas suffisamment sensibles aux variations thermiques.

En conséquence, l'objectif de cette étude est de définir dans quelle mesure ces deux paramètres peuvent être des précurseurs de l'arrivée du front froid.

L'analyse de sensibilité a été réalisée à partir d'un prélèvement effectué en tête du puits de production géothermique d'Alfortville (GAL2), où un refroidissement du fluide est avéré. Afin d'évaluer la sensibilité de l'indice de saturation (IS) de la calcédoine aux changements de température du fluide, la température du fluide a été variée de +/- 5 °C par rapport à la référence. Parallèlement, afin d'estimer l'influence des incertitudes analytiques sur l'IS de la calcédoine, la concentration de la silice en solution a été variée de +/- 5, 10, 15, 20 et 25 %. Les calculs ont été réalisés avec le code géochimique PhreeqC et la base de données thermodynamiques associée phreeqc.dat (Parkhurst et Appelo, 1999).

Les calculs montrent que la variation de l'IS de la calcédoine évolue linéairement avec les écarts de température imposés (Figure 57). On note ainsi que $\Delta IS_{calcédoine}$ =-0.01* ΔT pour l'eau de référence initialement à 71,6 °C. L'amplitude de la variation de l'IS de la calcédoine est d'autant plus forte (respectivement plus faible) que la température initiale du fluide est faible (respectivement forte). L'influence de la température initiale (To) du fluide sur l'amplitude de la variation de l'IS reste toutefois limitée (+/- 0.005 pour un Δ To de 30 °C).

D'autre part, la variation de l'IS de la calcédoine évolue linéairement avec les incertitudes de mesure de la teneur en SiO₂ dissous. Un écart de +/- 5 % sur la concentration en SiO₂ se traduit ainsi par une variation d'environ +/- 0,02 de l'IS de la calcédoine. Or, l'incertitude analytique du SiO₂ dissous dans le fluide d'Alfortville est proche de 15 %. Ainsi, l'IS de la calcédoine ne sera pas informatif sur le refroidissement du fluide produit tant que la température n'aura pas chuté de plus de 5 °C. Ce dernier n'est donc pas suffisamment sensible pour détecter une percée thermique.



Figure 57 : Sensibilité de l'IS de la calcédoine aux variations de température et aux incertitudes analytiques (source : rapport BRGM/RP-60399-FR).

• Étude de préfaisabilité pour la réhabilitation d'un ancien puits géothermique en puits d'observation

Dans le cadre de l'exploitation géothermique de l'aquifère du Dogger, avec la réalisation de la majorité des puits dans les années 80, nombre d'entre eux arrivent en fin de vie et sont amenés à être abandonnés (bouchage définitif du puits selon la réglementation du RGIE), ou dans certains cas, peuvent être transformés, après rechemisage, en puits d'injection (réhabilitation d'un doublet en triplet).

D'un point de vue « gestion » de la ressource, le calage des modèles prédictifs de propagation des « bulles froides » représente un enjeu scientifique et économique important. Or, pour cela, il est nécessaire de disposer de points de mesure de la pression et de la température du réservoir sur le long terme, afin de caler les modèles. Actuellement, les seules mesures disponibles sont les mesures de pression et température en tête de puits (producteur et injecteur), qui sont la conséquence à la fois du réservoir, mais aussi de la fonction de transfert au puits pour la température et la pression (cf. rapport BRGM/RP-60774-FR sur l'étude de sensibilité des puits au Dogger). En effet, les seules mesures réalisées directement dans le réservoir sont faites en fin de forage, lors de l'essai de production et, dans certains cas, à l'occasion de travaux d'entretien et de réparation des puits. Sinon, au cours de l'exploitation, un suivi périodique est réalisé en tête de puits.

Un des enjeux est donc de pouvoir accéder à des mesures directes au réservoir, soit par l'intermédiaire d'anciens puits reconvertis en puits d'observation, soit sur des puits en cours d'exploitation. Il est ainsi étudié les conditions nécessaires, la faisabilité technique et le coût financier que représenterait l'utilisation d'un ancien puits géothermique en puits d'observation. Le choix du site étudié a été l'ancien doublet de Coulommiers, qui a été remplacé en 2011 par un nouveau doublet. L'ancien puits de production GCO-1 se situe en effet sur l'axe reliant les impacts des deux nouveaux ouvrages déviés (GCO3 et GCO4), à environ 600 m du nouveau producteur et à 800 m du nouvel injecteur.

Deux solutions ont été proposées (dont une avec une variante sur la nature du matériau utilisé) pour la reconversion du puits en puits d'observation :

- un rechemisage du puits avec un tubage en acier de diamètre 5" et une sonde de pression et température intégrée au tube de traitement en fond de puits (cette solution serait transposable également à un puits en exploitation pour des mesures directes au réservoir);
- une colonne de complétion amovible composée d'un tubing 3"1/2 ancrée dans un packer, qui isolerait le réservoir du reste du puits, avec des capteurs de pression et température descendus dans le tubing. La complétion pourrait être en acier ou matériau composite. L'espace annulaire entre les tubages du puits et les tubings 3"1/2 serait rempli d'un fluide inhibé comprenant de l'inhibiteur de corrosion, de l'anti-oxygène et du bactéricide.

Les coûts des solutions techniques proposées sont synthétisés sur la Figure 58. Les verrous identifiés pour la mise en œuvre sont, d'une part, le financement de l'opération évaluée entre 538 et 1 280 k€ HT, suivant la solution envisagée, qui représente un coût relativement onéreux par rapport au coût d'abandon du puits (entre 2 à 5 fois plus cher) et, d'autre part, la responsabilité de l'ouvrage qui ne sera plus géré dans le cadre du Code minier (pas d'exploitation minière, ni d'abandon du puits).

Colution	Déronaité	Investissement initial		Entretien	Abandon	Coût total estimé
Solution	Perennite	Transformation du puits	Capteurs	(tous les 5 ans)	final	périodique)
Puits en l'état	<= 5 ans	200 k€ (remontée des équipements de production et curage du puits)	78 à 88 k€ (intégrés au TCTFP)	23 k€ / 5 ans	250 k€	538 k€
Rechemisage en diamètre 5''	15 à 20 ans	350 k€	78 à 88 k€ (intégrés au TCTFP)	20 k€ / 5 ans	200 k€	838 k€
Complétion amovible acier composée d'un tubing 3''1/2	> 20 ans	320 k€	90 k€ (intégrés au tubbing)	225 k€ / 5ans	350 k€	960 k€
Complétion amovible fibre de verre composée d'un tubing 3"1/2	> 20 ans	590 à 640 k€	90 k€ (intégrés au tubbing)	250 k€ / 5 ans	350 k€	1280 k€

Figure 58 : Récapitulatif des coûts HT par type de solution (la première solution correspond au cas de l'utilisation du puits sans transformation préalable) (source : rapport BRGM/RP-60996-FR).

• Cartographie des évolutions physico-chimiques des fluides au Dogger

La plupart des installations géothermiques exploitant l'aquifère carbonaté du Dogger du Bassin de Paris ont connu des problèmes de corrosion et de dépôts. L'acier au carbone constituant les tubages des puits ne résiste pas à l'eau géothermale, milieu anaérobie, légèrement acide et fortement minéralisée, caractérisée principalement par la présence de Cl⁻, SO₄²⁻, CO₂/HCO₃⁻, H₂S/HS⁻. La mise en œuvre de traitements anti-corrosion (essentiellement à base d'agents tensio-actifs cationiques), depuis 1989, a permis de résoudre une grande partie des problèmes de corrosion-dépôts identifiés. Jusqu'à la fin des années 90, ces produits, constitués en majorité de dérivés azotés du type sels d'ammonium quaternaires, étaient injectés à des teneurs faibles (2-3 mg/l). Ce dosage, estimé suffisant dans le passé, ne semble plus adapté aux propriétés physico-chimiques actuelles des fluides du Dogger (plus riches en sulfure et plus acides), ainsi qu'aux conditions d'exploitation. En effet, depuis les années 2000, les teneurs en fer dissous produites par 30 % des sites géothermiques en activité ne cessent d'augmenter, alors qu'elles diminuaient jusqu'alors.

Dès 1985, la teneur en sulfure d'hydrogène a été identifiée comme un des facteurs contrôlant les phénomènes de corrosion-dépôts, les puits produisant un fluide de forte teneur en sulfure étant les plus touchés par ces processus (Ignatiadis *et al.*, 1995). Plusieurs études de l'importance et du développement du sulfure contenu dans les fluides du Dogger ont ainsi été menées dans les années 90 (Ignatiadis *et al.*, 1991 ; 1995 ; 1998 a ; 1998 b etc.). Elles ont permis d'expliquer l'augmentation de la teneur en sulfure (observée entre 1989 et 2000 en tête des puits du sud et de l'est de Paris), sa relation avec le débit et de définir son rôle exact sur les phénomènes de corrosion-dépôts.

Cependant, depuis 2000, aucune étude globale de ce type n'a été réalisée sur les fluides du Dogger, alors que l'on assiste depuis à une reprise de la corrosion des tubages de plusieurs puits.

Une nouvelle étude globale de l'importance et du développement du sulfure dans les fluides du Dogger sur la période 2000-2011 a donc été entreprise. Précisément, cette étude fait la synthèse des évolutions des teneurs en sulfure observées depuis la mise en service (MES) des puits au Dogger et des connaissances acquises depuis. Elle est, ainsi, fortement basée sur les conclusions des travaux antérieurs (Lemale et Pivin, 1987 ; Ignatiadis *et al.*, 1991 ; 1994 ; 1995 ; 1998a ; 1998b). Elle s'intéresse également à la diminution du pH des fluides du Dogger (observée depuis 2000) ; ce paramètre géochimique essentiel intervient également, directement, dans les mécanismes de corrosion-dépôts. L'étude présente ainsi les dernières évolutions observées sur les fluides du Dogger (stabilisation de la teneur en sulfure, diminution du pH, etc.) et leurs possibles conséquences sur les processus de corrosion-dépôts, afin de pouvoir, à l'avenir, adapter au mieux les consignes d'exploitation (débit critique, type et concentration d'inhibiteur etc.).

Intitulé de l'étude : Gestion du Dogger en Île-de-France

<u>Références</u> : BRGM/RP-62030-FR, BRGM/RP-63139-FR, BRGM/RP-64381-FR, BRGM/RP-65472-FR et BRGM/RP-67047-FR

Année de réalisation : 2012 à 2017

Objectifs de l'étude :

Ce projet récurrent, cofinancé par le BRGM et l'ADEME, fait suite à la mise en œuvre de la base de données du Dogger (phases 1, 2 et 3) et avait pour objectif, d'une part, de maintenir et actualiser cet outil de gestion de la ressource géothermique du Dogger et, d'autre part, de faire évoluer l'interface de gestion sous Access vers une application Web dédiée à l'ensemble des professionnels en géothermie profonde (rapports BRGM/RP-62030-FR et BRGM/RP-63139-FR).

De nouveaux développements ont ainsi été réalisés, dont l'acquisition et l'intégration par des routines des données brutes des essais en fin de forage (enregistrement de la pression et du débit) permettant de caractériser le réservoir, et un accès aux documents PDF des DOE des ouvrages, depuis la base de données (rapport BRGM/RP-65472-FR). Ces évolutions font suite aux développements initiés dans le cadre du projet « Gestion du réservoir du Dogger – Phase 3 » (rapport BRGM/RP-58834-FR) et des conventions successives ADEME-BRGM (2010 et 2011), où des routines d'intégration des données d'exploitation de la boucle géothermale (débits, températures, pressions) et des données physico-chimiques (mesures in situ, analyses du fluide géothermal, traitement anticorrosion) avaient été mis en place.

En complément de la poursuite des développements de cet outil de gestion, des études ont été menées sur :

- les différents types d'écoulement rencontrés dans la formation du Dogger, sur la base de l'interprétation des essais de production et des recommandations sur la réalisation des essais de production et d'injection au Dogger (rapport BRGM/RP-63139-FR);
- une analyse des corrélations entre niveaux producteurs et horizons géologiques sur la base de forages proches (rapport BRGM/RP-65472-FR).

Principaux résultats et conclusions :

• Développements de l'outil de gestion

La partie **Gestion des données** a une structure similaire à l'ancienne interface Access avec une ergonomie largement accrue, et comprend trois champs principaux : **Opérations**, **Exploitations et Ouvrages**.

Le premier champ contient les informations générales sur l'opération dont le département, la date de début de l'exploitation, l'état de l'opération (arrêtée ou en fonctionnement), la date de fin d'exploitation (si arrêtée), la date de bouchage des puits, l'écartement des puits, et les informations sur le maître d'ouvrage, le maître d'œuvre, la réalisation et l'exploitant.

Le deuxième champ contient les données liées à l'exploitation et fait appel à différentes tables dont notamment :

- la table **Exploitation Centrale**, qui contient les éléments sur le fonctionnement de la centrale (température extérieure, volume exploité, énergies électriques de pompage et d'injection, températures, débits et pressions de la boucle primaire et secondaire) ;
- la table **Exploitation production**, qui contient les éléments relatifs au puits de production (débit, température de production, pression d'exhaure, puissance de pompage) ;
- la table **Exploitation injection**, qui contient les éléments relatifs au puits d'injection (débit, température de réinjection, pression d'injection, puissance d'injection).

Le **dernier** champ est le plus conséquent de la base et renseigne pour chaque puits les tables suivantes :

- Ouvrages : contient l'indice BSS de l'ouvrage, le type d'ouvrage (producteur ou injecteur), les coordonnées en tête de puits, la profondeur d'amorce de déviation, la profondeur du toit du Dogger, les coordonnées du sabot du dernier tubage, la longueur déviée au sabot / totale, les coordonnées de la dernière mesure de déviation, l'azimut et l'inclinaison, les coordonnées de fond de forage, la date de fin de forage et le lien vers les DOE ;
- **Tubages** : contient les éléments descriptifs des tubages (diamètre externe / interne, épaisseur nominale, nuance, filetage, date de mise en place, masse linéaire, longueur début, longueur fin, profondeur début, profondeur fin) ;
- Réservoir : contient les éléments descriptifs des essais de puits et de leurs interprétations (date de l'essai, durée de l'essai, durée de production, longueur cumulée productive, début et fin de longueur des niveaux producteurs, nombre de niveaux producteurs, épaisseur cumulée productive, diamètre du réservoir, température de la sonde en débit (température de fond en production), pression statique extrapolée, profondeur déviée de la sonde, pression statique au sol, débit artésien maxi au sol, transmissivité, facteur de skin, porosité, viscosité, salinité, flowmétrie réalisée (oui ou non);
- Débit et Pression : contient les données brutes des essais de fin de forage ;
- Analyse : contient les données du suivi réglementaire sur la chimie des eaux (date de prélèvement, type de prélèvement, température de prélèvement, débit de production) et fait appel à deux tables séparées qui sont Mesures et Point bulle, qui contiennent les différentes mesures *in situ* ou en laboratoire ;
- **Corrosion** : contient les données de mesure de la corrosion des tubages (date de relevé, débit, flux de fer dissous, valeur corrosimètre, valeur coupon) ;
- **Traitement anticorrosion** : contient les données sur les traitements mis en place (date début, date fin, produit traitement, étape traitement, type de traitement, point d'injection, débit cumulé sur la période, concentration).

Les tables Exploitation Centrale, Production et Injection sont remplies automatiquement, à partir du fichier Excel « données d'exploitation ». Les tables Débit et Pression sont remplies automatiquement, à partir du fichier Excel « essai de production », et les tables Analyses, Mesures, Point Bulle, Corrosion et Traitement anticorrosion sont remplies automatiquement, à partir du fichier Excel « suivi géochimique » et des routines d'import dédiées de l'application.

La Figure 59 illustre le principe des droits d'administration et d'utilisation de la base.



Figure 59 : Schéma de principe de fonctionnement de la base (source : rapport BRGM/RP-62030-FR).

• Analyse des différents types d'écoulement au Dogger et recommandations sur la réalisation des essais de production

Cette étude avait pour but de mettre en évidence les variations de transmissivité perçues sur les remontées de pression mesurées dans le cadre des essais après forage réalisés dans les années 80. Dans le même temps, un travail de collecte des données disponibles a été réalisé pour bénéficier d'une vue exhaustive. Huit essais, sur 47 jeux de remontées de pression, ont été réinterprétés.

La première vague de réalisation des forages géothermiques captant l'aquifère du Dogger de la région parisienne s'est déroulée entre 1975 et 1986. Cette vague avait été précédée par les forages expérimentaux réalisés en 1969, raccordés au réseau de chaleur de Melun-l'Almont (GMEL1 et GMEL2), ce qui a démontré la faisabilité de ce type d'exploitation. Les forages qui ont suivi sont ceux de Villeneuve-la-Garenne (1975), Creil (1975-1976), puis le Mée-sur-Seine (1977-1978). Le nombre d'opérations a ensuite fortement augmenté pour atteindre 98 forages réalisés, entre 1980 et 1985. Les derniers de cette grande série sont ceux de Villeneuve-Saint-Georges et Alfortville, en 1986, puis les puits GMEL-3 et GMEL-4, réalisés en 1989 et 1995 respectivement, en remplacement des anciens puits de Melun-l'Almont. Après l'interruption de toute nouvelle opération durant une douzaine d'années, la réalisation d'Orly 2-Le Nouvelet, en 2007, a marqué une reprise de l'activité géothermique.

Du point de vue des essais de puits, la méthodologie et les pratiques ont suivi l'historique des opérations et évolué en fonction du retour d'expérience peu à peu acquis. À partir de 1980, un protocole « tacite » de réalisation des essais hydrauliques a été mis en place. Il inclut des essais par paliers suivis par une mise en production du puits durant 12 à 24 h et l'enregistrement de la remontée de pression avec une sonde en fond de puits durant 8 à 14 h. Les remontées de pression ont majoritairement été interprétées avec la méthode de Horner, ou encore la méthode de Miller-Dyes-Hutchinson (MDH). Les théories utilisées correspondaient à la littérature pétrolière et géothermique de l'époque telle que la publication de l'ouvrage de référence « Advances in well test analysis », constituant le 5^e volume du monographe SPE rédigé par R. Earlougher, en 1977.

Depuis 2007, les essais sont réalisés différemment suivant les acteurs, mais beaucoup reprennent l'ancien protocole des années 80-90, tandis que d'autres mettent en place un autre enchaînement d'essais de puits. De plus, les techniques d'acquisition de données, la connaissance générale sur les aquifères et les réservoirs géothermiques, les contraintes du chantier et, pour finir, les techniques d'interprétation des essais ont évolué durant ce laps de temps.

Les remontées de pression sur quelques puits ont ainsi été analysées avec la méthode des dérivées de pression pour mettre en évidence les écoulements types (écoulement radial homogène, présence d'hétérogénéités locales, effets de puits) pouvant être perçus sur les essais réalisés au Dogger.

L'analyse des remontées de pression par la méthode des dérivées a permis de montrer la présence d'hétérogénéités contredisant la vision plutôt homogène de l'aquifère du Dogger des années 80 (Figure 60). En outre, les durées des essais ne permettent pas toujours de conclure sur les comportements réels du réservoir sur certains sites. On note dans les comportements observés :

- des variations de transmissivité, à l'échelle de la zone d'appel d'un puits ;
- la présence de limites étanches ;
- la présence de drains/chenaux fortement conducteurs et souvent interprétés comme des facteurs de skins de l'ordre de 4 à 6 correspondant à un puits fortement développé ;
- des effets de capacité de puits plus ou moins importants.

L'analyse des essais montre l'importance de la durée des essais et des enregistrements effectués.

L'enregistrement de la remontée de pression est généralement préféré. En effet, la production du puits peut induire du bruit sur les données de pression et demander un prétraitement du signal ou gêner l'interprétation. Ce prétraitement peut devenir quasiment impossible quand la production se déroule en air-lift, en raison des à-coups de pression.

Toutefois, d'un point de vue théorique, la remontée de pression peut lisser le signal et masquer des comportements du réservoir. De nombreux modèles de réservoir (présence de faille imperméable, variation de la transmissivité, ...) ne peuvent être validés avec la seule analyse de la remontée. Par conséquent, l'enregistrement lors de la mise en production du puits doit toujours être envisagé.

Il est ainsi recommandé d'enregistrer la descente et la remontée de pression. Si la remontée de pression est privilégiée, la connaissance à minima de la pression initiale et de la fin de la courbe, lors de la production (ou injection), est nécessaire. À contrario, si l'enregistrement de la descente est privilégié, l'enregistrement du début de la remontée de pression est nécessaire pour vérifier le comportement du proche puits.

Par ailleurs, il est recommandé d'utiliser une sonde de pression située au niveau du réservoir pour s'affranchir des effets thermiques du puits, ainsi que des pertes de charges tubages et de réaliser une mesure du débit en continu.



Figure 60 : Différents types d'écoulement observés sur l'analyse des essais par la méthode des dérivées de pression (source : rapport BRGM-RP-63139-FR).

A : Modèle homogène avec effet de capacité au puits
 B : Modèle radial composite avec réduction de transmissivité
 C : Modèle homogène avec limite étanche
 D : Modèle homogène avec effets de puits importants

• Analyse des corrélations entre niveaux producteurs et horizons géologiques sur la base de forages proches

La partie productive du réservoir géothermique du Dogger se situe dans l'étage du Bathonien, qui comprend trois séquences de nature géologique différente : l'ensemble des calcaires du Comblanchien, les calcaires oolithiques et l'ensemble des alternances marno-calcaires.

Le faciès du Comblanchien se caractérise par un calcaire induré et plus compact comparé au calcaire oolithique constitué d'oolithes fines à moyennes, jointives et faiblement cimentées (« sables oolithiques »). L'ensemble des alternances sont, quant à elles, constituées de calcaires plus ou moins argileux, friables à modérément durs, pouvant renfermer des gravelles et oolithes, avec localement des passes de marnes.

Les mesures des flux verticaux réalisées à l'aide d'un outil flow-mètre, pendant les essais en fin de forages, ainsi que le relevé et l'analyse des échantillons en cours de forage, permettent de positionner les venues d'eau attribuées chacune à un niveau producteur ainsi que le faciès lithologique correspondant. Ainsi, pour chaque forage, il est possible de construire « une carte d'identité » type au réservoir, avec la répartition des niveaux producteurs, dans chacun des trois faciès et leur contribution au débit total.

Sur la base de 136 forages analysés, la contribution du débit pour chacun des faciès est illustrée sur la Figure 61. Ces résultats montrent que la majorité du débit (> 50 % du débit produit) est produit majoritairement dans le faciès oolithique et que le Comblanchien contribue majoritairement pour la tranche 25 - 50 % et les alternances dans la tranche 0 - 25 %.

Contribution débit (%)	% Comblanchien	% oolithique	% Alternances
0 - 25	73.5	2.2	89
25 - 50	21.3	8.9	9.6
50 - 75	2.9	30.4	1.5
75 - 100	2.2	58.5	0

Figure 61 : Répartition de la contribution du débit au Dogger par faciès lithologique (source : rapport BRGM/RP-65472-FR).

Le logiciel GDM (Geological Data Modeling), développé au BRGM, a été utilisé afin d'étudier les corrélations entre niveaux producteurs et leur répartition par faciès. Ce logiciel permet d'organiser, modéliser et visualiser les données géologiques en 1D (log forage), 2D (sections ou profils verticaux) ou 3D. Dans un premier temps, une base de données a été construite sous GDM avec les données de 143 forages et deux niveaux d'information : la répartition du débit par niveau producteur issue des diagraphies de flow-métrie, et la répartition des faciès, d'après le log géologique ou master log des forages, lorsque celui-ci est disponible. Dans un second temps, les données ont été analysées par zone géographique avec réalisation de profils verticaux suivant des lignes brisées sous GDM (Figure 62). Enfin, une analyse plus fine a été réalisée pour des forages situés à des distances inférieures à 500 m (forages injecteurs de Chelles et Coulommiers).



Figure 62 : Profils en lignes brisées réalisés : P1 à P11 (source : rapport BRGM/RP-65472-FR).

D'une manière générale, l'analyse des profils montre que l'on a un approfondissement des zones productrices de l'ouest de l'Île-de-France vers l'est, coïncidant avec un approfondissement des horizons géologiques du Bathonien. On l'observe de manière marquée sur les profils P1, P5 et P6, avec un approfondissement d'une centaine de mètres, sur environ 1 km de distance entre puits.

L'analyse des forages ayant un écartement de moins de 500 m au réservoir montre :

- pour les forages injecteurs de Chelles (écartement de 332 m des impacts au réservoir), on observe le même nombre de niveaux producteurs entre les deux forages (5) ; néanmoins, ces horizons producteurs ne sont pas présents dans les mêmes faciès et avec une répartition différente du débit, et donc de la transmissivité des zones productrices. Globalement, on retrouve des zones productrices similaires dans les faciès Comblanchien et Oolithique mais, alors que les alternances sont productrices au forage GCHE4, elles ne le sont pas au forage GCHE1. On retrouve, néanmoins, un horizon producteur dans les alternances au niveau du forage GCHE2 (15 % du débit) et un faible niveau producteur (4 % du débit) à GCHE3 ;
- pour les forages injecteurs de Coulommiers (écartement de 190 m des impacts au réservoir), le nombre de niveaux producteurs identifiés varie entre 7 à GCO4 et 9 à GCO2. Des zones productrices sont présentes dans les trois faciès, avec une production des faciès Comblanchien et Oolithique un peu plus importante à GCO4, et une production des alternances plus forte à GCO2. On peut noter, par ailleurs, que les alternances ne sont pas productrices au niveau des forages GCO1 et GCO3.

L'analyse comparative des diagraphies de production de forages proches (de l'ordre de 200 à 300 m) montre une variabilité assez forte des zones productrices aussi bien à Chelles qu'à Coulommiers. Même si on peut retrouver des analogies sur la répartition des niveaux producteurs entre les forages, les structures géologiques à l'origine des distributions de perméabilités peuvent présenter une variabilité à une distance encore plus faible que la distance entre les forages, ce qui est confirmé par l'analyse des essais de production. Ainsi, les écoulements entre forages sont relativement complexes à appréhender, l'ensemble des niveaux producteurs n'étant pas forcément connectés entre puits d'un même doublet.

<u>Intitulé de l'étude</u> : Système de bancarisation et de suivi des opérations de géothermie de basse énergie en France métropolitaine (SYBASE)

Référence : BRGM/RP-68601-FR

Année de réalisation : 2019

Objectifs de l'étude :

Cette étude, cofinancée par le BRGM et l'ADEME, avait pour objectif de faire évoluer l'outil de gestion du Dogger vers une base de données à portée nationale, afin d'avoir **un outil unique qui rassemble toutes les informations sur les forages géothermiques de type basse température pour la production de chaleur**. Ainsi, le nouveau système intègre toutes les données et la connaissance sur les forages et formations géologiques exploités en France pour la production de chaleur. Le système comprend également les informations, lorsque qu'elles sont disponibles, sur la production annuelle géothermale pour chaque opération. Le suivi des paramètres d'exploitation et de la géochimie des fluides reste toutefois restreint, à ce jour, aux opérations du Dogger, en Île-de-France.

Principaux résultats et conclusions :

Le projet a permis de faire un état des lieux des opérations de géothermie profonde de basse énergie dans les différents bassins sédimentaires (Bassin de Paris, Bassin aquitain, Bassin du Sud-Est, Limagne, Fossé rhénan) (Figure 63).

La géothermie de basse enthalpie, en Île-de-France, s'est développée principalement dans les années 1980-1985, avec la réalisation de 110 forages captant la formation du Dogger du Jurassique moyen (calcaires du Bathonien). Depuis la reprise des forages en 2007, avec la

mise en place du Fonds Chaleur et des lois Grenelles de l'Environnement, 60 nouveaux forages ont vu le jour. Actuellement, 43 opérations géothermiques constituées de doublets ou de triplets sont en fonctionnement ou en cours de développement dans l'aquifère du Dogger. En plus de l'aquifère du Dogger largement exploité, on dénombre six opérations (doublets de forages) captant les formations sableuses de l'Albien ou du Néocomien. Exceptée une opération à Paris datant de 1989 (tours AGF Crystal Mirabeau), les cinq autres opérations ont été réalisées entre 2012 et 2017.

Hors Île-de-France, on dénombre 39 opérations de géothermie de basse température (9 dans le Bassin de Paris, 23 dans le Bassin aquitain, 5 dans le Bassin du Sud-Est, 1 en Limagne et 1 dans le Fossé rhénan), dont 20 en fonctionnement. Les autres opérations identifiées sont soit arrêtées (10 opérations), non exploitées (2 opérations), ou leur statut actuel n'est pas connu (7 opérations).



Figure 63 : Localisation des différentes opérations « basse énergie » et statut. A : zoom sur l'Île-de-France, B : hors Île-de-France (source : rapport BRGM/RP-68601-FR).

La diffusion des données sur les opérations et les formations exploitées se fait suivant deux entrées en fonction du type de restriction :

 un accès à l'ensemble des données de la base <u>http://sybase.brgm.fr/sybase/</u> (Figure 64), qui est restreint aux administrations, à l'ADEME, aux professionnels de la géothermie et aux bureaux d'études spécialisés sous-sol, comme cela était déjà le cas auparavant pour la base spécifique du Dogger, avec des comptes utilisateurs ; - un accès limité à certaines données pour une diffusion tout public *via* le site Géothermies, avec la création d'une couche cartographique sur les opérations géothermiques profondes <u>https://www.geothermies.fr/viewer/</u> et des fiches descriptives présentant les informations techniques pour chaque opération.

Sy Ave	base c la participation financiè	ere de l'ADEME	ACTINE D Ver e Antenenter	🗮 Opérations 👻 🚟 Exploita	ations 👻 🧮 Ouvrages 👻 🛔 Account 🤊
O	pérations				
	Exporter toutes les données	Bassis of dimentoles		Dísion 🛧	Exporter les données sélectionnées
	identifiant 🗢	Bassin sedimentaire 🗢	Site 🛡	Region =	Departement 🗢
	1	Bassin Parisien	CHATENAY-MALABRY	ILE-DE-FRANCE	92
	2	Bassin Parisien	ALFORTVILLE	ILE-DE-FRANCE	94
	3	Bassin Parisien	BONNEUIL-SUR-MARNE	ILE-DE-FRANCE	94
	4	Bassin Parisien	CHAMPIGNY	ILE-DE-FRANCE	94
	5	Bassin Parisien	CHEVILLY-LARUE	ILE-DE-FRANCE	94
	6	Bassin Parisien	CLICHY-SOUS-BOIS	ILE-DE-FRANCE	93
	7	Bassin Parisien	COULOMMIERS	ILE-DE-FRANCE	77
	8	Bassin Parisien	L'HAY-LES-ROSES	ILE-DE-FRANCE	94
	9	Bassin Parisien	MEAUX BEAUVAL 1	ILE-DE-FRANCE	77
	10	Bassin Parisien	MEAUX BEAUVAL 2	ILE-DE-FRANCE	77
	11	Bassin Parisien	MEAUX COLLINET	ILE-DE-FRANCE	77
	12	Bassin Parisien	MEAUX HOPITAL	ILE-DE-FRANCE	77
	13	Bassin Parisien	MONTGERON	ILE-DE-FRANCE	91
	14	Bassin Parisien	RIS ORANGIS	ILE-DE-FRANCE	91
	15	Bassin Parisien	SUCY-EN-BRIE	ILE-DE-FRANCE	94
•			K 4 1 2 3 4 5 F H		•

Figure 64 : Interface de gestion de SYBASE.

<u>Intitulés des études</u> : Outil d'aide à l'exploration pour la géothermie profonde des bassins sédimentaires à l'usage des professionnels (THERMO2PRO) et méthodologie de transfert des données utiles au développement du Trias via l'outil Web Thermo2Pro (TRANS-CLAS)

Références : BRGM/RP-62907-FR et BRGM/RP-63957-FR

Années de réalisation : 2011-2013 et 2013-2014

Objectifs des études :

Ces études, cofinancées par l'ADEME, avaient pour objectif de développer un **outil Web** <u>www.thermo2pro.fr</u> (Figure 65) permettant d'apporter des éléments de connaissance aux professionnels de la filière géothermie, qui travaillent à l'exploration pour la géothermie profonde en bassins sédimentaires. Dans le cadre du projet Thermo2Pro, un comité d'utilisateurs avait été constitué pour définir les besoins et les enjeux, afin d'orienter le développement de l'outil. Le comité d'utilisateurs avait également participé au suivi et à la validation de l'outil. L'outil devait permettre d'accéder facilement à des informations telles que la géométrie de l'aquifère, l'estimation des propriétés du réservoir et le suivi d'exploitation, issues de modélisations géoscientifiques 3D. Dans la suite du projet Thermo2Pro, le projet TRANS-CLAS avait pour objectif de définir et systématiser une méthodologie de transfert de données sous forme de grilles 3D, depuis des projets de recherche, et d'alimenter l'outil à partir des résultats acquis dans des projets précédents (notamment projets CLASTIQ et CLASTIQ-2).



Figure 65 : Page d'accueil du site Thermo2pro.fr (source : rapport BRGM/RP-62907-FR).

Principaux résultats et conclusions :

Les besoins qui ont été exprimés quant à l'utilisation de l'outil étaient très variés suivant le profil des utilisateurs et les différentes phases d'un projet de géothermie (Figure 66).

Ainsi, il en ressort principalement que l'outil devait servir comme moyen de promotion auprès des collectivités d'utiliser la géothermie profonde, comme aide à la prospection pour la réalisation d'études préliminaires, et aussi comme outil de suivi/gestion des aquifères.

	Promotion	Aide à la prospection	Exploitation
Organisme étatique	Inciter de nouvelles communes à utiliser la géothermie : support de communication	Suivi des dossiers - Vérification	Suivi des dossiers - Vérification
мо	Inciter de nouvelles communes à utiliser la géothermie : support de communication (AGEMO)	Source d'information complémentaire aux BE	Suivi de l'évolution de nappe
Sociétés exploitantes	Démarcher de nouveaux clients (pas réellement d'outils aujourd'hui)		Suivi de l'évolution de nappe
BE surface		En complément	
BE sous-sol		Appui à leur travail	Appui à leur travail

Figure 66 : Attentes de l'outil en fonction du profil de l'utilisateur (gris foncé : fort intérêt) (source : rapport BRGM/RP-62907-FR).

Un démonstrateur de l'outil a été développé sur les données disponibles, notamment celles issues des projets CLASTIQ et CLASTIQ-2 sur les bassins sédimentaires de Paris, du Fossé rhénan et de la Limagne (Figure 67). Le choix initial des grilles au format 3D s'est avéré pas toujours adapté

à l'ensemble des données/résultats des projets ; ainsi, un certain nombre de projets présentent des résultats sous forme de grilles 2D, et des adaptations de l'outil seraient ainsi nécessaires pour leur importation dans Thermo2Pro. Un travail de quantification de l'incertitude sur les données (qui sont souvent des données traitées et non brutes) a également été proposé.

Zones	Projets et références	Paramètres
Bassin de Paris (Trias)	CLASTIQ CLASTIQ-2 Bouchot <i>et al.</i> , 2008 Bouchot <i>et al.</i> , 2012	Températures corrigées interpolées Faciès géologiques Porosité Perméabilité optimiste et pessimiste Transmissivité optimiste et pessimiste
Fossé Rhénan	CLASTIQ Interreg IV GeORG Bouchot <i>et al.</i> , 2008 Guillou-Frottier <i>et al.</i> , 2011 Guillou-Frottier <i>et al.</i> , 2013	Températures corrigées interpolées Horizons géologiques simplifiés
Limagne d'Allier	COPGEN CLASTIQ Guillou-Frottier <i>et al.</i> , 2011 Calcagno <i>et al.</i> , 2014	Températures corrigées interpolées Formations litho-stratigraphiques

On notera que l'outil n'a pas été maintenu à la fin du projet, faute de financement.

Figure 67 : Données transférées dans l'outil Thermo2Pro (source : rapport BRGM/RP-63957-FR).

3.4. SYNTHÈSE DES ÉTUDES SUR LES TECHNOLOGIES DE CONSTRUCTION ET CONDITIONS D'ACCÈS À LA RESSOURCE

Référence du rapport	Titre de l'étude	Année de réalisation
BRGM/RP-55990-FR	Nappes de l'Albien et du Néocomien-Définition des conditions d'accès à la ressource géothermique en Île-de-France	2007
BRGM/RP-57245-FR	Etat de l'art relatif à la conception et à la mise en œuvre des forages géothermiques au Dogger	2009
BRGM/RP-58793-FR	Forages géothermiques au Dogger en Ile-de-France. Réalisation et contrôle des cimentations	2010
BRGM/RP-59642-FR	Conditions de réhabilitation et d'abandon des forages géothermiques au Dogger en Ile-de-France.	2010
BRGM/RP-65443 FR	Guide de « bonnes pratiques » sur les retours d'expérience des forages géothermiques profonds	2015-2019
BRGM/RP-65639-FR	RECOMmandations pour l'acquisition de données sur l'aquifère carbonaté du Lusitanien traversé à l'occasion des FORages géothermiques au Dogger (bassin de Paris) - Projet RECOMFOR	2015-2016

Figure 68 : Études sur les travaux et conditions d'accès à la ressource (Albien/Néocomien, Dogger, Lusitanien).

<u>Intitulé de l'étude</u> : Nappes de l'Albien et du Néocomien - Définition des conditions d'accès à la ressource géothermique en Île-de-France

Référence : BRGM/RP-55990-FR

Année de réalisation : 2007

Objectifs de l'étude :

Cette étude, cofinancée par le BRGM et l'ADEME, avait pour objectif de déterminer les conditions d'accès à la ressource de l'Albien / Néocomien, ressource stratégique pour l'eau potable. En effet, son utilisation pour l'alimentation en eau de la population en cas d'urgence ne peut être envisagée qu'à partir d'ouvrages préexistants. La DRIEE (anciennement DRIRE Île-de-France) envisageait l'autorisation de la création de nouveaux forages géothermiques sous certaines conditions, qui font l'objet de l'étude.

Principaux résultats et conclusions :

Les principales contraintes listées dans le projet pour la réalisation de forages à l'Albien sont :

- la réinjection des eaux pompées dans la nappe, afin de garantir la pérennité et la qualité de la ressource ;
- la mise en place d'un suivi de l'évolution thermique et qualitative de la nappe ;
- la qualité de la réalisation des forages utilisation de tubages adaptés (de préférence en aciers de grade pétrolier) et la qualité des cimentations ;
- l'utilisation de crépines adaptées : utilisation préférentielle de crépines en acier inoxydable de type fil enroulé ;
- la protection bactériologique de l'aquifère pendant la foration ;

- la désinfection de l'ensemble de la boucle, avant sa mise en exploitation ;
- le suivi et le contrôle périodique de la boucle géothermale au cours de l'exploitation (paramètres physiques, chimiques et bactériologiques) ;
- la mise en place de moyens et de procédures de protection contre les risques de pollutions externes.

Les principales recommandations sont synthétisées sur la Figure 69.

Objets		Recommandations	Ċ	iate	Decommondatione
Imnacts thermic	Selling	 Réaliser une modélisation thermione diohale 	5	Jers	Recollillianuauons
	2	de la nappe - Mettre en place d'un réseau de suivi des	Equipements de production	Têtes de puits	 À protéger des agressions externes
		évolutions thermiques sur le bassin Contrôler l'impact des usages de la nappe nour la climatisation		Pompes et colonnes d'exhaure	 Pompes en alliages spéciaux Colonne d'exhaure en matériaux inertes
Risque chimique	sa	- Pas de recommandations particulières		Circuit primaire	 Conçu de façon à ne pas avoir d'effet sur la qualité des eaux
Risques biologi	sanb	 Appliquer systématiquement les procédures de désinfection pendant la phase de forage du réservoir, lors de la mise en production et à chaque ouverture de la boucle 		PAC et échangeurs	 Pas de contact entre le circuit PAC et le circuit géothermal Echangeurs en matériaux inaltérables
Risques de polle externes	utions	 S'assurer du contrôle de tous les accês à la boucle : interventions humaines, risques naturels risques technologiques 		Pompes et colonnes de réinjection	 Pompes en alliages spéciaux Colonne d'exhaure en matériaux inertes
			ĉ	liate	Perommandations
ojets		Recommandations	Condition	Medan d'analaiteire	
Réinjection		 Privilégier des forages verticaux Acquérir au préalable une meilleure connaissance de la capacité de réinjection dans les nappes 	controlles contrôles	Modes d exploration	 realiser un mouere de gestion de la ressource de la nappe S'assource de l'impact thermique des installations sur le réservoir, tout particulièrement lorsque de la climatisation
Surface		 Faire réaliser une étude détaillée de 			est envisagée
		l'ensemble des contraintes de surface		Contraintes et	 Protection de la boucle géothermale primaire
Matériaux		 Tubages en acier de grade pétrolier de type K55 Joints de tubage de type VAM Crépines inox AISI 316 L de type fil enroulé 		précautions de fonctionnement	 Détection des anomalies de fonctionnement Appliquer les procédures de maintenance Désinfection systématique après toute intervention sur la boucle
		 Fluides de forages non toxiques et protection bactéricide 		Moyens et procédures de	 Capteurs de suivi du fonctionnement, d'alerte et de mise en sécurité
Procédures de réalisation		 Apporter une attention particulière aux procédures de réalisation des ouvrages, en 		contrôles	 Suivi des paramètres de l'exploitation Contrôles périodiques (chimie, microbiologie)
		particulier tout particulièrement en ce qui concerne la plateforme, les fluides de forage et le programme de cimentation		Maintenance des puits	 Appliquer les procédures de contrôle et de désinfection lors de chaque ouverture du réseau
Mise en produc	tion	 Se protéger de toute contamination chimique ou bactérienne (prévention et traitement) 			 Désinfection systématique après toute intervention sur la boucle

Figure 69 : Synthèse des recommandations générales issues de l'étude (source : rapport BRGM/RP-55990-FR).

<u>Intitulé des études</u> : État de l'art relatif à la conception et à la mise en œuvre des forages géothermiques au Dogger / Réalisation et contrôle des cimentations / Conditions de réhabilitation et d'abandon des forages géothermiques

Références : BRGM/RP-57245-FR, BRGM/RP-58793-FR et BRGM/RP-59642-FR

Années de réalisation : 2009-2010

Objectifs des études :

Ces études, cofinancées par le BRGM et l'ADEME, avaient pour objectif de faire **un état de** l'art pour la réalisation des ouvrages géothermiques exploitant l'aquifère du Dogger du Bassin parisien, en région Île-de-France. Cet état de l'art a porté successivement sur :

- un état de l'art général sur les forages, les matériaux, les cimentations, les essais, les choix technico-économiques et contractuels pour la réalisation des ouvrages (BRGM/RP-57245-FR) ;
- un état de l'art plus spécifique sur les conditions de réalisation et de contrôle des cimentations (BRGM/RP-58793-FR) ;
- un état de l'art sur les conditions de réhabilitation et d'abandon des forages (BRGM/RP-59642-FR).

Principaux résultats et conclusions :

Les différents points abordés dans les études sont les suivants :

- la profondeur et l'espacement des ouvrages (réalisation de puits verticaux, à partir de deux plateformes ou puits déviés, depuis une plateforme unique) ;
- l'environnement de chantier (accès, sécurité, bruit, rejets) ;
- les différents éléments liés aux travaux de forage (appareil de forage, amenée et repli du matériel, équipements de boue, équipements de tête de puits, moyens de tubage et de cimentation, équipements de mise en production);
- les critères de choix des diamètres de tubage (pertes de charge, aménagement d'une pompe immergée, débit de production envisagé, possibilité de réhabiliter le forage en fin de vie par son rechemisage);
- les critères de choix des matériaux de cuvelage (tubages en acier API de l'industrie pétrolière, tubages en acier revêtu, tubages en aciers spéciaux, tubages en matériaux composites);
- la cimentation des tubages (choix du ciment, méthodes de cimentation (cimentation étagée versus cimentation allégées en une seule phase), procédures de cimentation, matériel de cimentation, matériel de centrage des colonnes, contrôle de la qualité des cimentations);
- les mesures et contrôles en cours de forage (diagraphies instantanées) et les mesures en fin de forage ou à la fin d'une phase de forage (diagraphies différées) ;
- les essais de puits (essais par paliers, essais de formation) ;
- la stimulation de l'ouvrage par acidification ;
- les différentes possibilités de réhabilitations ;
- les conditions d'abandon des forages ;
- les différents types de contrats de réalisation ou de suivi (contrat de maîtrise d'œuvre, contrat de supervision de forage, contrat de suivi des installations) ;
- l'évaluation des coûts des travaux de forage.

Ces études ont permis de faire un état des lieux exhaustif sur les pratiques des forages géothermiques au Dogger, dans le Bassin parisien, et servent de prescriptions ou de recommandations pour la couverture des risques dans le cadre du Fonds de Garantie géothermie.

Intitulé de l'étude : Guide de « bonnes pratiques » sur les retours d'expérience des forages géothermiques profonds

Référence : BRGM/RP-65443 FR

Années de réalisation : 2015-2019

Objectifs de l'étude :

Ce projet, cofinancé dans le cadre de plusieurs conventions entre le BRGM et l'ADEME Îlede-France entre 2015 et 2019, avait pour objectif **de réaliser un guide des** « **bonnes pratiques** » d'exécution des forages géothermiques profonds, en région Île-de-France, pour le compte du Comité Technique Géothermie sur Aquifères Profonds (CT-GAP), qui réunit les organismes impliqués dans le développement de la géothermie sur aquifères profonds (ADEME, AFPG, AGEMO, BRGM, DRIEE, SAF Environnement, SNCU-FEDENE). Ce guide avait pour vocation d'apporter des éléments de recommandations aux maîtres d'ouvrage et maîtres d'œuvre, lors de la réalisation de forages géothermiques profonds. Il vient donc compléter les études précédentes initiées en 2009 (rapports BRGM/RP-57245-FR, BRGM/RP-58793-FR et BRGM/RP-59642-FR). Il se base sur des retours d'expérience des forages réalisés au Dogger et à l'Albien/Néocomien, ainsi que sur différents travaux de réhabilitation, depuis la reprise en 2007, des forages géothermiques dans le Bassin de Paris.

Principaux résultats et conclusions :

Le guide a été construit à partir de l'analyse de 36 opérations effectuées, entre 2007 et 2018, en Île-de-France, représentant 65 forages au total, dont 55 ciblant l'aquifère du Dogger, 8 l'aquifère de l'Albien et 2 l'aquifère du Néocomien. Il a conduit, dans un premier temps, à l'élaboration de 19 fiches techniques fin 2017 et a été complété, entre 2018 et 2019, par la réalisation de 4 nouvelles fiches, dont la reprise d'une fiche existante.

Le guide est constitué, fin 2019, de **22 fiches techniques** (Figure 70) classées selon **9 domaines (Rappels des règles de l'art et surface, Forage, Tubages, Cimentations, Déviation, Complétion, Diagraphies, Développements et essais, Exploitation)**. La version intégrale du guide, ainsi que chaque fiche individuelle, sont consultables et téléchargeables sur le site géothermies <u>https://www.geothermies.fr/outils/guides/guide-de-bonnes-pratiques-des-forages-geothermigues-profonds-brgm</u>.

Certaines règles, procédures et recommandations mentionnées dans ces fiches, longuement débattues avec tous les organismes ou entreprises des divers secteurs de la profession, sont prises en considération dans l'analyse des dossiers de demande d'aides de l'ADEME, dans le cadre du Fonds Chaleur et des demandes de garanties présentées à la SAF Environnement, ainsi que lors de l'instruction des demandes d'autorisation de travaux ou d'exploitation par la DRIEE.

Thème	N° de fiche	Nom de la fiche	Année de réalisation		
Rappel des règles de l'Art et surface	10	Rappels généraux	2015		
	21	Architecture des puits	2015		
Forago	22	Annulaires restreints	2016		
Folage	23	Fluides de forage et de complétion	2016		
	24	Architectures nouvelles	2018-2019		
	33	Matériaux composites	2015		
Tubages	34	Centrage des tubages	2015		
Cimentations	41	Modes de cimentations	2015		
	42	Attente de séchage du ciment (WOC)	2015		
Cimentations	43	Abandon des forages	2016		
	44	Critères analyse cimentations	2016 (revue en 2018)		
Déviation	51	Paramètres de déviations	2015		
Deviation	52	Qualité des déviations	2015		
Complétion	61	Complétion des aquifères sableux	2015		
	72	Contrôle de cimentation	2015		
Diagraphies	73	Contrôle des tubages	2018		
	74	Diagraphies réservoir	2018-2019		
Développement et essais	81	Qualité des opérations de développement	2015		
	82	Essais de formation	2016		
	90	Conditions d'exploitation	2017		
Exploitation	91	Traitements inhibiteurs	2017		
	92	Filtration en surface	2017		

Figure 70 : Fiches techniques de retours d'expérience réalisées entre 2015 et 2019 (source : rapport BRGM/RP-65443 FR).

<u>Intitulé de l'étude</u> : Recommandations pour l'acquisition de données sur l'aquifère carbonaté du Lusitanien traversé à l'occasion des forages géothermiques au Dogger (Bassin de Paris) - Projet RECOMFOR

Référence : BRGM/RP-65639 FR

Années de réalisation : 2015-2016

Objectifs de l'étude :

Ce projet, cofinancé par le BRGM et l'ADEME, avait pour objectif **de proposer une ou plusieurs méthodologies d'acquisition de données permettant d'améliorer la connaissance de la formation aquifère traversée du Lusitanien, lors de la réalisation de forages au Dogger**. Cette méthodologie avait pour but de mieux caractériser le Lusitanien en termes de propriétés de réservoirs (transmissivité, perméabilité, épaisseur utile, lithologie, température, ...), afin d'encourager le développement de cet aquifère encore non exploité et pouvant servir de relai au Dogger dans les zones densément exploitées en région Île-de-France.

Principaux résultats et conclusions :

Six programmes d'exploration ont été proposés permettant d'acquérir de la donnée et ont été hiérarchisés suivant leur pertinence technique (Figure 71) selon l'ordre de priorité suivant :

- priorité 1 : essai de formation (test de remontée de pression), intégrant les mesures de débit-métrie, de pression et de température de gisement, couplé à des mesures différées de porosité neutron (nécessaire pour l'interprétation du test);
- priorité 2 : mesures de perméabilité sur carottes couplées à des mesures différées de résonance magnétique nucléaire (RMN) et de porosité neutron ;
- priorité 3 : mesures de perméabilité sur mini-carottes prélevées par sonde, et mesures différées de résonance magnétique nucléaire (RMN) et de porosité neutron ;

- priorité 4 : mesures de perméabilité sur déblais, mesures différées de résonance magnétique nucléaire et porosité neutron ;
- priorité 5 : mesures différées de résonance magnétique nucléaire (RMN), de porosité neutron et sonique ;
- priorité 6 : mesures différées de porosité neutron, résistivité et sonique.

Donnée · recueillie¤	Méthode-/-outils-de-mesure-évalués-et-hiérarchisés- en-fonction-de-la-pertinence-des-données-		Combinaisons-d'outils- retenues-par-ordre-de- priorité¤						
	Tecueimesu	1¤	2¤	3¤	4¤	5¤	6¤		
• A¶ Débit∙/· Température¤	Essai·de·formation¤		п	п	ц	п	ш		
B· Perméabilité./.	Perméabilité-sur-carotte¤		X¤	Π	Π	n			
	Perméabilité-sur-mini-carottes-relevées-avec-sonde¤			X¤			Ħ		
Porosité¤	Perméabilité ·sur ·déblais¤				Χ¤	Ħ	¤		
	RMN-différée¤		X¤	X¤	X¤	Χ¤	Ħ		
с¶	Neutron (NPHI) · différée¤	X¤	X¤	X¤	Χ¤	Χ¤	Χ¤		
Porosité ·/·	Sonique·différée¤				X¤	Χ¤	X¤		
Lithologie¤	Résistivité-différée¤					Ħ	X¤		
D¶ Lithologie-/- Structurale¤	Forage-carotté¤		X¤		Ħ	Ħ	¤		
	Mini-carottes ^a			X¤		Ħ	Ħ		
	Déblais (tricône)¤				Χ¤		¤		

Figure 71 : Données recueillies suivant la méthode/l'outil mis en œuvre et combinaisons retenues par ordre de priorité (source : rapport BRGM/RP-65639 FR).

Par ailleurs, une **analyse technico-économique a été réalisée pour chacun des programmes proposés avec une analyse des risques identifiés**. La Figure 72 synthétise, pour chaque programme (1 à 6), la méthode, les paramètres mesurés, le surcoût engendré, la durée envisagée et les principaux risques identifiés.

Ainsi, il en ressort que :

- le programme n° 1 est le plus pertinent en termes de données récoltées (débit, pression, température, transmissivité et épaisseur productrice), mais sa mise en œuvre s'avère la plus risquée des programmes proposés ici, car elle nécessite de modifier l'architecture du puits. Son surcoût est parmi les deux plus élevés (environ 6,9 % du prix « classique » d'un forage au Dogger) ;
- le programme n° 2 nécessite de réaliser un forage carotté sur toute l'épaisseur de l'aquifère, ce qui augmente considérablement le prix de revient, la durée de l'opération de forage et le risque de coincement du carottier (risque technique majeur). Évalué à plus de 720 k€ HT, le surcoût engendré par la mise en place de ce programme est le plus élevé des six programmes. Il représente au moins 18 % du coût d'un forage « classique » au Dogger ;
- le programme n° 3 s'appuie sur une technique récente d'échantillonnage de mini-carottes, dans les parois du puits, une fois le forage destructif réalisé. Elle permet d'obtenir des mesures de perméabilité sur roche intacte (mini-carottes) que l'on associe ensuite à des diagraphies différées de résonnance magnétique nucléaire (RMN) et de porosité neutron. Le surcoût raisonnable de mise en place de ce programme (3,1 % d'un forage « classique » au Dogger), associé à un risque technique mineur lié à la possible perte d'outils de mesure, font de ce programme un bon compromis ;
- le programme n° 4 est proche du programme n° 3, mais comporte cependant un risque technique majeur lié au changement d'outils durant l'opération de forage (tricône à la place d'un outil PDC pour obtenir une taille des déblais de forage suffisante);
- le programme n° 5 n'étant basé que sur des mesures de diagraphies différées en fin de forage destructif (rotary) et ne prévoyant pas de mesures de perméabilité directe sur échantillons (carottes, mini-carottes ou déblais), est donc moins cher que le programme n° 3, mais présente un intérêt scientifique moindre pour un risque opérationnel équivalent ;
- enfin, le programme n° 6 constitue le minimum requis pour acquérir des données sur le Lusitanien, dans le cadre d'un forage géothermique au Dogger. Certes le moins onéreux (1,3 % du prix d'un forage « classique » au Dogger, soit environ 52,5 k€), le moins long (6 heures) et peu risqué (perte d'outils présentant un risque mineur), il reste cependant le moins satisfaisant en termes d'apport de connaissances géologiques et géothermiques sur l'aquifère du Lusitanien.

Si le classement de ces programmes est clairement identifié en termes de pertinence des données recueillies et de surcoût engendré, les risques technique et assurantiel s'avèrent, quant à eux, plus délicats à hiérarchiser. Le programme n° 3 (perméabilité sur minicarottes et log RMN, NPHI) constitue probablement un bon compromis entre les tests hydrogéologiques les plus pertinents pour déterminer la productivité de l'aquifère mais techniquement très risqués, les mesures sur forage carotté représentatif de l'aquifère mais très onéreuses, les mesures sur déblais moins intéressantes car géologiquement déstructurés et les seules diagraphies différées.

À noter que quel que soit le programme retenu, avec ou sans échantillons (carotte, mini-carotte ou déblai), l'association de diagraphies différées de résonance magnétique et de porosité neutron reste la plus recommandée.

Il est à noter que les outils et méthodes de mesures sur forage évalués dans ce projet sont ceux et celles déjà éprouvés dans le domaine du forage profond et disponibles sur le marché. D'autres méthodes de mesures de géophysique telles que la tomographie sismique 3D (PVS-3D ou PVO-3D), l'électromagnétisme (EM) ou encore le radar de puits, plutôt employées dans le cadre de projets de Recherche et Développement, mériteraient d'être évaluées.

Programme	Méthode¤	Mesures¤	Surcoût-+-(%-du-coût- «°classique°»-d'un-forage- au-Dogger)¤	Durée¤	Risque=
10	Essai·de·formation¶ +¶ Porosité·Neutron¤	Debitmetrie (niveaux producteurs)¶ + Pression-et-Température- gisement¶ + Transmissivité (épaisseur- productrice/ perméabilité)¶ + Porosité-totale=	265-k€·HT¶ (6,6-%)¤	2∙jours¤	Majeur ^{*,} ·modification-de- l'architecture-du¶ puits-(responsabilité)¤
2=	Carotte¶ +·Log·RMN¶ +·Porositė·Neutron¤	Perméabilité-sur-carotte¶ +·Log-de-perméabilité¶ +·Porosité-totale¤	720⋅k€·HT¶ (18⋅%)¤	10∙jours¤	Majeur [®] :durée·de· l'opération¶ +-coincement-carottier¤
3=	Mini-carottes¶ +·Log·RMN¶ +·Porosité®eutron¤	Perméabilité-sur- <u>mini-carottes</u> ¶ +·Log-de-perméabilité¶ +·Porosité-totale¤	125⋅k€·HT¶ (3,1⋅%)¤	12·heures¤	Mineur [•] :·mauvais· échantillonnage·+· perte¶ d'outil·(<u>Fishing</u>)¤
4=	Déblais¶ +·Log·RMN¶ +·Porosité·Neutron¤	Perméabilité-sur-déblais-(<u>cuttings)</u> ¶ +-Log-de-perméabilité¤	155∙k€·HT¶ (3,8-%)¤	2-jours¤	Majeur ^e ·forage· Lusitanien·avec¶ changement-d'outil· (responsabilité)¤
50	Logs·RMN¶ +·Porositė·Neutron¶ +·Sonique¤	Log·de·perméabilité¶ +·Porosité·totale¶ +·Perméabilité·de·fracture¤	80·k€·HT¶ (2·%)¤	12-heures¤	Mineur ^e :-perte-d'outil- (<u>Fishing</u>)¤
6=	Porosité∙Neutron¶ +∙Résistivité¶ +∙Sonique¤	Porosité totale+ Résistivité¶ + Perméabilité de fracture¤	52,5·k€·HT¶ (1,3·%)¤	6-heures¤	Mineur [•] :·perte·d'outil· (<u>Fishing</u>)¤

Figure 72 : Évaluation technico-économique des six programmes d'acquisition proposés et analyse des risques.

3.5. SYNTHÈSE DES ÉTUDES SUR L'EXPLOITATION ET LA SURVEILLANCE DES OUVRAGES

Référence du rapport	Titre de l'étude	Année de réalisation
BRGM/RP-64364-FR	Projet Inhibit-Dogger - Etude comparative de l'action de différents inhibiteurs de corrosion-dépôts sur le comportement électrochimique d'un acier au carbone dans un fluide géothermal représentatif du Dogger	2013-2015
BRGM/RP-64721 FR	Étude de la dégradation de la productivité/injectivité de doublets géothermiques au Dogger et des causes possibles des pertes de performance de ces doublets	2014-2015
14 CFG 43	Inspection de tubage par méthode électromagnétique	2014
GPC GDCE19003	Réalisation d'un log acoustique sur le puits de Grigny 3 - Interpretation des resultats dans une demarche globale de recherche et developppement permettant de valoriser les ressources geothermales du bassin parisien	2017-2018
DCE20014_OPTOTAI	Projet OPTOTAI. Ligne d'injection chimique en fonds de puits instrumentée à télémétrie de saisie/acquisition de température et de pression par fibre optique	2016-2019
19 CFG 83/VA	Etude de l'application de la technique du Radial Jetting aux puits géothermiques du Dogger dans le bassin parisien	2018-2019

3.5.1. Aquifères carbonatés (Dogger ; Figure 73)

Figure 73 : Études sur l'exploitation et la surveillance des ouvrages au Dogger.

<u>Intitulé de l'étude</u> : Étude comparative de l'action de différents inhibiteurs de corrosiondépôts sur le comportement électrochimique d'un acier au carbone dans un fluide géothermal représentatif du Dogger - Projet INHIBDOGGER.

Référence : BRGM/RP-64364-FR

Années de réalisation : 2013-2015

Objectifs de l'étude :

Ce projet de recherche, cofinancé par le BRGM et l'ADEME, avait pour objectif **de comparer**, par des tests en laboratoire, l'action de différents inhibiteurs de corrosion-dépôts sur le comportement électrochimique de l'acier au carbone XC38 (acier de composition similaire à l'acier des tubages des puits géothermiques) immergé dans un fluide reconstitué représentatif du Dogger du Bassin de Paris.

Principaux résultats et conclusions :

La première phase de l'étude a été de reconstituer, en laboratoire, un fluide représentatif du Dogger et vérifier sa stabilité sur le plan physico-chimique, dans le temps. Une attention

particulière a été portée sur les éléments ayant une influence considérable sur la corrosivité des fluides géothermiques, à savoir la teneur en H₂S, CO₂ et ions chlorures Cl⁻.

Dans une seconde phase, des échantillons d'acier au carbone XC38 ont été immergés dans l'eau géothermale reconstituée (EGR) préalablement traitée ou non par des produits inhibiteurs. Neuf produits inhibiteurs ont été testés (SOLAMINE 129, MMC 7300, MMC 3000, TURBODISPIN 4360, NORUST 491, NORUST 575, NORUST 5144, LAI 1415, ICL2), dont certaines formulations déjà utilisées sur les opérations géothermiques et certaines formulations nouvelles.

L'analyse de l'efficacité des produits inhibiteurs a été mesurée sur la base de méthodes électrochimiques, telles que la mesure de la résistance de polarisation, le potentiel libre de corrosion, la vitesse de corrosion (méthodes dites stationnaires) et la mesure de l'impédance électrochimique (méthode transitoire). Ces méthodes ont été complétées par la méthode de corrosimétrie gravimétrique (par perte de poids de métal).

Parmi les inhibiteurs testés, trois se sont révélés plus efficaces : il s'agit de la SOLAMINE 129, de TURBODISPIN 4360 et NORUST 5144. Ils augmentent le potentiel libre de corrosion de l'acier de plus de 100 mV et réduisent considérablement le courant cathodique. Ces inhibiteurs ont développé un caractère cathodique et leur efficacité est fonction de leur concentration. TURBODISPIN 4360, à trop forte dose, peut devenir corrosif. Pour les autres inhibiteurs, l'efficacité semble limitée dans les conditions de tests réalisées.

On notera, par ailleurs, que si les traitements appliqués sont plutôt efficaces contre la corrosion des tubages en acier, ils sont moins spécifiques aux dépôts. Des conditions hydrauliques variables (périodes de faibles débits, arrêt de l'exploitation) vont favoriser la constitution de dépôts qui, eux-mêmes, vont réduire l'efficacité des produits inhibiteurs.

<u>Intitulé de l'étude</u> : Étude de la dégradation de la productivité/injectivité de doublets géothermiques au Dogger et des causes possibles des pertes de performance de ces doublets

Référence : BRGM/RP-64721 FR

Années de réalisation : 2014-2015

Objectifs de l'étude :

Cette étude, cofinancée par le BRGM et l'ADEME, avait pour objectif de **réaliser une analyse des** pertes de performances (baisse de la productivité et/ou de l'injectivité) observées sur certains doublets en Île-de-France. Ce projet a été réalisé en partenariat avec CFG et GEOFLUID.

Le projet comprenait deux phases :

 réalisation d'un état des lieux exhaustif et premier diagnostic sur la base des historiques disponibles (données sur les évolutions des pressions, températures, chimie de l'eau, état des tubages, essais de production, travaux sur les puits, etc.) pour quatre doublets identifiés dans l'étude : Alfortville, Épinay-sous-Sénart, Tremblay-en-France et Villiers-le-Bel-Gonesse. Cet état des lieux s'est appuyé notamment sur les mesures d'auscultationsdiagnostics (essais par paliers de débits), réalisés trimestriellement par les bureaux d'études et permettant de suivre la pression d'injection et le niveau hydrodynamique en tête des puits injecteur et producteur, les mesures en fond de puits réalisées sur ces ouvrages (essais de production, flow-métrie), les analyses chimiques du fluide et des données des exploitants disponibles dans la base « Dogger ». En parallèle, ont également été analysées les différentes interventions qui ont eu lieu sur les puits (travaux de rénovation, diagraphies, ...) et les évolutions de l'état des tubages ;

 proposition d'un programme d'investigations complémentaires et coût estimatif prévisionnel pour établir un diagnostic plus poussé et le plus pertinent possible sur la cause de la diminution de la productivité/injectivité en ces doublets, suite à ce premier constat.

Principaux résultats et conclusions :

Doublet d'Alfortville : Ce site, localisé dans le Val-de-Marne, à forte densité d'opérations, présente une diminution de la performance des deux ouvrages injecteur et producteur, avec une tendance plus prononcée sur le puits injecteur (doublement de la pression d'injection). Les deux ouvrages ont été entièrement rechemisés en 10"3/4 et 7" pour le puits de production et en 9"5/8 et 7" pour le puits d'injection. L'augmentation de la pression d'injection est particulièrement marquée pour les débits élevés, à partir de 2010, et semble depuis continue. Les diagraphies d'inspection, selon le log CIC de l'état des tubages à l'injecteur, indiguent des dépôts sur la partie basse du tubage 9"5/8, avant son rechemisage en 7", en 2002. Par contre, le tubage 7" de 2002 est en bon état dans son ensemble (épaisseur proche de l'épaisseur nominale), selon les dernières diagraphies. L'inspection des tubages au puits producteur indique des dépôts sur le tubage 10"3/4, notamment au-dessus de l'aspiration de la pompe et en-dessous de 350 m. malgré une opération de curage du puits réalisée en 2014. Le tubage 9"5/8, avant son rechemisage en 2014, présente des dépôts importants sur la partie haute du tubage, lors de la diagraphie de 2012. On retrouve, néanmoins, une épaisseur de tubage proche de l'épaisseur théorique, après curage de l'ouvrage en 2014. Le puits producteur a fait l'objet en 2012 d'essai et diagraphie de production, qui n'ont pas montré de changement dans les caractéristiques hydrodynamiques (transmissivité, facteur skin, distribution et contribution des niveaux producteurs) au proche puits. Le suivi des paramètres physico-chimiques (notamment pH, potentiel rédox, conductivité, température, fer, sulfures) n'indique pas d'évolution des paramètres, excepté la poursuite de la diminution de la baisse de température de production.

Doublet d'Épinay-sous-Sénart : ce doublet, plus isolé et limitrophe du département du Valde-Marne, présente une dégradation marquée au puits producteur, avec une forte diminution du niveau dynamique (plus de 100 m depuis 2010). Le puits injecteur présente une légère dérive de la pression d'injection. Les deux ouvrages ont été entièrement rechemisés en 11"3/4 et 7"5/8 pour le puits de production et 7"5/8 pour le puits d'injection. La dernière diagraphie d'inspection du tubage 11"3/4, suite à un curage du puits, indique une épaisseur moyenne de tubage de 12,5 mm proche de l'épaisseur nominale, et une réduction importante des dépôts constatés, lors de la dernière diagraphie en novembre 2005. Le tubage 7"5/8 du puits injecteur est en bon état, selon la dernière diagraphie de juillet 2014 ; par contre, on ne connaît pas l'état du tubage 7"5/8 du puits producteur, depuis sa mise en place en août 2010. Ce doublet est le moins renseigné sur les caractéristiques hydrodynamiques du fait qu'aucun essai n'a été réalisé, depuis sa mise en service. Le suivi géochimique n'indique pas d'évolution notable des paramètres physico-chimiques du fluide, excepté des pics de concentration en fer concomitants aux opérations d'acidification et de nettoyage des puits.

Doublet de Tremblay-en-France : Cce doublet, situé au nord-est de la Seine-Saint-Denis, présente une dégradation des deux ouvrages, plus marquée sur le puits de production. Cette dégradation a commencé en 2006, puis s'est poursuivie en 2010. Le tubage 7" du puits injecteur est d'origine et le puits producteur a été partiellement rechemisé en 10"3/4 et 7", en 2006. Le tubage 7" de production entre 500 et 1 950 m de profondeur est d'origine. Les dernières diagraphies d'inspection des tubages (2009 pour le puits de production et 2012 pour le puits d'injection) indiquent que les tubages 10"3/4 et 7" sont globalement corrodés, avec des épaisseurs maximales et minimales négatives. Il est à noter que, suite à une panne de l'électropompe en novembre 2007 et un coincement du TAI, le doublet a fonctionné en artésien, entre fin 2007 et début 2009, correspondant à la descente d'une nouvelle pompe.

Ce doublet a fait l'objet d'un essai de production en 2008, qui a montré une transmissivité légèrement supérieure au proche puits de production à celle de 1983, mais similaire à celle au puits d'injection. Le suivi géochimique n'indique pas d'évolution notable des paramètres physico-chimiques du fluide, excepté des pics de concentration en fer concomitants aux opérations d'acidification et de nettoyage des puits en janvier-février 2008 et mai-juin 2009.

Doublet de Villiers-le-Bel-Gonesse : ce doublet, situé au nord (département des Hauts-de-Seine) et isolé, présente une dégradation du puits de production uniquement. Le niveau dynamique au puits producteur a chuté, depuis 2009, de plus de 100 m. Le puits producteur a été intégralement rechemisé en 10"3/4 et 7". Le tubage 9"5/8 du puits injecteur est d'origine. Les diagraphies d'inspection du tubage 9"5/8 du puits injecteur n'indiquent pas de dégradation notable de l'état du tubage, avec des épaisseurs moyennes proches de l'épaisseur nominale. Les tubages 10"3/4 et 7" du puits de production sont en moins bon état général, avec des dépôts, notamment dans la partie de déviation maximale du puits entre 300 et 600 m, au niveau du tubage 7", et entre 170 et 200 m, sur le tubage 10"3/4. Ce doublet a fait l'objet de deux essais de production en 2010 puis 2014, et d'une débit-métrie en 2014, lors de l'opération de changement de pompe. Les caractéristiques hydrodynamiques en ce puits sont similaires à celles de 1984, avec toutefois une épaisseur productrice plus importante du fait d'un niveau producteur plus étendu, selon la flow-métrie de 2014. L'analyse des paramètres physico-chimiques du fluide produit ne montre pas de variation significative dans le temps, sinon qu'il s'agit du puits le plus minéralisé et le plus froid des quatre doublets.

L'analyse de l'ensemble des données mises à disposition du BRGM n'a pas permis de conclure, de manière tranchée, sur l'origine de ces pertes de performances. Il est en particulier difficile, sur la base des seules diagraphies (CIT, de production) et du nombre réduit d'essais disponibles ayant fait l'objet de mesures en fond et réalisés à des débits faibles (< 115 m³/h), et bien en deçà des débits pour lesquels les pertes de productivité et d'injectivité sont constatées, d'émettre un diagnostic précis, notamment sur le rôle et la part des tubages et du réservoir.

Pour cette raison, il a été proposé de réaliser des essais plus spécifiques sur ces doublets en prenant en compte les spécificités de chaque site (Figure 74). Le programme visait principalement à évaluer les pertes de charges dans le forage par friction visqueuse et celles dans le proche réservoir, qui peuvent être à l'origine d'une baisse de productivité pour différents paliers de débit (jusqu'à 250 m³/h, dans la mesure du possible). Ces essais nécessitent de pouvoir réaliser une mesure de la pression en fond simultanée à la mesure en tête, et requièrent, par conséquent, un équipement spécifique, dans le cas des puits de production avec équipement immergé (pompe, tube de traitement) empêchant toute descente d'outil au réservoir.

Ainsi, deux solutions avaient été proposées pour les puits de production :

- réalisation d'essais par paliers de débit croissant avec l'électropompe immergée (EPI), suivis d'un essai de production à débit constant, avec remontée de pression et enregistrement sur centrale d'acquisition des pressions en tête et en fond via le tube de traitement rempli d'un fluide de faible densité et peu impacté par les variations de température ;
- réalisation d'essais par paliers de débit croissant par air-lift suivis d'un essai de production à débit constant, avec phase de remontée de pression et enregistrement sur centrale d'acquisition des pressions en tête et mesure directe au réservoir via un équipement de pression en fond de puits.

Ces mesures devaient être complétées, dans le cas du retrait des équipements immergés, de diagraphie de débit-métrie et prélèvements de fluide, afin de déterminer les caractéristiques hydrodynamiques et hydro-chimiques du réservoir.

Pour les puits d'injection, deux types de mesures avaient été proposées :

- réalisation d'essais d'injection standards (simultanés à la production par EPI), à différents paliers de débit, et essai à débit constant, avec phase d'abaissement de pression et enregistrement sur centrale d'acquisition des pressions en tête et en fond via un équipement de fond (wireline logging);
- réalisation d'un essai d'interférences avec l'EPI, à débit élevé au puits de production, et rejet des eaux pompées dans le réseau d'assainissement via une ligne de traitement, et équipement du puits injecteur avec une unité wireline (sonde de pression en fond) et un enregistrement des cycles d'abaissement et de remontée de pression.

Il est à noter que, si la première solution est la moins onéreuse et la moins impactante (injection et production peuvent être testées simultanément et sans impact notable pour l'exploitation), le protocole de mesures (mesures indirectes de la pression en fond *via* le TCTFP ou TAI) n'avait pas été validé avec des mesures directes au réservoir. Pour cette raison, et afin d'obtenir des donnés exploitables, l'étude recommandait de pouvoir réaliser un essai pilote comparatif des deux types de mesures sur un puits de production.

Doublet	Puits	Cas Type de mesures envisagés	Moyens mis en œuvre	Résultats attendus	Montant estimé de l'opération (€ HT)	Commentaires
ə	Producteur GAL2	Essai de production par paliers de débit et remontée de pression avec l'EPI Jusqu'à 250 m3/h avec enregistrement de la pression de fonds via le TCTFP	Avec tube de traitement rempil d'eau et mesures depuis la surface + mesure de la pression au tube piczométrique	Evaluation des pertes de charges dans l'aquifère et dans les tubages et des caractéristiques du réservoir au proche puits	5500	Coût de l'essai via le TCTFP avec les équipements immergés en place
llivhołlA	Injecteur GAL1	Essais d'injection par paliers de débit simultanés à la production jusqu'à 250 m3/h avec enregistrement de la pression en tête et en fond	Avec outil de diagraphie combiné équipé de capteurs de pression, température et débit	Evaluation des pertes de charges dans l'aquifère et dans les tubages et des caractéristiques du réservoir au proche puits dont les niveaux producteurs	36000	Inclus l'équipement en fond + débitmétrie + assurance TRC
				Sous-total Alfortville (a+b)	41500	
	181/	Essai de production par paliers de débit et remontée de pression avec l'EPI Jusqu'à 250 m3/h avec enregistrement de la pression de fonds via le TAI	Avec tube de traitement en place rempli de propanol et mesures depuis la surface	Evaluation des pertes de charges dans l'aquifère et dans les tubages	0866	Coût de l'essai via le TAI avec les équipements immergés en place
əssəuo <u>D</u> -la	oducteurs GV	Essais de production par paliers de débit par ainlift jusqu'à 200 m3/h avec enregistrement de la pression en tête et en fond	Avec ligne de test spécifique et sonde en fond avec unité wireline logging	Evaluation des pertes de charges dans l'aquifère et dans les tubages	130335	Coût de l'aménagement de la ligne de test et de l'équipement air-lift
Villiers-Le-Be	Pro	Diagraphies et caractérisation du réservoir (débitmétrie e thermométrie, enregistrement de la fin du cycle de production et de la phase de remontée de pression)	Diagraphie PLT (dont essais par pallers), sonde en fond, prélèvements de fond	Evaluation des niveaux producteurs et des paramètres du réservoir au proche puits et analyse du fluide	58600	Mesures possibles uniquement si essai par air-lift (d)
				sous-total d+e	188935	Coût des essais air-lift (dont remontée de pression et débitmétrie)
				Sous-total Villiers-Le-Bel (c+d+e)	202915	Coût estimatif total (c+d+e) dont 4k€ rapport
		Essai de production par paliers de débit avec l'EPI jusqu'à 250 m3/h avec enregistrement de la pression de fonds via le TAI	Avec tube de traitement en place rempli de propanol et mesures depuis la surface	Evaluation des pertes de charges dans l'aquifère et dans les tubages	0866	Coût de l'essai via le TAl (identique à c)
	teur GTRE1	Essais de production par pallers de débit par ainlift jusqu'à 200 m3/h avec enregistrement de la pression en tête et en fond	Avec ligne de test spécifique et sonde en fond avec unité wireline logging	Evaluation des pertes de charges dans l'aquifère et dans les tubages	114760	Ligne de test allégée car pas de réinjection dans la réservoir contrairement au cas d mais rejet dans le réseau d'eau usée
a	Produc	Diagraphies et caractérisation du réservoir (débitmétrie h thermométrie, enregistrement de la fin du cycle de production et de la phase de remontée de pression)	Diagraphie PLT, sonde en fond, prélèvements de fond	Evaluation des niveaux producteurs et des paramètres du réservoir au proche puits et analyse du fluide	58600	Mesures possibles <mark>uniquement si essai par air-lift</mark> (g)
oner3-				sous-total g+h	173360	Coût des essais air-lift (dont remontée de pression et débitmétrie)
uə-Á				sous-total producteur (f+g+h)	183340	Coût estimatif total puits producteur f+g+h
sldmərT	KE2	Essai d'injection par paliers (via la boucle géothermale, et débitmétrie du découvert à débit mais constant et enregistrement de la fin du cycle d'injection et phase d'abaissement	Diagraphie PLT et sonde en fond	Evaluation des pertes de charges au réservoir, des niveaux producteurs et des paramètres du réservoir à l'échelle du proche puits injecteur	35850	
	teur GT	j Essais d'injection cycliques à pulses de débits constants	Avec sonde en fond	Evaluation des paramètres du réservoir au proche puits	25850	Optionnel, en complément à i
	oəįni	k Essai d'interférence par production EPI et rejet dans le réseau d'assainissement	utilisation du puits injecteur comme puits d'observation avec équipement wireline et ligne d'essai	Evaluation des paramètres du réservoir à l'échelle du doublet	57405	Optionnel, en complément à i
				sous-total injecteur (i+j+k)	119105	
				Sous-total Tremblay-en-France (f+i)	45830	Si essai similaire à Alfortville
				Sous-total Tremblay-en-France (f+g+h+i)	219190	Si essais d'injection standards
				Sous-total Tremblay-en-France (f+g+h+i+j+k)	307445	Coût estimatif total dont 5k€ rapport

Figure 74 : Synthèse des mesures proposées aux puits et coût estimatif (source : rapport BRGM/RP-64721 FR).

Intitulé de l'étude : Inspection de tubage par méthode électromagnétique

Référence : 14 CFG 43

Année de réalisation : 2014

Objectifs de l'étude :

Cette étude, cofinancée par l'ADEME et la SAF Environnement, avait pour objectif **d'étudier une nouvelle méthode électromagnétique (outil induction EMIT) pour quantifier efficacement les épaisseurs résiduelles d'acier des tubages**, malgré la présence de concrétions masquant l'état réel du tubage à l'extrados, lors des contrôles par méthode mécanique (outils type PMIT, CIC, ...).

Principaux résultats et conclusions :

La méthode a été testée, lors d'une diagraphie de contrôle du tubage 9"5/8 de Fresnes GFR-1, en combinant deux types d'outils : l'outil PMIT, constitué de 60 bras palpeurs fournissant 60 mesures de rayon interne du tubage, et l'outil EMIT donnant une mesure de l'épaisseur du tubage par champ magnétique. Les courants induits (courants de Foucault) sont directement liés aux variations d'épaisseur du tubage.

L'acquisition par méthode électromagnétique est réalisée à une vitesse plus faible comparée à la méthode mécanique (4 à 5 m/min contre 10 à 12 m/min), ce qui engendre un temps d'arrêt de l'exploitation plus long. Plus la vitesse d'acquisition est faible, plus les défauts d'épaisseur de petite taille peuvent être détectés.

Différentes fréquences sont, par ailleurs, utilisées, suivant le nombre de tubages en présence ; ainsi, dans le cas d'un seul tubage une fréquence de 35 Hz est utilisée, alors qu'en présence de plusieurs tubages (double ou triple tubage) une fréquence inférieure de 8,75 Hz est utilisée pour augmenter la pénétration du signal.

Les principaux éléments fournis par la méthode électromagnétique sont :

- une courbe de l'épaisseur électromagnétique moyenne correspondant à l'épaisseur moyenne sur la circonférence calculée à partir du transmetteur basse-fréquence et des deux récepteurs situés de part et d'autre du transmetteur ;
- une courbe du diamètre interne moyen du tubage ;
- une cartographie 2D de la variation d'épaisseur du tubage par rapport à l'épaisseur moyenne mesurée (variations latérales des épaisseurs) ;
- une cartographie 2D de l'amplitude haute-fréquence qui discrimine les dommages sur la paroi interne.

Les champs d'application de la méthode électromagnétique au puits géothermique GRF-1 sont synthétisés sur la Figure 75.

La méthode électromagnétique appliquée au puits de Fresnes a confirmé :

- l'absence d'influence des dépôts de sulfures sur la caractérisation de l'épaisseur du tubage ;
- la possibilité de déterminer les variations radiales d'épaisseur de tubage, dans le cas d'un simple tubage, et ainsi différencier la corrosion interne de la corrosion externe ;

- la possibilité d'estimer l'épaisseur des dépôts recouvrant le tubage par comparaison avec l'outil diamétreur ;
- que dans les portions avec plusieurs tubages, seule une caractérisation de l'état de la surface interne du premier tubage peut être effectuée, si l'on ne connaît pas l'état des tubages extérieurs.

La Figure 76 synthétise les avantages et inconvénients de la méthode comparée aux outils mécaniques.



Figure 75 : Coupe technique du puits et mesures électromagnétiques sur le puits de Fresnes (source : rapport 14 CFG 43).

	PMIT	EMIT	PMIT + EMIT
Apports relatifs au diagnostic du puits	 Estimation du diamètre interne du tubage 	 Estimation du diamètre interne du tubage sous les dépôts Estimation de l'épaisseur moyenne d'acier Image 2D de la variation d'épaisseur et des défauts internes 	 En supplément des apports des outils PMIT et EMIT, Estimation de l'épaisseur des dépôts
Avantages	 Précision 0.1 mm Rapide (10-12 m/min) Peu couteux Interprétation facile 	 Pas d'influence des dépôts constitués de sulfures de fer Différenciation de la corrosion interne et externe 	
Inconvénients	 Absence d'estimation de l'épaisseur réelle du tubage Etat réel du tubage sous les dépôts inconnu Sensible à l'excentrement Effet d'inertie (élasticité du câble couplée à la pression latérale appliquée par les doigts entraîne une tendance à remonter par à-coups et augmenter la taille des anomalies) 	 Diamètre interne du tubage recouvert de dépôts inconnue Méthode couteuse Lent (4-5 m/min) Interprétation délicate en cas de multiples tubages 	 Lent (4-5 m/min) Méthode couteuse Interprétation délicate en cas de multiples tubages
Coûts (assurance TRC non incluse)	 20k€ HT sonde min- max (SDP) 22k€ HT sonde 40 mesures (FLODIM) 	- 50-60 k€ HT (Schlumberger)	 60-70 k€ HT (Schlumberger) Les charges de mesure EMIT sont réduites dans le cadre de I'utilisation combinée des deux outils.
Contraintes d'exploitation	 Maximum 6h d'arrêt de l'exploitation géothermique pour un forage de 2000 m 	 10 à 12h d'arrêt de l'exploitation géothermique pour un forage de 2000 m 	 10 à 12 h d'arrêt de l'exploitation géothermique pour un forage de 2000 m

Figure 76 : Synthèse des avantages et inconvénients de chaque outil de contrôle de l'état des cuvelages (source : rapport 14 CFG 43).

<u>Intitulé de l'étude</u> : Réalisation d'un log acoustique sur le puits de Grigny 3 - Interprétation des résultats dans une démarche globale de recherche et développement permettant de valoriser les ressources géothermales du Bassin parisien

Référence : GPC GDCE19003

Années de réalisation : 2017-2018

Objectifs de l'étude :

Cette étude, cofinancée par la Direction régionale de l'ADEME Île-de-France, avait pour objectif la réalisation d'une diagraphie sonique au Dogger sur le forage GGR-3 à Grigny. Cette diagraphie, basée sur la propagation des ondes acoustiques à travers les formations géologiques, devait apporter **des éléments nouveaux sur les propriétés du réservoir du Dogger, mais aussi permettre d'acquérir de nouvelles données pour des réinterprétations sismiques de la zone** en cas d'approfondissement au Trias (forage GGR-2 ayant été en échec au Dogger).

Principaux résultats et conclusions :

Les diagraphies soniques ont été réalisées, en août 2017, sur les phases forées 8"1/2, de 2 191 m à 2 057 m déviés, et 12"1/4, de 2 057 m à 1 172 m déviés du puits GGR-3.

Le principe de la diagraphie sonique réside dans l'enregistrement du temps mis par la composante longitudinale (onde de compression) d'une onde sonore - dont la fréquence est de l'ordre de 20 à 40 kilohertz - pour parcourir la distance entre un émetteur et un récepteur situé, en général, à une distance de 60 cm (Figure 77).



Figure 77 : Schéma de principe de la mesure acoustique (source : rapport GPC GDCE19003).

Cette diagraphie sonique devait permettre de quantifier :

- la porosité en complément du log de porosité (NPHI) ;
- la vitesse des ondes en fonction des horizons traversés le long du puits, ainsi que l'impédance acoustique, à partir des diagraphies combinées sonique et densité.

Cette dernière étape a permis notamment de reconstituer un **sismogramme synthétique du puits** (Figure 78), qui permettra de caler des enregistrements sismiques en surface (réinterprétation de lignes sismiques existantes ou nouvelles acquisitions), ainsi qu'en cas d'acquisition d'une VSP.



Figure 78 : Extrait du sismogramme du puits GGR-3 avec report des horizons stratigraphiques et niveaux producteurs au Dogger (source : rapport GPC GDCE19003).

<u>Intitulé de l'étude</u> : **Projet OPTOTAI. Ligne d'injection chimique en fonds de puits** instrumentée à télémétrie de saisie/acquisition de température et de pression par fibre optique

Référence : DCE20014_OPTOTAI

Années de réalisation : 2016-2019

Objectifs de l'étude :

Cette étude, cofinancée par la Direction régionale de l'ADEME Île-de-France et opérée par GEOFLUID, en partenariat avec TRONICO (concepteur), avait pour objectif de mettre en œuvre une ligne d'injection chimique TAI (tube auxiliaire d'injection) instrumentée par des capteurs de fonds de puits et d'intervalle réservoir-surface de pression et température à télémétrie opto-électronique (OPTOTAI).

Principaux résultats et conclusions :

Cette étude fait suite à une première expérimentation réalisée sur le puits producteur de Chelles (TAI2), équipé d'une sonde de pression/température en fond de puits, mais ayant présenté un défaut d'étanchéité de l'électronique de saisie/acquisition, qui avait entraîné l'arrêt de l'expérimentation. Par ailleurs, ce projet fait également suite à l'étude de la dégradation de la productivité/injectivité observée sur certains puits au Dogger (rapport BRGM/RP-64721 FR), avec la difficulté d'avoir un suivi en continu des paramètres du réservoir. L'équipement du tube d'injection en fond de puits permettrait ainsi de préciser, à l'avenir, le diagnostic d'endommagement du puits, ainsi qu'un suivi préventif continu du comportement hydrodynamique (variations anormales de pressions) et thermique (indices précurseurs de refroidissement) du puits et du proche réservoir.

Un premier prototype a été développé à télémétrie électronique, avec intégration à la ligne d'injection existante (prototype TAI3), puis un second prototype (TAI4, Figure 79) intégrant la fibre optique. Le TAI4 a été testé sur le puits producteur GCAH1 du nouveau doublet sub-horizontal de Cachan (Figure 80).

Des faiblesses du prototype TAI4 ont pu être mises en évidence et diagnostiquées, et des améliorations structurelles proposées aux plans :

- de l'étanchéité du capteur électronique vis-à-vis des gaz dissous dans le fluide géothermal ;
- de la préservation de l'intégrité de la fibre optique contre les chocs intervenus en cours de manutention dans le puits, voire lors du processus d'extrusion, nécessitant un encapsulage renforcé ;
- un dispositif de centrage amélioré adapté aux trajectoires de puits déviés ;
- un renforcement de la rigidité de la ligne *via* l'utilisation d'un matériau fluoro-polymère mieux adapté que les thermoplastiques habituellement utilisés.

Lors de la remontée de la ligne prototype, un examen visuel et destructif exhaustif sera réalisé en vue de diagnostiquer précisément les causes à l'origine de son endommagement et les moyens de les prévenir et de sécuriser la perspective de promouvoir, à l'avenir, des puits instrumentés.



Figure 79 : Schéma de la ligne prototype TAI4 et représentation 3D du module d'acquisition (P,T) de la sonde (source : rapport DCE20014_OPTOTAI).



Figure 80 : Descente du prototype TAI4 dans le puits GCAH1 (source : rapport DCE20014_OPTOTAI).

Intitulé de l'étude : Étude de l'application de la technique du « radial jetting » aux puits géothermiques du Dogger dans le Bassin parisien

Référence : 19 CFG 83/VA

Années de réalisation : 2018-2019

Objectifs de l'étude :

Cette étude, réalisée par CFG dans le cadre d'une convention avec la Direction régionale Îlede-France de l'ADEME et subventionnée par cette dernière, avait pour objectif **d'évaluer la technique du radial jetting comme méthode de stimulation complémentaire pour accroître la productivité/injectivité des puits, dans le réservoir carbonaté du Dogger**. Cette technique est couramment utilisée dans le domaine pétrolier en réservoir gréseux.

L'étude a porté sur :

- un état de l'art du radial jetting, tel que pratiqué dans le milieu pétrolier ;
- des tests de perforation sur des analogues des calcaires du Dogger provenant d'un affleurement en Bourgogne ;
- l'étude de l'action combinée de l'acidification et du radial jetting ;
- une méthodologie d'intervention mettant en œuvre la technique du radial jetting sur un puits géothermique au Dogger et une évaluation du coût ;
- la simulation numérique des bénéfices du radial jetting sur un puits géothermique type au Dogger ;
- une comparaison des avantages et inconvénients sur les plans technique et financier de la mise en œuvre de la technique du radial jetting.

Principaux résultats et conclusions :

Les premiers essais de radial jetting ont été entrepris dans les années 1980-1990 avec comme principale application la restauration de la productivité des puits pétroliers. Un puits de géothermie (puits d'injection), dans des grès, en Lituanie, colmaté par des particules et des précipités, a bénéficié d'une opération de radial jetting, avec un gain toutefois limité (14 %) (Figure 81).

Site / Champ	Exploitation	Type de réservoir	Nombre de puits	Nombre de drains	Résultats	Commentaires
Donelson West (USA)	Pétrole	Grès	8 puits	4 drains par puits	La production du champ a été multipliée par 6	
Belayim (Egypte)	Pétrole	Grès non consolidés	3 puits	Entre 4 et 7 drains	La production multipliée par 2 sur 1 puits, les deux autres puits ne montrant pas de gain de productivité	Les puits 2 et 3 présentaient des problèmes de production de sables dus aux formations non consolidées
K-Block, Tarim, (Chine)	Gaz	Silstone (grès fin) à faible perméabilité		11 drains	Augmentation de la production de 300 % (passage de 0,5 à 1,5 T/jour de pétrole)	
Klaipeda (Lituanie)	Géothermie	Grès	1 puits	12 drains (4 drains à 3 profondeurs)	Augmentation de l'injectivité de 14%	Les modélisations montraient que le gain attendu serait autour de 50%. La différence proviendrait de la difficulté pour le modèle de reproduire les effets de la réinjection (scaling, précipitations chimiques et mobilisation de fines) qui ont détérioré le réservoir sur une plus grande surface.
Bassin de San Jorge et Neuquen (Argentine)	Pétrole	Grès non consolidés	22 puits dont un puits de réinjection	-	Résultats très variables en raison de skin important, de faibles pressions du réservoir, d'huile lourde	Amélioration non pérenne en raison des formations non consolidées
Uryabulak (Ouzbekistan)	Pétrole	Calcaire	5 puits	2 à 4 drains par puits	Augmentation significative (d'un facteur 2 à 3) des débits de production dans 2 puits sur 5. Faibles augmentations (+ 20 à 30 %) dans les 3 autres puits	

Figure 81. Exemple de cas d'utilisation du radial jetting en milieu pétrolier (source : rapport 19 CFG 83/VA).

La technique du radial jetting consiste à réaliser des drains par jetting (destruction de la roche par l'action de jets d'eau sous haute pression), grâce à une unité de coiled tubing (Figure 82). Le jetteur mesurant 0,5" de diamètre est fixé à un flexible hydraulique, lui-même attaché à une unité coiled tubing.

Ce jetteur est pourvu d'orifices qui dirigent les jets d'eau dans des directions données, afin de lui permettre de progresser dans la formation. La longueur des drains peut atteindre 100 m, selon la dureté de la roche.

En fonction de la nature de la roche et du fluide utilisé pour la réalisation du drain (eau pouvant être additionnée d'acide), son diamètre varie typiquement entre 1 et 2". Lors de la réalisation des drains, le contrôle de la direction n'est pas possible ; celle-ci dépendra :

- de l'angle d'attaque, à l'entrée de la formation ;
- de la dureté des roches rencontrées ;
- de la répartition du débit au travers des différents orifices.

La vitesse de progression varie de 2 à 6 m/min en fonction de la nature de la formation. Avec un débit d'injection d'environ 20 L/min, le volume total d'eau ou d'acide nécessaire pour la réalisation d'un drain est de l'ordre de 1 m³.



Figure 82 : Schéma de principe du radial jetting (gauche) et déflecteur shoe (droite) (source : rapport 19 CFG 83/VA).

Des tests ont été réalisés sur des échantillons de roches similaires au Dogger et provenant de la carrière de Massangis (Bourgogne), qui extrait le calcaire oolithique du Bathonien recouvert par le calcaire Comblanchien non exploité. Ces tests ont été effectués par la société Well Services Group (WSG).

Les tests avaient pour objectif de déterminer l'influence des paramètres de forage (pression du jet, rotation du jetteur) et de composition du fluide de forage (eau douce ou acide HCl à 15 %) sur la réalisation de drains, dans les formations calcaires du Dogger. Six tests ont été réalisés

sur des échantillons du calcaire du Comblanchien et des calcaires oolithiques : deux tests en statique (pas de rotation de l'outil) et quatre tests en rotation avec soit de l'eau douce, soit de l'acide chlrorhydrique HCI comme fluide de perforation.

Les résultats des tests (Figure 83, Figure 84) montrent que :

- les deux types de formations calcaires sont perforables par la méthode de radial jetting ;
- l'efficacité de la perforation est similaire, que l'outil de jetting soit en rotation ou immobile ;
- pour les deux formations testées, les meilleurs résultats de perforation ont été obtenus avec l'acide HCl à 15 % comme fluide de perforation. L'action mécanique de l'eau douce comme fluide de perforation (tests 5 et 6) s'avère peu efficace.

L'utilisation de l'acide HCl comme fluide de perforation, lors de la mise en œuvre de la technique du radial jetting, dans un réservoir géothermique carbonaté, fournit ainsi des résultats bien supérieurs à celle de l'eau douce.

Test	Echantillon	Mode de forage	Pression-débit	Fluide	Résultat
1	Comblanchien	Tête statique	500 bars à 17 L/min	Acide HCI 15%	Bonne pénétration dans l'échantillon après 10 secondes de forage
2	Oolithique	Tête statique	500 bars à 17 L/min	Acide HCl 15%	Bonne pénétration dans l'échantillon après 10 secondes de forage
3	Comblanchien	Tête en rotation	440 bars à 17 L/min	Acide HCl 15%	Bonne pénétration dans l'échantillon après 10 secondes de forage
4	Oolithique	Tête en rotation	440 bars à 17 L/min	Acide HCl 15%	Bonne pénétration dans l'échantillon après 10 secondes de forage
5	Comblanchien	Tête en rotation	440 bars à 17 L/min	Eau douce	Peu de pénétration dans l'échantillon après 15 minutes
6	Oolithique	Tête en rotation	440 bars à 17 L/min	Eau douce	Peu de pénétration dans l'échantillon après 15 minutes

Figure 83 : Résultats des différents tests effectués (source : rapport 19 CFG 83/VA).



Figure 84 : Résultats du test 3 avec acide et du test 6 avec eau douce (source : rapport 19 CFG 83/VA).

Un cahier des charges est ensuite proposé sur un puits type au Dogger pour la mise en œuvre du radial jetting, avec l'évaluation des risques et coûts prévisionnels (Figure 85). Les coûts des travaux de work-over, sur la base de 12 drains, ont été estimés, pour une durée de 14 jours (dont 5 jours de radial drilling), à environ 500 k€.



Figure 85 : Évaluation des risques de mise en œuvre du radial jetting (source : rapport 19 CFG 83/VA).

La technique du radial jetting a ensuite été simulée numériquement sur un puits d'injection au Dogger, à partir des caractéristiques réelles des niveaux producteurs identifiés. La modélisation considère un drain principal incliné de 41° et différentes variantes de nombre et d'orientation de drains horizontaux de 100 m de longueur chacun, répartis dans les niveaux producteurs d'intérêts et selon les quatre points cardinaux. Un scénario sans drains a été modélisé et calibré sur les données d'exploitation pour avoir l'injectivité initiale. Le nombre maximum de drains modélisés est de 4 drains pour 4 niveaux producteurs, soit 16 drains (Figure 86).



Figure 86 : Représentation schématique des drains projetés (source : rapport 19 CFG 83/VA).

Les résultats de la modélisation (Figure 87) montrent que :

- quel que soit le nombre de drains ou leur positionnement dans la formation, une diminution de la pression aux abords du drain principal est observée ;
- le meilleur ratio de gain est observé lorsque les quatre zones d'intérêt sont traversées par au moins un drain ;
- il semblerait que le nombre de drains par zone d'intérêt n'a pas une forte influence sur le gain final d'injectivité. Les gains obtenus pour les scenarios avec quatre ou un drain(s) par zone (a, b ou c), donnent des résultats similaires ;
- dans le cas où toutes les zones d'intérêt ne sont pas traversées par au moins un drain, les meilleurs résultats sont obtenus lorsque les couches les plus perméables sont traversées par un drain (à savoir les corps poreux 2 et 4);
- le gain lié à la mise en œuvre de la technique du radial jetting serait compris entre 5 % et 30 % selon les cas de figures modélisés.

Ce modèle donne une première estimation du gain attendu de la technique du radial jetting, avec toutefois les incertitudes inhérentes aux hypothèses utilisées dans la modélisation.

Bilan de la filière géothermie profonde pour la production de chaleur

I										
	50	_	T	-	T	-	19	3	8.	
	80	Ű		3	-	Э	18.	14	30	
				•	_	•				
	<u>8</u>	∞	4	0	4	0	24.6	10.6	6.5	
			•	+	•	_				
	8	∞	0	4	0	4	19.89	13.1	24.4	
			L	L	L	L				
	P8	00	2	2	2	2	18.34	14.2	30.3	
Résultat			-1	-	-1	-1				
	8	80	2	2	2	2	18.21	14.3	30.8	
			$\left \right $	+	+	ł				
	86	œ	2	2	2	2	18.21	14.3	30.8	
	88	80	2	2	2	2	18.34	14.2	30.3	
	5	Totaux	Zone 1	Zone 2	Zone 3	Zone 4	ession à	ivité	u	
	≚		L _	_ <u>_</u>	<u> </u>	<u> </u>		ี <u>ช</u>		
	ofigurat	de Drai	de drai	de drai	de drai	de drai	iel de p 260 m³/l	e d'inje	néliora	
	Configurat	Nombre de Drai	Nombre de drai	Nombre de drai	Nombre de drai	Nombre de drai	Differentiel de p 260 m³/l	Indice d'inje	% améliora	
	Configurat	Nombre de Drai	Nombre de drai	Nombre de drai	Nombre de drai	Nombre de drai	Differentiel de p 260 m³/(Indice d'inje	% améliora	
	4c Configurat	4 Nombre de Drai	Nombre de dra	Nombre de drai	Nombre de drai	Nombre de drai	18.6 Differentiel de p 260 m³//	14.0 Indice d'inje	29.3 % améliora	
	4c Configurat	4 Nombre de Drai	1 Nombre de drai	1 Nombre de drai	1 Nombre de drai	1 Nombre de drai	18.6 Differentiel de p 260 m ³ /1	14.0 Indice d'inje	29.3 % améliora	
	4b 4c Configurat	4 A Nombre de Drai	1 Nombre de drai	- 1 Nombre de drai	1 Nombre de drai	1 Nombre de drai	18.3 18.6 Differentiel de p 260 m ³ /1	14.2 14.0 Indice d'inje	30.3 29.3 % améliora	
	4b 4c Configurat	4 4 A A	1 1 Nombre de dra	1 — 1 Nombre de dra	1 1 Nombre de dra	1 — 1 Nombre de dra	18.3 18.6 Differentiel de p 260 m ¹ /	14.2 14.0 Indice d'inje	30.3 29.3 % améliora	
	a 4b 4c Configurat	t 4 4 Nombre de Drai	1 1 - 1 Nombre de dra	1 1 1 Nombre de drai	1 1 Mombre de drai	1 1 - 1 Nombre de dra	(3 18.3 18.6 Differentiel de p 260 m²/	.2 14.2 14.0 Indice d'Inje	(3 30.3 29.3 % améliora	
2	4a 4b 4c Configurat	4 4 A A	1 1 Nombre de drai	1 1 - 1 Nombre de drai	1 1 Nombre de drai	1 1 - 1 - 1	18.3 18.3 18.6 Differentiel de p 260m ⁷ /1	14.2 14.2 14.0 Indice d'inje	30.3 30.3 29.3 % améliora	
Résultats	4a 4b 4c Configurat	4 4 4 Montre de Drai	1 1 Nombre de drai	1 b 1 - 1 Nombre de drai	1 1 1 Monbre de drai	1 1 1 - 1 - 1 1	18.3 18.3 18.6 Differentiel de p 260m ² /1	14.2 14.2 14.0 Indice d'inje	s 30.3 30.3 29.3 % améliora	
Résultats	16 4a 4b 4c Configurat	16 4 4 4	4 1 1 Nombre de drai	4 1 b 1 m Nombre de drai	4 - 1 1 1 Nombre de dai	4 1 1 Nombre de drai	18.2 18.3 18.3 18.6 Differential de p 260m ³ /	14.3 14.2 14.2 14.0 Indice d'inje	30.8 30.3 30.3 29.3 % améliora	
Résultats	16 4a 4b 4c Configurat	16 4 4 4 Montre de Drai	• 4 1 1 Nombre de drai	• 4 — 1 h 1 → 1 Nombre de drai	• 4 - 1 1 Nombre de dai	• 4 1 1 Nombre de dra	18.2 18.3 18.3 18.6 Differentiel de p	14.3 14.2 14.2 14.0 Indice d'inje	30.8 30.3 30.3 29.3 % améliora	
Résultats	0 16 4a 4b 4c Configurat	0 16 4 4 4 Montre de Drai	0 • 4 – 1 1 – 1 Nombre de dra	0 • 4 <u>- 1 h 1 - 1 h hobre de dra</u>	0 • 4 <u>+</u> 1 <u>1</u> Nombre de dra	0 • 4 - 1 1 - 1 Monbre de dra	26.3 18.3 18.3 18.5 Differentiel de p 26.3 18.3 18.3 18.6 Differentiel de p	9.9 14.3 14.2 14.0 Indice d'inje	. 30.8 30.3 30.3 29.3 % améliora	
Résultats	1 0 16 4a 4b 4c Configurat	Ideaux 0 16 4 4 4	tone1 0 4 1 1 1 Nombre de draite	tone 2 0 4 1 1 1 Nombre de draite	tone3 0 4 1 1 1 1 Nombre de drait	ione 4 0 • 4 1 1 1 1 1 1	sionà 26.3 18.3 18.3 18.3 18.6 Differentiel de D	ité 9.9 14.3 14.2 14.0 Indice d'inje	n - 30.8 30.3 30.3 29.3 % améliora	
Résultats	figuration 0 16 4a 4b 4c Configurat	le Drain Totaux 0 <u>15</u> 4 4 4 Mombre de Drai	le drain Zone 1 0 • 4 - 1 1 - 1 Monbre de drai	le drain Zone 2 0 • 4 - 1 1 - 1 Monbre de drai	le drain Zone 3 0 e 4 - 1 1 - 1 Monbre de drai	te drain Zone 4 0 • 4 1 1 1 1 1 1	el de pression à 26.3 18.2 18.3 18.3 18.3 18.6 Differentiel de D 260m ³ /h	d'injectivité 9.9 <u>14.3</u> 14.2 14.0 Indice d'inje	elloration - 30.8 30.3 30.3 29.3 % améliora	
Résultats	Configuration 0 16 4a 4b 4c Configurat	Vombre de Drain Totaux 0 16 4 4 4 Montre de Drain	Nombre de drain Zone 1 0 • 4 - 1 1 - 1 - 1 Nombre de drain	Nombre de drain Zone 2 0 o 4 - 4 1 1 - 1 - 1 Nombre de drain	Nombre de drain Zone 3 0 o 4 - 4 - 1 1 - 1 Nombre de drain	Nombre de drain Zone 4 0 • 4 1 1 1 1 1 1	Offferentiel de pression à 26.3 18.2 18.3 18.3 18.3 18.6 Differentiel de pression à 260 m ³ /h 26.3 18.2 18.3 18.3 26.0 26.0 m ³ /h	Indice diripectivité 9.9 14.3 14.2 14.2 14.0 Indice diripe	% amélioration - 30.8 30.3 30.3 29.3 % améliora	

						•	10		
	12g	12	4	4	4	0	22.6	11.5	14.0
			+	+	•		. 8	5	2
	12	ц	4	4	0	4	19.	13.	26.
				•	+		. 9	2	0
	12e	12	4	0	4	4	22.	11	14.
	_		•	+					4
\$	120	12	0	4	4	4	18.	13.1	28.
Resultat			-	-	-	-	2		6
	120	12	e	æ	æ	3	18.	14.	30.5
			1				e.	2	9
	12	ц Ц	m	œ	æ	3	18.	14.	30.
			-	-	-				
	12a	11	в	3	3	3	18.3	14.2	30.6
	Configuration	Nombre de Drain Totaux	Nombre de drain Zone 1	Nombre de drain Zone 2	Nombre de drain Zone 3	Nombre de drain Zone 4	Differentiel de pression à 260 m ³ /h	Indice d'injectivité	% amélioration

Figure 87 : Résultats des modélisations des impacts hydrauliques des drains (source : rapport 19 CFG 83/VA).

Référence du rapport	Titre de l'étude	Année de réalisation
BRGM/RP-56630-FR	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	2006-2008
BRGM/RP-67113-FR	Projet GUIDOCLAST: Guide de bonnes pratiques pour une exploitation optimale et durable d'opérations géothermiques de Basse Température en réservoir argilo-gréseux	2016-2018
BRGM/RP-67530-FR	Projet DAMAGE: Etude des débits admissibles pour les opérations en géothermie basse température : limiter les risques de dégradation des réservoirs par transport de fines	2017-2018
BRGM/RP-69437-FR	Projet AFIA: Retour d'expérience des opérations de géothermie à l'Albien et au Nécomien du Bassin de Paris	2019-2020

3.5.2. Aquifères clastiques (Albien/Néocomien, Trias ; Figure 87)

Figure 88 : Études sur l'exploitation des ouvrages dans les formations clastiques.

<u>Intitulé de l'étude</u> : 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.

Référence : BRGM/RP-56630-FR

Années de réalisation : 2006-2008

Objectifs de l'étude :

Cette étude, cofinancée par le BRGM et l'ADEME, faisait partie du projet de recherche CLASTIQ (cf. 3.2.3) et avait pour objectif **de définir les conditions d'exploitation optimale de la ressource du Trias, du fait des problématiques de réinjection rencontrées dans les formations clastiques**.

L'étude a porté sur :

- une étude bibliographique des phénomènes influant la réinjection et leurs mécanismes ;
- une étude géochimique des fluides du Trias échantillonnés dans le cadre du projet ;
- un retour d'expériences sur la réinjection dans les réservoirs argilo-gréseux, en France et en Europe ;
- des recommandations pour la réinjection dans les formations argilo-gréseuses.

Principaux résultats et conclusions :

Les principaux phénomènes affectant l'injectivité (de manière négative ou positive) mis en avant sont :

- les phénomènes thermiques :
 - la viscosité du fluide froid injecté a pour conséquence une diminution de la mobilité du fluide autour du puits injecteur,
 - la réactivation de fissures existantes ou création de nouvelles sous l'effet de variations thermiques ;
- les phénomènes hydrodynamiques :

- · les pertes de charges quadratiques au proche puits (massif filtrant, crépines),
- les écoulements turbulents et vitesses plus importants au proche puits peuvent influencer la cinétique de certaines réactions de précipitation, ainsi que favoriser les dépôts (précipités, particules) dans les zones initialement les plus perméables,
- l'entraînement des particules du réservoir, à partir d'une vitesse critique, peut colmater les pores et donc réduire l'injectivité;
- les phénomènes mécaniques :
 - le changement du champ de contraintes lié à la réinjection induit des variations des propriétés pétro-physiques du réservoir (porosité et perméabilité);
- les phénomènes chimiques :
 - colmatage des tubages ou du proche puits par des précipités, qui vont augmenter les pertes de charges dans les tubages et/ou recouvrir la surface des pores en diminuant leur ouverture et ainsi l'injectivité,
 - dissolution des carbonates, avec la réinjection d'un fluide plus froid qui va induire une augmentation de l'injectivité au proche puits. La dissolution des espèces minérales peut toutefois avoir, dans un second temps, un effet inverse sur la perméabilité avec l'entraînement de particules de sables ou d'argiles lors de la dissolution du ciment et du colmatage des pores.

L'analyse des fluides du Trias ont été réalisés sur 7 échantillons (Figure 89) provenant de 3 principaux sites localisés dans le centre du Bassin de Paris, à l'est de Melun (Chaunoy, Champotrant et La Torche) et en bordure de bassin (Châteauroux et Santenay).

				dat	e éch	antillo	nage	Tem	p. têt	e de I	puits	pH	I E	h Co	nd. 25° mS/cm	с				
	CH	AUNC	Y																	
	Ch	aunoy	72		26/1	1/2007			8	3		6.3	0 -1	50	-					
	Ch	aunoy	73		27/1	1/2007			4	3		6.0	0 4	90	-					
	LA	TORC	HE																	
		LT09			27/1	1/2007			2	9		4.4	4	-						
	CHA	MPOT	RAN													_				
	C	HAN2	5		27/1	1/2007			3	5		6.5	0	-	-					
	CHAT	EAUR	OUX							-						_				
	(GTH01			04/0	4/2008			33	2		7.8	0 -1	20	0.32					
	SA	NTEN	AY		0 110	112000						1.0	-	20	0.02	_				
		ithium			06/0	5/2008			18	11		6.9	5 -	8	13 46					
	9	antana	a		06/0	5/2008			17	8		7.0	1 .	10	13 39					
	date echantilionage	Na	ĸ	Ma	Ca	CI	\$04	Cinora	Cora	Alk	BI	Cl/Br	TDS	снасо	D Br	NH4	F	NOS	P04	\$102
		mgil	mg/l	mg/l	mg/l	mgi	mg1	mg/l	mg1	meq/l	%		ngt	mgt	ngi	mg/l	mg/l	mgi	mgil	mg/l
CHAUNOY	1				0.00		01		2877						111					
Chaunoy 72	26/11/2007	37300	966	1127	7055	77000	659	8.2	7.5	1.28	-4.64	109	125	< 0,5	704	64	< LQ	< LQ	< LQ	47.0
Chaunoy 73	27/11/2007	36700	972	1068	5841	73500	704	7.5	6.8	1.23	-4.53	109	120	< 0,5	673	62	<lq< td=""><td>< LQ</td><td>< LQ</td><td>49.6</td></lq<>	< LQ	< LQ	49.6
LA TORCHE																				
LT09	27/11/2007	52000	1954	1183	8339	102000	462	0.6	30.3	0.22	-2.40	103	167	< 0,5	990	90.5	0.6	< LQ	< LQ	33.1
CHAMPOTRAN						1200000		200					0000			100707	100			0.00
CHAN25	27/11/2007	36200	952	1010	5600	72000	685	7.3	7.2	2.22	-4.41	114	117	< 0,5	633	63.3	0.7	< LQ	< LQ	40.3
CHATEAUROUX																				
GTH01	04/04/2008	55.1	7.9	8.8	20.1	12.7	26.6	43,4	1.4	4.85	-4,58		0.37	< 0,1	< LQ	< LQ	2	< LQ	< LQ	15.2
SANTENAY																				
Limium	06/05/2008	2620	112	26.3	349	3500	2352	63.6	1.7	8.98	-5.43	191	9.52	< 0,1	18.3	0.2	3.6	< LQ	< LQ	18.1
Santana	06/05/2008	2803	112	24.6	328	3400	2479	66.5	1.4	7.77	-6.63	218	9.52	< 0,1	15.6	0.2	3.6	< LQ	< LQ	17.2

Figure 89 : Résultats des mesures et analyses effectuées sur les échantillons (source : rapport BRGM/RP-56630-FR).

L'étude géochimique des fluides, valorisée dans un article scientifique par Millot *et al.* (2011), montre que :

- les eaux des forages dans le centre du bassin de Chaunoy et Champotran présentent de fortes salinités (proche de 120 g/l), avec des compositions chimiques et isotopiques très comparables;
- l'eau du forage de La Torche possède une salinité beaucoup plus élevée (168 g/l), avec des caractéristiques isotopiques différentes ;
- les eaux prélevées en bordure de bassin (Châteauroux et Santenay) ont des compositions chimiques très différentes et sont nettement moins minéralisées ;
- les géothermomètres chimiques appliqués à ces fluides donnent des valeurs de températures entre 85 et 95 °C pour les saumures du centre du bassin ;
- les risques de précipitation de minéraux, en cas de réinjection à une température plus faible (40 °C), semblent réduits du fait que les eaux sont sous-saturées vis-à-vis de la plus part des minéraux (Figure 90);
- si les risques de dépôts par précipitation sont limités, les problèmes de corrosion dus aux fortes concentrations de chlorures peuvent être importants ;
- du fait de la nature réductrice du milieu (absence d'oxygène), il est conseillé d'éviter un contact des fluides avec l'atmosphère pour éviter d'éventuelles précipitations d'oxyhydroxydes de fer, au cours de la réinjection.

Echantillon	Chaunoy 72	Chaunoy 72	La Torche	La Torche	Châteauroux	Châteauroux	Santenay	Santenay
	CH72	CH72	LT09	LT09	GTH01	GTH01	Lithium	Lithium
Date de prélèvement	26/11/2007	26/11/2007	27/11/2007	27/11/2007	04/04/2008	04/04/2008	06/05/2008	06/05/2008
T (°C)utilisée	100	40	100	40	45	45	50	50
pHutlink	6,18 ⁽¹⁾	6,25 ⁽²⁾	7,24 ⁽¹⁾	7,30 ⁽²⁾	7,80 ⁽³⁾	7,80 ⁽³⁾	6,95 ⁽³⁾	6,95 ⁽³⁾
f _{co2} (atm)	2.51E-02	8.50E-03	1.80E-04	5.78E-05	4.44E-03	4.44E-03	3.37E-02	3.37E-02
Al _{T analysi} (µg/l)	37.1	37.1	29.7	29.7		0.90		1.40
Al _{T utiliné} (µg/l)	3,43 ⁽⁴⁾	3,43 ⁽⁴⁾	10,1(4)	10,1(4)	3,22 ⁽⁴⁾	0.90	0,54 ⁽⁴⁾	1.40
IS Albite	-0,26 (sat.)	2.43	-0.44	2.61	-1.66	-2.21	-1.02	-0.60
IS Anhydrite	-0,02 (sat.)	-0.61	-0,17 (sat.)	-0.78	-2.68	-2.68	-0,33 (sat.)	-0,33 (sat.)
IS Aragonite	-0,14 (sat.)	-0.78	-0,14 (sat.)	-0.81	0,14 (sat.)	0,14 (sat.)	0,18 (sat.)	0,18 (sat.)
IS Barytine	0,04 (sat.)	0.66	0,07 (sat.)	0.69	0,22 (sat.)	0,22 (sat.)	-0,21 (sat.)	-0,21 (sat.)
Beidellite-Na	-1.21	4.53	-3.13	3.29	-1.08	-2.37	-1.29	-0.32
Beidellite-K	-1.64	4.23	-3.49	3.04	-1.15	-2.44	-1.56	-0.59
Beidellite-Ca	-1.15	4.40	-3.10	3.12	-0.64	-1.93	-1.23	-0.26
Beidellite-Mg	-1.10	4.38	-3.06	3.09	-0.60	-1.89	-1.32	-0.36
IS Calcédoine	-0,24 (sat.)	0.38	-0.50	0,16 (sat.)	-0,20 (sat.)	-0,20 (sat.)	-0,18 (sat.)	-0,18 (sat.)
IS Calcite	0,00 (sat.)	-0.63	0,00 (sat.)	-0.66	0,28 (sat.)	0,28 (sat.)	0,32 (sat.)	0,32 (sat.)
IS Céladonite	1.22	3.45	3.04	5.66	1.22	1.22	-0,34 (sat.)	0,08 (sat.)
IS Célestite	-0.89	-1.11	-0.97	-1.20	-3.14	-3.14	-1.04	-1.04
IS Dolomite	0.90	-0.53	0.85	-0.64	1.69	1.69	0.89	0.89
IS Dolomite Désord.	-0,22 (sat.)	-1.97	-0,27 (sat.)	-2.08	0,28 (sat.)	0,28 (sat.)	-0.49	-0.49
IS Feldspath-K	0,00 (sat.)	3.42	0,00 (sat.)	3.76	0,00 (sat.)	-0.55	0,00 (sat.)	0.42
IS Fluorite	n.d.	n.d.	-1.53	-1.18	-3.68	-3.68	-0.47	-0.47
IS Gypse	-0.56	-0.63	-0.73	-0.83	-2.27	-2.27	-0.40	-0.40
IS Illite	-0.54	4.78	-1.44	4.53	-0,12 (sat.)	-1.39	-0.88	0,08 (sat.)
IS Kaolinite	-0.88	3.83	-2.57	2.66	-0,04 (sat.)	-1.14	-0.50	0,33 (sat.)
IS Magnesite	-0.37	-1.44	-0.42	-1.52	-0,10 (sat.)	-0,10 (sat.)	-0.92	-0.92
IS Magnetite	3.50	-3.07	13.15	0.84	3.89	3.89	1.87	1.87
IS Montmonilonite-Na	0,01 (sat.)	4.40	-0.91	4.00	0,12 (sat.)	-0.80	-0.47	0,23 (sat.)
IS Montmonilonite-K	-0.39	4.30	-1.20	3.82	0,06 (sat.)	-0.87	-0.73	-0,04 (sat.)
IS Montmonitonite-ca	0,02 (sat.)	4.20	-0.94	3.83	0.49	-0.43	-0.47	0,23 (SaL)
IS Murcowite	0,12 (sal.)	8.07	-0.00	8.50	0.00	-0.32	0.35	1.50
IS Purophyllite	0,20 (SaL)	2.64	-0.80	2.05	1.02	-0.04	1.35	-0.03
IS Quarte	0.02 (cot)	0.64	0.28 (cot)	0.42	0.06 (cot)	0.06 (cat)	0.07 (cot)	0.07 (cot)
IS Sidérite	-0,03 (SaL)	1.85	-0,20 (SaL)	1.21	0.06 (SaL)	0.00 (Sac)	-0.27 (sat.)	-0.27 (sat.)
IS Smectite-high-Fe-Mg	0.60	0.68	3.78	4 34	0.08 (sat)	-0.61	-2.08	-1.58
IS Smectite-low-Fe-Ma	0.48	1.86	2.46	4 31	0.24 (sat)	-0.46	-144	-0.92
IS Strontianite	-0.31 (sat)	-0.40	-0.24 (sat)	-0.35	0.54	0.54	0.32 (sat)	0.32 (sat)
IS Wairakite	-4.10	-1.92	-4.16	-1.38	-5.38	-6.49	-6.31	-5.48
IS Withérite	-0.67	-0.16 (sat.)	-0.48	0.01 (sat.)	2.39	2.39	-0.34 (sat.)	-0.34 (sat.)
							1.1.1	

n.d. : non déterminé

(1) pH calculé en supposant que l'eau est à l'équilibre avec la calcite à 100°C

⁽²⁾ pH estimé en tenant compte du refroidissement de l'eau de 100 à 40°C

⁽³⁾ pH mesuré

(*) Al calculé en supposant que l'eau est à l'équilibre avec le feldspath-K à 100°C

Figure 90 : Indices de saturation (IS) des fluides du Trias vis-à-vis des principaux minéraux après refroidissement du fluide (source : rapport BRGM/RP-56630-FR).

L'étude fait également une synthèse des échecs qui ont été rencontrés sur les opérations françaises au Trias à Melleray, Achères et Cergy Pontoise réalisées dans les années 80, ainsi qu'un retour d'expérience des opérations similaires en Europe (Allemagne, Danemark, Pays-Bas, Autriche, Suède, Italie, Espagne et Royaume-Uni).

Les principales recommandations issues des retours d'expérience pour la conception des ouvrages sont :

- la réalisation des ouvrages dans les plus grands diamètres techniquement et économiquement envisageables ;
- la réalisation, si possible, du puits d'injection en déviation ;
- la mise en place de tubages de soutènement en acier de grade pétrolier ;
- la mise en place de crépines inox à « fil enroulé », avec un slot aussi large que possible et adapté à la granulométrie des formations ;
- la mise en place de filtres en tête de puits ;
- l'utilisation d'un massif de graviers autour des crépines qu'en cas de nécessité. Son rôle est primordial dans les formations peu consolidées et dans le contrôle des venues de sables. Cependant, sa mise en place peut être délicate, surtout pour les puits déviés et potentiellement dangereuse pour les caractéristiques du puits (il peut notamment constituer une zone d'accumulation de particules injectées et conduire à des surpressions à l'injection).

Les principales recommandations issues des retours d'expérience pour l'exploitation des ouvrages sont :

- un suivi régulier des paramètres d'exploitation (géochimiques, hydrodynamiques), dont l'évolution de l'indice d'injectivité, afin de planifier des nettoyages préventifs pour éviter un colmatage du puits;
- une stimulation périodique de l'ouvrage injecteur, avec mise en production (dégorgement artésien, air-lift, pompage). Toutefois, il est préconisé d'utiliser de l'azote à la place de l'air (gaz-lift) lors de ces opérations, pour éviter l'oxygénation des eaux entraînant la précipitation d'hydroxydes de fer;
- la pression dans les canalisations doit toujours être maintenue au-dessus du point-bulle ;
- la mise sous atmosphère inerte des zones dénoyées, lors de l'arrêt des installations, pour éviter les problèmes d'oxydation ;
- la mise en place d'une sur-pressurisation de la boucle géothermale, avec de l'azote pour permettre d'éviter la pénétration d'oxygène de l'air ;
- éviter les variations brutales de pression (surpression ou sous-pression), en particulier les arrêts brusques pouvant déstabiliser les formations ;
- en cas d'arrêt de l'exploitation, laisser, si possible, le puits de production débiter sans réinjection, pendant quelques dizaine de minutes ;
- l'utilisation de produits inhibiteurs de corrosion adaptés aux eaux et à l'acier des tubages ;
- l'utilisation de traitements bactéricides pour éviter les proliférations éventuelles.

<u>Intitulé de l'étude</u> : **Projet GUIDOCLAST - Guide de bonnes pratiques pour une exploitation optimale et durable d'opérations géothermiques de basse température en réservoir argilo-gréseux**

Références : BRGM/RP-67113-FR et BRGM/RP-66040-FR

Années de réalisation : 2016-2018

Objectifs de l'étude :

Cette étude, cofinancée par le BRGM et l'ADEME, 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 (réservoirs clastiques). Ce projet complète l'étude initiée en 2006-2008 sur ce sujet (rapport BRGM/RP-56630-FR).

L'étude s'est déroulée en cinq tâches principales :

- tâche 1 : Synthèse des retours d'expérience des forages géothermiques profonds réalisés en Europe, avec un focus spécifique sur des 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 dans le Bassin parisien ;
- tâche 3 : Synthèse des retours d'expérience des forages hydrogéologiques pour la recherche d'eau en aquifères sableux peu ou pas consolidés ;
- 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.

Principaux résultats et conclusions :

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

L'analyse des opérations danoises et hollandaises montre que l'ensemble des exploitations ciblant des réservoirs clastiques fonctionne relativement bien, malgré quelques problèmes techniques spécifiques à chaque opération (production de gaz et/ou d'hydrocarbures, dépôts radioactifs, corrosion des équipements, injectivité du réservoir). La poursuite du développement des opérations de géothermie aux Pays-Bas, notamment (nouveaux projets 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 ont permis de compléter l'inventaire des opérations réalisées, à l'échelle européenne (rapport BRGM/RP-56630-FR) 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 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.

Cette tâche a donné lieu à un rapport spécifique publié en amont (rapport BRGM/RP-66040-FR), qui constitue l'annexe 1 du rapport BRGM/RP-67113-FR.

En France, le retour d'expériences des forages géothermiques ciblant des réservoirs clastiques a été réalisée sur une analyse des 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 intégrait :

- quatre 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) ;
- quatre 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 « ZAC Clichy-Batignolles », à Paris.

L'analyse des opérations du Trias, suivant l'ordre chronologique des réalisations, fait apparaître des évolutions techniques et pratiques mises en œuvre, lors des travaux de forage, 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.

L'analyse des opérations des aquifères multi-couches de l'Albien et du Néocomien, moins profonds et mieux connus que le Trias, confirme les très bonnes caractéristiques hydrogéologiques du réservoir pour la production (de l'ordre de 300 à 500 D.m) et la possibilité d'exploiter la ressource, à un débit de l'ordre de 200 m³/h, tout en respectant les contraintes relatives à un usage des puits pour un secours éventuel en alimentation d'eau potable. Toutefois, ces bons résultats en production sont à contrebalancer avec des difficultés rencontrées pour la réinjection.

Elle 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.

Le retour d'expériences, relatif aux opérations d'Issy-les-Moulineaux et du Plessis-Robinson, présentées 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 μ m, 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 μ m.

Cette tâche constitue l'annexe 2 du rapport BRGM/RP-67113-FR.

La synthèse des retours d'expériences des forages hydrogéologiques 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 du rapport BRGM/RP-67113-FR. 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 quatre 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.

La réalisation d'un forage profond, dans des formations peu connues et/ou hétérogènes, comporte un risque opérationnel fort. Le retour d'expériences récent (depuis 2007) des opérations de forages 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.

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.

Dans ce contexte de réalisation contraint, le scenario adopté dans les années 1980, dans le Bassin parisien (dit scénario « classique »), qui a montré ses limites, 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. En cas de succès, un deuxième forage est réalisé 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.

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.

En conséquence, deux autres scénarios alternatifs 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. Les techniques listées, ci-dessous, correspondent pour certaines à des solutions envisagées ou déjà mises en œuvre pour des opérations géothermiques ciblant le réservoir du Dogger. Elles constituent des pistes, qui pourraient être étudiées d'un point de vue technico-économique (coûts, risques, avantages / inconvénients), pour des opérations ciblant le Trias :

- forage de multi-drains, dans le réservoir et/ou de drains sub-horizontaux. Ces techniques éprouvées dans le domaine du forage pétrolier pourraient être mises en œuvre pour accroître les longueurs traversées, dans les niveaux perméables du réservoir ;
- réinjection dans un aquifère sus-jacent au Trias (Dogger). 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;
- 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.

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 (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.

Ces différents retours d'expérience ont abouti à la rédaction d'un guide des bonnes pratiques, sous forme de fichier Excel (Figure 92), en tant qu'outil d'aide à décision pour une exploitation géothermique optimale et durable des réservoirs clastiques.

Cet outil distingue deux principaux types de réservoirs argilo-gréseux, 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 avoir distingué les réservoirs en fonction de leur profondeur, le choix a été fait de proposer des recommandations en fonction des quatre phases de développement d'une opération géothermique (Figure 90) :

- phase d'exploration ;
- phase conception du projet ;
- phase de travaux de forages et d'essais ;

- phase de développement/exploitation.

Les recommandations proviennent essentiellement de retours d'expériences acquises dans des réservoirs argilo-gréseux ou sableux, **dont la perméabilité matricielle est prédominante**. De fait, les 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.



Figure 92 : Guide de bonnes pratiques pour une exploitation géothermique optimale et durable des réservoirs clastiques (source : rapport BRGM/RP-67113-FR).

Abilitation des puits pour anticiper une dégradation irréversible (complétion)	Adapter l'injection d'inhibiteurs aux caractéristiques du fluide potentiellement a foite salinité
	Entretenir le double système de filtration (1 à 2 µm) en amont et aval de l'échangeur pour éviter l'acoumulation de sable dans le puits injecteur
D.E	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'exploitativ

Figure 91 : Guide de bonnes pratiques pour une exploitation géothermique optimale et durable des réservoirs clastiques (source : rapport BRGM/RP-67113-FR).

Bilan de la filière géothermie profonde pour la production de chaleur

2.1.2. Opérations géothermiques dans les autres bassins (Bassin aquitain, Bassin du Sud-Est. Fossé rhénan. Limagnes)

Des opérations géothermiques de basse énergie se sont également développées, entre les années 1960 et 1990, dans le Bassin d'Aquitaine, le Bassin du sud-est, la Limagne et, fin 2010, dans le Fossé rhénan. En dehors du Bassin parisien, 39 puits ont été forés pour le chauffage urbain, le chauffage industriel, la pisciculture, le chauffage de serre ou les loisirs (centres nautiques et piscines). Deux nouvelles opérations ont été réalisées au cours des 20 dernières années (doublet de Montpellier Mas Rouge et Gallière en Occitanie mis en service en 2016, et doublet de Rittershoffen dans la région Grand Est en 2017).

Actuellement, 19 exploitations géothermiques utilisant 24 puits sont en exploitation, 5 sont en arrêt, 2 puits ont été forés mais n'ont jamais été exploités, et 4 opérations ont un statut indéterminé.

La majorité des exploitations dans ces bassins fonctionnent avec un puits de production seul sans réinjection, à l'exception des opérations de Rittershoffen (Alsace), de Mas Rouge -Gallière (Hérault) et de Bègles (Gironde). Pour ces opérations, l'eau est directement utilisée (par exemple, pisciculture) ou rejetée en surface (dans un cours d'eau ou un réseau d'égout) en fonction de la composition du fluide et conformément à la réglementation en vigueur. Ce type d'opérations (sans réinjection dans le même horizon géologique) n'est toutefois plus autorisé pour les nouvelles opérations (sauf dérogation particulière), conformément à l'article 17-2 de l'arrêté ministériel du 14 octobre 2016.

Le plus grand nombre d'opérations en dehors du Bassin parisien se situe dans le Bassin aquitain (Gironde, Charente-Maritime, Landes, Lot-et-Garonne, Haute-Garonne et Gers) où 15 opérations sont actuellement en exploitation. Les eaux produites par les exploitations géothermigues atteignent des températures pouvant varier de 20 à 75 °C et des profondeurs comprises entre 200 et 2 500 m. Différents horizons géologiques sont ciblés (des formations de l'Éocène au Trias) avec différentes lithologies (sables, grès, calcaires ou dolomies). Les débits d'exploitation sont également variables en fonction de l'utilisation. Ils varient de 10 m³/h (alimentation de fermes piscicoles ou piscines en eau chaude) jusqu'à 200 m³/h pour le chauffage urbain.

En Alsace, le doublet de Rittershoffen produit de l'eau chaude à 177 °C et 250 m³/h à l'interface des formations du Trias et du socle granitique à une profondeur de 2 700 m environ.

Une nouvelle opération géothermique profonde (doublet) est en cours de réalisation à Bordeaux (Bassin aquitain). Cette opération géothermique ciblait initialement les calcaires à Filaments du Jurassique moyen ; seuls quatre puits de pétrole ont atteint et caractérisé cette formation (Sainte-Hélène, Saint-Médart, Saint Jean d'Illac et Bouliac). Le réservoir a une profondeur d'environ 1 500 m et une température d'environ 70 °C. Cependant, au vu des résultats obtenus après développement et tests du premier forage, la formation s'est avérée non productive localement. Ce projet exploratoire envisageait une solution alternative avec un repli sur l'aquifère du Crétacé supérieur (750 m de profondeur et température moyenne de 45 °C) déjà exploité dans la région et est actuellement en cours de mise en œuvre.

Plusieurs autres projets géothermiques sont également à l'étude dans le Bassin aquitain (ex. exploitation du puits non exploité de Grand Parc à Bordeaux foré en 1985, création d'un doublet à Talence et à Lormont, création d'un puits de réinjection à Mont-de-Marsan) et dans le Bassin du sud-est (par exemple création d'un doublet à Castelnau-le-Lez dans l'Hérault).

Après examen des simulations réalisées, il est apparu que les principaux paramètres influents dans le transport de particules sont **les vitesses critiques de mobilisation des particules**, **la concentration de particules initialement déposées à la surface des pores et mobilisables par le fluide ou par collision avec d'autres fines**, **l'épaisseur du réservoir et les débits d'injection/production**. Cependant, pour un réservoir homogène dont les propriétés sont similaires à celles trouvées dans les formations du Dogger dans le Bassin de Paris, les réductions de perméabilité et de porosité, dans le réservoir, sont relativement faibles, avec des ordres de grandeur observés de 10⁻⁴ pour les variations de porosité et des réductions de perméabilité inférieures à 1 %, dans l'ensemble des cas simulés.

Dans le cas de formations représentatives du Trias avec une forte anisotropie, l'interprétation des résultats est rendue difficile à cause de l'incertitude liée aux paramètres du modèle et au fait que la calibration de celui-ci n'ait pu être menée au cours de l'étude. Les simulations montrent alors qu'un très fort débit d'injection-production est nécessaire à la mise en mouvement des particules dans le réservoir argilo-gréseux (au-delà de 600 m³/h).

En définitive, l'impact des débits d'injection et de production semble avoir un effet limité sur la dégradation des réservoirs, qu'ils soient homogènes ou bien anisotropes dans la limite des augmentations de débit prévus (notamment, dans les exploitations du Dogger entre 350 m³/h à 450 m³/h). Cependant, l'étude se heurte à d'importantes incertitudes sur les valeurs de paramètres de particules, suivant la lithologie du réservoir ou de paramètres spécifiques aux mécanismes de dépôt et détachement de fines, dans tel ou tel type de réservoir. La calibration de modèle, à l'aide de mesures additionnelles, qu'il s'agisse de mesures en laboratoire, sur colonnes ou issues d'opération à proximité des forages, serait un atout pour identifier et quantifier l'impact des débits sur le transport de fines et la dégradation des réservoirs.

En termes de perspectives pour aboutir à des recommandations quantitatives fiables sur les débits à ne pas dépasser pour limiter l'altération des réservoirs par transport de fines, différents points peuvent faire l'objet de recherches additionnelles :

- étude expérimentale du phénomène afin de :
 - · caractériser les propriétés des particules mobilisables dans le réservoir,
 - caractériser le milieu poreux pour les besoins spécifiques des opérations du Bassin de Paris (e.g. litho du Dogger et du Trias, échelle d'hétérogénéité, etc.),
 - identifier les impacts de débit d'injection-production en termes de perméabilité matricielle et de porosité par modélisation expérimentale (pilote expérimental, mesures sur plugs de différents paramètres, imagerie avant-après, tests de perméabilité, estimation de la porosité, etc.),
 - identifier les impacts combinés des variations de température et des variations de débit sur la migration des fines ;
- étude numérique approfondie du phénomène, qui permettrait de :
 - réaliser une calibration du modèle avec les données expérimentales préalablement obtenues,
 - limiter les approximations suivant les éléments obtenus durant la phase expérimentale (e.g. prendre en compte les variations de taille des fines et des pores, par exemple, en fonction des observations et mesures),
 - préciser le rôle des différents paramètres sur la détérioration des réservoirs et quantifier leur impact sur les propriétés pétro-physiques,
 - définir des recommandations sur les valeurs limites de débit et d'éviter les altérations par les fines.

Intitulé de l'étude : Projet AFIA - Retour d'expérience des opérations de géothermie à l'Albien et au Néocomien du Bassin de Paris

Référence : BRGM/RP-69437-FR

Années de réalisation : 2019-2020

Objectifs de l'étude :

Cette étude, cofinancée par le BRGM et l'ADEME, avait pour objectif de réaliser **un retour d'expérience des opérations de géothermie profonde à l'Albien et au Néocomien du Bassin de Paris**. En effet, les opérations exploitant ces formations sableuses présentent, pour la majorité d'entre elles, des problématiques de réinjection importantes et ayant nécessité la mise en œuvre de programmes de restauration de l'injectivité plus ou moins conséquents. Le projet fait, ainsi, un état des lieux des six opérations réalisées (dont deux opérations mises en service fin 2019-début 2020) et donne des préconisations relatives à la conception des ouvrages, à la caractérisation du réservoir et au développement des ouvrages, et à l'exploitation.



Figure 93 : Localisation des forages à l'Albien (points bleus) et au Néocomien (points verts) (source : rapport BRGM/RP-69437-FR).

Principaux résultats et conclusions :

Les différents doublets, qui exploitent la géothermie profonde à l'Albien ou Néocomien, sont :

- le doublet des Tours AGF à l'Albien (forages B16 et B20), réalisé en 1989 et mis en service en 1990 ;
- le doublet d'Issy-les-Moulineaux à l'Albien (forages ILM1 et ILM2), réalisé en 2011-2012 et mis en service en 2013 ;
- le doublet du Plessis-Robinson au Néocomien (forages LPR1 et LPR2), réalisé en 2011-2012 et mis en service en 2013 ;
- le doublet de Clichy-Batignolles à l'Albien (forages P1-ST et P2), réalisé en 2014 et mis en service en 2016 ;
- les doublets de Paris Saclay à l'Albien (forages GMOU1 et GMOU2 de la ZAC du Moulon, et forages GPE1 et GPE2 de la ZAC Polytechnique), réalisés en 2017 et mis en service fin 2019 début 2020.

Les problématiques d'injectivité rencontrées et les remédiations réalisées ou envisagées sur les doublets sont synthétisées ci-après.

Tours AGF :

Ce doublet a la particularité d'être réversible avec, en période hivernale, la production au forage B16 et la réinjection dans le forage B20 et, en période estivale, une inversion du sens d'exploitation. Dès le début, le doublet a montré une mauvaise injectivité en mode estivale, avec une faible injectivité dans B16.

Plusieurs phénomènes/hypothèses sont avancés. L'hypothèse de la présence de bulles d'air dans le fluide due aux complétions et au dégazage intempestif a été mentionnée, lors des investigations réalisées en 2010. L'exploitation semble également, dès les premiers essais, présenter de fortes difficultés à l'injection, dans le puits B16, bien que la productivité soit relativement symétrique dans les deux puits. Ces difficultés peuvent être liées à plusieurs désavantages architecturaux du puits B16 en comparaison avec le puits B20, ou au développement insuffisant des ouvrages. Les documents recueillis lors de l'étude n'ont pas permis d'identifier, avec précision, les conditions et durées des phases de développement, et donc de conclure sur leur efficacité pour filtrer les particules.

Il apparaît, en revanche, que la déviation de l'ouvrage B20, la hauteur utile à l'écoulement (50 m contre 37 m pour B16), ou encore la présence de tube plein face aux argiles que l'on ne retrouve pas au puits B16, sont des éléments en faveur de l'injection dans le puits B20. Cependant, des problèmes techniques ont contraint l'exploitation à se faire dans le sens défavorable, i.e. en injection sur le puits B16, qui ont alors accentué la chute des performances de l'exploitation.

Les origines de baisse d'injectivité pourront être investiguées, lors des travaux prévus en 2020 visant à restaurer les performances des ouvrages. Il sera alors intéressant de caractériser l'état des ouvrages et des complétions, de suivre l'évolution des productivités et injectivités des ouvrages, lors des développements et nettoyages éventuels des ouvrages, et identifier si des particules sont présentes sur les crépines ou au niveau des massifs filtrant, d'étudier leur granulométrie et de suivre l'évolution de la turbidité en fonction des débits testés.

Issy-les-Moulineaux :

L'analyse des éléments constitutifs des forages, des caractéristiques de la formation et de l'évolution de la connectivité entre les ouvrages et l'aquifère et des faits marquants, depuis la réalisation du doublet, a mis en avant un certain nombre de points. On observe ainsi que l'injectivité est très faible au niveau du forage ILM2 (injecteur), dès la phase de développement, et que les ouvrages ILM1 et ILM2 ne sont pas symétriques en production et en injection, avant même le début de l'exploitation.

La perte d'injectivité a été attribuée à l'arrivée de particules par la partie sommitale de la colonne de production du forage ILM1, qui ne disposait alors d'aucun massif filtrant (absence de graviers avant travaux de remédiation de 2015), et qui a ainsi entraîné la déstabilisation du réservoir et a permis le passage des particules fines.

En ce qui concerne la structure des ouvrages, on observe qu'au niveau du réservoir les forages sont assez différents avec une hauteur utile à l'écoulement (d'après les essais de flow-métrie) deux fois plus importante dans le forage d'injection ILM2 (104,1 m de crépines contre 54,2 m au niveau du forage ILM1). Le forage ILM2 n'a pas été alésé dans la partie réservoir, contrairement au puits ILM1 alésé en 15", et une crépine pré-gravillonné a été mise en place afin de faciliter l'installation des complétions, compte-tenu des difficultés pouvant être rencontrées pour les ouvrages déviés.

Les analyses granulométriques ont montré que la taille des particules est inférieure à la maille de filtration en surface, avant échangeur (130 μ m), ce qui a ainsi permis l'arrivée, en grand nombre, de particules depuis le puits de production ILM1 vers le puits de réinjection ILM2. La conséquence est alors un colmatage rapide du forage ILM2 par des particules fines de taille micrométrique (parfois inférieure à 8 μ m).

Les travaux de remédiation de 2015 (ajout de gravier, allongement de la colonne d'extension et développement du puits ILM1) ont permis de maintenir les ouvrages en fonction et de poursuivre l'exploitation à des débits réduits (autour de 40 m³/h).

Des rétro-lavages (inversion de flux) ont été entrepris en 2018 et 2019 sur l'ouvrage de réinjection ILM2, mais les effets sur les performances à long terme de l'exploitation semblent être relativement limités. En effet, de nouvelles baisses d'injectivité apparaissent peu de temps après la remise en service du doublet. Le rétro-lavage est utilisé principalement pour mobiliser les particules peu incrustées, dans l'environnement proche du puits. Il n'est pas nécessairement adapté à toutes les installations et, dans le cas de l'exploitation d'Issy-les-Moulineaux, il est possible que les particules aient migré en profondeur dans le réservoir et ne soient donc plus mobilisables *via* ce type d'action hydromécanique. L'endommagement du réservoir peut alors être important, voire quasi-irréversible au niveau des ouvrages d'Issy-les-Moulineaux.

Le Plessis-Robinson :

D'après l'analyse des éléments mise à disposition, il apparaît que les développements ont été limités à des débits de 185 m³/h, soit inférieurs au débit d'exploitation envisagé autour de 200 m³/h. La teneur en sable, après développement du puits, les volumes de particules extraites et la présence de particules obstruant les ouvrages sont autant d'indices qui laissent penser à un développement non optimal des ouvrages ne permettant pas de filtrer correctement les particules et limiter leur production avec l'eau géothermale. Le proche puits a alors pu être fortement déstabilisé, ce qui a entraîné des dommages irréversibles au niveau du puits injecteur LPR2, et un potentiel cavage du réservoir à l'extrados des crépines. Les phases de nettoyage ont cependant permis de restaurer les capacités des ouvrages bien qu'inférieures aux performances initiales de l'exploitation, avec des débits autour de 110 m³/h.
Clichy-Batignolles :

L'origine du colmatage semble être principalement liée à la présence de particules dont le diamètre est d'au moins 8 µm pour une partie d'entre elles. Ces particules migrent *via* les eaux de production vers l'ouvrage d'injection et contribuent à colmater le puits, et potentiellement les formations. Une partie de la baisse des performances semble également liée à l'effet du refroidissement. La contribution du phénomène thermique est *a priori* assez faible en comparaison de l'impact de particules sur le colmatage du réservoir.

L'inversion des flux et le traitement à l'hexa-métaphosphate, lors des travaux de régénération, ont permis de rétablir les capacités d'injection du puits P2 d'origine, bien que l'impact de chacune des opérations n'ait pu être quantifié de façon précise.

Pour l'exploitation de Clichy-Batignolles, il est envisagé de pérenniser les performances de l'exploitation grâce, d'une part, à la mise en place d'une filtration plus fine des particules en surface et, d'autre part, avec l'aménagement des installations pour mettre en place rapidement et de façon préventive les inversions de flux sur l'ouvrage injecteur par rétro-lavage.

Paris-Saclay :

Le retour d'expérience sur ces doublets (Moulon et Polytechnique) est encore relativement récent, vu qu'ils viennent d'être mis en service. Cependant, ces derniers ont pu bénéficier des premiers retours d'expérience des autres doublets et prendre en compte certains éléments, dans la réalisation des ouvrages.

Les deux ouvrages présentent une architecture relativement similaire : puits verticaux forés en 12"1/4 et alésés en 15", avec une hauteur crépinée entre 72 et 108 m, et un slot de 0,7 à 1 mm. Par ailleurs, à la différence des autres doublets à l'Albien ayant une filtration de l'ordre de 100 μ m, la filtration en surface, avant échangeur, se fait sur trois étages, avec une préfiltration à 100 μ m par filtres à tamis, puis à 5 μ m par filtres à cartouche, et enfin à 1 μ m.

Les essais en boucle, mis en place sur les deux doublets, en octobre et novembre 2019, ont permis de constater et de confirmer des déclins de l'injectivité des ouvrages. Des analyses sont actuellement en cours pour vérifier l'origine de ces baisses d'injectivité.

Les principales préconisations qui ressortent du retour d'expérience sont synthétisées ciaprès.

Préconisations relatives à la conception des ouvrages :

- la protection des aquifères superficiels, grâce à un tube guide pour couvrir les terrains de surface (30-50 m), un tubage technique de protection sur les premières centaines de mètres ;
- l'usage de bactéricides (biocides) dans les fluides de forage et la désinfection des matériaux de fond pour les opérations captant l'Albien et le Néocomien pour éviter la prolifération de bactéries ;
- le dimensionnement des forages de gros diamètre (tubage de la colonne de production entre 10"3/4 et 13"3/8, forage du réservoir en 12"1/4 ou bien entre 8"1/2 et 9"1/2 alésé entre 11" à 15"), afin de réduire les pertes de charge, maximiser l'aire d'infiltration et minimiser les forces d'érosion, et donc la mobilisation des particules à l'entrée de l'aquifère ;
- les matériaux utilisés pour les tubages dans les forages à l'Albien et au Néocomien et pour les installations de surface en aciers inoxydables 304 L ou 316 L, qui permettent de limiter les phénomènes de corrosion ;

- l'usage de complétion de captage (crépines en acier inoxydables suspendues dans des colonnes de production en acier, massif filtrant de type graviers siliceux ou de billes de verre, joint diélectrique);
- le dimensionnement des crépines et des massifs filtrants adaptés à la nature et à la granulométrie des formations traversées, et aux conditions d'exploitation envisagées pour le doublet et à la structure du puits (diamètre des colonnes, inclinaison);
- les vitesses d'entraînement, à l'entrée des crépines admissibles inférieures au seuil de 1 cm/s (Solages, 1979);
- des aménagements spécifiques, au niveau des puits et en surface, dans le cas où les phases de rétro-lavage s'avèreraient nécessaires pour pouvoir restaurer de façon préventive ou curative l'injectivité des ouvrages.

Préconisations relatives au développement des ouvrages et à la caractérisation du réservoir :

- des phases de développement suffisamment longues (par air-lift, puis à la pompe), avec des montées en débit progressives et des paliers de durée croissante. Le suivi de l'évolution de la charge particulaire et turbidité des eaux produites permet de valider le bon déroulement des différentes étapes du développement (obtention d'une eau claire), mais aussi de caractériser l'évolution de la quantité de particules avec les débits, et donc adapter les vitesses de production et d'injection, afin de minimiser la migration des particules et leur production avec le fluide géothermal. Il peut être intéressant de réaliser un comptage particulaire en fin de développement des forages pour identifier l'efficacité des opérations;
- le rejet des eaux de pompage vers les canalisations de surface (eau usée), lors du développement des ouvrages. En effet, en début de développement, les eaux sont chargées en particules et il est fortement conseillé de ne pas les rejeter au niveau du puits d'injection pour éviter tout colmatage. Il en est de même lors des phases d'essai de production, de mise en service ou de nettoyage d'un puits. Lors des essais de réinjection, il convient de contrôler la turbidité des eaux, avant leur réinjection dans le réservoir ;
- la réalisation d'une diagraphie de production (débit-mètre) en fin de développement à débit proche de celui d'exploitation envisagé est fortement recommandée. En effet, cette mesure permet d'estimer les hauteurs utiles à l'écoulement qui seront *a priori* observées en exploitation (au débit nominal ou proche), et donc d'estimer les vitesses d'entraînement à l'entrée des crépines pour de tels débits. Il convient alors de comparer les valeurs obtenues à la vitesse d'entrée des crépines généralement admise par la profession de 1 cm/s (Solages, 1979) au-delà de laquelle la stabilité des formations du proche puits n'est plus assurée. Dans le cas de dépassement de cette valeur seuil pour le débit nominal, il conviendra de poursuivre les investigations pour s'assurer de ne pas causer de dommage à la formation, et entraîner des particules fines et risquer de colmater les ouvrages ou d'adapter les débits d'exploitation. Ces calculs peuvent aussi être estimés de façon théorique, lors du dimensionnement des complétions en amont, puis validés après le développement des ouvrages ;
- la réalisation d'un essai « longue durée », avec une pompe, après une phase de recompression de 12 h du réservoir, sur une durée à minima de 72 h, suivi d'une remontée de pression de durée équivalente au débit nominal envisagé.

Préconisations relatives à l'exploitation :

- définition d'un état zéro en fin d'essais des paramètres physico-chimiques et bactériologiques de l'eau, hydrogéologiques et hydrodynamiques de la formation et des ouvrages et des caractéristiques de la charge particulaire ;
- un suivi des paramètres hydrodynamiques en phase d'exploitation permet d'apprécier les variations des performances du doublet, au cours de l'exploitation et des phases d'interruptions, et de détecter les anomalies de fonctionnement, à partir de l'état zéro défini en fin d'essais. Il est recommandé de procéder au suivi des températures, des débits, des pressions de production et d'injection, des pressions en amont et à l'aval des filtres et des échangeurs, et des niveaux d'eau des forages de pompage et de réinjection;
- un suivi de la qualité des eaux par des analyses physico-chimiques et bactériologiques des eaux de production et d'injection, ainsi qu'un suivi de la charge particulaire, est fortement recommandé. Il comprend la mesure des teneurs en éléments majeurs, du pH et du potentiel redox, de la conductivité, des températures, l'analyse bactériologique (ferriréductrices et ferro-oxydantes), l'analyse de la charge particulaire par comptage et par l'analyse de la granulométrie des particules ;
- le suivi permet également d'identifier les impacts, positifs ou négatifs, sur les performances hydrauliques des ouvrages des phases de nettoyage, d'inversion de flux et des phases d'arrêt;
- la mise en place de phases de rétro-lavage de façon curative, une fois que le colmatage particulaire a été identifié dans l'ouvrage d'injection, ou bien de façon préventive à une fréquence donnée, afin de maintenir les performances en injection de façon continue ;
- la mise en place de filtrations adaptées en amont des échangeurs à la dimension des particules pouvant atteindre sur certaines opérations des tailles inférieures à 10 µm. Les filtrations généralement mises en place sur les opérations de l'Albien et du Néocomien sont de type cyclonique et à tamis entre 100 µm et 130 µm. Elles ne sont donc pas adaptées au risque de colmatage particulaire identifié. Les opérations de Paris-Saclay ont mis en place un système de filtre à poche, plus fin et sur trois étages de 100 µm, 5 µm et 1 µm.

4. Étude des coûts des travaux de forage et de surface (CAPEX) et d'exploitation (OPEX) en géothermie profonde

4.1. ÉTUDE DES COÛTS D'INVESTISSEMENT (CAPEX)

4.1.1. Généralités

Le recensement auprès des maîtres d'ouvrages a permis l'obtention d'informations sur **23 sites correspondant à 43 forages forés, entre 2008 et 2018**. Vingt-deux de ces forages ont été réalisés au forfait et 21 en régie. La répartition en fonction des années est représentée sur la Figure 94.



Figure 94 : Répartition des forages analysés en fonction du type de contractualisation et de l'année.

4.1.2. Classification

Ces informations concernent :

- 20 forages injecteurs et 23 forages producteurs ;
- 4 forages producteurs correspondant à des réhabilitations en triplets et 39 forages correspondant à des nouveaux doublets (dont 1 forage injecteur en échec total) ;
- 40 forages déviés avec tubage en acier, 2 forages sub-horizontaux avec tubages en acier et 1 forage avec mise en place d'un liner composite (Figure 95).



Figure 95 : Classification des forages.

4.1.3. Longueurs forées

Les figures 96 et 97 montrent la répartition des ouvrages en fonction de la longueur forée. En grande majorité, les longueurs forées des forages analysés sont inférieures à 2 300 m, à l'exception des deux forages sub-horizontaux et des forages fortement inclinés.

Les forages producteurs présentent des longueurs forées plus importantes, notamment en raison de la réhabilitation de gites géothermiques en triplets.



Figure 96 : Répartition des longueurs des forages analysés.



Figure 97 : Répartition des longueurs en fonction du type des forages.

4.1.4. Durées de forage

Les durées de forages ont été uniquement analysées pour les forages ayant des configurations classiques en tubages acier (Figure 98 et Figure 99).

Pour les puits déviés tubés en acier, les durées de forage s'échelonnent **entre 33 et 64 jours** (Tableau 3). La moyenne de forage-essais est de 45 jours. Les forages présentant les durées de forages les plus importantes sont les ouvrages ayant subi des sinistres ou ayant nécessité des allongements des essais de puits en raison de mauvaise caractéristiques du réservoir.

Étiquettes de lignes 🖵	Min de Durée (j) Moyenne d	de Durée (j) Max d	le Durée (j)
	33	45	64
Injecteur	33	42	63
Producteur	38	48	64
Total général	33	45	64

Tableau 3 : Durées minimale, moyenne et maximale de forages des puits classiques en acier.



Figure 98 : Répartition des temps de forage pour les forages classiques en tubage acier.

Les forages injecteurs présentent des durées de forages moindres en raison :

- de longueurs de forages inférieures ;
- de la première phase de forage, qui est de longueur inférieure ;
- de l'absence de coupe de tubage pour la réalisation de la chambre de pompage ;



- du plus faible nombre de sinistres.

Figure 99 : Répartition des temps de forage en fonction du type d'ouvrage.

4.1.5. Analyse des coûts des travaux de forage

Les coûts de réalisation des forages ont été séparés et analysés en 2 catégories : **travaux de** « **surface** » **et travaux de** « **forage** », avec l'analyse détaillée des différents postes des travaux de forage :

- catégorie « Surface » : cette catégorie comprend l'aménagement et le génie civil de la plateforme, dont les caves des têtes de puits et la remise en état du site après travaux et réalisation des avant-puits ;
- catégorie « Forage » : cette catégorie inclut les postes ci-dessous :
 - amené-repli et ripage de la machine,
 - travaux machine forage,
 - · fourniture GNR : gasoil non routier eau électricité,
 - fluides de forage et traitement : fournitures et services liés aux fluides de forages et évacuation et traitements des effluents et déblais,
 - · outils de forage et déviation : fournitures et service,
 - tubages et services associés : fourniture, stockage et transport des tubages, vissage des tubages (fourniture et service) et cimentations des tubages et accessoires,
 - suivi géologique (ou mud-logging),
 - · diagraphies,
 - stimulations, développements et essais,
 - postes divers.

Ce coût n'englobe pas les assurances (TRC et SAF), ainsi que la maîtrise d'œuvre, l'ingénierie, l'intendance et la supervision chantier, qui sont analysées à part.

Après une première analyse du coût total à euros courants, un équilibrage des coûts a été réalisé en ramenant tous les coûts à une base de juin 2018 (comparaison à prix constants).

a) Coûts « Surface »

Les coûts « Surface » correspondent aux coûts d'aménagement de la plateforme et à la réalisation des avants puits. L'analyse a porté **sur 42 ouvrages**, un des puits présentant les coûts « Surface » intégrés au coût total du forage.

Les coûts moyens sont sensiblement similaires entre contractualisation au forfait ou en régie. Le coût moyen des travaux de surface s'élèvent à 388 k€.

Les coûts d'aménagement de la plateforme dépendent fortement des caractéristiques locales du site (forte déclivité, cavité souterraine, ...).

Les coûts d'avant-puits sont compris entre 33 k€ et 168 k€ (entre 7 et 56 % du montant total des coûts « Surface »). Les coûts les plus élevés correspondent aux sites où l'avant-puits a été réalisé avec le rig servant au forage des puits.

	Coût surface	Coût surface	Coût surface
Étiquettes de lignes 🔽	minimal	moyen	maximal
forfait	164 k€	382 k€	639 k€
régie	241 k€	394 k€	697 k€
Total général	164 k€	388 k€	697 k€

Tableau 4 : Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux des travaux de surface (prix constants).

La représentation des montants par classe montre qu'en régie les coûts surface sont moins dispersés que les prix au forfait (Tableau 4 ; Figure 100).



Figure 100 : Répartition du montant total des aménagements de surface et avant-puits en fonction du type de contractualisation (prix constants).

b) Coûts « Forage »

Les coûts « Forage » correspondent aux coûts des travaux de forage, hormis le génie civil, les avants-puits, la maîtrise d'œuvre et les assurances. L'analyse a porté **sur 40 forages (22 au forfait et 18 en régie).** Les deux forages sub-horizontaux et le forage en composite ont été retirés de l'analyse.

Hors assurances, maîtrise d'œuvre et travaux de surface, les coûts des travaux de forage sont compris entre **2 987 et 5 518 k€** (Tableau 5 ; Figure 101). Le coût moyen des travaux de forage en régie est légèrement plus faible (3 845 k€) qu'au forfait (4 180 k€). La répartition des coûts montre une plus grande variation des montants au forfait (principalement compris entre 3 250 et 4 500 k€) tandis qu'en régie, les coûts sont majoritairement compris entre 3 500 et 4 500 k€.

Étiquettes de lignes 🖵	Coût minimum travaux forage	Coût moyen travaux forage	Coût maximum travaux forage
	2 987 k€	4 030 k€	5 518 k€
forfait	3 442 k€	4 180 k€	5 518 k€
régie	2 987 k€	3 845 k€	5 004 k€





Figure 101 : Répartition du montant total des « travaux de forage » en fonction du type de contractualisation (prix constants).

c) Coûts « Amené-repli machine »

L'analyse des coûts d'amené-repli porte sur 13 forages au forfait et 14 forages en régie pour lesquels les montants ont été individualisés.

Les montants au forfait sont plus faibles (225 k€) que ceux en régie (353 k€) en raison des montants particulièrement importants de deux forages (cf. répartition des montants) et également que les forages en régie contiennent l'ensemble des opérations, où un unique forage a été réalisé, présentant des coûts d'amené-repli plus élevés (Tableau 6 ; Figure 102).

Étiquettes de lignes	Coût minimum amené-repli	Coût moyen amené-repli	Coût maximum amené-repli
forfait	147 k€	225 k€	336 k€
régie	169 k€	353 k€	1 241 k€
Total général	147 k€	291 k€	1 241 k€

Tableau 6 : Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux de l'« Amené-repli machine » (prix constants).



Figure 102 : Répartition du montant total « Amené-repli machine » en fonction du type de contractualisation (prix constants).

d) Coûts « Travaux machine »

Les montants des « Travaux machine » ont été analysés pour **11 forages au forfait et 13 en régie** pour lesquels les coûts ont été individualisés.

Les coûts moyens sont de 1 230 k€ pour le forfait et 1 376 k€ pour la régie, en incluant les forages sub-horizontaux et composites (Tableau 7 ; Figure 103).

Après retrait de ces derniers, les montants moyens des forages en régie s'établissent à 1 092 k€ (Tableau 8 ; Figure 104).

Étiquettes de lignes	Coût minimum Travaux	Coût moyen Travaux	Coût maximum Travaux
Etiquettes de lignes	 machine 	machine	machine
forfait	910 k€	1 230 k€	1 567 k€
régie	774 k€	1 376 k€	2 521 k€
Total général	774 k€	1 309 k€	2 521 k€

Tableau 7 : Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux des « Travaux machine » (prix constants).

Étiquettes de lignes 🖵	Coût minimum Travaux machine	Coût moyen Travaux machine	Coût maximum Travaux machine
	774 k€	1 164 k€	1 567 k€
forfait	910 k€	1 230 k€	1 567 k€
régie	774 k€	1 092 k€	1 311 k€

Tableau 8 : Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux des « Travaux machine » pour les forages classiques en acier (prix constants).



Figure 103 : Répartition du montant total des « Travaux machine » en fonction du type de contractualisation (prix constants).



Figure 104 : Répartition du montant total des « Travaux machine » en fonction du type de contractualisation pour les forages classiques en acier (prix constants).

e) Coûts « Fourniture GNR »

Les montants de la « Fourniture GNR » ont été analysés pour 11 forages au forfait et 14 forages en régie.

Les montants sont compris entre 61 et 342 k€. Le montant moyen est de 161 k€ (Tableau 9 ; Figure 105).

	Coût minimum	Coût moyen fourniture	Coût maximum
Étiquettes de lignes	fourniture GNR	GNR	fourniture GNR
forfait	73 k€	156 k€	210 k€
régie	61 k€	164 k€	342 k€
Total général	61 k€	161 k€	342 k€

Tableau 9 : Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux de la « Fourniture GNR » (prix constants).



Figure 105 : Répartition du montant total de la « Fourniture GNR » en fonction du type de contractualisation (prix constants).

f) Coûts « Fluides de forage et traitements »

Les coûts des « Fluides de forages et traitements » englobent les montants de fourniture et de fabrication des boues de forage, leur évacuation et traitement. L'analyse porte **sur 31 forages** pour lesquels les coûts ont été différenciés du coût total du forage.

Le coût moyen est de 672 k€ et est sensiblement équivalent entre la contractualisation en régie ou au forfait. La représentation par classe indique que les coûts en régie sont plus étalés et dépendent de la durée du forage. En forfait, la très grande majorité est incluse dans la classe 500 - 700 k€ (Tableau 10 ; Figure 106).

Les forages en régie présentant des coûts « boues et traitement » inférieurs à 500 k€ sont des forages ayant été réalisés en moins de 45 jours, sans incident, et avec des longueurs forées faibles.

Étiquettes de lignes	Coût minimal Boue	Coût moyen Boue	Coût maximal Boue
forfait	605 k€	687 k€	924 k€
régie	446 k€	659 k€	1 012 k€
Total général	446 k€	672 k€	1 012 k€

Tableau 10 : Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux des « Boues et traitements » (prix constants).



Figure 106 : Répartition du montant total des « Boues et traitements » en fonction du type de contractualisation (prix constants).

g) Coûts « Tubages et services associés »

Les coûts de fourniture des tubages, des accessoires de tubage, du vissage et de la cimentation ont été englobés, afin de faire l'analyse sur le plus grand nombre d'ouvrages : **15 forages au forfait et 13 forages en régie ont été inclus dans l'analyse**. Toutefois, généralement, la fourniture du marché des tubages correspond à un marché à part du marché forage (au contraire des accessoires de tubage, du vissage et de la cimentation), qui peuvent être intégrés au marché forage en contractualisation au forfait.

Le coût moyen est de 993 k€ et est compris entre 681 et 1 541 k€ (Tableau 11 ; Figure 107). La répartition montre que la quasi-totalité des coûts sont compris entre 600 et 1 200 k€ et que deux forages présentent un coût supérieur à 1 500 k€ (réalisation au forfait au début du regain d'activité de la géothermie).

Étiquettes de lignes 🔻	Coût minimal Tubage et	Coût moyen Tubage et	Coût max Tubage et
forfait	681 k€	1 069 k€	1 541 k€
régie	701 k€	906 k€	1 034 k€
Total général	681 k€	993 k€	1 541 k€

Tableau 11 : Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux des « Tubages et services associés » (prix constants).



Figure 107 : Répartition du montant total des « Tubages et services associés » en fonction du type de contractualisation (prix constants).

h) Coûts « Mud-logging »

L'analyse des coûts du service Mud-logging porte sur 34 forages (15 au forfait et 19 en régie) pour lesquels un montant a été renseigné.

Le montant moyen s'établit à 156 k€, avec une différence entre le montant au forfait (142 k€) et en régie (168 k€). Les trois forages en régie présentant des coûts supérieurs à 225 k€ correspondent aux seuls forages ayant des durées supérieures à 70 jours. En retirant ces trois forages, la moyenne en régie est de 153 k€ (Tableau 12 ; Figure 108).

Étiquettes de lignes	Coût minimal Mudlogging	Coût moyen Mudlogging	Coût maximal Mudlogging
forfait	118 k€	142 k€	211 k€
régie	112 k€	168 k€	252 k€
Total général	112 k€	156 k€	252 k€

Tableau 12 : Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux du « Mud-logging » (prix constants).

La répartition des coûts par classe montre que :

- 11 des 15 forages au forfait présentent un coût entre 125 et 150 k€. Les deux forages ayant un coût supérieur à 150 k€ appartiennent à une même opération, qui a présenté des coûts plus importants pour plusieurs postes ;
- les coûts en régie sont plus dispersés qu'au forfait et la classe prédominante est celle comprise entre 150 et 175 k€.



Figure 108 : Répartition du montant total du « Mud-logging » en fonction du type de contractualisation (prix constants).

i) Coûts « Diagraphie »

Les coûts des diagraphies ont été analysés sur 32 forages (15 forfait et 17 régie comprenant les deux forages subhorizontaux et le forage avec liner composite). Sur l'ensemble de ces forages, le coût moyen est de 197 k€, avec une légère différence de montant entre les deux types de contractualisation (Tableau 13 ; Figure 109). Après retrait des trois forages particuliers, le coût moyen diminue à 186 k€ avec un coût pour les forages acier en régie de 180 k€.

La répartition des coûts par classe montre la singularité des trois forages non conventionnels (coûts des diagraphies supérieures à 250 k€).

Excepté quelques forages qui ont des coûts « Diagraphie » inférieures à 150 k€, la majorité des forages présente des montants entre 150 et 250 k€.

Étiquettes de lignes	Coût minimum Diagraphie	Coût moyen Diagraphie	Coût maximum Diagraphie
forfait	140 k€	192 k€	246 k€
régie	129 k€	202 k€	340 k€
Total général	129 k€	197 k€	340 k€

Tableau 13 : Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux « Diagraphie » (prix constants).



Figure 109 : Répartition du montant total « Diagraphie » en fonction du type de contractualisation (prix constants).

j) Coûts « Outils de forage et déviation »

Les coûts « Outils de forage et déviation » ont été regroupés pour permettre une analyse sur le nombre d'échantillons maximum (plusieurs forages présentent des coûts mutualisés) : **25 forages (11 au forfait et 14 en régie)** ont des coûts indépendants des coûts de forage. Parmi ces 25 puits, seul le puits avec liner composite présente une architecture non classique.

Le coût moyen de la fourniture des outils de forage et de la déviation est de 338 k€ (Tableau 14 ; Figure 110). Quel que soit le type de contractualisation, les montants sont sensiblement équivalents.

Étiquettes de lignes 🖵	Coût minimum Outil et	Coût moyen Outil et	Coût maximum Outil et
	Déviation	Déviation	Déviation
forfait	222 k€	333 k€	457 k€
régie	212 k€	343 k€	567 k€
Total général	212 k€	338 k€	567 k€

Tableau 14 : Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux des « Outils de forage et déviation » (prix constants).



Figure 110 : Répartition du montant total des « Outils de forage et déviation » en fonction du type de contractualisation (prix constants).

k) Coûts « Stimulation - essai »

Les coûts de « Stimulation - essai » sont analysés **sur 31 forages (15 au forfait et 16 en régie)**. Ces montants incluent la fourniture et le pompage de l'acide. Deux puits au forfait d'un même site présentent des coûts élevés (306 et 355 k€), qui semblent inclure les coûts de la machine de forage durant les essais. Les coûts les plus importants sur les forages en régie (montant autour de 275 k€) correspondent à deux forages aux mauvaises caractéristiques hydrauliques ayant nécessité la réalisation d'acidifications complémentaires.

Le coût moyen s'élève à 104 k€ (73 k€ en retirant les quatre forages précédemment cités) et est équivalent selon le type de contractualisation (Tableau 15 ; Figure 111).

Étiquettes de lignes	Coût minimum stimulation chimique	Coût moyen stimulation chimique	Coût maximum stimulation chimique
forfait	49 k€	112 k€	355 k€
régie	21 k€	96 k€	276 k€
Total général	21 k€	104 k€	355 k€

Tableau 15 : Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux de « Stimulation – essai » (prix constants).



Figure 111 : Répartition du montant total de « Stimulation – essai » en fonction du type de contractualisation (prix constants).

I) Coûts « Assurances »

L'analyse des coûts « Assurances » (TRC et SAF) porte **sur 37 forages (18 au forfait et 19 en régie)**. La disparité des montants est élevée (entre 142 et 577 k€), notamment dans les contractualisations au forfait. La moyenne est de 400 k€ (Tableau 16 ; Figure 112). Les montants ne montrent pas d'évolution significative au cours du temps.

Étiquettes de lignes 🔽	Coût minimal assurance	Coût moyen assurance	Coût maximal assurance
forfait	142 k€	378 k€	548 k€
régie	223 k€	416 k€	577 k€
Total général	142 k€	397 k€	577 k€





Figure 112 : Répartition du montant total des « Assurances » en fonction du type de contractualisation (prix constants).

m) Coûts « Maîtrise d'œuvre »

Les coûts de maîtrise d'œuvre ont été renseignés sur 41 forages (22 au forfait et 19 en régie).

L'analyse des coûts montre une importante disparité :

- dans le mode de contractualisation au forfait, les montants varient de 92 à 562 k€ ;
- en régie, les variations sont entre 191 et 672 k€ (Tableau 17 ; Figure 113).

La différence de moyen entre forfait et régie s'explique par l'absence de supervision en continue sur site durant les travaux de forages.

Les coûts les plus élevés renseignés ne semblent pas inclure uniquement les coûts de maîtrise d'œuvre sous-sol, mais pourraient également comporter les coûts de maîtrise d'œuvre surface. Les informations transmises par les maîtres d'ouvrage ne permettent pas de différencier ces coûts.

La répartition par classes montre qu'au forfait, le montant le plus fréquent est entre 100 et 150 k€ (plus de la moitié des ouvrages). Les coûts en régie sont plus variables.

Étiquettes de lignes	Coût minimal Maitrise	Coût moyen Maitrise	Coût maximal Maitrise
	 d'oeuvre 	d'oeuvre	d'oeuvre
forfait	92 k€	178 k€	562 k€
régie	191 k€	394 k€	672 k€
Total général	92 k€	278 k€	672 k€

Tableau 17 : Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux de « Maitrise d'œuvre" (prix constants).



Figure 113 : Répartition du montant total de « Maitrise d'œuvre » en fonction du type de contractualisation (prix constants).

n) Coût total des investissements « forage » et répartition des coûts par poste

Le coût total du forage correspond à la somme **des postes travaux « Surface », « Forage »,** « **Assurances » et « Maîtrise d'œuvre »**. Pour 6 forages, les coûts de maîtrise d'œuvre et/ou d'assurances étant incomplets, ils ont été retirés de l'analyse. Les 37 forages restants se décomposent de la façon suivante (Tableau 18) :

Étiquettes de lignes 🔤	Nombre
■ forfait	18
ACIER	18
■régie	19
ACIER	16
COMPOSITE	1
HORIZONTAL	2
Total général	37

Tableau 18 : Nombre de forages analysés pour le coût total.

L'analyse des coûts **en prix courants** des forages montre une différence de 460 k€ du coût moyen des forages entre la contractualisation en régie et au forfait. Les coûts minimaux sont sensiblement équivalents tandis que les coûts maximaux sont supérieurs pour la contractualisation en régie en raison des deux forages sub-horizontaux.

Étiquettes de lignes	🔽 Coût minimal	Coût moyen	Coût maximal
forfait	3 920 k€	4 776 k€	5 663 k€
régie	3 871 k€	5 236 k€	6 941 k€
Total général	3 871 k€	5 012 k€	6 941 k€

Le coût moyen d'un forage est de 5 M€ (compris entre 3,87 et 6,94 M€ ; Tableau 19).

Tableau 19 : Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux des forages (prix courants).

L'analyse des coûts **en prix constants** montre que l'écart entre régie et forfait demeure équivalent. Le coût moyen d'un forage est de 5,14 M€ (Tableau 20).

Étiquettes de lignes	Coût minimal	Coût moyen	Coût maximal
forfait	3 979 k€	4 868 k€	5 748 k€
régie	3 929 k€	5 396 k€	6 978 k€
Total général	3 929 k€	5 139 k€	6 978 k€

Tableau 20 : Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux des forages (prix constants).

La répartition par classe de coûts des forages et par type de contractualisation (cf. Figure 114) montre :

- une plus grande variabilité des coûts de forage en forfait ;
- une majorité des forages en régie, qui ont un coût total compris entre 5 et 5,5 M€ ;
- seuls 5 forages (26 % du nombre de forages) en régie présentent un coût total de forage inférieur à 5 M€, contre 11 forages au forfait (61 % du nombre de forages).



Figure 114 : Répartition du coût total des forages en fonction du type de contractualisation (prix constants).

En raison de la spécificité de trois ouvrages en régie (un liner composite et deux forages subhorizontaux), l'analyse des coûts totaux des forages a été réalisée pour les forages classiques en tubage acier.

Les coûts des forages au forfait demeurent inchangés. Concernant les coûts des forages en régie, le coût moyen s'établit à 5,1 M€ (Tableau 21), soit un surcoût de 240 k€ par rapport à la contractualisation au forfait.

Étiquettes de lign	es 耳 Coût minimal	Coût moyen	Coût maximal
forfait	3 979 k€	4 868 k€	5 748 k€
régie	3 929 k€	5 108 k€	5 920 k€
Total général	3 929 k€	4 981 k€	5 920 k€

Tableau 21 : Coûts totaux minimaux, moyens et maximaux des forages classiques en acier (prix constants).

Les trois ouvrages supprimés étant ceux présentant les coûts les plus importants, la répartition des coûts des forages classiques en régie est peu impacté, hormis la suppression de la classe entre 6 et 6,5 M€ (Figure 115).



Figure 115 : Répartition du coût total des forages classiques en acier en fonction du type de contractualisation (prix constants).

À partir des montants moyens, les répartitions des catégories ont été établies pour les forages classiques en acier et sont présentées sur la Figure 116 et Figure 117 pour les deux types de contractualisation. Les trois plus gros postes de dépenses sont, indépendamment du type de contrat, les « Travaux machine », les « Tubages et services associés » et les « Boues et traitements ».



Figure 116 : Répartition des coûts moyens des forages au forfait (prix constants).



Figure 117 : Répartition des coûts moyens des forages en régie (prix constants).

4.1.6. Analyse des investissements de surface

Les coûts CAPEX des travaux de surface ont été séparés et analysés suivant les postes cidessous :

- fourniture des têtes de puits ;
- dispositif de traitement inhibiteur ;
- groupe électropompe immergé et équipements électriques ;
- colonne d'exhaure et bride de suspension installation ;
- échangeur de chaleur ;
- groupe de pompage de réinjection et équipements électriques installation ;
- instrumentation;
- pose de la complétion du producteur et des têtes de puits et raccordement en chaufferie.

De même que pour les coûts de forage, les coûts des investissements de surface ont été corrigés pour être ramenés à des prix courants de juin 2018.

a) Coûts « Fourniture des têtes de puits »

Les montants de la fourniture des têtes de puits ont été renseignés pour 37 forages. Les coûts indiqués sont très variables, de 12 à 110 k€ (coût moyen de 51 k€).

La majeure partie des montants sont compris entre 30 et 60 k€, représentant 73 % du nombre de forages (Figure 118).



Figure 118 : Répartition du montant total « Fourniture des têtes de puits » (prix constants).

b) Coûts « Fourniture GEI, équipements électriques »

Les montants du poste équipements électriques et fournitures du groupe électropompe immergé sont présentés sur la Figure 119.

Les disparités entre les sites sont importantes et peuvent s'expliquer par :

- les coûts des équipements électriques non inclus ;
- la fourniture des GEI. Certains sites en réhabilitation ont utilisé le GEI de l'ancien producteur.

Le coût moyen du poste est de 258 k€.



Figure 119 : Répartition du montant total « Fourniture GEI, équipements électriques » (prix constants).

c) Coûts « Tube de traitement »

Les montants indiqués englobent :

- la fourniture du tube de traitement ;
- sa descente dans le forage ;
- le raccordement du tube de traitement en centrale ;
- l'installation de la station de traitement.

Les variations des montants renseignés sont dues à l'existence sur certains sites en réhabilitation de la station de traitement et du raccordement déjà existant (Figure 120).



Figure 120 : Répartition du montant total « Tube de traitement » (prix constants).

d) Coûts « Pose complétion, tête de puits et raccordement en centrale »

En raison des différences de configurations entre les sites (distance entre les puits et la centrale variable), ce poste présente d'importantes disparités (Figure 121). Les montants les plus importants correspondent aux sites où les têtes de puits sont loin de la centrale, nécessitant d'importants travaux pour le passage des canalisations.



Figure 121 : Répartition du montant total « Pose complétion, tête de puits et raccordement en centrale » (prix constants).

e) Coûts « Colonne d'exhaure »

Les renseignements fournis par les exploitants et maîtres d'ouvrage n'indiquent pas la nature et la longueur des colonnes d'exhaure. Les montants présentés sur la Figure 122 sont compris entre 58 et 350 k€. Les coûts les plus fréquents sont entre 100 et 200 k€. La moyenne est de 161 k€.



Figure 122 : Répartition du montant total « Colonne d'exhaure » (prix constants).

f) Coûts « Échangeur à plaque »

Les coûts de fourniture et d'installation des échangeurs à plaques sont compris entre 135 et 432 k€. Le coût moyen est de 220 k€ (Figure 123).



Figure 123 : Répartition du montant total « Échangeur à plaque » (prix constants).

Bilan de la filière géothermie profonde pour la production de chaleur

g) Coûts « Groupe de réinjection »





Figure 124 : Répartition du montant total « Groupe de réinjection » (prix constants).

h) Coût total des investissements « Surface »

Les montants totaux des investissements « Surface » (somme des différents postes précédemment détaillés) pour chaque site sont présentés sur la Figure 125.

Les investissements sont compris entre **34 et 5 220 k**€. La classe d'investissement la plus fréquente est comprise entre **500 et 1 000 k**€.



Figure 125 : Répartition du montant total des investissements « Surface » (prix constants).

4.2. ÉTUDE DES COÛTS OPÉRATIONNELS (OPEX)

Les coûts d'exploitation **de l'année 2018 ont été fournis par 15 sites**. Ces coûts sont décomposés de la façon suivante :

- coûts P1 :
 - · consommation électrique des pompes d'exhaure et d'injection,
 - · consommation de produits inhibiteurs,
 - · consommation électrique des pompes à chaleur,
- coûts P2 :
 - · maintenance des équipements sous-sol,
 - maintenance des pompes à chaleur,
 - · maintenance des pompes et chaudières,
 - · maintenance des matériels hydrauliques,
 - maintenance diverse,
 - entretien des compteurs en sous-stations,
 - · contrat comptage thermique, télégestion et petit entretien,
 - contrôles réglementaires,
 - assurances (SAF, autres);
- Coûts P3 :
 - · remplacement du dispositif de traitement en fond de puits,
 - · renouvellement et manœuvre du groupe de pompage immergé,
 - · renouvellement de la colonne d'exhaure,
 - renouvellement de la pompe à chaleur,
 - · entretien et changements des plaques et joints des échangeurs de chaleur,
 - remplacement du groupe de pompage d'injection,
 - · remplacement de capteurs et maintenance de la télégestion,
 - · renouvellement des vannes maitresses et brides de suspensions,
 - entretien des puits (acidification, curage, rechemisage),
 - divers.

4.2.1. Coûts P1

a) Consommation électrique des pompes d'exhaure et d'injection

Les consommations électriques des pompes sur l'année 2018 varient **entre 85 et 706 k**€ (Figure 126). La répartition par classe montre :

- une dominance des coûts entre 200 et 300 k€ ;
- deux exploitations ont des coûts inférieures à 100 k€.

Le coût de 706 k€ apparaît anormalement haut par rapport aux autres exploitations. Des informations complémentaires sur les puissances électriques seraient nécessaires.



Figure 126 : Répartition de la consommation électrique des pompes de production et de réinjection en 2018.

b) Consommation électrique des pompes à chaleur

Parmi les sites ayant fourni des renseignements sur les dépenses opérationnelles, quatre sites sont équipés de pompes à chaleur. Les consommations électriques sont très variables, dépendants de la puissance des pompes à chaleur. Deux exploitations ont des consommations électriques autour de 80 - 90 k€, tandis que les deux autres sont respectivement de 375 et 684 k€ par an (Figure 127).



Figure 127 : Répartition de la consommation électrique des pompes à chaleur en 2018.

c) Consommation en inhibiteur de corrosion

Le coût de fourniture en inhibiteur de corrosion est en grande majorité inférieur à 100 k€. Plus de la moitié des sites ont une consommation entre 25 et 50 k€ (Figure 128). Un site a renseigné une consommation de 306 k€, anormalement haute par rapport aux autres sites.



Figure 128 : Répartition de la consommation en inhibiteur de corrosion en 2018.

4.2.2. Coûts P2

Afin d'obtenir une meilleure représentabilité des coûts opérationnels, des catégories ont été regroupées.

Pour rappel, les coûts P2 sont variables en fonction des années.

a) Coûts de maintenance

Les coûts de maintenance englobent la maintenance sous-sol, de la pompe à chaleur, des chaudières et du matériel hydraulique.

La majorité des coûts sont inférieurs à 25 k€, majoritairement des coûts de maintenance des équipements sous-sol (Figure 129). Quelques sites présentent des coûts élevés pour de la maintenance sur les pompes des chaudières et les pompes à chaleur.



Figure 129 : Répartition des coûts de maintenance en 2018.

b) Coûts d'entretien des compteurs en sous-stations

Les coûts d'entretien des compteurs en sous-stations sont compris entre 5 et 22 k€ (Figure 130).



Figure 130 : Répartition des coûts d'entretien des compteurs en sous-stations en 2018.

c) Coûts « Contrat de comptage thermique, télégestion et petit entretien »

Les coûts concernant les contrats de télégestion, comptage thermique et petit entretien sont compris entre 1 k€ et 33 k€ (Figure 131).



Figure 131 : Répartition des coûts « Contrat de comptage thermique, télégestion et petit entretien » en 2018.

d) Coûts « Contrats de suivi réglementaire »

La répartition des « Contrats de suivi réglementaire » (tous les sites ayant des réglementations identiques) montre une prédominance des contrats ayant un coût entre 25 et 50 k€ (moyenne de 43 k€). Un site a été renseigné avec un coût qui est élevé (122 k€) par rapport aux autres sites (Figure 132).



Figure 132 : Répartition des coûts « Contrats de suivi réglementaire » en 2018.

Bilan de la filière géothermie profonde pour la production de chaleur

e) Coûts « Assurances »

À l'exception d'un site qui a renseigné un coût d'assurances entre 50 et 55 k€, les autres sites ont des coûts d'assurances entre 15 et 25 k€ (Figure 133).



Figure 133 : Répartition des coûts « Assurances » en 2018.

4.2.3. Coûts totaux P1 et P2

Les coûts des investissements des postes P1 et P2 sont représentés sur la Figure 134. La plupart des sites présentaient des coûts inférieurs à 500 k€ en 2018. Les sites présentant un coût supérieur sont ceux ayant des pompes à chaleur ou ceux présentant des coûts élevés sur certains postes, comme illustré précédemment.



Figure 134 : Répartition du montant total des coûts P1 et P2 en 2018.
4.2.4. Coûts P3

En raison de l'absence de concomitance des opérations de maintenance entre tous les sites, la comparaison entre les coûts P3 n'est pas représentative. Les montants renseignés sont présentés sur la Figure 135.

La moyenne de ces valeurs est cependant un indicateur des travaux pouvant être réalisés annuellement. **Elle s'élève à 161 k€.**



Figure 135 : Répartition du montant total des coûts P3 en 2018.

5. Étude technico-économique des solutions pouvant être mises en œuvre pour dérisquer une opération en géothermie profonde

5.1. PRÉAMBULE

Ce chapitre a fait l'objet d'un rapport spécifique (BRGM/RP-69790-FR), qui détaille les connaissances actuelles sur les bassins sédimentaires français, en termes de cibles géothermiques, de données disponibles (forages profonds, lignes sismiques existantes, modèles statiques/dynamiques) et les différentes méthodes d'exploration de surface envisageables en géothermie profonde. Ces méthodes sont exposées par échelle d'étude (régionale, locale, projet), avec un descriptif de la méthodologie pour passer d'une échelle à l'autre. Par ailleurs, il propose, pour chaque bassin ou fossé d'effondrement, un programme d'acquisition complémentaire et le coût associé.

Ce chapitre synthétise la méthodologie d'exploration proposée et les programmes d'acquisition par bassin sédimentaire métropolitain. Pour plus de détails, le lecteur pourra se référer au rapport BRGM/RP-69790-FR.

5.2. SÉLECTION DE METHODES D'EXPLORATION BASÉE SUR DES CRITÈRES TECHNIQUES ET SUIVANT L'ÉCHELLE CONSIDÉRÉE

De nombreuses méthodes d'exploration permettent de caractériser une ressource géothermale en bassin sédimentaire (IGA, 2014). Nous présentons une sélection des méthodes les plus appropriées pour estimer la probabilité de succès (POS) d'un projet géothermique dans un bassin sédimentaire, en France métropolitaine, mais également pour estimer les trois paramètres clés du sous-sol : température, volume (profondeur, extension latérale et épaisseur utile), porosité/perméabilité (perméabilité intrinsèque et héritée d'éléments structuraux) du réservoir (Tableau 22, Tableau 23, Tableau 24). Dans ces tableaux, sont présentés également une estimation qualitative de la capacité de chaque méthode à influer sur le paramètre considéré ainsi que le coût moyen unitaire. L'estimation est déclinée à l'échelle régionale (ex. bassin), locale (ex. PER) et du projet (ex. concession) pour répondre aux différentes échelles d'exploration. Aucune méthode ne peut, à elle seule, influer sur tous les paramètres, mais c'est bien l'intégration de méthodes complémentaires qui permet d'estimer au mieux ces paramètres.

La modélisation conceptuelle et/ou numérique (ex. géologique, hydro-thermique) est, par ailleurs, l'outil le mieux adapté pour réaliser cette intégration. De manière très indicative, nous avons également ajouté un ordre de grandeur du coût de chaque méthode. Il apparaît clairement que les méthodes les plus coûteuses (ex. imagerie géophysique, forages d'exploration) sont également les seules à donner accès à l'ensemble des paramètres à évaluer. Ce type de méthodes est donc incontournable dans un programme d'exploration. Cependant, chaque projet doit optimiser le volume de travail associé (ex. taille de la surface couverte en imagerie géophysique, nombre/type de forages d'exploration) afin de limiter l'impact financier qu'ont de telles méthodes sur la rentabilité économique du projet.

						Echelle r	égionale (e.g. bassin	, 200x200kn	(u	
	Méthode		Coût moyen	Profondeur	Extension latérale	Epaisseur totale	Epaisseur utile	Porosité	Perméabilité intrinsèque	Perméabilité héritée d'éléments structuraux	Température
	Sismique active	2D seismic	1 - 5 k€ / km								
	Sismique active	2D seismic Haute Résolution	2,5 - 10 k€ / km								
	Sismique active	3D seismic	10 - 50 k€/km²								
ənb	Sismique passive	Microsismicité	<1 k€ / km²								
isγdq	Sismique passive	Tomographie de bruit	< 1 k€ / km²								
еe	EM actif	Source contrôlée / DC	1 - 5 k€ / km²								
	EM passif	Magnéto-Tellurie	< 1 k€ / km²								
	EM passif	Streaming Potential	< 0,1 k€ / km²								
	Champs potentiels	Gravimétrie	< 1 k€ / km²								
ə	Analyse structurale		x 10 k€ / étude								
igoloģi	Lithologie		x 10 k€ / étude								
Ð	Minéralogie		x 10 k€ / étude								
	Géochimie des fluides		x 10 k€ / étude								
	Géothermomètres		x 10 k€ / étude								
uoi	Structurale/statique		x 80 à 120 k€ / modèle								
tesilèb	Hydrodynamique et thermique		x 40 à 140 k€ / modèle								
рМ	Géomécanique		x 10 à 20 k€ / modèle								
səBe	Forages de gradient thermique		x 10 k€ / puits								
For	Forages d'exploration		x 1000 k€ / puits								
			, L								

Tableau 22 : Méthodes d'exploration sélectionnées pour évaluer la ressource géothermale à l'échelle régionale (ex. bassin sédimentaire, 200 x 200 km).

BRGM/RP-69577-FR - Rapport final

Apporte de l'information précise Apporte peu ou pas d'information

Tableau 23 : Méthodes d'exploration sélectionnées pour évaluer la ressource géothermale à l'échelle locale (ex. permis exclusif de recherche, 20 x 20 km).

	Sismique	Méthode	Coût moyen	Profondeur	Extension latérale	Epaisseur totale	Epaisseur utile	Porosité	Perméabilité intrinsèque	Perméabilité Perméabilité hértée intrinsèque d'éléments structuraux
•	active Sisminue	2D seismic	1 - 5 k€ / km							
	Sismique active	2D seismic Haute Résolution	2,5 - 10 k€ / km							
	Sismique active	3D seismic	10 - 50 k€/km²							
	Sismique passive	Microsismicité	< 1 k€ / km²							
	Sismique passive	Tomographie de bruit	< 1 k€ / km²							
-	EM actif	Source contrôlée / DC	1 - 5 k€ / km²							
	EM passif	Magnéto-Tellurie	< 1 k€ / km²							
	EM passif	Streaming Potential	< 0,1 k€ / km²							
	Champs potentiels	Gravimétrie	< 1 k€ / km²							
-	Analyse struc	turale	x 10 k€ / étude							
. –	Lithologie		x 10 k€ / étude							
-	Minéralogie		× 10 k€ / étude							
-	Géochimie de	es fluides	x 10 k€ / étude							
-	Géothermom	iètres	x 10 k€ / étude							
	Structurale/s	tatique	x 40 à 80 k€ / modèle							
_	Hydrodynami	que et thermique	x 40 à 130 k€ / modèle							
-	Géomécaniqu	e	x 10 à 20 k€ / modèle							
	Forages de gr	adient thermique	x 10 k€ / puits							
-	Forages d'exp	bloration	x 1000 k€ / puits							

Echelle locale (e.g. PER, 20x20km)

						Echell	e projet (e	.g. conces	sion, 5x5km)			
		Méthode	Coût moyen	Profondeur	Extension latérale	Epaisseur totale	Epaisseur utile	Porosité	Perméabilité intrinsèque	Perméabilité héritée d'éléments structuraux	Température	
	Sismique active	2D seismic	1 - 5 k€ / km									
	Sismique active	2D seismic Haute Résolution	2,5 - 10 k€ / km									
	Sismique active	3D seismic	10 - 50 k€/km²									
ənt	Sismique passive	Microsismicité	< 1 k€ / km²									
oisγdo	Sismique passive	Tomographie de bruit	< 1 k€ / km²									
99	EM actif	Source contrôlée / DC	1 - 5 k€ / km²									
	EM passif	Magnéto-Tellurie	< 1 k€ / km²									
	EM passif	Streaming Potential	< 0,1 k€ / km²									
	Champs potentiels	Gravimétrie	< 1 k€ / km²									
ə	Analyse stru	icturale	x 10 k€ / étude									
igoloàë	Lithologie		x 10 k€ / étude									
)	Minéralogie		x 10 k€ / étude									
	Géochimie c	des fluides	x 10 k€ / étude									
	Géothermoi	mètres	x 10 k€ / étude									
	Structurale/.	statique	x 40 à 80 k€ / modèle									
	Hydrodynan	nique et thermique	x 40 à 130 k€ / modèle									
	Géomécanic	ant	x 10 à20 k€ / modèle									
səge	Forages de £	gradient thermique	x 10 k€ / puits									
For	Forages d'e>	xploration	x 1000 k€ / puits									
					Apporte de l'ii Apporte peu c	nformation p ou pas d'infor	récise mation					

Tableau 24 : Méthodes d'exploration sélectionnées pour évaluer la ressource exploitable à l'échelle d'un projet géothermique (ex. concession, 5 x 5 km).

BRGM/RP-69577-FR - Rapport final

5.2.1. Exploration à l'échelle régionale (ex. bassin sédimentaire)

À l'échelle régionale, il convient, avant toute chose, **d'identifier l'extension, l'épaisseur, la** profondeur et la température des aquifères profonds pour estimer le potentiel géothermal théorique (i.e. chaleur en place).

Pour les aquifères profonds, l'amélioration de la connaissance doit se baser sur l'analyse des données disponibles de forages profonds (hydrocarbures, géothermie, stockage de gaz), des carottes et sur l'acquisition ou retraitement de données sismiques. Grâce à ces analyses et aux éléments de synthèse disponibles, une première estimation du potentiel théorique associé à la ressource géothermale peut être proposée. L'estimation de la chaleur extractible (potentiel technique) nécessite, en revanche, la caractérisation approfondie du fluide et de la productivité des aquifères (i.e. connaître la masse volumique des fluides du réservoir, les débits exploitables et la température de réinjection des fluides). La quantité de données disponibles pour ces estimations, au niveau des aquifères profonds, peut être assez limitée suivant les bassins.

De ce fait, l'identification et la quantification des incertitudes liées aux données et leur interpolation, à l'échelle du bassin ou à l'échelle régionale, sont primordiales. Cette quantification permet, en effet, de définir plusieurs niveaux de probabilité, lors des estimations de potentiels géothermiques théoriques ou techniques (P10, P50, P90), ou simplement lors de la caractérisation des structures et épaisseurs des formations, et donc de tenir compte de l'aléa géologique.

Lorsque l'incertitude est trop importante (à cause du peu de données disponibles, par exemple, ou de la qualité des données), il devient alors nécessaire **de procéder à des investigations supplémentaires pour pouvoir dé-risquer de façon significative la poursuite des investigations concernant la présence ou non d'une ressource géothermale exploitable.** Il peut, par exemple, être nécessaire d'acquérir des nouvelles données sismiques, ou encore de réaliser des diagraphies dans un puits existant. Ces investigations peuvent, cependant, être menées sur un secteur bien précis du bassin, où des besoins énergétiques ont pu être exprimés. À cet effet, un retraitement des lignes sismiques 2D existantes et de qualité suffisante est nécessaire, afin d'en extraire le maximum d'information structurale.

La création de modèle hydrogéologique et hydro-thermique, à grande échelle, n'est donc pas nécessairement requise pour l'identification de la ressource géothermale. La pertinence de ce type d'outil est d'autant plus grande, à petite échelle (locale et du site), pour limiter les aléas géologiques une fois les cibles identifiées, et caractériser au mieux la ressource et son potentiel de développement.

5.2.2. Exploration à l'échelle locale (ex. permis exclusif de recherche)

L'analyse des données disponibles sur le secteur de la zone d'étude (forages, carottes, sismiques, modèles) correspond à la première étape, avant d'initier la création ou la mise à jour de modèles géologiques, hydrogéologiques et thermo-hydrodynamiques.

Ainsi, il convient d'une part de procéder à l'inventaire des données existantes sur la zone d'étude, puis d'analyser l'ensemble des données alors interprétées. Les éléments à étudier correspondent aux données statiques (e.g. diagraphies, imageries de forages, carottes, affleurements, lignes sismiques, contraintes géo-mécaniques) et aux données dynamiques (e.g. chroniques d'exploitation, diagraphies de production et de température, essais de nappes et paramètres physico-chimiques des fluides et des roches).

Dans le cas d'une zone vierge d'étude géologique ou hydrogéologique, cette étape préliminaire va alors permettre de caractériser la structure et les propriétés intrinsèques des formations et d'identifier les mécanismes d'écoulement et de transfert de la chaleur dans les réservoirs. Un modèle conceptuel du réservoir peut, ensuite, être conçu avant de définir le modèle géologique, puis le modèle thermo-hydrodynamique (ou modèle TH). Ces modèles pourront être comparés aux modèles existant à plus large échelle, le cas échéant, auquel cas ces derniers peuvent être utilisés pour définir les conditions aux limites des modèles de petite échelle.

Les modèles géologiques et TH sont construits à partir des éléments déterministes disponibles (données de forages, lignes sismiques, etc.), et grâce à la propagation des propriétés entre ces points de contrôle par méthodes d'interpolation ou géostatistiques.

La calibration du modèle TH se fait ensuite par ajustement de la perméabilité, de l'emmagasinement et d'autres paramètres intrinsèques, afin de reproduire l'état initial du réservoir en pression ou en charge hydraulique et en température. La calibration doit également permettre de reproduire le comportement du réservoir, lors de son exploitation, *i.e.* l'historique des débits et pressions de production et d'injection et autres essais de nappes au niveau de forages exploratoires. Des analyses de sensibilité permettent de définir et quantifier les incertitudes associées aux paramètres du réservoir.

Dans les zones couvertes par des modélisations géologiques ou TH, il est possible de mettre à jour les modèles existants, grâce aux données récemment acquises ou retraitées. Les améliorations portent, notamment, sur la structure fine des réservoirs, la caractérisation des faciès, de leurs propriétés pétro-physiques, l'estimation de la productivité et de l'injectivité du réservoir, la caractérisation des fluides et de leur interaction avec l'encaissant, en fonction des variations de température.

De façon générale, la caractérisation des écoulements et des transferts de chaleur, dans les aquifères profonds, nécessite de combiner les méthodes d'investigations, en faisant appel à l'ensemble des domaines de la géoscience (*i.e.* géologie, structurale, géophysique, hydrogéologie, géochimie, thermo-hydrodynamique).

Afin de réduire les incertitudes sur les estimations de la ressource géothermale énoncées précédemment, un retraitement des lignes 2D existantes et de qualité suffisante est nécessaire, afin d'en extraire le maximum d'information structurale. S'ils sont disponibles, le retraitement de cubes sismiques 3D est recommandé, afin de réaliser une analyse fine de la structure (en particulier, la position des failles) et des propriétés pétro-physiques des réservoirs ciblés.

Si la densité de lignes sismiques 2D est trop faible, **une nouvelle acquisition sismique 2D** devra être considérée, par exemple, avec une densité d'une ligne tous les 2,5 km, soit environ 400 km de nouvelles lignes 2D. Il est, par ailleurs, recommandé de considérer une acquisition sismique 2D Haute Résolution, afin d'obtenir une image structurale fine sur ces profils, mais également pour pouvoir y conduire des études d'interprétation quantitative, et ainsi accéder aux propriétés pétro-physiques des réservoirs ciblés (e.g. porosité, net to gross). Il est à noter que ces acquisitions sismiques 2D ne permettent pas d'obtenir une image structurale fine en 3D, car la position des plans de faille sur ces profils 2D est généralement approximative. L'idéal serait de réaliser une acquisition sismique 3D, mais à cette échelle, le coût-bénéfice d'une telle campagne n'est pas évident. En effet, une couverture de 400 km² de sismique 3D coûte entre 5 et 20 mln EUR. Afin de compléter la description pétro-physique des réservoirs ciblés, des campagnes de sismique passive, d'électromagnétisme et de gravimétrie sont également recommandées à cette échelle.

5.2.3. Échelle du projet (ex. concession)

À l'échelle du projet, il est nécessaire de raffiner davantage les modélisations géologiques, hydrogéologiques et thermo-hydrodynamiques réalisées, à plus grande échelle. Bien souvent, ces étapes sont limitées par la quantité de données disponibles et il est alors primordial d'identifier et de quantifier les incertitudes, afin de limiter les aléas géologiques et thermo-hydrodynamiques, lors de la réalisation des forages d'exploitation (*i.e.* ne pas obtenir le débit et la température attendues).

Les étapes présentées à l'échelle locale pour caractériser la ressource géothermale et le potentiel sont alors applicables à l'échelle plus fine du projet ou du site. Elles correspondent, d'une part, à l'analyse des données disponibles (statiques et dynamiques), puis à l'intégration de ces éléments et des données linéaires (sismique 2D) pour la mise à jour ou la création de modèles géologiques, hydrogéologiques ou TH, et leur calibration.

Il peut alors être envisagé de réaliser des études de sensibilités, à partir des modèles TH, à l'échelle locale, et de quantifier les incertitudes liées aux données et leur interpolation, améliorer la compréhension du système et la variabilité des réponses et des estimations de quantités de chaleur extractibles.

Afin de réduire les incertitudes sur les estimations de la ressource géothermale énoncées précédemment, un retraitement des lignes 2D existantes et de qualité suffisante est nécessaire, afin d'en extraire le maximum d'information structurale. Si ces lignes n'ont pas déjà été retraitées, lors de l'étude régionale et/ou locale, entre 50 et 100 km de lignes 2D seront à retraiter pour couvrir une zone de 5 x 5 km. Si la densité de ligne sismigue 2D est trop faible, une option est d'acquérir une nouvelle sismique 2D Haute Résolution dense (1 ligne tous les 1 km), soit environ 50 km de lignes. Cette option permet d'obtenir une image structurale fine sur ces profils 2D, mais également d'y conduire des études d'interprétation quantitative, et ainsi d'accéder aux propriétés pétro-physiques des réservoirs ciblés (e.g. porosité, net to gross). Elle ne permet, cependant, pas d'obtenir une image structurale fine en 3D, car la position des plans de faille sur ces profils 2D est généralement approximative. Pour obtenir une image structurale et pétro-physique fine en 3D, la meilleure option est le retraitement, si disponible, ou l'acquisition d'un cube sismique 3D pour couvrir une zone d'environ 25 km². Afin de compléter la description pétro-physique des réservoirs ciblés, des campagnes de sismigue passive, d'électromagnétisme et de gravimétrie sont également recommandées à cette échelle.

5.3. APPLICATION AUX DIFFÉRENTS BASSINS SÉDIMENTAIRES

Le rapport BRGM/RP-69790-FR a permis de lister par bassin les données disponibles en termes de forages profonds ayant ciblé ces bassins (forages d'exploration et/ou d'exploitation d'hydrocarbures, forages géothermiques, ...), de lignes sismiques existantes (2D, 3D) avec la localisation des lignes 2D ayant déjà fait l'objet d'un retraitement au BRGM, et des modèles géologiques, hydrogéologiques et hydrothermiques existant à différentes échelles.

Sur cette base, il a été estimé, pour chaque bassin sédimentaire ou fossé d'effondrement et pour chaque échelle d'étude, les acquisitions complémentaires, notamment en géophysique, mais également en termes d'analyse structurale/lithologie, de géochimie des fluides et d'intégration/interprétation des données par modélisation (géologique/structurale, thermo-hydrodynamique, géomécanique), qui seraient nécessaires pour affiner le potentiel technique des ressources profondes au préalable à la réalisation d'un forage d'exploration ou de production.

Les Tableau 25, Tableau 26, Tableau 27 et Tableau 28 ci-après synthétisent ces programmes d'exploration et le coût associé, avec une fourchette basse et haute respectivement pour le Bassin aquitain, le Bassin parisien, le Couloir Rhodanien et le Fossé rhénan.

Ces programmes d'exploration nécessitent **des investissements de l'ordre de 1 à 7,5 mln EUR à l'échelle régionale et de 1,5 à 4 mln EUR à l'échelle locale ou du projet**. Bien que ces investissements paraissent importants au vu du coût d'un forage d'exploration/production géothermique (plusieurs millions d'euros en général), une étude économique pour un projet géothermique « classique » de type doublet du Bassin parisien de 10 MWth montre que, si le programme d'exploration permet d'augmenter la probabilité de succès de 10 % d'un seul projet, alors le retour sur investissement est garanti par cet unique projet. Les techniques proposées dans ce rapport ont été sélectionnées sur leur capacité à augmenter, de façon significative, la probabilité de succès des projets. Nous recommandons donc vivement de mettre ces solutions en œuvre pour dérisquer au mieux les futurs projets d'exploration de nouveaux aquifères en France métropolitaine.

		Echel	le régionale 200km x 20	00km	Ec	helle locale 20km x 20k	E	Ε	chelle projet 5km x 5kn	
	Activité	Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute	Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute	Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute
	Retraitement sismique	1000 à 2000km	500 000 €	1 000 000 €	100 à 400 km	50 000 €	100 000€	50 à 100 km	25 000 €	50 000 €
;	Acquisition Sismique 2D	3000km	3 000 000 €	6 000 000 €						
ənbisy	Acquisition Sismique 2D HD				400km	1 000 000€	3 000 000 €			
doàð	Acquisition Sismique 3D							25km2	1 000 000 €	3 000 000€
	Acquisitions Non-Sismiques (EM, sismique passive, gravimétrie)				400 km2	150 000 €	300 000€	25km2	100 000 €	200 000 €
		Sous-Total	3 500 000 €	7 000 000 €	Sous-Total	1 200 000 €	3 400 000 €	Sous-Total	1 125 000 €	3 250 000 €
Géologie	Analyse structurale, Lithologie / Mineralogie, Pétrophysique		200 000 €	400 000 €		100 000 €	200 000 €		100 000 €	200 000 €
Géochimie	Géochimie des fluides, Géothermomètres									
Intégration	Modélisation géologique/structurale, thermo- hydrodynamique, géomécanique. Evaluation de la ressource géothermale		150 000 €	300 000 €		100 000 €	250 000 €		100 000 €	250 000 €
		TOTAL	3 850 000 €	7 700 000 €	TOTAL	1 400 000 €	3 850 000 €	TOTAL	1 325 000 €	3 700 000 €

Tableau 25 : Programme d'exploration proposé pour l'estimation des ressources géothermales dans le Bassin aquitain.

chaleur
de
uction
prod
a
pour
nde
profc
rmie
othe
gě
filière
ā
de
Bilan

		Echelle	régionale 200km x	200km	Eche	ile locale 20km x 20	km	Eche	elle projet 5km x 5k	в
	Activité	Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute	Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute	Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute
	Retraitement sismique	2000 à 4000km	1 000 000 €	2 000 000 €	100 à 300 km	50 000 €	100 000 €	50 à 100 km	25 000 €	50 000€
ən	Acquisition Sismique 2D HD				400km	1 000 000 €	3 000 000 €			
þisγr	Acquisition Sismique 3D							25km2	1 000 000 €	3 000 000 €
lqoàĐ	Acquisitions Non-Sismiques (EM, sismique passive, gravimétrie)				400 km2	150 000 €	300 000 €	25km2	100 000 €	200 000 €
		Sous-Total	1 000 000 €	2 000 000 €	Sous-Total	1 200 000 €	3 400 000 €	Sous-Total	1 125 000 €	3 250 000 €
Géologie	Analyse structurale, Lithologie / Mineralogie, Pétrophysique		150 000 €	300 000 €		50 000 €	100 000 €		100 000 €	200 000 €
Géochimie	Géochimie des fluides, Géothermomètres									
Intégration	Modélisation géologique/structurale, thermo- hydrodynamique, géomécanique. Evaluation de la ressource géothermale		150 000 €	300 000 €		100 000 €	250 000 €		100 000 €	250 000 €
		TOTAL	1 300 000 €	2 600 000 €	TOTAL	1 350 000 €	3 750 000 €	TOTAL	1 325 000 €	3 700 000 €

Tableau 26 : Programme d'exploration proposé pour l'estimation des ressources géothermales dans le Bassin parisien.

		Echelle	rėgionale 200km x	200km	Eche	lle locale 20km x 20	0km	Ech	elle projet 5km x 5l	ŝ
	Activité	Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute	Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute	Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute
	Retraitement sismique	3000 à 4000km	1 500 000 €	2 000 000 €	100 à 300 km	50 000 €	100 000 €	50 à 100 km	25 000€	50 000 €
ənt	Acquisition Sismique 2D HD				400km	1 000 000€	3 000 000 €			
οisγdqα	Acquisition Sismique 3D							25km2	1 000 000 €	3 000 000€
DèD	Acquisitions Non-Sismiques (EM, sismique passive, gravimétrie)				400 km2	150 000 €	300 000 €	25km2	100 000 €	200 000 €
		Sous-Total	1 500 000 €	2 000 000 €	Sous-Total	1 200 000€	3 400 000 €	Sous-Total	1 125 000 €	3 250 000€
Géologie	Analyse structurale, Lithologie / Mineralogie, Pétrophysique		250 000 €	400 000 €		100 000 €	150 000 €		75 000 €	150 000 €
Géochimie	Géochimie des fluides, Géothermomètres		25 000 €	€0 000 €						
Intégration	Modélisation géologique/structurale, thermo- hydrodynamique, géomécanique. Evaluation de la ressource géothermale		150 000 €	300 000 €		100 000 €	250 000 €		100 000 €	250 000 €
		TOTAL	1 925 000 €	2 750 000 €	TOTAL	1 400 000 €	3 800 000 €	TOTAL	1 300 000 €	3 650 000 €

Tableau 27 : Programme d'exploration proposé pour l'estimation des ressources géothermales dans le Couloir rhodanien.

F
le
ĥ
<u>e</u>
0
ţi.
n
00
đ
<u>n</u>
no
d
ğ
Į
bro
<u>e</u> .
E
the
éó
ວ ຄ
ièr
Ē
0
ğ
lan
Ξ

		Echelle	régionale 200km x	200km	Eche	ille locale 20km x 2	0km	Ect	nelle projet 5km x 5k	Ę
	Activité	Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute	Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute	Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute
	Retraitement sismique	1500 à 3000km	750 000 €	1 500 000 €	100 à 300 km	50 000 €	100 000 €	50 à 100 km	25 000 €	50 000 €
ənb	Acquisition Sismique 2D HD				400km	1 000 000€	3 000 000 €			
οisγdqc	Acquisition Sismique 3D							25km2	1 000 000 €	3 000 000 €
999	Acquisitions Non-Sismiques (EM, sismique passive, gravimétrie)				400 km2	150 000 €	300 000 €	25km2	100 000 €	200 000 €
		Sous-Total	750 000 €	1 500 000 €	Sous-Total	1 200 000 €	3 400 000 €	Sous-Total	1 125 000 €	3 250 000 €
Géologie	Analyse structurale, Lithologie / Mineralogie, Pétrophysique		150 000 €	300 000 €		50 000 €	100 000 €		50 000 €	100 000 €
Géochimie	Géochimie des fluides, Géothermomètres		25 000 €	€0 000 €						
Intégration	Modélisation géologique/structurale, thermo- hydrodynamique, géomécanique. Evaluation de la ressource géothermale		150 000 €	300 00€		100 000 €	250 000 €		100 000 €	250 000 €
		TOTAL	1 075 000 €	2 150 000 €	TOTAL	1 350 000 €	3 750 000 €	TOTAL	1 275 000 €	3 600 000 €

Tableau 28 : Programme d'exploration proposé pour l'estimation des ressources géothermales dans le Fossé rhénan.

6. Conclusions et perspectives

Ce projet, cofinancé par l'ADEME et le BRGM, a permis de faire une synthèse la plus exhaustive possible de la filière géothermie profonde et son développement en France métropolitaine, depuis 2007. Cette synthèse concerne notamment :

- la réalisation des opérations de géothermie profonde et le développement des réseaux de chaleur associés ;
- le bilan et la valorisation des études cofinancées par l'ADEME, entre 2007 et ce jour ;
- une étude des coûts de forage et d'exploitation sur la base des données mises à disposition par les maîtres d'ouvrages ;
- une proposition de programmes d'exploration pour les différents bassins sédimentaires ou fossés d'effondrement, en France métropolitaine, afin de dérisquer de futures opérations, dans des aquifères nouveaux ou peu exploités à ce jour.

Les suites données à ce projet consisteront, dans un premier temps, en la réalisation, dans le cadre de la convention ADEME-BRGM 2020, d'un film de communication faisant état des actions phares menées depuis la relance de la géothermie profonde pour la production de chaleur en France métropolitaine.

7. Références bibliographiques

Antics M., Papachristou M., Ungemach P. (2005) – Sustainable Heat Mining. A Reservoir Engineering Approach. In Proceedings, Thirtieth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, California, January 31-February 2, 2005.

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, 45 p., 3 fig., 3 tabl., 3 ann.

Darnet M., Maurel C., Dezayes C. *et al.* (2020) - Étude technico-économique des méthodes d'exploration pouvant être mises en œuvre pour réduire l'aléa géologique des opérations de géothermie profonde en métropole. Rapport final BRGM/RP-69790-FR, 105 p., 69 fig., 14 tab.

Hamm V., Maurel C. avec la collaboration de Treil J, Hameau S. (2019) - Projet SYBASE. Système de bancarisation et de suivi des opérations de géothermie de basse énergie en France métropolitaine. Rapport final BRGM/RP-68601-FR, 43 p.,8 fig., 3 tab., 2 ann.

Ignatiadis I., Chéradame J.M., Lafforgue M. et al (1991) – Évolution des teneurs en sulfutes dissous dans les fluides géothermaux. Rapport BRGM R33518 IRG SGN 91, 160p.

Ignatiadis I. (1994) – Origins of the increased sulphide concentrations noted in geothermal fluids at production wellheads in the south and east of the Paris basin. In Proceedings of the International Symposium, Geothermics 94 in Europe, from Research to Developmement, BRGM, Oréans, France, 8-9 February 1994, p. 241-248

Ignatiadis I., Amalhay M., Abou Akar A. *et al* (1995) – Analyse et conséquences de la prolifération bactérienne sur les tubages et dans le réservoir (proche ou lointain) des doublets géothermiques du bassin de Paris. Rapport final, BRGM R39028, 128 p., 32 fig., 15 tabl.

Ignatiadis I., Amalhay M., Abou Akar A. *et al* (1998-a) - Analyse et conséquences de la prolifération bactérienne sur les tubages et dans le réservoir (proche ou lointain) des doublets géothermiques du bassin de Paris. Biodétérioration des matériaux. C. Lemaitre, N. Pebère et D. Festy. Eds. EDP sciences, Les Ulis, France. Chap. 16, p.231-257.

Ignatiadis I., Menjoz A., Jaudin F. (1998b) – Situation et bilan des travaux de recherche sur le Dogger du bassin de Paris dans le cadre du programme Géothermie. Rpoort BRGM R40237, 158 p., 37 fig., 19 tabl., 6 ann.

Itasca Consulting Group, Inc. (2002) – 4.0th ed. Fast lagrangian analysis of continua, 4.0 Minneapolis : Itasca.

Itasca Consulting Group, Inc. (2008) – PFC2D (Particle Flow Code in 2 Dimensions), Version 4.0, PFC FISH in PFC2D, Minneapolis, Minessota : ICG.

Kervévan C., Beddelem M-H., Galiègue X. *et al* (2017). Main Results of the CO2-DISSOLVED Project : First Step toward a Future Industrial Pilot Combining Geological Storage of Dissolved CO2 and Geothermal Heat Recovery. Paper accepted for oral presentation at the GHGT-13 International conference, Lausanne, Switzerland, 14-18 November 2016, Energy Procedia, 2017. Lemale J., Pivin M. (1987) – La filière géothermique – Premier bilan – AFME, 2^e édition, 80p.

Millot R., Guerrot C., Innocent Ch. *et al* (2011) - Chemical, multi-isotopic (Li-B-Sr-U-H-O) and thermal characterization of Triassic formation waters from the Paris Basin. Chemical Geology, 283, 226-241

Sbai A., Mohamed A. (2010) - «Numerical modeling of formation damage by two-phase particulate transport processes during CO2 injection in deep heterogeneous porous media.» Advances in Water Resources (Ad), 2010: 62-82.

Solages S. (1979) - Calcul des ouvrages de captage - Choix et caractéristiques des colonnes de captage. Rapport final BRGM/79-SGN-727-HYD.

Thiéry D., Jacquemet N., Picot-Colbeaux G. *et al* (2009) - Validation of MARTHE-REACT coupled surface and groundwater reactive transport code for modeling hydro systems. Proceedings of the TOUGH Symposium 2009. LBNL, Berkeley, Calif. Sept. 2009. pp. 576-583.

Ungemach P., Antics M., Lalos P. (2009) – Sustainable Geothermal Reservour Managment Practice. GRC Transactions, Vol. 33, 2009.

Annexe 1

Caractéristiques des réseaux de chaleur franciliens

Nom du site	Dpt	Aquifère capté	Туре	Nom du réseau de chaleur	X L93	Y L93	Année création RDC et raccordement géothermie	Type : A: RDC et doublets antérieur à 2005 R: remplacement de doublets ou création de triplets sur RDC antérieur à 2005 E: raccordement de nouveaux doublets à RDC existants C: création RDC ou nouvelles interconnections	Contenu CO2 (kg/kWh)	Longueur RDC (km)	Cogénération	MWh GTH /an	Taux de couverture GTH	Eq. logements raccordés
ALFORTVILLE	94	Dogger	doublet	Alfortville-SMAG	657454.999	6855312	1986	A	0.048	8	non	37462	76.70 %	5364
ARCUEIL GENTILLY	94	Dogger	doublet	Arcueil-Gentilly (ARGEO)	651061.784	6856264.803	2015 (Mise en service 2016)	С	0.107	13	non	57078	85.00 %	6723
BAGNEUX	92	Dogger	doublet	Bagneux (Bagéops)	649543.271	6855231.025	2016	С	0.19	12	oui	41527	57.45 %	7145
BAILLY-ROMAINVILLIERS (VN)	77	Dogger	doublet	réseau de Val-d'Europe "Villages Nature"	684330.944	6862115.643	2017	С		18	non	53789	99.93 %	0
BONNEUIL-SUR-MARNE	94	Dogger	doublet	Bonneuil-sur-Marne	662743.001	6852608	1986 (Mise en service 1987 + nouveaux puits en 2013 et 2018)	R			non	24989	66.00 %	4990
CACHAN 1	94	Dogger	doublet							11	non	49230	76 30 %	8730
CACHAN 2	94	Dogger	doublet	Cachan	650919	6854838.999	1984(1985 et nouveau doublet en 2018)	R			non	45250	70.50 %	0735
CACHAN 3	94	Dogger	doublet							15				
CHAMPIGNY-SUR-MARNE	94	Dogger	triplet	Champigny-sur-Marne	664746.999	6857597	1985 (nouveau puit en 2013)	R	0.073	9	oui	54046	68.00 %	6659
CHELLES 2	77	Dogger	doublet	Chelles	670269.999	6865088	1986 (doublet mise en service en 1987 et nouveau doublet en 2013	R	0.105	12	oui	32098	50.10 %	5719
CHEVILLY-LARUE	94	Dogger	doublet	réseau SYGEO de Chevilly, l'Haÿ-les-Roses et			1985							
L'HAY-LES-ROSES	94	Dogger	doublet	Villoinif	653381.834	6853157.174	1985	с	0.093	30	oui	135083	64.52 %	34203
VILLEJUIF	94	Dogger	doublet	Vincjun			1985 (+ raccordement Villejuif en 2016/2017)							
CLICHY BATIGNOLLES	75	Albien	doublet	Clichy Batignolles	-	-	2017	С	0.233	23	non	15104	54.30 %	5035
COULOMMIERS 2	77	Dogger	doublet	Coulommiers	706748	6856695.001	1981 (1981 et nouveau doublet en 2012)	R	0.005	8.4	non	35759	91.00 %	3682
CRETEIL	94	Dogger	doublet	Créteil-SCUC	659685.999	6853981	1970 (Mise en service GTH 1985)	A	0.08	50	oui	56050	39.50 %	19399
DAMMARIE-LES-LYS	77	Dogger	doublet	Géodalys	671937.999	6823887	Mise en service GTH 2017 sur RDC gaz existant	E	0.25	5	oui	35856	88.20 %	3500
EPINAY-SOUS-SENART	91	Dogger	doublet	Epinay-sous-Sénart	664274.001	6843234	1984	A	0.106	10	non	29188	54.23 %	5850
FRESNES	94	Dogger	triplet	Fresnes (Quartie Nord)	650510.001	6851028	1986 (Mise en service 1987 + nouveau puit 2014)	R	0.095	13	oui	44235	56.00 %	9700
GRIGNY II	91	Dogger	doublet	Grigny et Viry Chatillon	654912	6839963.001	2017	C	0.19	17	non	46680	60.29 %	11107
ISSY-LES-MOULINEAUX	92	Albien	doublet	Fort d'Issy les Moulineaux	646237.175	6857681.541	2013	C		14	non	11038	51.00 %	2000
IVRY-SUR-SEINE 2	94	Dogger	doublet	lvry (Géotellugence)	654948	6857181.999	1984 (arrêt doublet 1 en 1994 + nouveau doublet 2017)	E	0.238	4	non	3576	26.40 %	7500
LA COURNEUVE NORD 2	93	Dogger	doublet/triplet/do ublet	La Courneuve-Nord	655902	6870738.001	1983 + nouveau puits en 2011 et 2017 (remplacement de l'ancien doublet en 2018)	R	0.0228	10	oui	28543	54.01 %	7234
LA COURNEUVE SUD	93	Dogger	doublet	La Courneuve-Sud	655916.999	6870611	1982	A	0.0163	10	oui	8202		
LE BLANC-MESNIL 2	93	Dogger	doublet	Le Blanc-Mesnil	660237	6870928	1983 (1983 et nouveau doublet 2017)	R	0.0218	4	oui	19475	50.79 %	3720
LE MÉE-SUR-SEINE 2	77	Dogger	doublet	Le Mée-sur-Seine	672646	6826748	1978 (1978 et nouveau doublet 2013)	R	0.083	9	non	46913	59.25 %	6107
LE PLESSIS-ROBINSON	92	Néocomien	doublet	Plessis-Robinson - Zipec	645604	6853787.999	?			5	non	0		
MAISONS-ALFORT 1	94	Dogger	doublet	Maisons-Alfort	658867,999	6855902	1985	Α	0.09	23.6	oui	53847	44.50 %	12430
MAISONS-ALFORT 2	94	Dogger	doublet				1985							
MEAUX BEAUVAL 1	77	Dogger	triplet				1968 (Mise en service GTH 1983 + nouveau puits 2014)							
MEAUX BEAUVAL 2	77	Dogger	triplet	Beauval-Collinet	693146.001	6872722	1968 (Mise en service GTH 1983 + nouveau puits 2014)	R R	0.129	22	oui	67489	55.31 %	10958
MEAUX COLLINET	77	Dogger	doublet				1968 (Mise en service GTH 1983)							
	77	Dogger	triplet	Höpital	691647	6874301	1970 (Mise en service GTH 1983 + nouveau puit 2014)	R	0.102	9	oui	27250	55.84 %	4030
	77	Dogger	doublet	Almont-iviontaigu	6/458/	6826909	1971 (nouveaux puits en 1988 et 1996)	A	0.056	25	oui	46730	48.35 %	8648
MIRABEAU/CRYSTAL (EX AGF B10)	75	Albien	doublet	r Déssou de Detigère	-	-	{ 1001 (Miss on convict 1002)					0070	FC 12 0/	1070
	91	Dogger	doublet	ZUD des Fauwettes	-	-	1961 (Mise on convice doublet CTH on 2015)	A F	0.065	11	non	3076	46 70 %	1870 5140
NEUILLI-SUR-MARINE	95	Doggei	uoubiet		000404.001	0802700.999	1971 (Mise ell service doublet GTH ell 2013)	E	0.005	11	non	27000	40.70 %	5140
ORLY ADP	91	Dogger	doublet	Orly ADP	654835.999	6849031	doublet en 2011)	E	0.097	21	non	27269	31.46 %	0
ORLY 2 LE NOUVELET 2	94	Dogger	doublet	Orly	654731.999	6849031	1986 (Orly 1 et 2 mises en service en 1987 et nouveau doublet Orly Le Nouvelet 2 en 2008)	R	0.065	13	non	28103	63.00 %	10146
PARIS NORD-EST (Aubervilliers)	75	Dogger	doublet	Paris (CPCU)	651881.001	6862267.001	2009 (Mise en service 2010 + nouveau doublet 2013)	С	0.172	496	non	4521	58.74 %	4362
RIS ORANGIS	91	Dogger	triplet	Ris-Orangis	656576	6838565	1983 (+nouveau puit 2016)	R	0.105	2	oui	18414	78.00 %	2142
ROSNY-SOUS-BOIS	93	Dogger	doublet	réseau Ygéo	663033.385	6862981.662	2016	C		10	non	55418	87.00 %	6352
SACLAY (ZAC Moulon)	91	Albien	doublet	?	-	-	2017 ?	С						
SACLAY (ZAC Ecole Polytechnique)	91	Albien	doublet	?	-	-	2017?	С						
SUCY-EN-BRIE	94	Dogger	triplet	Sucy-en-Brie	665960	6852179	1983 (Mise en service 1984 + nouveau puit en 2008)	R	0.045	3	non	26232	87.45 %	3100
THIAIS	94	Dogger	doublet	Thiais	654949.999	6851252.001	1986	A	0.26	8	non	27328	74.06 %	4500
TREMBLAY-EN-FRANCE 2	93	Dogger	doublet	Tremblay-en-France	666917	6875084	1984 (nouveau doublet en 2016)	R		10	non	39165	79.30 %	4900
VAL MAUBUEE	77	Dogger	doublet	Val Maubuée (Torcy, Marnes la Vallée)	674128	6861547.999	1980 (Mise en service doublet GTH en 2012)	E	0.016	9	non	44256	78.08 %	5064
VIGNEUX-SUR-SEINE 2	91	Dogger	doublet	ZUP de la Croix Blanche	657874.001	6844830.001	967 (Mise en service doublet GTH 1985 et nouveau doublet en 201	8 R	0.166	6	non	17096	43.03 %	3526
VILLENEUVE-SAINT-GEORGES	94	Dogger	doublet	Villeneuve-St-Georges	659570	6848866.999	1987	A	0.087	11	oui	25223	50.29 %	4250
VILLEPINTE	93	Dogger	doublet	Villepinte	665765.999	6872918.999	1978 (Mise en service doublet GTH en 2016)	E	0.053	8	non	35040	79.55 %	5200
VILLIERS-LE-BEL	95	Dogger	triplet	Villiers-le-Bel-Gonesse	656281.001	6878848	1984 (Mise en service GTH 1985) + nouveau puit 2017 (Mis en service 2018)	R	0.106	12	oui	37359	52.90 %	7629

Bilan de la filière géothermie profonde pour la production de chaleur

Annexe 2

Synthèse des études menées depuis la relance de la géothermie dans le Bassin de Paris

Référence du rapport	Titre de l'étude	Année de réalisation	Thème	Cible géothermique	Objet de l'étude
BRGM/RP-55990-FR	Nappes de l'Albien et du Néocomien-Définition des conditions d'accès à la ressource géothermique en Île-de- France	2007	Technologies de construction / conditions d'accès à la ressource	Albien/Néocomien	Spécifications de la boucle géothermale / Equipements de production / Conditions d'exploitation
BRGM/RP-56626-FR	Projet CLASTIQ: CLAyed sandSTone In Question	2006-2008	Caractérisation de la ressource / modélisation	Trias	Evaluation du potentiel géothermique (GJ/m2) du Buntsandstein du bassin Bressan, du fossé Rhénan, du fosssé de Limagne et bassin de Paris
BRGM/RP-56630-FR	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	2006-2008	Exploitation / surveillance des ouvrages	Trias	Spécificités des réservoirs argilo-gréseux (géologie, perméabilité, impact des particules) / Caractérisation géochimique et isotopique des fluides / Expérience de la réinjection (France, Europe)
BRGM/RP-57245-FR	Etat de l'art relatif à la conception et à la mise en œuvre des forages géothermiques au Dogger	2009	Technologies de construction / conditions d'accès à la ressource	Dogger	Etat de l'art générale sur les forages, les matériaux, les cimentations, les essais, les choix technico-économiques et contractuels pour la réalisation des ouvrages
BRGM/RP-57779-FR	Modélisation de l'impact thermique et hydraulique sur l'exploitation de l'aquifère du Dogger pour différents scénarios de réhabilitation d'un doublet géothermique type	2009	Modélisation	Dogger	Optimisation de la réhabilitation d'une installation de géothermie (nouveau doublet ou triplet) par modélisation de l'emprise thermique et durée de vie de l'installation
BRGM/RP-58793-FR	Forages géothermiques au Dogger en Ile-de-France. Réalisation et contrôle des cimentations	2010	Technologies de construction / conditions d'accès à la ressource	Dogger	Etat de l'art plus spécifique sur les conditions de réalisation et de contrôle des cimentations
BRGM/RP-58834-FR	Mise en œuvre de la gestion de la ressource géothermique du Dogger de la région Ile-de-France dans le cadre du dispositif d'acquisition et de stockage des données	2010	Outil d'aide à la décision	Dogger	Mise en oeuvre d'un observatoire de données exploitant la Base Dogger élaborée antérieurement. Point d'avancement sur le fonctionnement de la base Dogger et sur l'interprétation des données collectées sur la période 2005 - 2009 et la modélisation du réservoir (interférences hydrauliques entre doublets et extension des bulles froides)
BRGM/RP-59642-FR	Conditions de réhabilitation et d'abandon des forages géothermiques au Dogger en Ile-de-France.	2010	Technologies de construction / conditions d'accès à la ressource	Dogger	Etat de l'art sur les conditions de réhabilitation et d'abandon des forages
BRGM/RP-59591-FR	Pratiques de modélisation hydraulique et thermique pour des exploitations géothermiques au Dogger dans la région parisienne	2010-2011	Modélisation	Dogger	Ce projet a rassemblé plusieurs équipes de modélisation issues de cinq organismes différents : ANTEA, CFG Services, GPC-IP, Mines ParisTech, BRGM. Ces cinq équipes ont formé un groupe de travail qui s'est réuni quatre fois au cours de l'année 2010 autour de deux objectifs principaux sur la géothermie au Dogger en région parisienne : réaliser une synthèse des problématiques traitées actuellement par la modélisation et des sources de variabilité des résultats de modélisation et comparer les principales méthodes de modélisations utilisées dans le groupe, dans le cadre d'un exercice d'inter comparaison.
BRGM/RP-60399-FR et BRGM/RP-60996- FR	Gestion de la ressource géothermique du Dogger de la région Ile-de-France - Rapports intermédiaire et final - Année 2011	2011-2012	Outil d'aide à la décision	Dogger	Poursuite de la gestion du Dogger avec pour objectif: affiner les modélisations thermo-hydrodynamiques du Dogger, étude de sensibilité sur les paramètres influançant les transferts thermiques et sur les indices de saturation des minéraux potentiellement indicateurs de la percée thermique (SiO2) vis-à-vis des variations de température, pérenniser la collecte des données au Dogger (données d'exploitation, physicochimiques, hydrogéologiques) notamment via des fichiers Excel standardisés et une routine d'intégration dans la base Dogger, poursuivre l'analyse physico-chimique des fluides en tête de puits de production et réaliser une cartographie de la géochimie des eaux du Dogger pour des paramètres influant sur les phénomènes de corrosion et dépôt sur les installations.
BRGM/RP-60774-FR	Etude de sensibilité du comportement des puits au Dogger à l'échelle de l'ouvrage et du réservoir par modélisation et tests hydrogéologiques.	2011-2012	Modélisation	Dogger	Le projet vise d'une part, à déterminer la signature en température, pression et géochimie du puits entre le réservoir et la tête de puits où sont réalisées les mesures périodiques, et d'autre part, à mieux caractériser le réservoir (transmissivité et continuité hydraulique) avec l'élaboration d'un cahier des charges sur un test d'interférence entre plusieurs puits au Dogger et sur les éléments devant figurer dans le DOE lors de la réalisation d'un nouvel ouvrage afin d'assurer la qualité des informations fournies

Référence du rapport	Titre de l'étude	Année de réalisation	Thème	Cible géothermique	Objet de l'étude
BRGM/RP-61472-FR	CLASTIQ-2: Programme de recherche sur les ressources géothermales clastiques en France (bassin de Paris et fossé Rhénan)	2009-2012	Caractérisation de la ressource / modélisation	Trias	Ce projet de recherche (suite de CLASTIQ) vise à améliorer la connais profonds de type argilo-gréseux dans les zones urbanisées (géométr anomalies thermiques) / à simuler l'écoulement et l'exploitation gée étudier la phénomélogie liée à la réinjection des saumures (impact g
BRGM/RP-62030-FR	Gestion de la base de données du Dogger en Ile-de-France	2012-2013	Outil d'aide à la décision	Dogger	Le projet avait pour objectif principal de rendre la base de données application Web dédiée à l'ensemble des professionnels en géother
BRGM/RP-62907-FR	THERMO2PRO : Outil d'aide à l'exploration pour la géothermie profonde des bassins sédimentaires à l'usage des professionnels	2011-2013	Outil d'aide à la décision	Trias	THERMO2PRO a pour but de favoriser la dissémination de la connai- géothermie. Son livrable principal était un outil Web d'Aide à l'Explo Sédimentaires. Cet outil permet d'accéder à des informations issues (http://www.thermo2pro.fr)
BRGM/RP-63139-FR	Gestion du Dogger en Ile-de-France - Année 2013	2013-2014	Outil d'aide à la décision	Dogger	Les actions réalisées dans le cadre de la convention 2013 sont les su d'exploitation, géochimiques, hydrogéologiques, et des caractéristic exploitants et des sociétés d'ingénierie et de services CFG-Services et et de la maintenance de la quasi-totalité des opérations au Dogger. base Dogger dont les données sont accessibles depuis 2013 via une hétérogénéités et les différents types d'écoulements rencontrés dar réalisé en 2013 a été basé sur les données des essais de production sein des archives du BRGM et de CFG Services; donner des recomma des essais de production et d'injection au Dogger et sur le contenu à
BRGM/RP-63244-FR	Projet LUSITANIEN –Evaluation du potentiel géothermique du Lusitanien du bassin de Paris pour la production de chaleur : mise en adéquation entre ressource et besoins	2013-2014	Caractérisation de la ressource / modélisation	Lusitanien	Le projet visait à estimer le potentiel géothermique de cet aquifère bassin de Paris et de la région Ile-de-France et proposait une analyse France à partir des diagraphies de forages
BRGM/RP-63792-FR	Expertise du développement de l'exploitation de l'aquifère du Dogger dans le secteur Ouest du Val-de-Marne (94)	2012-2014	Modélisation	Dogger	Etude par modélisation des impacts hydrauliques et thermiques des existantes et recommandations sur les choix des impacts au réservo de-Marne
BRGM/RP-64348-FR	Projet « TEST-DOGGER » - Réalisation d'un essai d'interférence hydraulique au Dogger	2013-2015	Caractérisation de la ressource / modélisation	Dogger	Réalisation d'un test d'interférence hydraulique à l'échelle de plusie Marne. L'interprétation de l'essai a permis de préciser la connaissan de-Marne, notamment le champ de transmissivité entre doublets, le interférences en pression entre puits. L'essai a ensuite été reproduit incertitudes sur les paramètres de modélisation.
BRGM/RP-64364-FR	Projet Inhibit-Dogger - Etude comparative de l'action de différents inhibiteurs de corrosion-dépôts sur le comportement électrochimique d'un acier au carbone dans un fluide géothermal représentatif du Dogger	2013-2015	Exploitation / surveillance des ouvrages	Dogger	Ce projet visait à étudier l'action de différents produits inhibiteurs d en laboratoire à partir d'un fluide géothermal reconstitué et représe inhibiteurs identifiés en laboratoires seront ensuite expérimenter et
BRGM/RP-63957-FR	Projet TRANS-CLAS: Méthodologie de transfert des données utiles au développement du Trias via l'outil Web Thermo2Pro	2013-2015	Outil d'aide à la décision	Trias	Ce projet vise à élaborer une méthodologie pour le transfert des do contraintes liées à ces données et à l'outil. TRANS-CLAS a permis de Paris, du fossé Rhénan et de la Limagne d'Allier vers Thermo2Pro. D dans Thermo2Pro a été préparé et raffiné en fonction des cas concre
BRGM/RP-64721 FR	Étude de la dégradation de la productivité/injectivité de doublets géothermiques au Dogger et des causes possibles des pertes de performance de ces doublets	2014-2015	Exploitation / surveillance des ouvrages	Dogger	Ce projet vise à réaliser un état des lieux exhaustif des historiques d dans un second temps des mesures complémentaires (essais, diagra
BRGM/RP-65472-FR	Gestion du Dogger et corrélation entre niveaux producteurs Année 2015	2015-2016	Outil d'aide à la décision	Dogger	Les actions réalisées dans le cadre de la convention 2015 sont : pou géochimiques, hydrogéologiques, et des caractéristiques des nouve l'application Web Dogger; nouveaux développements (intégration d PDF des DOE depuis la base) et une étude comparative des diagraph sur la base de forages proches

issance géologique et géothermique des réservoirs rie des formations, propriétés pétrophysiques, othermique d'un doublet en milieu clastique / et géochimique, effets thermo-mécaniques)

du Dogger opérationnelle et accessible via une mie profonde.

issance auprès des professionnels de la filière oration pour la Géothermie Profonde des Bassins s de projets de recherche tels que CLASTIQ-2

uivantes: poursuivre la collecte des données ques des nouveaux ouvrages avec le concours des et GEOFLUID (filiale de GPC IP), en charge du suivi . Cette action a pour objectif de maintenir à jour la e interface web; mettre en évidence les ns la formation du Dogger. Ce premier travail n en régime transitoire existantes et disponibles au nandations sur les bonnes conduites de réalisation à publier dans les DOE

carbonaté (chaleur exploitable) à l'échelle du e pétrophysique du Lusitanien de la région Ile-de-

s nouvelles opérations sur les installations oir des nouveaux doublets ou triplets dans le Val-

eurs doublets géothermiques à l'ouest du Val-dence locale du Dogger dans une zone ciblée du Valle coefficient d'emmagasinement et les t par modélisation numérique afin de réduire les

de corrosion-dépôt . Ces produits ont été testés entatif du Dogger. Les trois meilleurs produits t valider sur site

onnées vers Thermo2Pro qui prenne en compte les e transférer des données du Trias du bassin de De plus, un protocole d'insertion des grilles 3D rets rencontrés durant le traitement des données.

disponibles des doublets incriminés et propose aphies) à réaliser sur les puits

ursuite de la collecte des données d'exploitation, eaux ouvrages; actualisation et maintenance de données brutes des essais, accès aux documents hies, niveaux producteurs et horizons géologiques

Référence du rapport	Titre de l'étude	Année de réalisation	Thème	Cible géothermique	Objet de l'étude
BRGM/RP-65639-FR	RECOMmandations pour l'acquisition de données sur l'aquifère carbonaté du Lusitanien traversé à l'occasion des FORages géothermiques au Dogger (bassin de Paris) - Projet RECOMFOR	2015-2016	Technologies de construction / conditions d'accès à la ressource	Lusitanien	Programmes d'acquisition de données sur la formation du Lusitanien lor économique et analyse des risques opératoires
BRGM/RP-67047-FR	Gestion des données géothermiques du Dogger – Année 2016	2016-2017	Outil d'aide à la décision	Dogger	Poursuite acquisition données au Dogger et actualisation de la base de d
BRGM/RP-67061-FR	Impacts de la réinjection d'un fluide « froid » au Dogger sur le réservoir et sur son exploitation	2016-2017	Modélisation	Dogger	Etude des impacts hydro-chimiques et thermo-mécaniques d'une réinjec l'utilisation de PAC sur la température retour et recommandations pour
BRGM/RP-65443 FR	Guide de « bonnes pratiques » sur les retours d'expérience des forages géothermiques profonds	2015-2019	Technologies de construction / conditions d'accès à la ressource	Dogger/Albien	Ce guide a pour vocation d'apporter des éléments de recommandations lors de la réalisation de forages géothermiques profonds. Il se base sur d au Dogger et à l'Albien/Néocomien et des différents travaux de réhabilits géothermiques dans le bassin de Paris.
BRGM/RP-67113-FR	Projet GUIDOCLAST: Guide de bonnes pratiques pour une exploitation optimale et durable d'opérations géothermiques de Basse Température en réservoir argilo- gréseux	2016-2018	Exploitation / surveillance des ouvrages	Albien/Néocomien /Trias	Le projet a réalisé une synthèse des retours d'expérience (REX) des opéra réservoir argilo-gréseux plus ou moins consolidés en Europe du Nord (Da de données factuelle (fichier Excel) des caractéristiques des opérations e de forage d'exploration et/ou d'exploitation, un REX spécifique au doma d'eau potable, et une stratégie d'exploration est proposée pour optimis risques opérationnels. Enfin il fournit sous forme d'un fichier Excel un gu opérateurs géothermiques.
BRGM/RP-67530-FR	Projet DAMAGE: Etude des débits admissibles pour les opérations en géothermie basse température : limiter les risques de dégradation des réservoirs par transport de fines	2017-2018	Exploitation / surveillance des ouvrages	Dogger / Trias	Le projet a porté sur: • un travail bibliographique visant à identifier les phénomènes et mécan dans les formations, et plus spécifiquement, les dégradations liées à la m leur dépôt et à leur détachement de la surface des pores du réservoir • la modélisation des phénomènes de transport des fines dans le cas d'u semblable aux exploitations dans les formations du Dogger ou dans le ca du Trias présents dans le Bassin parisien. Une étude de sensibilité pour p nombreux paramètres lors de la résolution du système d'équations de tu fluide a également été menée
BRGM/RP-68601-FR	Projet SYBASE: Système de bancarisation et de suivi des opérations de géothermie de basse énergie en France métropolitaine	2018-2019	Outil d'aide à la décision	aquifères profonds	L'étude avait pour objectif de faire évoluer la base du Dogger vers une ba rassemble toutes les informations sur les forages géothermiques de base toutes les données et la connaissance sur les forages et formations géolo production de chaleur. Le système comprend également les information annuelle géothermale pour chaque opération. Le suivi des paramètres d' reste toutefois restreint, à ce jour, aux opérations du Dogger, en Île-de-Fi
BRGM/RP-69437-FR	Projet AFIA: Retour d'expérience des opérations de géothermie à l'Albien et au Nécomien du Bassin de Paris	2019-2020	Exploitation / surveillance des ouvrages	Albien/Néocomien	L'étude avait pour objectif de proposer un retour d'expérience des opéra l'Albien et au Néocomien dans le Bassin de Paris. Parmi les opérations m doublet d'Issy-les-Moulineaux, le doublet du Plessis-Robinson et le doub années 1990 (doublet des tours AGF Crystal et Mirabeau), l'ensemble de performance et des difficultés de réinjection des eaux dans les formation des opérations et remédiations réalisées et propose des préconisations o caractérisation du réservoir et à l'exploitation
14 CFG 43	Inspection de tubage par méthode électromagnétique	2014	Exploitation / surveillance des ouvrages	Dogger	Le projet visait à étudier une nouvelle méthode électromagnétique (outi efficacement les épaisseurs résiduelles d'acier des tubages malgré la prés tubage lors des contrôles par méthode mécanique (PMIT, CIC,)
GPC GDCE19003	Réalisation d'un log acoustique sur le puits de Grigny 3 - Interpretation des resultats dans une demarche globale de recherche et developppement permettant de valoriser les ressources geothermales du bassin parisien	2017-2018	Exploitation / surveillance des ouvrages	Dogger	Utilisation d'une diagraphie sonique pour permettre de réaliser un modé fonction des horizons traversés
DCE20014_OPTOTAI	Projet OPTOTAI. Ligne d'injection chimique en fonds de puits instrumentée à télémétrie de saisie/acquisition de température et de pression par fibre optique	2016-2019	Exploitation / surveillance des ouvrages	Dogger	Réalissation d'une ligne d'injection chimique, du type TAI, instrumentée d'intervalle puits surface de pression et température à télémétries opto- suivi du réservoir géothermal
19 CFG 83/VA	Etude de l'application de la technique du Radial Jetting aux puits géothermiques du Dogger dans le bassin parisien	2018-2019	Exploitation / surveillance des	Dogger	Le projet visait à étudier la technique du radial jetting déjà utilisée ans le productivité ou injectivité dans des réservoirs carbonatés comme le Dog

s de forage au Dogger, évaluation technicolonnées ction basse température au Dogger lors de l'exploitation de la ressource aux maîtres d'ouvrage et maîtres d'œuvre les retours d'expérience des forages réalisés ation depuis la reprise en 2007 des forages ations de géothermie basse énergie en anemark et Pays-Bas) et en France, une base t des réservoirs clastiques ayant fait l'objet ine de l'hydrogéologie pour l'exploitation ser les chances de succès et réduire les ide de bonnes pratiques à l'attention des ismes à l'origine des pertes de productivité nobilisation et à la migration des particules, à ne opération de doublet géothermique as des environnements de dépôt en chenaux allier aux incertitudes associées à de ransport de particules et de l"écoulement du ase nationale, afin d'avoir un outil unique qui se énergie. Ainsi, le nouveau système intègre ogiques exploités en France pour la s, lorsque disponibles, sur la production exploitation et de la géochimie des fluides rance. itions de géothermie de basse température à ises en exploitation ces dernières années (le let de Clichy-Batignolles) ou au début des es exploitations montrent des baisses de ns sableuses. Le rapport fait un état des lieux relatives à la conception des ouvrages, l induction EMIT) pour quantifier sence de concrétions masquant l'état réel du èle de vitesse des ondes acoustiques en par des capteurs de fond de puits et électronique et optique dans le but d'un

e domaine pétrolier pour améliorer la ger



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