Document public

Projet PETROVAL
Potentiel de valorisation géothermique des forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures au niveau national

Rapport final

BRGM/RP-68593-FR
Mai 2019

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

Géosciences pour une Terre durable
brgm

Document public

Projet PETROVAL
Potentiel de valorisation géothermique des forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures au niveau national

Rapport final

BRGM/RP-68593-FR
Mai 2019

Étude réalisée dans le cadre des conventions nationales ADEME-BRGM 2017 n° 1705C0006 et 2018 n° 1805C0008

Maurel C., Hamm V., Bugarel F., Maragna C.
Avec la collaboration de **Badinier G.**

Vérificateur :	Approbateur :
Nom : Sanjuan Bernard	Nom : Rocher Philippe
Fonction : Responsable unité DGR/REG	Fonction : Directeur adjoint DGR
Date : 09/09/2019	Date : 11/09/2019
Signature **:**	Signature **:**

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

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

Géosciences pour une Terre durable
brgm

Mots-clés : Forages d'exploration, Forage d'exploitation d'hydrocarbures, Reconversion, Géothermie, Basse température, Haute température, Boucle ouverte, Boucle fermée, Risques, Retours d'expérience, France.

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

Maurel C., Hamm V., Bugarel F., Maragna C. avec la collaboration de **Badinier G.** (2019) - Projet PETROVAL. Potentiel de valorisation géothermique des forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures au niveau national. Rapport final BRGM/RP-68593-FR, 125 p., 65 fig., 17 tabl.

© BRGM, 2019, ce document ne peut être reproduit en totalité ou en partie sans l'autorisation expresse du BRGM.

Synthèse

Le projet **PETROVAL (Potentiel de valorisation géothermique des forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures)** a été réalisé par le BRGM dans la cadre des conventions nationales ADEME-BRGM 2017 (n° 1705C0006) et 2018 (n° 1805C0008). Il a été mené sur la base de l'inventaire des forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en France réalisé par Lahaie et Bouffier (2017) et mis à disposition pour le BRGM.

En France métropolitaine, la recherche d'hydrocarbures a été menée dans les deux grands bassins parisien et aquitain, ainsi que dans les structures sédimentaires du sud-est (Languedoc-Roussillon et Provence), de l'Auvergne (Limagne), du couloir rhodanien et du fossé rhénan. Ainsi, environ 12 500 forages ont pu être recensés sur le territoire national d'après l'état des lieux mené par Lahaie et Bouffier (2017).

Sous certaines conditions (accessibilité, état et caractéristiques du forage, formations géologiques traversées), ces forages pourraient être réutilisés en vue d'une **valorisation géothermique de type basse ou haute température**. Les opérations potentielles de reconversion concernent *a priori* tous les forages existants sur le territoire national quel que soit leur statut (en 2017, 600 forages ouverts ont été recensés sur la base de l'état des lieux mené par Lahaie et Bouffier, 2017). Le projet s'inscrit notamment dans le cadre de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement. La loi prévoit qu'après l'article L. 132-12 du Code minier : « Art. L. 132-12-1.- Cinq ans avant la fin de sa concession et dans des conditions prévues par décret en Conseil d'État, l'exploitant remet à l'autorité administrative un dossier présentant le potentiel de reconversion de ses installations ou de leur site d'implantation pour d'autres usages du sous-sol, notamment la géothermie, ou pour d'autres activités économiques, en particulier l'implantation d'énergies renouvelables ».

Les enjeux de la reconversion de ces forages sont donc principalement d'ordre environnemental et économique (développement des énergies renouvelables, coût de la fermeture définitive des forages et valorisation potentielle d'une ressource géothermale).

Le nombre de forages à considérer étant conséquent au niveau national, ce projet visait, dans une première phase, à faire **un état des lieux des ouvrages** (statut, localisation, données disponibles, typologie, ressources géothermales potentielles, etc.), puis à **mettre en place une méthodologie d'analyse des données et à définir les critères techniques permettant d'envisager de manière spécifique une reconversion en boucle ouverte,** avec pompage dans un forage et réinjection dans un second forage, **ou une reconversion en boucle fermée,** avec utilisation d'un échangeur coaxial.

Le projet identifie également les principaux risques opérationnels ayant un enjeu financier pour les projets de reconversion et présente les reconversions réalisées ou en projet au niveau national et international.

Afin de déterminer le nombre de forages potentiellement reconvertibles au niveau national, un premier filtre de la base de données contenant les quelques 12 500 forages profonds identifiés lors de l'état des lieux mené en 2017 par Lahaie et Bouffier (2017) a été appliqué. En effet, dans le cadre du projet, seule la reconversion des ouvrages d'exploitation et d'exploration des ressources d'hydrocarbures localisés en France métropolitaine est étudiée. Les forages de géothermie et de stockage (339 forages, soit 3 % des forages renseignés dans la base de données), ainsi que les forages en mer ou localisés dans les outre-mer ne sont pas considérés.

Les ouvrages du bassin pétrolifère de Pechelbronn-Merkwiller ont également été retirés du périmètre du projet. En outre, suite à l'analyse des retours d'expérience des reconversions en France notamment, qui met en évidence une durée inférieure à une cinquantaine d'années, entre la date des travaux de forage initiaux et la date de reconversion de l'ouvrage, **seuls les ouvrages forés entre 1970 et 2018 sont *a priori* considérés comme reconvertibles dans le cadre de cette étude**. Il semble en effet raisonnable, compte tenu des risques associés au vieillissement des ouvrages (perte d'intégrité), que la reconversion soit envisagée pour des forages relativement récents. Par ailleurs, du fait de l'usage envisagé pour de la géothermie profonde basse ou haute température, **seuls les ouvrages ayant atteint une profondeur supérieure à 200 mètres ont été conservés**. Les forages de type « *core drill* », ouvrages de reconnaissance souvent peu profonds et de faible diamètre, ne sont donc pas pris en compte dans l'analyse. Enfin, il est apparu important que les ouvrages considérés aient **au moins un document disponible** (rapport de fin de sondage, coupe géologique, diagraphie, etc.) afin d'identifier la façon dont l'ouvrage a été réalisé et les conditions de sa fermeture éventuelle. **Suite à ce premier filtre, seuls 2 014 ouvrages subsistent parmi les 12 500 ouvrages initialement présents dans la base compilée** produite lors de l'état des lieux réalisé par Lahaie et Bouffier (2017).

L'analyse des données pour une reconversion en boucle ouverte nécessite la présence, au minimum, d'une formation ayant des propriétés aquifères ou reconnue potentiellement comme telle. Ainsi, du fait de données très disparates sur les ressources géothermales profondes potentielles, au niveau national, comme première approche, les 2 014 forages issus du premier filtre ont été croisés sous SIG avec les informations disponibles sur les différents modèles géologiques ou hydrogéologiques issus de différents projets menés au sein du BRGM. Dans les zones non couvertes par des modèles, les informations ont été complétées par les données sur les formations géologiques et entités hydrogéologiques correspondantes issues de la base LOGISO des forages validés et de la BD-LISA. Ainsi, à l'issue de ce travail conséquent, la base de données des 2 014 forages a été complétée avec, pour chaque forage, l'information sur le nombre d'aquifères potentiels traversés et leurs caractéristiques, lorsque disponibles (profondeur du toit et du mur, épaisseur utile ou totale, température, transmissivité). Sur les 2 014 forages de la base, **1 749 ont traversé au moins un aquifère, dont 1 252 sont localisés dans le Bassin de Paris, 449 dans le Bassin Aquitain et 34 dans le fossé rhénan.** Il est à noter que sur les 1 749 forages ayant au moins traversé un aquifère, 634 sont encore en exploitation à ce jour, les autres sont définitivement ou provisoirement fermés.

L'analyse des données pour une reconversion en boucle fermée a été réalisée pour le cas d'échangeurs géothermiques coaxiaux, qui est la technologie le plus souvent observée sur les retours d'expérience à l'étranger. Pour chacun des 2 014 forages de la base, il a été estimé l'énergie annuelle extractible, sur la base d'un modèle développé dans MATLAB® et initié dans le cadre du projet ANR - PREGO, qui prend en compte l'échange de chaleur entre le tube interne et l'annulaire tube interne - tubage du forage, et entre l'annulaire et l'encaissant. Il calcule les profils verticaux de température dans le tube interne, dans l'annulaire et à la paroi du forage. **Douze scénarios correspondant à quatre diamètres de forage et trois valeurs de conductivité thermique du tube central ont été simulés**. Afin de maximiser la quantité de chaleur fournie par la PAC, trois variables ont été optimisées, la profondeur équipée du forage, la quantité de chaleur fournie par la PAC ramenée au mètre de forage équipé, et la part d'ECS (Eau Chaude Sanitaire) dans le besoin couvert par la PAC. Par ailleurs, l'optimisation a été contrainte par le coefficient de performance du système SPF (*Seasonal Performance Factor* ; valeur de ce coefficient à la 10^{e} année d'exploitation supérieure ou égale à 4 - valeur typique de performance de la PAC géothermique), la température de sortie de l'évaporateur de la PAC (température la plus faible du circuit géothermal supérieure à + 3 °C, à la 10^{e} année, ce qui permet de fonctionner à l'eau claire) et la profondeur équipée, qui n'excède pas 4 000 m.

Les paramètres qui ont une influence importante sur l'énergie fournie par la PAC vont être principalement le diamètre de forage, l'isolation du tube central, la profondeur équipée et le gradient géothermique. Plus le diamètre est conséquent, plus l'énergie géothermale extractible sera importante. Toutefois, on peut noter qu'au-delà d'une certaine longueur équipée, on atteint une limite dans l'énergie extractible du fait des pertes de charges, qui augmentent avec la profondeur. Ainsi, pour un diamètre de 4''1/2, l'optimum de la profondeur d'équipement varie entre 1 500 et 1 800 m ; pour un diamètre 8''1/2, l'optimum varie entre 3 000 et 3 500 m. L'énergie fournie par les PAC, cumulée sur l'ensemble des forages, est comprise entre environ 1 800 GWh/an pour un diamètre 4''1/2, et 4 500-4 900 GWh/an pour un diamètre 8''1/2. On peut estimer le potentiel de fourniture, à l'échelle nationale, *via* une PAC, à 3 800 GWh/an. En considérant un équivalent-logement consommant en chauffage et ECS un total de 10 MWh/an, le potentiel énergétique de reconversion des forages profonds en sondes géothermiques verticales est de l'ordre de 380 000 équivalent-logements.

Quelle que soit la technologie de reconversion envisagée, en boucle ouverte ou fermée, une analyse, au cas par cas, sera nécessaire pour valider et compléter les informations récoltées, notamment sur l'intégrité des ouvrages et leur architecture (état des tubages, diamètre des différentes phases de tubages, inclinaison). Dans le cas de la reconversion en boucle ouverte, il faudra s'assurer également de la capacité des réservoirs à pouvoir produire de manière pérenne le débit souhaité en réalisant, notamment, des essais hydrauliques adaptés, et prévoir la valorisation ou le rejet de l'eau pompée, une fois les calories prélevées. Dans tous les cas, un certain nombre de travaux seront nécessaires (réalisation de diagraphies de contrôle, mise en place éventuelle de bouchons, perforation de tubages, …), dont le coût sera à évaluer suivant le type de reconversion.

Sommaire

1. Introduction 15

1.1. CONTEXTE ET ENJEUX LIÉS À LA RECONVERSION DES FORAGES D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION D'HYDROCARBURES 15

1.2. OBJECTIFS DU PROJET ET DÉMARCHE MISE EN ŒUVRE 16

1.3. TERMINOLOGIE ADOPTÉE LIÉE AU STATUT DES FORAGES 17

2. Reconversion des forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en ouvrages géothermiques : risques identifiés et techniques envisageables 19

2.1. IDENTIFICATION DES RISQUES LIÉS À LA RECONVERSION DE FORAGES POUR UNE EXPLOITATION GÉOTHERMIQUE 19

2.1.1. Les risques opérationnels liés aux travaux de reconversion des forages 19

2.1.2. Les risques environnementaux liés à l'exploitation géothermique 23

2.2. LES DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES D'EXPLOITATION DE LA RESSOURCE GÉOTHERMIQUE 26

2.2.1. Dispositifs géothermiques en boucle ouverte : géothermie sur aquifère 26

2.2.2. Dispositifs géothermiques en boucle fermée : sondes verticales profondes 28

a) Sondes en U ou double U 28

b) Sonde coaxiale 29

3. Retour d'expériences des reconversions réalisées aux niveaux national et international 31

3.1. RETOUR D'EXPÉRIENCES FRANÇAISES 31

3.1.1. Merkwiller-Pechelbronn (67) : forage Hélions-1 reconverti dès 1925 pour du thermalisme 32

3.1.2. Argelouse (40) : forage Sore-1/1A reconverti après 1964 pour une pisciculture 35

3.1.3. Pézenas (34) : forage Pézenas-2 reconverti en 1970 pour l'alimentation d'une piscine et d'une pisciculture, à partir de 1990 37

3.1.4. Saint-Paul-lès-Dax (40) : forage Sébastopol-1 bis reconverti en 1975 pour du thermalisme 39

3.1.5. Le Teich (33) : forage Pirac-1 reconverti en 1983 pour une pisciculture (élevage d'esturgeons et production de caviar) 40

3.1.6. Aigueperse (63) : forages reconvertis pour la production de gaz carbonique puis pour alimenter des serres horticoles 44

3.1.7. Valorisation géothermique de l'eau de production de gisements d'hydrocarbures 44

a) La Teste-de-Buch (33) 44

b) Itteville (91) 45

c) Parentis-en-Born (40) 46

3.1.8. Études de faisabilité de reconversions non abouties à ce jour 46

3.2. RETOUR D'EXPÉRIENCES À L'ÉTRANGER 49
3.2.1. Un cas de reconversion d'un forage recensé en Pologne (Sucha Beskidzka) pour de la production de chaleur en boucle fermée 49
3.2.2. Deux cas de reconversion de forages profonds recensés en Suisse (Weissbad et Weggis) pour de la production de chaleur en boucle fermée 49
3.2.3. Un cas de reconversion d'un forage profond recensé en Allemagne (Prenzlau) pour de la production de chaleur en boucle fermée 50
3.2.4. Deux cas de reconversion recensés en Nouvelle-Zélande pour de la production de chaleur en boucle ouverte 51
3.2.5. Plusieurs cas d'utilisation de forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures recensés aux États-Unis pour de la production conjointe d'hydrocarbures et d'électricité (cogénération) 51
3.2.6. Les reconversions au stade de projet à l'international 51

3.3. RECOMMANDATIONS POUR LA RECONVERSION DE FORAGES D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION D'HYDROCARBURES EN OUVRAGES GÉOTHERMIQUES 53

4. État des lieux et mise en place d'une méthodologie d'analyse des données pour la reconversion de forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en forages géothermiques 57

4.1. ÉTAT DES LIEUX AU NIVEAU NATIONAL DES FORAGES POTENTIELLEMENT RECONVERTIBLES POUR UN USAGE GÉOTHERMIQUE 57

4.2. SÉLECTION DES FORAGES POTENTIELLEMENT RECONVERTIBLES – PREMIER FILTRE ET ANALYSE 64
4.2.1. Sélection des forages potentiellement reconvertibles 65
4.2.2. Localisation géographique et classes d'âge des forages potentiellement reconvertibles 66
4.2.3. Identification des formations géologiques atteintes par les forages potentiellement reconvertibles 71
4.2.4. Identification du profil des forages potentiellement reconvertibles 72
4.2.5. Identification de la dernière utilisation et du statut des forages potentiellement reconvertibles 72

4.3. CAS DES RECONVERSIONS DE FORAGES EN BOUCLE OUVERTE 78
4.3.1. Analyse multicritère - démarche générale de la méthodologie 78
4.3.2. Informations disponibles sur les formations connues pour leur potentiel géothermique à l'échelle nationale 81
4.3.3. Bassin de Paris : informations additionnelles et résultats du croisement des données 84
4.3.4. Bassin aquitain : informations additionnelles et résultats du croisement de données 89
4.3.5. Fossé rhénan : informations additionnelles et résultats du croisement de données 89

4.3.6. Synthèse des résultats 90
a) Résultats au niveau du bassin parisien 95
b) Résultats au niveau du bassin aquitain 97
c) Résultats au niveau du fossé rhénan 99
4.4. CAS DES RECONVERSIONS D'OUVRAGES EN BOUCLE FERMÉE 101
4.4.1. Description du modèle 101
a) Modèle d'échangeur géothermique 101
b) L'installation de surface et la demande 104
4.4.2. Méthodologie d'estimation 106
4.4.3. Données d'entrée 107
a) Quantité de chaleur fournie par la PAC ramenée à la longueur du forage e 107
b) Ratio d'eau chaude sanitaire dans la demande totale β 107
c) Profondeur du forage H 107
d) Rayon externe du forage rext,f 108
e) Conductivité thermique du tube central 109
f) Gradient géothermique α 109
4.4.4. Construction des méta-modèles 110
4.4.5. Estimation du potentiel énergétique par forage 112
5. Conclusions et perspectives 119
6. Bibliographie 121

Liste des figures

Figure 1 : Localisation des forages d'exploration, d'exploitation, d'extension et core-drill sur le territoire national (source : http://www.minergies.fr, 2018). 15

Figure 2 : Différentes configurations d'un doublet géothermique (source : BRGM). 26

Figure 3 : Schémas de principe des sondes géothermiques de type tube en U simple (gauche) ou double-U (droite), d'après le site http://www.geothermie-perspectives.fr. 28

Figure 4 : Détail d'une sonde géothermique profonde double-U (source : Rehau-HPR). 29

Figure 5. Schéma de principe d'une sonde géothermique coaxiale - sources : Xianbiao Bu, Ma & Li (2012) et Lesueur (2014). 30

Figure 6 : Localisation des six cas de reconversion de forages profonds pour l'exploitation géothermique en France et des opérations de co-production de chaleur géothermale et d'hydrocarbures 31

Figure 7 : Coupe technique et géologique du forage Helions-1 (67) (source : BSS, BRGM). 34

Figure 8 : Coupes techniques du forage Sore-1/1A (40) après fermeture temporaire (à gauche) puis travaux de reprise après 1964 (à droite). 36

Figure 9 : Coupe géologique et technique du forage Pézenas-2 (34) d'après (Poul, 1984). 38

Figure 10 : Coupe technique du forage Sébastopol-1 bis (40) après travaux d'aménagement de 1975, d'après Berard et al. (1997). 39

Figure 11 : Coupe technique du forage Pirac-1 (33) après la fermeture partielle de l'ouvrage en 1981 et avant les travaux de reconversion de 1983 (Teissier, 1983). 41

Figure 12 : Coupe technique du forage Pirac-1 (33) après les travaux de reconversion de 1983 (Teissier, 1983). 42

Figure 13 : Vue aérienne du site du Teich, en Gironde (http://www.caviar-perlita.com). 43

Figure 14 : Localisation de l'éco-quartier de La Teste-de-Buch (33) alimenté en chaleur par des forages d'exploitation d'hydrocarbures environnants (source : http://www.minergies.fr). 45

Figure 15 : Localisation de la commune de Itteville et des forages d'exploitation d'hydrocarbures voisins de la commune (source : http://www.minergies.fr). 46

Figure 16 : Coupe technique de la sonde géothermique de Weissbad en Suisse d'après (Kohl et al., 2000). 50

Figure 17 : Indices de renseignement des items pour le domaine des hydrocarbures (Lahaie et Bouffier, 2017). 60

Figure 18 : Statistiques et distribution des forages par région et par objet (Lahaie et Bouffier, 2017). 61

Figure 19 : Statistiques et distribution des forages par structure et par type de reprise (Lahaie et Bouffier, 2017). 62

Figure 20 : Distribution des forages suivant la date de réalisation (Lahaie et Bouffier, 2017). 63

Figure 21 : Distribution des forages suivant la profondeur atteinte (Lahaie et Bouffier, 2017). 63

Figure 22 : Renseignement sur la fréquence des informations disponibles sur l'état actuel des forages (Lahaie et Bouffier, 2017). 64

Figure 23 : Carte de distribution des forages potentiellement reconvertibles par bassin sédimentaire. 66

Figure 24 : Carte de distribution des forages potentiellement reconvertibles par région et classe de profondeur. 67

Figure 25. Carte de distribution des forages potentiellement reconvertibles par département et classe de profondeur. 68

Figure 26 : Carte de distribution des forages potentiellement reconvertibles par classe d'âge et par région (haut) et statistiques nationales relatives aux classes d'âge des forages depuis 1970 (bas). 70

Figure 27 : Carte de distribution des étages et séries géologiques atteints par les forages sélectionnés dans le bassin de Paris. 75

Figure 28 : Carte de distribution des étages et séries géologiques atteints par les forages sélectionnés dans le bassin aquitain. 76

Figure 29 : Carte de distribution des étages et séries géologiques atteints par les forages sélectionnés dans le fossé rhénan. 77

Figure 30 : Exemple d'extraction des données au niveau de l'aquifère du Néocomien dans le bassin de Paris. À gauche, l'extension du modèle et la représentation de la température avec les forages sélectionnés. À droite, le résultat du croisement entre les informations contenues dans le modèle du Néocomien et les forages sélectionnés. 78

Figure 31 : Forages sélectionnés après croisement avec les informations d'occupation des sols, d'après CLC 2012, suivant différentes distances de zone tampon considérées (1 km en bleu et 2 km en mauve). 80

Figure 32 : Iso-profondeur : (a) 1000 m, (b) 2000 m, (c) 3000 m, (d) 4000 m, coupes horizontales du bloc 3D des températures en °C (couleur) et de l'écart type en °C (noir et blanc) (Bonté et al., 2010). 81

Figure 33 : Emprise des modèles utilisés pour l'étude Atlas CoGTH d'après Caritg et al., 2018. 82

Figure 34 : Extension des modèles utilisés de l'Albien, du Néocomien, du Lusitanien et du Dogger. ..85

Figure 35 : Température en °C et épaisseur totale en mètres de l'Albien d'après la modélisation de (Seguin et al., 2015). 87

Figure 36 : Mur et toit de l'Albien en mNGF d'après la modélisation de (Seguin et al., 2015). 88

Figure 37 : Modèle nord-aquitain (BRGM). 89

Figure 38 : Extension du modèle RGF « Vosges-fossé rhénan » en 2012 et 2013. 90

Figure 39 : Nombre d'aquifères traversés pour chaqu'un des ouvrages sélectionnés pour l'étude de la reconversion géothermale en boucle ouverte. 92

Figure 40 : Occupation du sol au niveau des ouvrages sélectionnés pour la reconversion ayant traversé au moins un aquifère - en rouge : les ouvrages positionnés en zone urbaine ou dans un périmètre d'un kilomètre de ces zones - en vert : les ouvrages localisés en zone rurale. 93

Figure 41 : Distance du plus proche voisin en mètres pour les ouvrages sélectionnés pour l'étude de la reconversion ayant traversé au moins 1 aquifère (1 746 ouvrages). 94

Figure 42 : Nombre d'aquifères traversés par les forages dans le bassin parisien. 95

Figure 43 : Profondeur des ouvrages ayant recoupé au moins un aquifère dans le bassin parisien. ...95

Figure 44 : Statut des ouvrages ayant recoupé au moins un aquifère dans le bassin parisien. 96

Figure 45 : Nombre d'aquifères traversés par les forages dans le bassin aquitain. 97

Figure 46 : Profondeur des forages ayant recoupé au moins un aquifère dans le bassin aquitain. 98

Figure 47 : Statut des ouvrages ayant recoupé au moins un aquifère dans le bassin aquitain. 99

Figure 48 : Nombre d'aquifères traversés par les forages, profondeurs et statut des forages dans le fossé rhénan. 100

Figure 49 : Vue en coupe d'un échangeur géothermique coaxial. 101

Figure 50 : Comparaison des évolutions de température de fluide : modèle semi-analytique développé (courbe pointillé) vs. code aux éléments finis (courbe continue, modèle COMSOL). 104

Figure 51 : Coefficient de performance du compresseur de la pompe à chaleur (hors circulateur) en fonction de la température de sortie du condenseur et de sortie de l'évaporateur (i.e. de retour à l'échangeur géothermique). 105

Figure 52 : Résultats d'une simulation thermique dynamique. H=532 m, α=24 K/km, e=109 kWh. ml-1.an-1, re,f = 14 cm, β = 0,531, λc = 0,182 W.K-1.m-1. 105

Figure 53 : Épaisseur en fonction du diamètre externe du forage : données et régression (source des données : http://www.vallourec.com/COUNTRIES/USA/EN/ACTIVITIES/Oil- and-Gas/OCTG/Pages/CasingandTubing.aspx). 107

Figure 54 : Contrainte sur la quantité de chaleur fournie par la PAC ramenée à la longueur du forage e en fonction de la profondeur H : le modèle est évalué pour des points générés se trouvant entre les deux lignes « mini » et « maxi ». 107

Figure 55 : Localisation et distribution des profondeurs des forages. 108

Figure 56 : Distribution du diamètre externe des forages. 108

Figure 57 : Estimation de la température du milieu de 1 000 m à 4 000 m de profondeur. (Bonté et al., 2010). 109

Figure 58 : Distribution du gradient géothermique sur la profondeur traversée. 109

Figure 59 : Calcul de Tmin et du SPF (représenté pour SPF < 15) via le modèle direct vs. méta-modèle ajusté. 111

Figure 60 : Distribution de l'écart sur Tmin. 111

Figure 61 : Profondeur équipée en fonction de la profondeur du forage pour les 12 scénarios. 115

Figure 62 : Énergie fournie par la PAC par mètre de forage en fonction du gradient géothermique, pour les tranches de profondeur les plus représentées et pour le scénario le plus favorable (puits de grand diamètre, tube central isolé). 115

Figure 63 : Distribution de l'énergie produite pour les différentes hypothèses de diamètre externe et d'équipement du puits. Moyenne : ligne continue. Médiane : ligne pointillée. 116

Figure 64 : Distribution de la température minimale pour les différentes hypothèses de diamètre externe et d'équipement du puits. Moyenne : ligne continue. Médiane : ligne pointillée. 117

Figure 65 : Distribution de l'inverse du SPF pour les différentes hypothèses de diamètre externe et d'équipement du puits. Moyenne : ligne continue. Médiane : ligne pointillée. 118

Liste des tableaux

Tableau 1 : Critères d'appréciation des risques, impacts et nuisances liés à la géothermie profonde d'après (Gombert *et al*., 2017). 25

Tableau 2 : Nuisances et impacts potentiels liés à la géothermie profonde d'après (Gombert *et al*., 2017) 25

Tableau 3 : Risques et impacts accidentels liés aux exploitations géothermiques d'après (Gombert *et al*., 2017) 25

Tableau 4 : Caractéristiques techniques des forages Sore-1/1A, Losse-1, Mano-1 et Baloze-1 sélectionnés, d'après (Chamayou et al., 1985) pour l'évaluation de la reconversion en ouvrage géothermique. 47

Tableau 5 : Liste des forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures profonds de la région Rhône-Alpes présentant un potentiel pour la valorisation géothermique en boucle fermée, d'après (Chartier *et al*., 2012). 48

Tableau 6 : Synthèse des fichiers sources recueillis (Lahaie et Bouffier., 2017). 57

Tableau 7 : Information concernant la dernière utilisation du puits et son état (source : BRESS). 73

Tableau 8 : Information concernant le statut actuel du forage (source : BRESS). 73

Tableau 9 : Synthèse des ouvrages utilisés pour la réalisation du projet Atlas CoGTH de cartographie des cibles géothermales de 90-150 °C en France métropolitaine.....83

Tableau 10 : Liste des bassins géologiques et formations cartographiés pour l'étude Atlas-coGTH de d'après Caritg et al., 2018.....84

Tableau 11 : Synthèse des données géologiques et cartographiques disponibles au niveau du bassin de Paris. 86

Tableau 12 : Statistiques des ouvrages pour une reconversion en boucle ouverte au niveau national et dans les trois principaux bassins sédimentaires et statuts d'après état des lieux mené en 2017 des forages profonds.....91

Tableau 13 : Principales notations pour la modélisation thermique de l'échangeur. 102

Tableau 14 : Valeurs numériques utilisées pour le benchmark. 104

Tableau 15 : Variables retenues pour la corrélation, classées dans un vecteur {X}.....110

Tableau 16 : Métamodèles - Exposants contenus dans la matrice M (colonnes 1 à 6) et coefficients ak des méta-modèles de SPF-1/2 (colonne 7) et Tmin (colonne 8).....112

Tableau 17 : Indicateur-clés pour chacun des 12 scénarios.....114

1. Introduction

1.1. CONTEXTE ET ENJEUX LIÉS À LA RECONVERSION DES FORAGES D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION D'HYDROCARBURES

Environ 12 500 forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures ont été recensés par l'INERIS sur le territoire national suite à l'état des lieux mené en 2017 par (Lahaie et Bouffier, 2017), parmi lesquels le plus ancien, dont la date est connue, a été réalisé en 1904 (les premiers forages du site de Pechelbronn en Alsace datent de la fin du 19e siècle) et le plus profond, réalisé en 1992 a atteint 6 909 m (puits Bellevue, à Tabaille-Usquain, 64).

En France métropolitaine, la recherche d'hydrocarbures a été menée dans les deux grands bassins parisien et aquitain, ainsi que dans les structures sédimentaires du sud-est (Languedoc-Roussillon et Provence), de l'Auvergne (Limagne), du couloir rhodanien et du fossé rhénan. La carte ci-dessous extraite du site Minergies du BRESS (Bureau des Ressources Énergétiques du Sous-Sol) permet de localiser l'ensemble de ces forages et de distinguer les différents types d'ouvrages existants : forages de reconnaissance (« *core-drill* »), d'exploration, d'extension et d'exploitation.

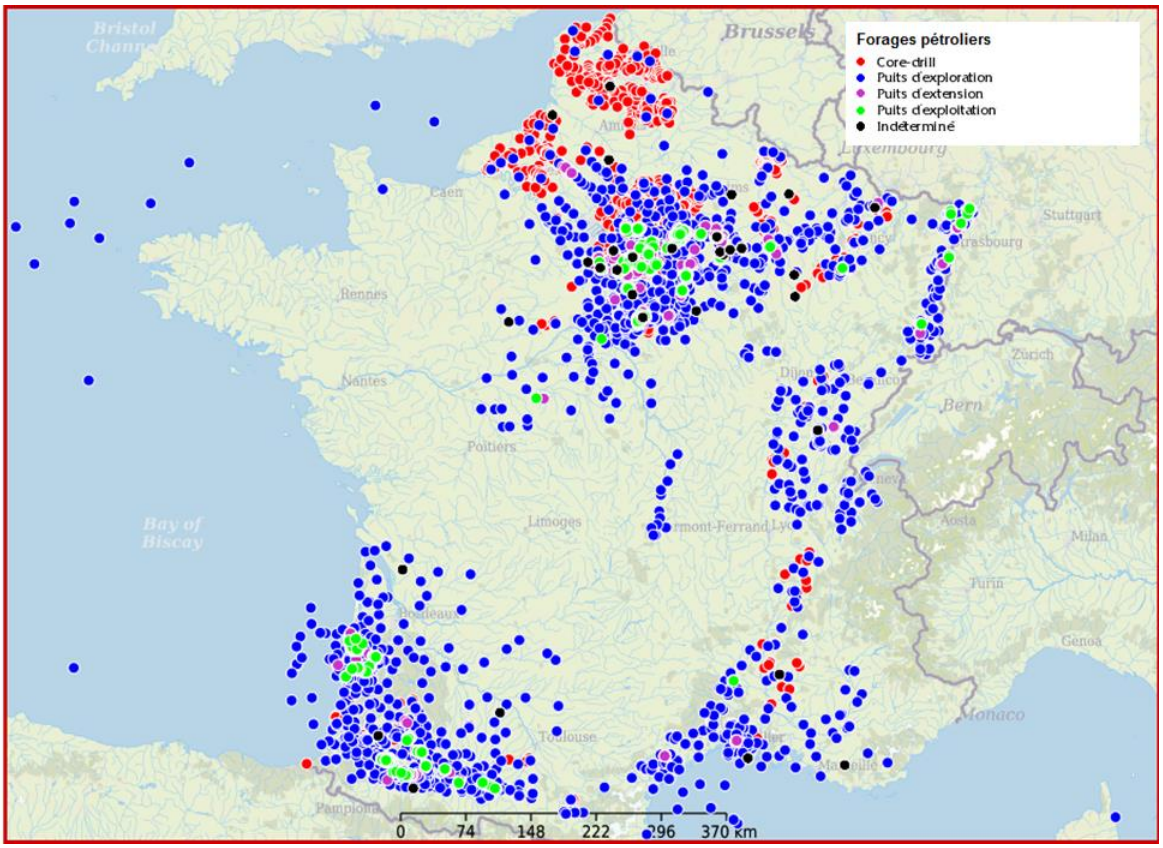


Figure 1 : Localisation des forages d'exploration, d'exploitation, d'extension et core-drill sur le territoire national (source : http://www.minergies.fr, 2018).

Sous certaines conditions (accessibilité, état et caractéristiques du forage, formations géologiques traversées), ces forages pourraient être réutilisés en vue d'une valorisation géothermique. Les opérations potentielles de reconversion concernent l'ensemble des forages existants (dont 600 forages ouverts d'après l'état des lieux mené par (Lahaie et Bouffier., 2017)). Le projet s'inscrit notamment dans le cadre de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement. La loi prévoit qu'après l'article L. 132-12 du Code minier : « Art. L. 132-12-1.- Cinq ans avant la fin de sa concession et dans des conditions prévues par décret en Conseil d'État, l'exploitant remet à l'autorité administrative un dossier présentant le potentiel de reconversion de ses installations ou de leur site d'implantation pour d'autres usages du sous-sol, notamment la géothermie, ou pour d'autres activités économiques, en particulier l'implantation d'énergies renouvelables ».

Les enjeux de la reconversion des forages sont donc principalement d'ordre environnemental (développement des énergies renouvelables et protection des ressources en eaux souterraines) et économique (valorisation potentielle d'une ressource géothermale et coût de la fermeture définitive des forages).

1.2. OBJECTIFS DU PROJET ET DÉMARCHE MISE EN ŒUVRE

Le nombre de forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures à considérer étant conséquent au niveau national, ce projet visait, dans une première phase, à faire un état des lieux des ouvrages (statut, localisation, données disponibles, typologie, ressources géothermales potentielles, etc.), puis à mettre en place une méthodologie d'analyse des données et à définir des critères techniques permettant d'envisager de manière spécifique une reconversion pour un usage géothermique en boucle ouverte (pompage de l'eau d'une formation aquifère) ou en boucle fermée (échangeurs souterrains). Le nombre de forages potentiellement reconvertibles a pu ainsi être déterminé, et la méthodologie d'analyse des données disponibles permet de définir la suite technico-économique envisageable à l'issue de cette première phase d'étude.

Cet état des lieux a bénéficié notamment des apports :

- de l'inventaire des forages profonds en France mené par (Lahaie et Bouffier, 2017) et mis à disposition du BRGM ;
- des données issues des modèles géologiques réalisés par le BRGM, donnant notamment accès aux caractéristiques des formations aquifères (profondeurs, épaisseurs, températures, transmissivités), lorsque ces informations sont disponibles ;
- des informations plus locales sur les forages, avec les principaux marqueurs des formations géologiques potentiellement aquifères issues des bases de données BD LISA et LOGISO notamment.

La démarche mise en œuvre pour le projet PETROVAL a été la suivante :

- réalisation de l'état de l'art intégrant l'identification des risques opérationnels vis-à-vis de l'enjeu financier des projets de reconversion, ainsi qu'un rappel des risques environnementaux liés à la géothermie profonde d'après l'étude de (Gombert *et al*., 2017), et la présentation des techniques de valorisation possibles de la ressource géothermale ;
- réalisation de l'état des lieux relatif aux reconversions déjà réalisées aux niveaux national et international ;

- sélection des forages potentiellement reconvertibles, à l'échelle du territoire métropolitain (premier filtre de la base de données issue des travaux de (Lahaie et Bouffier, 2017)), au regard des caractéristiques des ouvrages comme la profondeur atteinte (**supérieure à 200 m** pour la production de chaleur et/ou cogénération chaleur-électricité, excluant de fait les forages de reconnaissance de type « *core-drill* » généralement peu profonds et de petits diamètres), leur ancienneté (**inférieure à 50 ans**) et les documents disponibles (notamment rapports de fin de sondage -RFS- et diagraphies) ;
- mise en place d'une méthodologie d'analyse des données pour les ouvrages présélectionnés suivant le type de reconversion envisagée en boucle ouverte ou en boucle fermée. La méthodologie a pour but de déterminer les critères à retenir concernant le potentiel de reconversion (notamment nombre d'aquifères recoupés par les forages dans le cas d'une reconversion en boucle ouverte, proximité des forages pour la réinjection du fluide prélevé, profondeur des forages et gradient géothermique moyen pour une reconversion en boucle fermée, proximité de zones urbaines…). Une première indication du potentiel a ainsi pu être déterminée pour les deux modes de valorisation envisageable en boucle ouverte et/ou en boucle fermée.

1.3. TERMINOLOGIE ADOPTÉE LIÉE AU STATUT DES FORAGES

Les termes définissant le statut des ouvrages utilisés dans ce rapport sont les suivants :

- **forage en exploitation** : un forage sous la responsabilité d'un exploitant connu de l'autorité compétente et réputé solvable. Techniquement, un forage « en exploitation » n'est pas nécessairement actif. Il peut être suspendu ou fermé provisoirement ;
- **forage actif** : un forage déclaré actif auprès de l'autorité compétente, c'est-à-dire opéré, suivi et maintenu par un exploitant. En France, les exploitants doivent déclarer chaque année le statut de leur forage auprès de la DGEC. Dans cette étude, les forages considérés comme actifs seront ceux dont le statut est déclaré « ouvert » ou « en observation » (c'est-à-dire mis en sommeil) ;
- **forage arrêté** : un forage non actif, qui peut être de plusieurs types :
  - **forage orphelin ou délaissé :** forage n'ayant pas fait l'objet d'une procédure d'abandon et qui n'a plus d'exploitant, d'ayant droit ou de titulaire de permis connu de l'administration (ou que celui-ci a fait faillite et n'est plus solvable),
  - **forage abandonné :** un acte juridique par lequel l'autorité compétente d'un pays entérine le retrait de l'explorateur ou de l'exploitant (voire du propriétaire du terrain) de la responsabilité de maintenance et du suivi d'un forage. En France, il s'agit de l'arrêté préfectoral de second donné pris dans le cadre de la procédure « d'arrêt définitif des travaux ». Cet arrêté acte notamment de l'exécution de toutes les mesures de sécurité mises en œuvre lors des opérations de fermeture technique des forages, et met fin à la police des mines. Notons qu'en cas d'incident survenant sur un forage après son abandon, l'Etat peut encore, dans certaines juridictions (notamment en France), demander au dernier exploitant connu ou son ayant-droit (s'il existe encore et s'il est solvable) d'assumer les travaux de remise en sécurité du forage et la réparation des éventuels dommages. L'acte d'abandon impose que les forages aient préalablement été fermés, selon les règles en vigueur dans le pays,
  - **forage fermé définitivement** : « fermeture définitive » est un terme technique désignant l'opération d'obturation finale de l'ouvrage par la mise en place de bouchons de ciment afin de reconstituer des barrières étanches.

Notons que, **dans le cadre de ce rapport, le terme « forage » est utilisé préférentiellement au terme « puits »** afin d'exclure du périmètre de l'étude les « puits miniers » de nature totalement différente (travaux de génie-civil, diamètre beaucoup plus important, présence de galeries, …) et confrontés à des problématiques spécifiques (ennoyage, …).

Dans le cadre du projet PETROVAL, toutes ces catégories présentent un intérêt potentiel pour la valorisation directe (chaleur ou cogénération) ou indirecte (amélioration de la connaissance des réservoirs profonds) d'une ressource géothermale. Suite à la sélection de forages potentiellement reconvertibles, basée notamment sur les critères de profondeur (supérieure à 200 m) et d'âge (inférieur à 50 ans, travaux de forage postérieurs à 1970), puis la localisation (contexte géologique et proximité des centres urbains), un diagnostic sera nécessaire afin de connaître l'état actuel de l'ouvrage (vieillissement), de vérifier les informations collectées (architecture du forage, données géologiques) et d'évaluer les risques opérationnels liés aux travaux éventuels de réhabilitation et aux travaux de fermeture définitive, qui seront nécessairement reportés.

2. Reconversion des forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en ouvrages géothermiques : risques identifiés et techniques envisageables

2.1. IDENTIFICATION DES RISQUES LIÉS À LA RECONVERSION DE FORAGES POUR UNE EXPLOITATION GÉOTHERMIQUE

Parmi les cas de reconversions réalisés en France et à l'étranger, il apparaît que les raisons principales des échecs de reconversion ne semblent pas liées aux techniques de reconversion ou de valorisation, mais plutôt au potentiel insuffisant des ressources géothermales ciblées pour couvrir les besoins thermiques, ou à l'absence de besoin(s) et d'utilisateur(s) à proximité des installations potentiellement reconvertibles (Lafortune, 2015).

Afin de limiter ce risque d'échec des reconversions lié à une inadéquation entre le potentiel de la ressource géothermale et les besoins thermiques en surface, il importe donc, dans le cadre du projet PETROVAL, d'évaluer le potentiel de reconversion des forages en estimant :

- d'une part, la ou les puissances thermiques accessibles (un ou plusieurs aquifères traversés) par les ouvrages sélectionnés suivant les critères de profondeur et d'âge définis précédemment ;
- et d'autre part de localiser ces forages par rapport à la présence d'utilisateurs potentiels, soit en première approche, en déterminant la proximité de centres urbains.

Ces éléments sont traités spécifiquement dans le chapitre 5 de ce rapport.

En termes d'identification des risques, il convient également de distinguer les risques opérationnels liés aux travaux de reconversion des forages et les risques environnementaux liés à l'usage de ces ouvrages.

2.1.1. Les risques opérationnels liés aux travaux de reconversion des forages

Ces risques opérationnels portent principalement sur la rentabilité économique du projet de reconversion. Ils sont donc associés à un risque financier pour le maître d'ouvrage, qui correspond à une évaluation économique déficiente du projet, liée à une sous-évaluation du coût des travaux de reconversion et/ou à une valorisation insuffisante de la ressource causée par un potentiel limité du réservoir géothermal ou une durée d'exploitation insuffisante. Les risques potentiels portent sur l'état de l'ouvrage et les caractéristiques de la ressource géothermale.

À ce stade du projet, **quatre facteurs de risque** peuvent ainsi être identifiés :

1. l'architecture initiale du forage n'ayant pas été conçue pour un usage géothermique ultérieur, les travaux de reconversion pourront être confrontés à des difficultés techniques majeures induisant un coût final des travaux plus élevé que prévu. Deux exemples sont donnés ci-dessous :

- les forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures sont généralement équipés d'une complétion descendue dans l'ouvrage jusqu'au niveau du réservoir, qui protège les tubages en acier des phénomènes de dépôt et de corrosion, contrairement aux forages géothermiques dans lesquels le fluide géothermal circule directement au contact des tubages afin de favoriser le débit d'exploitation (et donc la puissance thermique du dispositif) en limitant les pertes de charge.

Ainsi, dans le bassin parisien, la conception des forages géothermiques au Dogger prévoit un **double tubage au droit de l'aquifère de l'Albien / Néocomien afin de protéger cette ressource stratégique en eau potable**. Une opération de reconversion de forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures, dans ce secteur géographique notamment, pourrait donc être confrontée à ce type de contrainte technique,

- d'autre part, **les tubages mis en place dans les forages géothermiques sont cimentés sur toute leur hauteur** (Article 47-III de l'Arrêté du 14 octobre 2016 relatif aux travaux de recherches par forage et d'exploitation par puits de substances minières), ce qui n'est pas nécessairement le cas des forages d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures dont les cimentations peuvent ne concerner que la base des tubages (et éventuellement une partie intermédiaire séparant deux aquifères). La reprise d'une cimentation d'un tubage pourrait s'avérer délicate et sans garantie de résultat, voire néfaste à terme pour la pérennité de l'ouvrage (perte d'étanchéité), dans le cas où des perforations du tubage seraient nécessaires pour injecter le ciment dans l'espace annulaire.

Pour les forages arrêtés, pour lesquels il n'y a plus d'opérateur assurant le suivi et la maintenance de l'ouvrage, il sera nécessaire d'interroger l'administration pour connaître le statut administratif du forage et les documents techniques disponibles afin d'identifier le dernier état connu de l'ouvrage. Dans le cas où le forage est toujours sous la responsabilité d'un opérateur, il sera alors nécessaire de prendre contact directement avec celui-ci pour connaitre l'état actuel de l'ouvrage. L'administration pourra être interrogée sur les procédures règlementaires, sachant que les principaux textes applicables sont le décret n° 2016-1303 du 4 octobre 2016 modifié relatif aux travaux de recherches par forage et d'exploitation par puits de substances minières, et abrogeant l'annexe intitulée « Titre Recherche par forage, exploitation de fluides par puits et traitement de ces fluides » du décret n° 80-331 du 7 mai 1980 portant règlement général des industries extractives et l'Arrêté du 14 octobre 2016 modifié relatif aux travaux de recherches par forage et d'exploitation par puits de substances minières ;

2. **l'état actuel du forage est une donnée d'entrée du projet de reconversion** nécessaire pour définir le programme de travaux adapté à la valorisation de la ressource géothermale ciblée et évaluer le vieillissement de l'ouvrage et son intégrité (étanchéité des tubages et des espaces annulaires cimentés), afin de s'assurer de la pérennité de l'exploitation géothermique envisagée.

   Pour les forages en exploitation (cf. chapitre 1.3), l'état actuel des ouvrages est supposé connu de l'exploitant, ce qui permet *a priori* de fiabiliser le programme de travaux, et par conséquent, de définir les moyens à mettre en œuvre (machine de forage ou de *work-over* et ses équipements) et d'évaluer les risques et les coûts opérationnels. Dans le cas où le repreneur serait différent de l'exploitant, il lui appartiendrait de vérifier les données transmises et de compléter éventuellement les informations par un diagnostic du forage adapté. Une attention particulière devra être portée aux ouvrages « en sommeil » depuis un certain nombre d'années, la réalisation d'un diagnostic pourra être exigée.

   Pour les forages arrêtés ayant fait ou non l'objet d'une fermeture définitive, la bonne qualité actuelle des équipements de forage n'étant pas avérée, cela nécessitera de procéder à un diagnostic complet de l'ouvrage par des diagraphies. Cette opération préliminaire, plus ou moins onéreuse (nature des instrumentations, profondeur du forage), comportera elle-même des risques (coincement ou pertes d'outils, détérioration du forage), sans garantie de résultats (données ininterprétables en raison de l'état dégradé du tubage interne ou de dépôts masquant les parois, obstruction dans le forage…).

L'étude des « Risques de pollution des nappes de l'Albien et du Néocomien par les forages profonds du bassin parisien », réalisée par le BRGM (Vernoux et Manceau, 2017), a montré que **la réouverture de forages fermés par des bouchons de ciment est possible**. Une dizaine de cas ont été recensés en France, dont celui du forage La Conquilie 1 (CQL-1), en Seine-et-Marne (77), réalisé en 1991 et fermé par cinq bouchons de ciment (base du plus profond à 2 595 m) en 1994, puis ré-ouvert intégralement en 2006. Cette étude propose une méthodologie d'analyse de la qualité des bouchons de ciment lors d'une réouverture de forage. L'analyse du forage CQL-1, bien documenté, a permis notamment de constater la bonne qualité du ciment mis en place et une absence de détérioration au cours des 12 années écoulées, entre la fermeture et la réouverture.

L'évaluation du potentiel de reconversion des forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures pour une valorisation géothermique, menée dans le cadre du projet PETROVAL, intègre donc cette possibilité de réouverture des forages fermés par des bouchons de ciment, en considérant qu'une opération de fermeture bien documentée pourrait, en partie, compenser le fait que le diagnostic préliminaire par diagraphies ne soit pas faisable. La localisation du forage (proximité d'utilisateurs potentiels) et le potentiel de la ressource géothermale pourrait justifier l'intérêt de la reconversion (ou plutôt de la reprise dans ce cas) de l'ouvrage.

Le risque opérationnel est donc *a priori* plus important pour des forages arrêtés par rapport à des forages en exploitation, compte tenu de la connaissance actualisée de l'état du forage considéré.

D'autre part, comme précisé par les auteurs, les opérations de réouverture de forages fermés par des bouchons de ciment sont extrêmement rares et elles sont les seules à donner des informations relatives à l'évolution de l'intégrité des bouchons au cours du temps, et donc à la pérennité des fermetures de forage (étanchéité des barrières). Cette problématique est actuellement traitée dans le cadre d'un projet de recherche et développement (R&D), financé par le Fonds Unique Interministériel (FUI), et dont le BRGM est partenaire. Les résultats de ce projet nommé « Smart Plug & Abandonment » sont attendus pour 2020.

Un projet de R&D complémentaire portant sur la réouverture de forages pourrait être proposé afin d'évaluer, à la fois, la pérennité des opérations de fermeture et le potentiel d'une ou de plusieurs ressources géothermales méconnues localement. La caractérisation de ces ressources profondes pourrait ainsi être acquise à moindre frais et moindre risque par rapport à la réalisation d'un forage exploratoire, et concourir au développement de la géothermie ;

3. **l'aléa géologique caractérise justement tout projet minier** et induit le risque de trouver, après la réalisation des travaux, des caractéristiques de la ressource ciblée inférieures aux valeurs prévisionnelles, et le risque d'une dégradation de ces caractéristiques dans le temps. Pour la géothermie, les caractéristiques essentielles des projets correspondent au débit maximal d'exploitation possible (qui dépend de la transmissivité du réservoir et du diamètre interne du forage) et à la température du fluide géothermal, le couple débit / température définissant la puissance thermique du dispositif exploité en boucle ouverte.

   La filière géothermie bénéficie d'un fonds de garantie permettant de couvrir ces risques. Géré par la SAF Environnement (filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations), sur la base d'une convention avec l'ADEME, ce fonds prévoit ainsi des garanties dites « Court Terme » et « Long Terme » pour de nouveaux projets correspondant à la réalisation de doublets de forages constitués d'un forage producteur et d'un forage injecteur. Pour les projets ciblant le réservoir du Dogger à une profondeur de l'ordre de 1 600 à 1 800 m en région parisienne (où la région Île-de-France contribue fortement à cette prise en charge du

risque géologique), la garantie « Court Terme » permet de couvrir 90 % du coût du premier forage (de l'ordre de 4 M€), en cas d'échec total.

Dans le cadre d'une opération de reconversion de forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures pour une exploitation géothermique, la SAF Environnement et les collectivités territoriales pourraient ainsi être sollicitées afin d'obtenir une contribution financière spécifique visant à mutualiser ce risque ;

4. **la réinjection du fluide géothermal dans le même horizon géologique** est une obligation réglementaire (article 17-2 de l'arrêté ministériel du 14 octobre 2016) pour tout nouveau projet de géothermie en France fonctionnant en boucle ouverte sur la base d'un dispositif géothermique constitué d'un doublet de forages (producteur / injecteur). Des dérogations peuvent être accordées dans des cas très spécifiques, justifiant clairement les raisons et arguments pour réinjecter le fluide géothermal en dehors de la formation productrice (*e.g.* autre horizon, surface). Elle permet d'éviter d'appauvrir quantitativement la ressource en eau souterraine captée uniquement pour sa valeur énergétique.

   Dans le bassin d'Aquitaine, une vingtaine d'exploitations géothermiques, réalisées dans les années 70-80, fonctionnent cependant en forage de production unique, le fluide géothermal de bonne qualité étant rejeté en surface dans le milieu naturel après sa valorisation. Elles ont bénéficié de dérogations compte tenu de leurs caractéristiques spécifiques. Il en est de même pour l'exploitation géothermique de Châteauroux (36) captant les réservoirs du Trias et du Dogger, ainsi que l'ensemble des ressources exploitées en France pour le thermalisme (Jonzac en Charente Maritime par exemple).

   Dans le cadre de la reconversion des forages pour une valorisation géothermique envisagée en boucle ouverte (prélèvement du fluide), la décision entre la réinjection du fluide géothermal dans l'horizon d'origine (solution à privilégier) ou son rejet éventuel en surface (ou dans un autre horizon géologique) devra faire l'objet d'une analyse au cas par cas, notamment, sur la base des prélèvements d'eau envisagés et de la qualité géochimique du fluide d'une part, et d'autre part des capacités du réservoir géothermal (qui sera à déterminer à l'issue des travaux par des essais hydrogéologiques adaptés, puis par un suivi du niveau piézométrique rigoureux en cours d'exploitation) et du milieu récepteur dans le cas d'un rejet en surface.

   Dans le cadre de cette analyse, des solutions alternatives pourraient également être étudiées comme la valorisation des eaux produites (alimentation en eau potable, irrigation, nettoyage d'équipements collectifs…) avant rejet, ou la réinjection dans un autre aquifère moins profond si les eaux sont compatibles d'un point de vue qualitatif. Cette dernière solution est actuellement à l'étude pour des projets de géothermie profonde ciblant l'aquifère du Trias dans le bassin parisien qui, comme tous les aquifères sableux ou gréseux (réservoirs clastiques, hétérogènes et constitués de particules très fines), pose des problèmes de réinjection très importants (dégradation de l'injectivité remettant en cause la pérennité des exploitations). En région parisienne, quatre exploitations en doublets de forages captant l'aquifère sableux de l'Albien / Néocomien sont actuellement confrontées à ces difficultés majeures, et un projet spécifique d'appui à la filière (nommé AFIA) a été initié par le BRGM et l'ADEME en 2019 afin d'analyser les retours d'expériences et de trouver des solutions de remédiations avec les exploitants.

   La réinjection dans le même réservoir d'origine implique d'éloigner le point d'impact au réservoir du puits injecteur à une distance suffisante du point de prélèvement pour éviter le recyclage trop rapide du fluide froid réinjecté. Cette « percée thermique » signe le déclin énergétique progressif du dispositif en doublet, sa fin de vie correspondant au moment où l'exploitation n'est plus rentable économiquement. La distance entre production et réinjection au niveau du réservoir sera à définir suivant les caractéristiques de l'exploitation

envisagée (durée et débit d'exploitation, température de réinjection) et du réservoir (perméabilité et épaisseur des niveaux perméables ou « producteurs »).

La conception initiale d'un tel dispositif requiert donc une très bonne connaissance hydrogéologique du réservoir, tenant compte des spécificités de la géothermie (réinjection locale, débits d'exploitation potentiellement importants - jusqu'à 400 m^3/h actuellement), induisant des pressions d'injection de plusieurs dizaines de bar, travaux et essais réalisés dans un secteur urbain pour des projets de chauffage notamment), qui sera probablement insuffisante, dans un premier temps. Il est à noter que les opérations de reconversions réalisées sur des boucles ouvertes en France le sont pour des débits limités (en général inférieurs à 100 m^3/h).

2.1.2. Les risques environnementaux liés à l'exploitation géothermique

Pour ce qui concerne les risques portant sur l'environnement et les personnes, l'étude réalisée par (Gombert et al., 2017) apporte un regard sur les risques et les impacts liés à l'exploitation des ressources géothermales, en s'appuyant sur des retours d'expériences et sur les incidents survenus. Il s'avère que ces risques ne sont pas propres à la géothermie, mais concernent l'ensemble des industries extractives (pétrolier, eau potable, stockage souterrain, etc.). Les principaux risques identifiés dans cette étude sont repris ci-dessous :

- les risques d'éruption de fluide en surface suite à des fuites :
  - de gaz (H2S et CH4 notamment) potentiellement en surpression dans les formations géologiques (en particulier dans les zones volcaniques), qui nécessitent de mettre en place les technologies pétrolières de sécurité, au niveau des têtes de forage (« Blow Out Preventer » - BOP),
  - d'eau chaude en surface, au niveau des têtes de forage et des canalisations (solutionnées grâce au stockage des fluides en surface), qui nécessitent la surveillance des sites ;
- les risques de contamination d'aquifères sensibles liés à :
  - la communication hydraulique entre des aquifères de pression et de qualité d'eaux différentes, causée par un défaut de cimentation dans l'espace annulaire des tubages (enjeu technique majeur des forages profonds dans l'industrie extractive),
  - la contamination par fuite liée au percement du tubage dû à la corrosion par les fluides très minéralisés (saumures) et l'activité des bactéries sulfato-réductrices (exemple de l'incident d'un forage géothermique au Dogger de Coulommiers -77- en 1996). La gestion de la corrosion est aujourd'hui maîtrisée dans le domaine de la géothermie profonde (Dogger notamment), grâce au choix des matériaux constitutifs des tubages (épaisseur et grade d'acier), à l'injection d'inhibiteurs et au contrôle régulier des tubages par des diagraphies règlementaires (diamétreurs) imposées dans le cadre des permis d'exploitation ;
- les **risques de sismicité induite en surface**, dus à des modifications des contraintes géo-mécaniques naturelles. Les incidents associés à ces risques ont été observés dans certains cas de géothermie profonde et des contextes géologiques sensibles, notamment en réponse à des opérations de stimulation hydraulique. On peut citer les exemples de Bâle en Suisse, de Soultz-sous-Forêts (France), de Landau et Insheim (Allemagne) ou le cas encore controversé de Pohang (Corée du Sud). En Alsace, les exploitations géothermiques font actuellement l'objet d'un suivi continu, grâce à des capteurs sur site et à un certain nombre de mesures (e.g. contrôle de la pression d'injection) visant à limiter l'occurrence et l'intensité de ces évènements ;

- les **risques de mouvements de terrains en surface** (soulèvement / abaissement, glissement) sont principalement associés au retour d'expériences de la géothermie de surface, mais ils peuvent, néanmoins, concerner les forages profonds dont un défaut d'étanchéité pourrait impacter les formations proches de la surface, ou dans le cas d'exploitations sans réinjection provoquant la dépression du réservoir et des instabilités en surface (exploitation de haute énergie, en Islande et en Allemagne).

En synthèse, et selon les auteurs, l'accidentologie associée à la géothermie profonde est relativement faible. L'impact paysager et les nuisances sonores sont limités, sauf éventuellement au moment des travaux de forage et lors de la création des centrales géothermiques, qui sont le plus souvent de taille modeste. Des impacts, au cours des travaux, peuvent également avoir lieu sur la faune et la flore locales. Ces impacts sont à évaluer par l'exploitant, dans le cadre de la demande d'ouverture des travaux. Des mesures compensatoires (protections de différentes natures, mur anti-bruit, par exemple) pourront être mises en œuvre pendant la période de travaux, notamment.

La ressource en eau est peu impactée pendant les phases de travaux, mais également lors de l'exploitation des sites. Des précautions particulières sont prises lors de la réinjection d'eau en aquifère (injection dans un même aquifère, contrôle de la qualité de l'eau, etc.) et lors de l'exploitation de nappe productrice d'eau potable (*e.g*. Albien dans le bassin de Paris).

Le bilan carbone des opérations géothermiques est fortement positif. Des estimations d'après (Hirschberg *et al*., 2015) montrent des émissions entre 17 et 60 g/kWh, au cours d'un projet, soit une réduction d'un facteur 10 à 100 par rapport à un projet pétrolier ou d'extraction de charbon.

Les fluides extraits peuvent faire remonter en surface des éléments radioactifs (radon ou radium) susceptibles de générer des rayonnements radioactifs à travers les équipements. Bien que les risques pour les populations alentours soient nuls, des mesures de radioprotection sont à appliquer par les travailleurs, conformément à la réglementation en vigueur.

Les tableaux suivants présentent la synthèse des travaux réalisés par (Gombert *et al.*, 2017), qui ont permis d'identifier les risques, les impacts et les nuisances liés à l'exploitation des ressources géothermales, suivant les différentes phases d'un projet, ainsi que les niveaux de probabilité et de gravité de chacun d'eux.

Les phases opérationnelles correspondant au travaux de forage et essais (cf. Tableau 2), avec notamment le risque de sismicité induite et la fuite du forage dans un aquifère en phase d'exploitation (cf. Tableau 3) apparaissent comme les éléments les plus sensibles en termes de risques environnementaux liés à l'exploitation géothermique.

Pour la phase de fermeture définitive (notée « abandon » dans les tableaux ci-dessous), l'évaluation de ces risques est à considérer avec prudence dans la mesure où le recul nécessaire n'est probablement pas suffisant pour évaluer la probabilité des évènements et la gravité des impacts sur le long terme, compte tenu de l'évolution incertaine des tubages et du ciment au sein des forages fermés définitivement et qui ne sont donc plus accessibles aujourd'hui.

Probabilité		Gravité	
●	P0 : peu plausible et jamais observé.	■	G0 : pas de gêne ressentie ni d'impact notable sur les biens ou l'environnement
●	P1 : peu probable avec les techniques ou pratiques récentes mais déjà observé au moins une fois.	■	G1 : gêne limitée, impact environnemental de faible intensité ou peu étendu[a]
●	P2 : probable sur la durée de vie du système même avec des techniques ou pratiques récentes.	■	G2 : gêne significative, impact chronique sur la santé, dommages non structurels[b] aux biens, impact environnemental d'intensité et d'étendue significatives[c]
●	P3 : très probable, peut même se produire plusieurs fois pendant la durée de vie du système.	■	G3 : atteinte à la sécurité des personnes, dommages structurels aux biens, impact environnemental d'intensité et d'étendue importantes[d]

[a] limité à l'emprise du site ou de l'ordre de la dizaine de mètres alentour
[b] qui ne portent pas atteinte à l'intégrité globale des bâtiments ou infrastructures
[c] de l'ordre de quelques dizaines à centaines de mètres autour du site
[d] au-delà de plusieurs centaines de mètres autour du site

Tableau 1 : Critères d'appréciation des risques, impacts et nuisances liés à la géothermie profonde d'après (Gombert et al., 2017).

Légende : ■ *Gravité*[38] *s. o. = sans objet*

Impacts chroniques ou nuisances	Foration	Essais	Exploitation	Abandon
Impact paysager et occupation du sol	■	■	■	■
Bruit	■	■	■	*s. o.*
Trafic routier	■	■	■	*s. o.*
Impact sur les écosystèmes	■	■	■[b]	■[a]
Impact sur la ressource en eau	■	■	■	■
Emissions de gaz et d'odeurs	■	■	■	■[a]
Impact carbone	■	■	■	*s. o.*
Radioactivité pour les travailleurs	■	■	■	*s. o.*

[a] sauf en cas de fuite chronique de fluide géothermal liée à un mauvais bouchage ou à une dégradation du bouchage (vieillissement).
[b] sauf en cas de réinjection incomplète ou de non réinjection du fluide géothermal.

Tableau 2 : Nuisances et impacts potentiels liés à la géothermie profonde d'après (Gombert et al., 2017).

Légende : ● *Probabilité* ■ *Gravité* *s. o. = sans objet*

Evènement ↓ / Phase →	Foration	Essais	Exploitation	Abandon
Risque d'émanations gazeuses ou d'épanchements accidentels en surface				
Eruption de fluides en surface	●■	●■	●■	*s. o.*
Fuite/débordement en surface	●■	●■	●■	*s. o.*
Fuite sur le circuit 1[aire] ou 2[aire]	*s. o.*	*s. o.*	●■	*s. o.*
Emission de gaz dissous	●■	●■	●■	●■
Risque de contamination de nappes d'eau souterraine				
Mise en communication d'aquifères	●■	●■	●■	●■
Fuite du forage dans un aquifère	●■	●■	●■	●■
Risque de désordres en surface de nature géomécanique				
Secousses sismiques	●■	●■	●■	*s. o.*
Soulèvement de la surface du sol[a]	●■	●■	●■	●■
Abaissement de la surface du sol[a]	●■	●■	●■	●■
Glissement de terrain	●■	●■	●■	●■

[a] Dans une approche majorante, les classes de probabilité attribuées à ces risques prennent en compte le retour d'expérience de la géothermie superficielle, tel que mentionné aux sections 7.2 et 7.3.

Tableau 3 : Risques et impacts accidentels liés aux exploitations géothermiques d'après (Gombert et al., 2017).

2.2. LES DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES D'EXPLOITATION DE LA RESSOURCE GÉOTHERMIQUE

Deux technologies différentes peuvent être envisagées dans le cadre de la reconversion des forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures, qui correspondent aux systèmes géothermiques dits en « boucle ouverte » ou en « boucle fermée », classiquement mis en œuvre pour l'exploitation d'une ressource géothermale. Ces dispositifs sont décrits ci-dessous.

2.2.1. Dispositifs géothermiques en boucle ouverte : géothermie sur aquifère

Les dispositifs géothermiques dits en boucle ouverte consistent à prélever, par l'intermédiaire d'un forage de production, la chaleur de l'eau circulant en profondeur, au niveau des aquifères (formations géologiques perméables). Les calories du fluide géothermal sont transmises par des échangeurs thermiques (échange direct de la chaleur) et/ou des pompes à chaleur (PAC, échange indirect) à l'eau circulant dans un réseau secondaire en surface pour délivrer de la chaleur selon les besoins (chauffage et production d'eau chaude sanitaire -ECS-, pisciculture, alimentation de serres, etc.). Le dispositif nécessite un couplage complémentaire, avec des énergies de secours lors des périodes de maintenance (changement de la pompe d'exhaure et/ou réalisation de diagraphies réglementaires par exemple) et d'appoint (électricité, gaz, biomasse, etc.) lors des périodes de forte demande, si la puissance géothermique ne suffit pas à elle-seule à couvrir l'ensemble des besoins.

Comme évoqué précédemment dans le cadre de l'identification des risques opérationnels relatifs à la reconversion des forages (cf. 2.1.1), la réinjection du fluide géothermal dans le même horizon géologique est une obligation réglementaire depuis octobre 2016. Ainsi le **principe de fonctionnement de l'exploitation de la ressource repose sur un doublet géothermique,** qui nécessite alors deux ouvrages : un forage de production (ou producteur) et un forage de réinjection (ou injecteur). L'exploitation géothermique du Dogger du bassin de Paris se fait selon ce principe, depuis les premières réalisations des années 70-80. Différentes configurations des forages sont possibles, selon les contraintes du site d'implantation, notamment comme l'illustre la Figure 2.

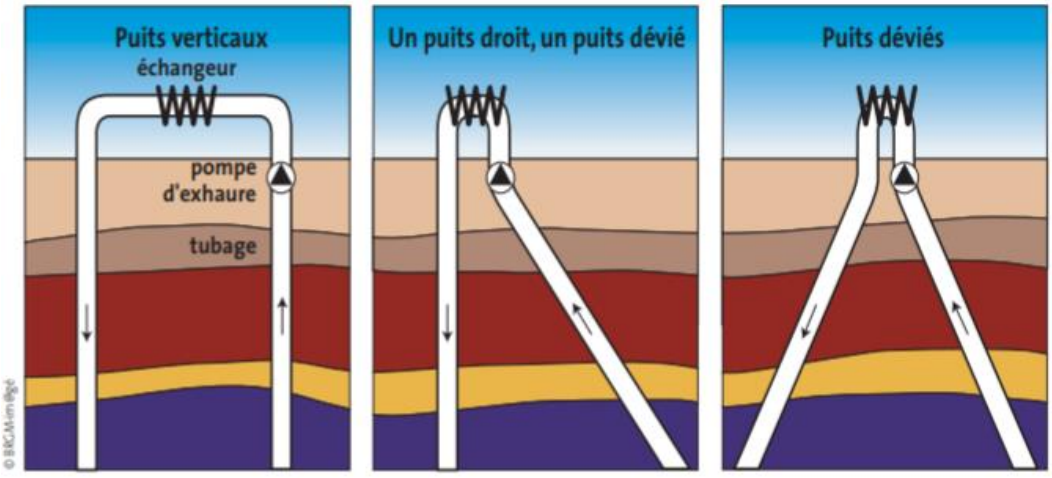


Figure 2 : Différentes configurations d'un doublet géothermique (source : BRGM).

Actuellement, une quarantaine d'exploitations géothermiques (principalement des doublets, mais aussi quelques triplets, suite au renouvellement des moyens de production d'un certain nombre d'exploitations les plus anciennes) sont en fonctionnement dans le bassin parisien, ciblant le réservoir géothermal du Dogger et captant une eau dont la température de production varie entre 55 °C et 80 °C. L'exploitation de la ressource géothermale, au niveau des formations de l'Albien et du Néocomien (quatre doublets en exploitation plus deux à venir), nécessite l'installation de pompes à chaleur car la température de l'eau (de l'ordre de 30 à 40 °C) est insuffisante pour être valorisée en échange direct, comme c'est le cas pour les formations du Dogger. Ces exploitations alimentent exclusivement des réseaux de chaleur urbains (production de chaleur et d'ECS).

En Alsace, de nouvelles opérations de géothermie profonde comportant un fort caractère exploratoire ont vu le jour récemment dans le cas du doublet de Rittershoffen (67), dont la centrale (inaugurée en 2016) alimente successivement le procédé d'un industriel (séchage d'amidon) et un réseau de chaleur avec un fluide prélevé à environ 170 °C, ou sont en cours de réalisation (2018 / 2019) en ce qui concerne les deux doublets de Vendenheim et d'Illkirch (67) pour de la cogénération, dans la banlieue de Strasbourg et d'Eckbolsheim en basse température. Ces opérations sont menées dans le contexte géologique particulier du fossé rhénan, où les forages ciblent des zones perméables faillées, situées à des profondeurs importantes (de l'ordre de 3 000 à 5 000 m), à la limite entre la base des formations sédimentaires et le toit du socle.

En Aquitaine, une vingtaine de forages géothermiques fonctionnent toutefois en puits simple (opérations datant avant l'obligation de réinjecter dans le même horizon) Ces exploitations qui alimentent également des réseaux de chaleur (mais aussi une piscine à Bordeaux) fonctionnent sans difficultés majeures, depuis les années 70-80. Les forages captent l'aquifère du Cénomano-Turonien, qui se trouve à des profondeurs variables, selon le secteur considéré. Les températures de production varient en conséquence (de l'ordre de 40 à 60 °C environ).

À Bordeaux, un nouveau projet de doublet géothermique (Plaine de Garonne Énergies) est en cours de réalisation pour alimenter un réseau de chaleur en rive droite de la Garonne. Un premier doublet exploratoire prévu en 2019 cible le réservoir potentiel des calcaires à filaments du Jurassique. En cas d'échec, le projet prévoit un repli sur l'aquifère du Cénomano-Turonien.

L'ensemble de ces exploitations concernent des opérations de géothermie profonde réalisées sur le territoire national (les opérations dites « de minime importance », avec une profondeur limitée à 200 m, ne faisant pas partie du périmètre d'étude du projet PETROVAL). Elles alimentent, en très grande majorité, des réseaux de chaleur, qui permettent de rentabiliser les investissements conséquents liés notamment au coût des forages. Les risques financiers liés à l'aléa géologique sont couverts par un système de garanties spécifique à la filière (cf. 2.1.1). Malgré l'existence de ce système, très peu de dispositifs ont été réalisés à ce jour pour le compte d'industriels comme aux Pays-Bas où, depuis une quinzaine d'années, la majorité des opérations de géothermie profonde sont réalisées pour des serristes.

Le potentiel de développement de la géothermie profonde en France est très important et nécessite de trouver les financements pour être en capacité de mener une phase exploratoire à travers l'ensemble du territoire national en minimisant les risques d'échec, qui portent sur l'ensemble de la filière. Celle-ci bénéficie d'un solide retour d'expériences qui a, notamment, permis d'élaborer des guides de bonnes pratiques partagées par les opérateurs (Hamm, Bugarel, Giuglaris, Goyénèche et Guttierez, 2017 ; Bugarel, Bouchot et Jérôme, 2018).

2.2.2. Dispositifs géothermiques en boucle fermée : sondes verticales profondes

Les dispositifs géothermiques dits en boucle fermée se composent de deux principaux systèmes : les sondes en U, ou double U, et les échangeurs coaxiaux.

a) Sondes en U ou double U

Les sondes verticales en U atteignent généralement des profondeurs de la centaine de mètres, pouvant aller jusqu'à 800 m de profondeur environ. Les échangeurs couramment utilisés sont soit des sondes en U simple ou bien en double-U (Figure 3).

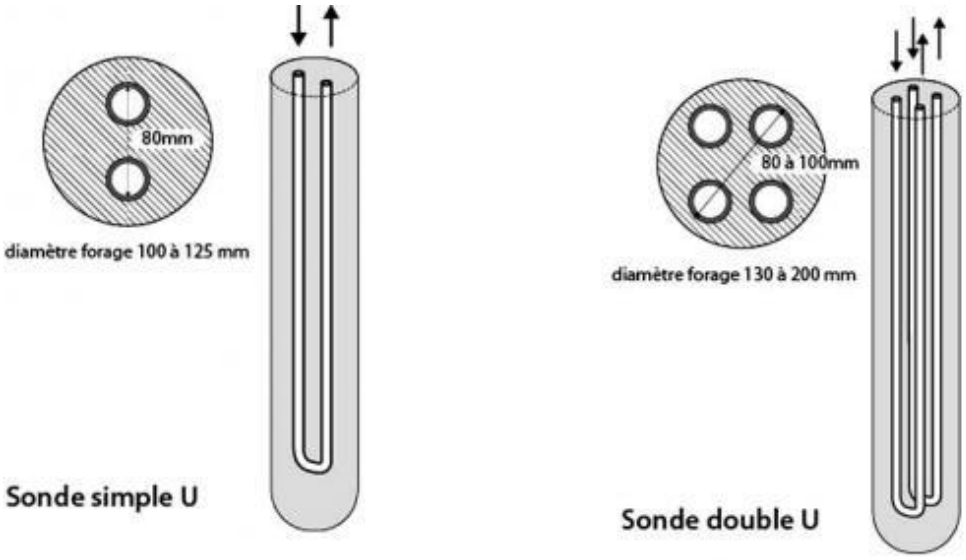


Figure 3 : Schémas de principe des sondes géothermiques de type tube en U simple (gauche) ou double-U (droite), d'après le site http://www.geothermie-perspectives.fr.

Chaque sonde verticale (nommée également « échangeur ») est composée d'une ou plusieurs boucles généralement constituées d'un tube en polyéthylène haute densité (PEHD 100) possédant un diamètre compris entre 20 et 40 mm (généralement 32 mm), dans lequel circule un liquide caloporteur (généralement du mono-propylène glycol) en circuit fermé.

La boucle est placée dans un forage de 100 à 200 mm de diamètre rempli par un ciment spécialement conçu pour ce type de dispositif géothermique, qui possède des propriétés thermiques proches de celles du sous-sol afin d'optimiser l'échange thermique.

Le ciment mis en place dans l'espace compris entre le tube et la formation doit avoir une densité supérieure à la densité du fluide se déplaçant dans les tubes pour que la pression interne au tube soit alors inférieure à la pression externe.

L'injection de ciment doit se faire par le pied de la sonde de façon à optimiser le remplissage et éviter ainsi des dysfonctionnements de l'installation par la suite et d'éventuelles pertes de rendement.

Les échangeurs de chaleur en boucle fermée permettent d'obtenir une puissance thermique de l'ordre de 5 kW par 100 m de profondeur. Cette valeur est donnée à titre indicatif car elle dépend en grande partie de la nature de la formation encaissante.

Figure 4 : Détail d'une sonde géothermique profonde double-U (source : Rehau-HPR).

Une sonde verticale double-U à 706 m de profondeur a été mise en place avec succès en Suisse, à Oftringen. La température de la roche au fond de ce forage est d'environ 50 °C et la température en sortie de sonde atteint au maximum 19 °C (Rognon, 2012).

b) Sonde coaxiale

La sonde coaxiale (ou échangeur coaxial) consiste en un tube thermiquement isolé descendu et centré dans un forage. Le fluide caloporteur se réchauffe progressivement au cours de sa descente dans l'annulaire externe du tube, grâce aux échanges thermiques avec la roche encaissante. Il remonte ensuite par l'intérieur du tube jusqu'à la surface, comme le montre la Figure 5.

L'échange de chaleur entre le fluide caloporteur circulant dans l'annulaire et la roche se fait par transfert thermique au travers du tubage du forage, et non directement au contact de la roche.

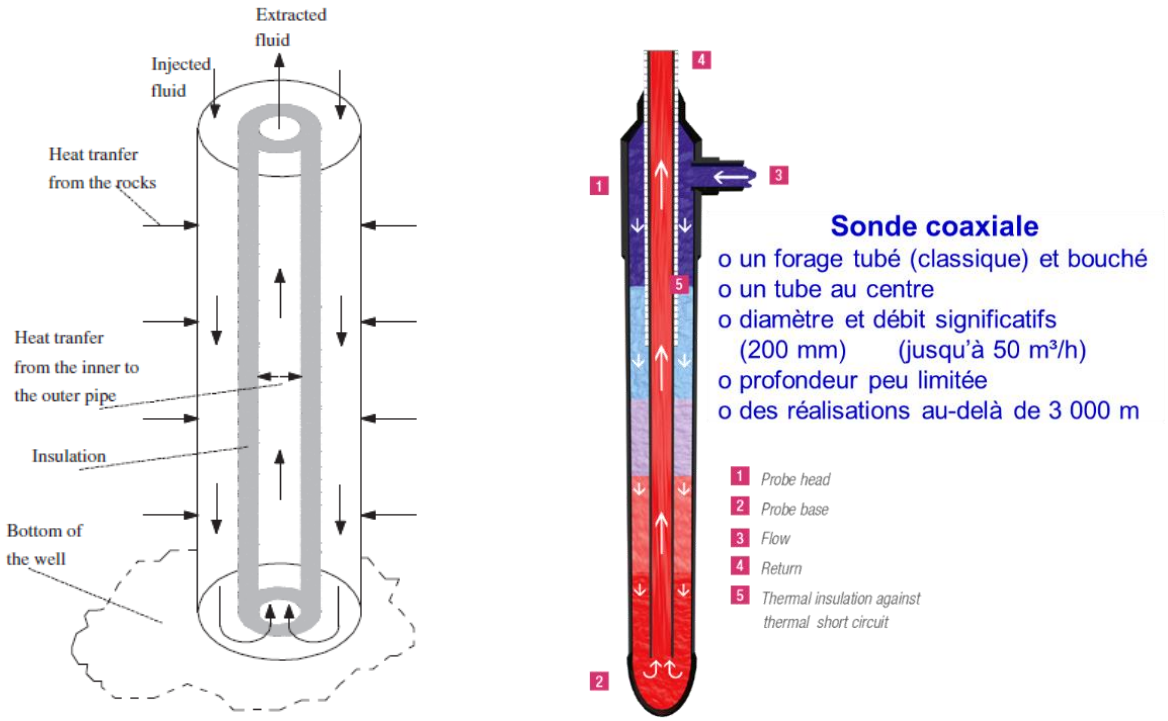


Figure 5. Schéma de principe d'une sonde géothermique coaxiale - sources : Xianbiao Bu, Ma & Li (2012) et Lesueur (2014).

Les sondes mises en place dans les forages profonds de Prenzlau, en Allemagne, de Weggis et Weissbad, en Suisse, ou dans le forage Jachowka 2K, en Pologne, sont équipées de ce type de technologie. **Elle permet d'extraire de la chaleur d'un forage jusqu'à 2 700 m de profondeur**.

Le détail de ces opérations est donné en section *3.2 Retour d'expériences à l'étranger.*

3. Retour d'expériences des reconversions réalisées aux niveaux national et international

3.1. RETOUR D'EXPÉRIENCES FRANÇAISES

En fonction des données recueillies dans le cadre de cette étude, qui ne sont pas exhaustives, un retour d'expériences des reconversions de forages profonds pour la géothermie (et des projets à l'étude) a été réalisé sur le territoire français. Six cas de reconversion ont ainsi pu être recensés, la carte ci-dessous (Figure 6) permet de les identifier et de les localiser.

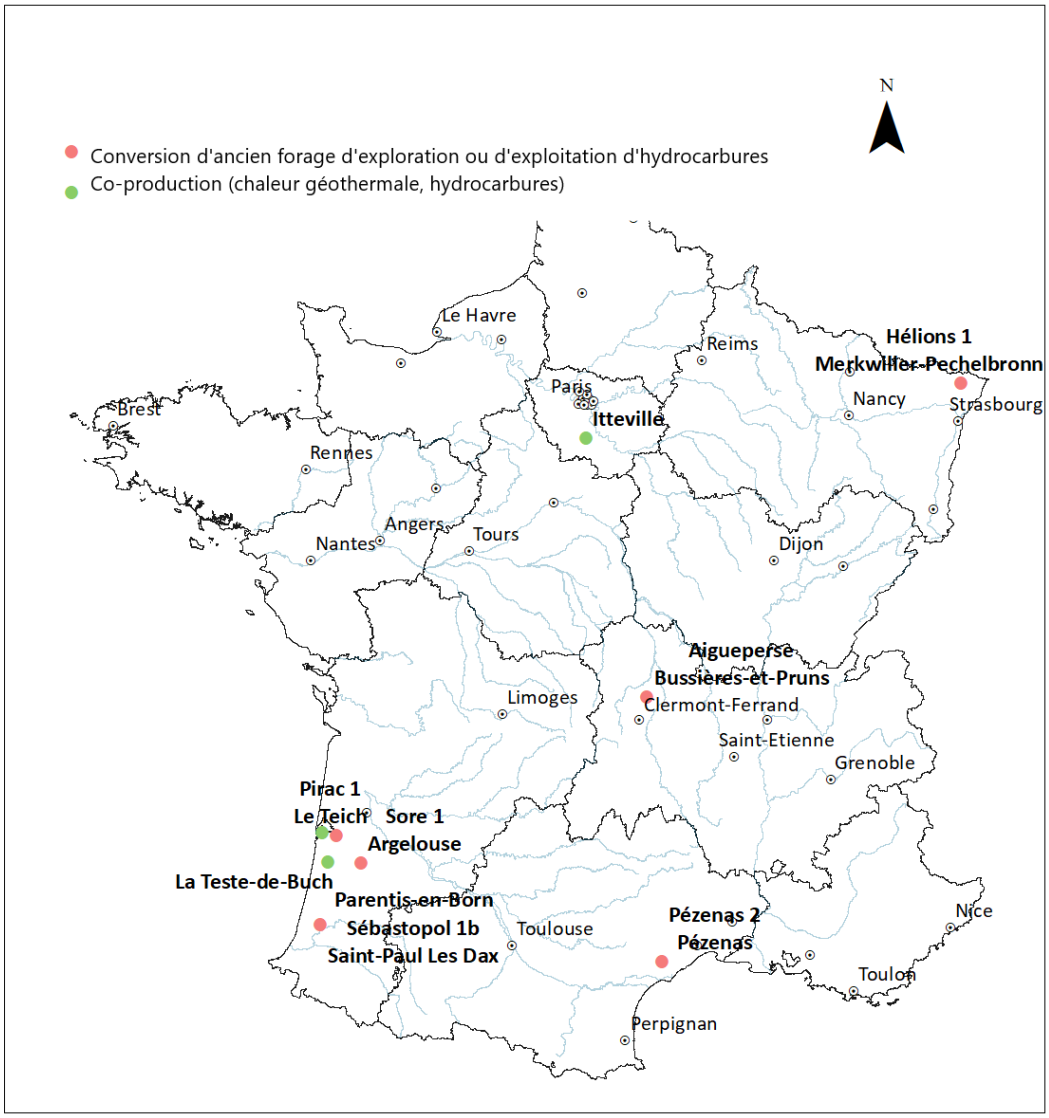


Figure 6 : Localisation des six cas de reconversion de forages profonds pour l'exploitation géothermique en France et des opérations de co-production de chaleur géothermale et d'hydrocarbures.

L'analyse de ces six cas présentée dans les chapitres suivants montre que **l'ensemble des cas correspond à des reconversions d'ouvrages en boucle ouverte,** fonctionnant en très grande majorité **en forage de production unique** (un seul cas fonctionne avec une réinjection) pour des usages variés **: pisciculture, thermalisme, chauffage de piscine ou de serres horticoles**.

Trois dispositifs fonctionnent toujours actuellement, deux exploitations ont un statut indéterminé à l'heure actuelle et une exploitation a été arrêtée pour cause de pollution de la ressource géothermale. Pour cette dernière, un dispositif en boucle fermée pourrait constituer une solution.

Des cas de co-production d'hydrocarbures et de chaleur géothermale via l'exploitation des eaux de production lors de l'exploitation pétrolière dans le bassin aquitain et dans l'Essonne sont également répertoriés, ainsi que de nombreux projets et études de faisabilité technico-économique de reconversion d'ouvrages.

L'analyse des possibilités de reconversion des forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures constitue désormais, et ce depuis la modification du Code minier en date du 30 décembre 2017 (loi n° 2017-1839), une obligation pour les exploitants d'hydrocarbures 5 ans avant la clôture du permis d'exploitation.

Ainsi, la reconversion constitue un **enjeu majeur d'un point de vue économique pour les exploitants** (coût des fermetures définitives) d'une part, et d'autre part **pour l'État sur un plan environnemental** (préservation des ressources en eaux souterraines et développement des énergies renouvelables).

Les éléments présentés ci-dessous sont le résultat des recherches bibliographiques menées dans le cadre de cette étude, à l'issue de laquelle il apparait que les aspects techniques liés à la reconversion des forages et les conditions de rejet sont relativement peu documentés.

3.1.1. Merkwiller-Pechelbronn (67) : forage Hélions-1 reconverti dès 1925 pour du thermalisme

Le forage de recherche pétrolière Hélions-1 a été foré en 1910 par la société des mines de Pechelbronn. L'ouvrage situé sur la commune de Merkwiller-Pechelbronn (67) en Alsace a atteint 1 157 m de profondeur. Il est identifié par son indice BSS 01983X0025.

Une arrivée d'eau chaude (65 °C) minéralisée à la profondeur de 938 m et un débit artésien d'environ 12 m^3/h ont conduit les exploitants à reconvertir le forage pour un usage thermal avec l'alimentation de deux bains privés dès 1925 et jusqu'en 1992.

L'eau provenait des formations calcaires du Muschelkalk datées du Trias moyen. Les gaz rares dégagés, dont l'hélium, ont donné le nom de « Source des Hélions » au lieu-dit et au forage. En plus de l'établissement hôtelier, l'eau chaude extraite a également été utilisée pour le traitement des huiles brutes du champ pétrolier voisin (Blum, 1929 ; Lafortune, 2015 ; Roethinger, 2011). La coupe technique et géologique du forage est présentée ci-dessous (Figure 7).

Suite à la cessation de l'exploitation pétrolière en 1961, les installations ont été remises à l'État et les droits de propriété du forage Hélions-1 ont finalement été transmis aux communes de Preuschdorf et de Merkwiller-Pechelbronn, en 1965. L'exploitation de l'eau thermale a continué ainsi jusqu'en 1974, année à partir de laquelle le forage Hélions-1 a été fermé définitivement pour laisser place à un nouveau forage, Hélions-2, foré en 1970, en vue d'obtenir un débit d'exploitation supérieur (Médecine, 1978). Le forage Hélions-2 a atteint une profondeur de 1 146 m et il a produit une eau chaude de 76,3 °C, à un débit de 21,6 m^3/h.

Un troisième forage, Hélions-3 a été foré en 1993, à une profondeur de 1 150 m et pour un débit de 22 m^3/h afin d'alimenter un nouveau complexe thermal. Cet ouvrage a été fermé en 2008, lorsqu'un arrêté préfectoral a déclaré les sources Hélions 2 et 3 polluées. En effet, **les traces d'hydrocarbures issues des exploitations pétrolières voisines ont rendu les sources définitivement interdites au thermalisme. Seule l'exploitation pour leur chaleur, en boucle fermée, a alors été autorisée** (Arrêté préfectoral du 14 novembre 2008). Cependant, ce mode d'exploitation de la ressource géothermale n'a pas été développé.

Le forage Hélions-2 a ainsi été intégré à un nouveau projet de valorisation de la ressource géothermale. Le site a alors été testé pour l'utilisation de l'eau de basse température sur le principe d'échangeur en boucle fermée (sonde géothermique), avec réinjection du fluide froid entre le tubage du forage et la colonne de production, pour être réchauffé au fond du puits et remonter par la colonne de production. La température moyenne du fluide de la source Hélion II en « échangeur coaxial » est estimée à 45 °C, avec un débit entre 13 m^3/h et 18 m^3/h et ainsi une puissance disponible de 100 kW à 125 kW.

D'une manière très générale, les connaissances du sous-sol acquises dans le cadre de l'exploration pétrolière ont permis le démarrage, puis le développement des projets de géothermie profonde. Aussi, dans ce même secteur géographique de Pechelbronn, en Alsace, un autre forage de reconnaissance réalisé en 1904 sur la commune de Morsbronn-les-Bains a produit une eau à 44 °C, à une profondeur de 593 m. Suite à ces observations, **des forages récents dédiés à la géothermie ont ainsi pu être réalisés pour alimenter un établissement thermal avec une eau peu minéralisée (3,4 à 4,9 g/L) et une température proche de 41 °C**.

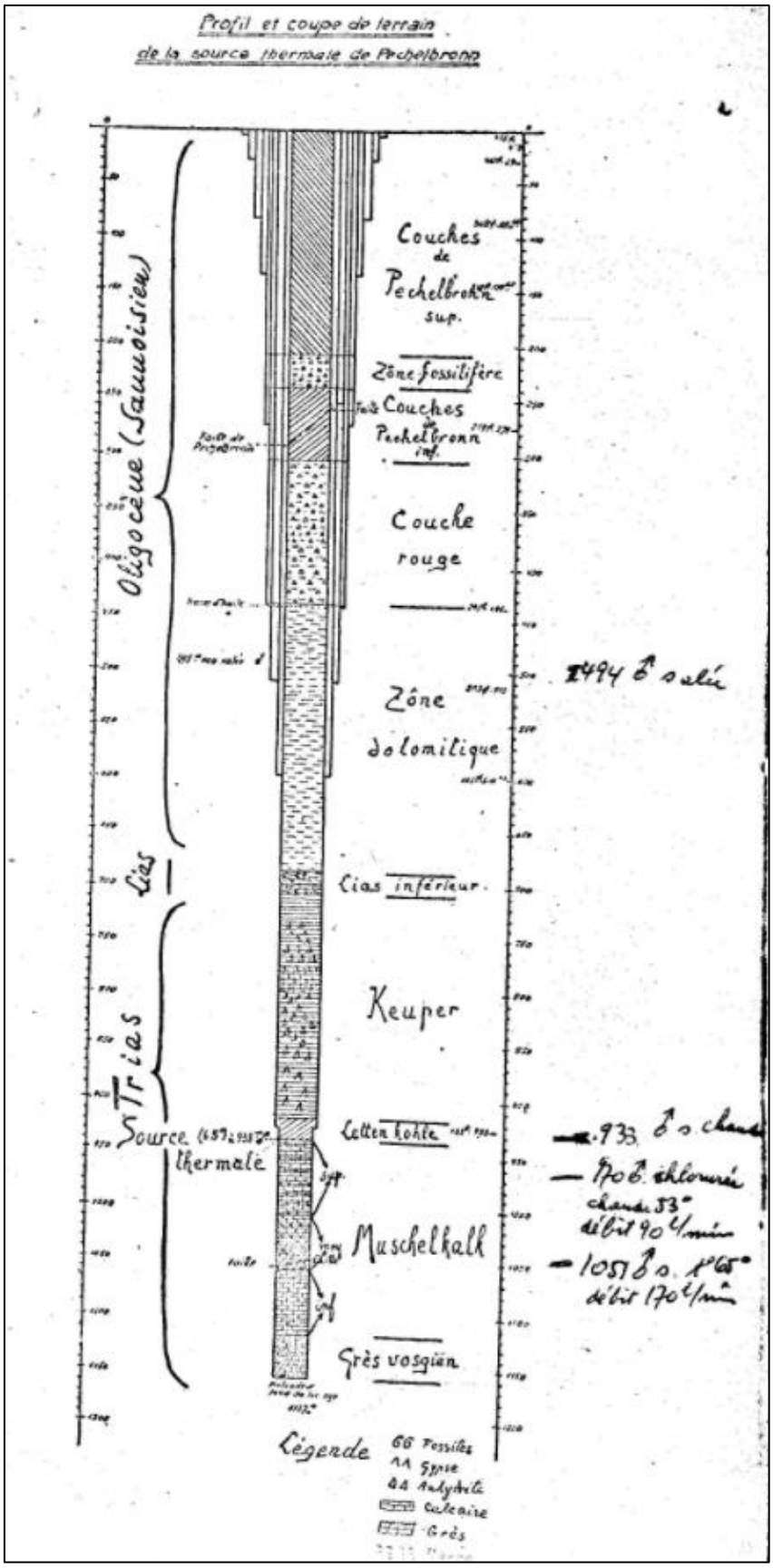


Figure 7 : Coupe technique et géologique du forage Helions-1 (67) (source : BSS, BRGM).

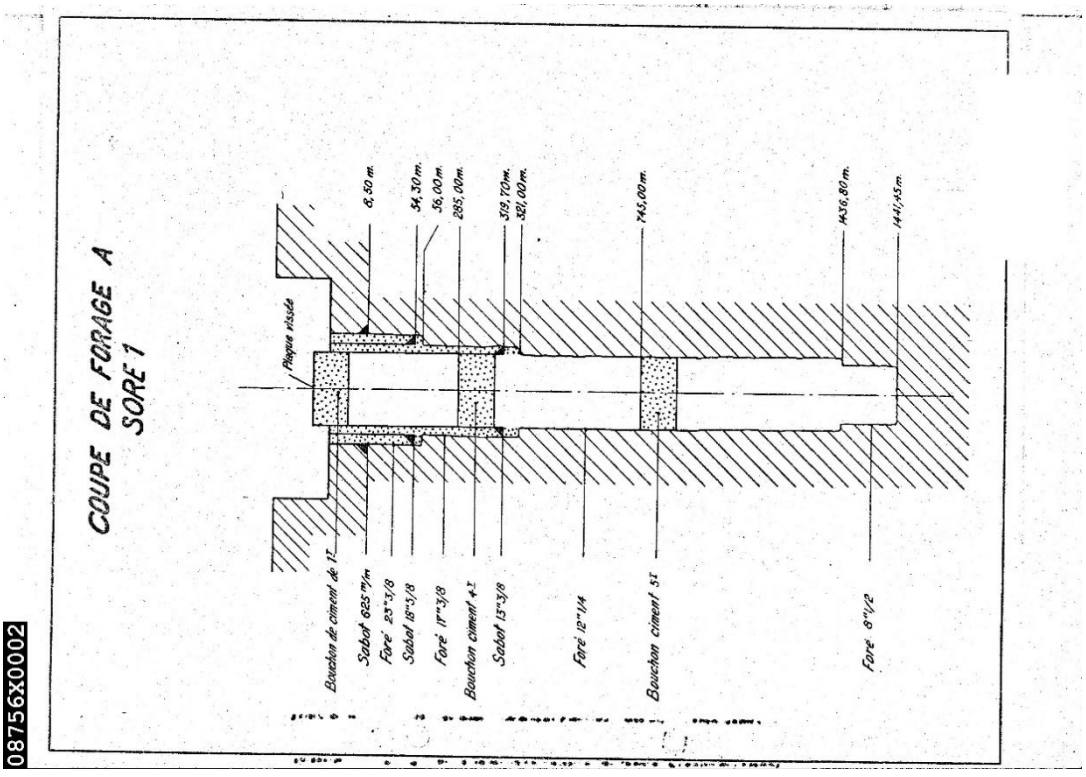
3.1.2. Argelouse (40) : forage Sore-1/1A reconverti après 1964 pour une pisciculture

Le forage Sore-1, situé sur la commune d'Argelouse, dans les Landes (40), a été foré en 1959, à 1 443 m de profondeur. Il a été **fermé temporairement par trois bouchons de ciment** mis en place en surface, entre 285 et 319 m de profondeur, et à 745 m de profondeur.

Des travaux de reprise du forage ont ensuite été entrepris en 1964, avec un approfondissement jusqu'à 3 632 m de profondeur ayant permis d'atteindre le Paléozoïque. Des indices d'hydrocarbures avaient été repérés au niveau du Jurassique. L'ouvrage a alors été renommé SORE-1A. L'indice BSS de cet ouvrage correspond au numéro 08756X0032.

Cet ancien forage d'exploration a été converti pour l'alimentation de bassins piscicoles.

La base du forage a été fermée par un bouchon de ciment placé à 1 646 m de profondeur, comme le montre la coupe technique de l'ouvrage (Figure 8). Plusieurs perforations ont été réalisées au travers du tubage 9''5/8 non cimentées (espace annulaire cimenté seulement à la base du tubage) ; les plus hautes ont été rebouchées et les plus basses (trois sections entre 1 383-1 393 m, 1 408-1 418 m et 1 423-1 428 m de profondeur, soit une hauteur cumulée de 25 m) ont permis de capter l'aquifère correspondant aux calcaires à *Lituolidae* et dolomie de Mano du Jurassique. L'ouvrage produisait un débit d'environ 6 à 8 m^3/h. L'opération se fait en forage de production simple sans réinjection dans les formations productrices. Le traitement des rejets et leur utilisation éventuelle ne sont pas connus.



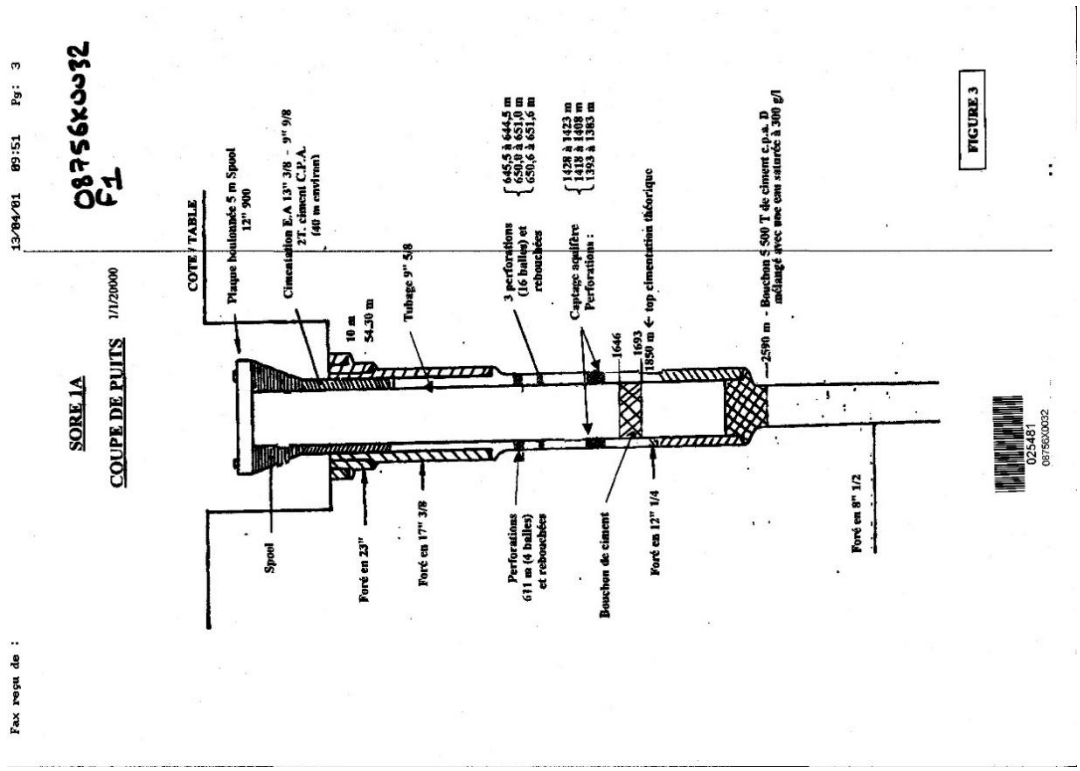


Figure 8 : Coupes techniques du forage Sore-1/1A (40) après fermeture temporaire (à gauche) puis travaux de reprise après 1964 (à droite).

3.1.3. Pézenas (34) : forage Pézenas-2 reconverti en 1970 pour l'alimentation d'une piscine et d'une pisciculture, à partir de 1990

L'ancien forage d'exploration pétrolière de la commune de Pézenas (34), Pézenas-2, réalisé en 1949, a été réaménagé en vue d'exploiter l'eau pour alimenter une piscine à partir des années 1970 (Poul, 1984), **soit 21 ans après sa réalisation**. En effet, les campagnes d'exploration et de recherche pétrolière réalisées dans la région ont donné des résultats négatifs quant à l'existence de ressources en hydrocarbures, mais ont permis d'identifier le potentiel géothermique des eaux souterraines (Nguyen, Marchal, Graveline et Blais, 2008). Le puits Pézenas-2 est identifié par le numéro BSS 10156X0008.

Le forage, tel que conçu en 1949, a atteint 735,56 m de profondeur. Il traverse les formations à dominante argileuse du Miocène et du Crétacé supérieur pour atteindre les dolomies et calcaires du Jurassique supérieur (Figure 9).

Le forage a été reconditionné en 1984 pour l'exploitation des formations de dolomies du Jurassique supérieur. Depuis 1990, l'exploitation produit de l'eau pour la pisciculture et l'élevage de poissons exotiques. L'autorisation d'exploitation du gîte géothermique prévoit un débit de 968 000 m^3/an et un débit calorifique de 18 millions de thermies par an. **L'autorisation d'exploitation a été renouvelée en 2004 pour une durée de 15 ans.**

Le forage capte les aquifères calcaires et dolomitiques du Jurassique supérieur entre 694 et 735 m de profondeur. L'ouvrage est artésien, avec un débit de 68 m^3/h pouvant atteindre des débits supérieurs à 100 m^3/h. Il est équipé d'une pompe permettant d'augmenter le débit jusqu'à 150 m^3/h en cas de besoin. La température de l'eau produite est de 37,4 °C. Elle est refroidie à environ 30-32 °C pour être utilisée par la piscine municipale de Pézenas. L'eau est ensuite utilisée pour l'exploitation piscicole avec des eaux entre 25 et 28 °C (Nguyen *et al.*, 2008).

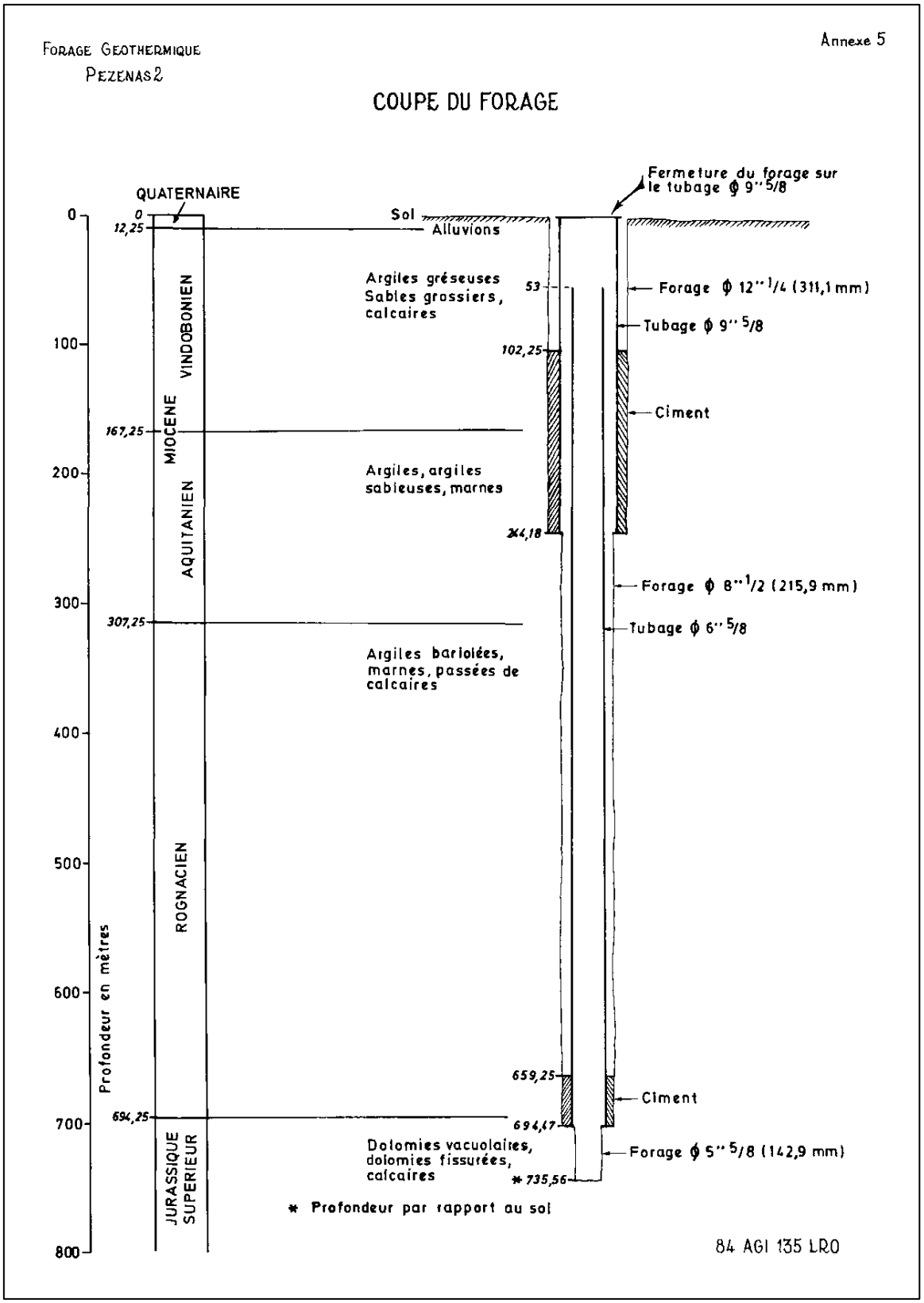


Figure 9 : Coupe géologique et technique du forage Pézenas-2 (34) d'après (Poul, 1984).

3.1.4. Saint-Paul-lès-Dax (40) : forage Sébastopol-1 bis reconverti en 1975 pour du thermalisme

L'ancien forage d'exploration pétrolière Sébastopol-1 bis, situé sur la commune de Saint-Paul-lès-Dax dans les Landes (40), a été foré entre 1954 et 1955 par la SNPA. Il a atteint une profondeur de 2 155 m. Cet ouvrage est identifié dans la BSS par l'identifiant 09764X0005/FSE1-2, puis par l'identifiant 09764X0082, suite à la reconversion.

Des travaux d'aménagement ont été réalisés en septembre 1975, soit une vingtaine d'années après sa réalisation. Ils ont consisté à la mise en place d'un bouchon de ciment à 865 m de profondeur (Berard, Chéry, Loupoukhine, Platel et Sourisseau, 1997), afin d'exploiter l'aquifère du Danien (Paléocène), foré en diamètre 12''1/4 et laissé en trou nu entre 603,7 et 865 m (Figure 10).

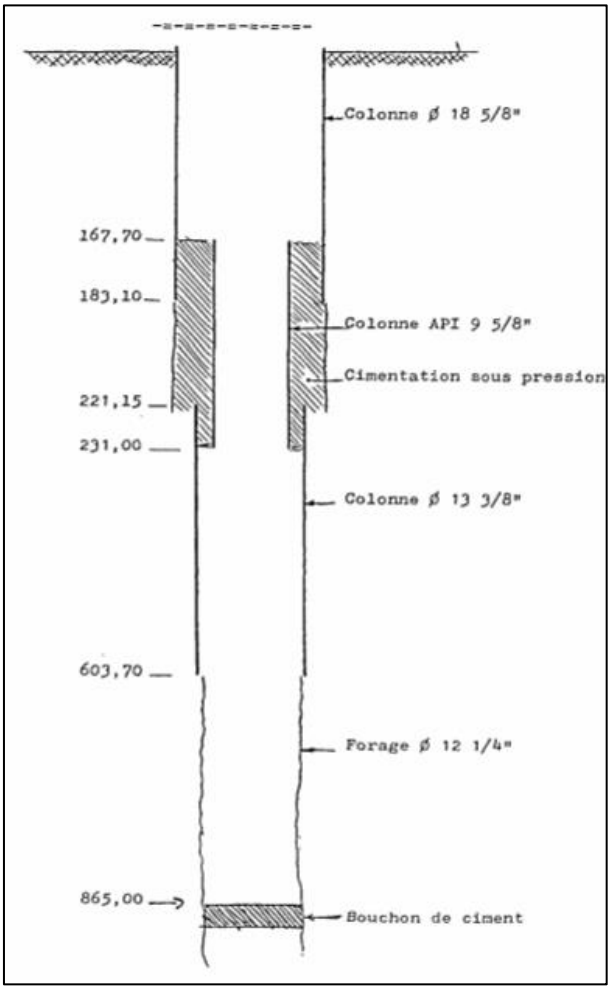


Figure 10 : Coupe technique du forage Sébastopol-1 bis (40) après travaux d'aménagement de 1975, d'après Berard et al. (1997).

Des essais de pompage réalisés en 1976 ont montré que le forage était artésien, avec un débit de 130 m^3/h, une température de 46 °C en tête de puits et une salinité relativement faible de 0,74 g/L (Combe, Le Pochat et Martin, 1981 ; Combe, Martin et Thierry, 1982 ; Jaudin et Heinry, 1992).

L'exploitation de l'ouvrage a ensuite été menée en continu pendant 20 ans, avec des débits variant de 120 à 266 m^3/h au maximum, lors de tests de pompage réalisés en 1995. **Il est exploité, depuis 1996,** à un débit moyen de 157 m^3/h (Berard *et al*., 1999) pour le thermalisme. L'exploitation est suivie par l'Agence Régionale de Santé (ARS).

3.1.5. Le Teich (33) : forage Pirac-1 reconverti en 1983 pour une pisciculture (élevage d'esturgeons et production de caviar)

Situé sur la commune du Teich, en Gironde (33), l'ancien forage d'exploration pétrolière Mios-2B, renommé ensuite Pirac-1, a été reconverti en juin 1983, en vue de la mise en production des eaux chaudes de l'aquifère du Portlandien et du Purbecko-Wealdien pour le chauffage de serres horticoles (projet non abouti) et pour l'alimentation piscicole (Jaudin *et al*., 1992; Teissier, 1983). Cet ouvrage est identifié par le numéro BSS 08502X0069/GLTP1.

Le forage d'une profondeur de 3 758 m a été réalisé en 1964 pour le compte de la société ESSO. Il a été fermé partiellement en 1981, avec la mise en place de bouchons de ciment à 2 500 et 3 200 m de profondeur, en laissant un élément de la garniture de forage (« poisson ») en fond d'ouvrage (Figure 11).

Les travaux de reconversion ont été réalisés en 1983, soit 19 ans après sa formation. Le maître d'ouvrage était alors le District d'Arcachon et les communes de Gujan-Mestras, La Teste et Le Teich. Le BRGM était chargé de la maîtrise d'œuvre.

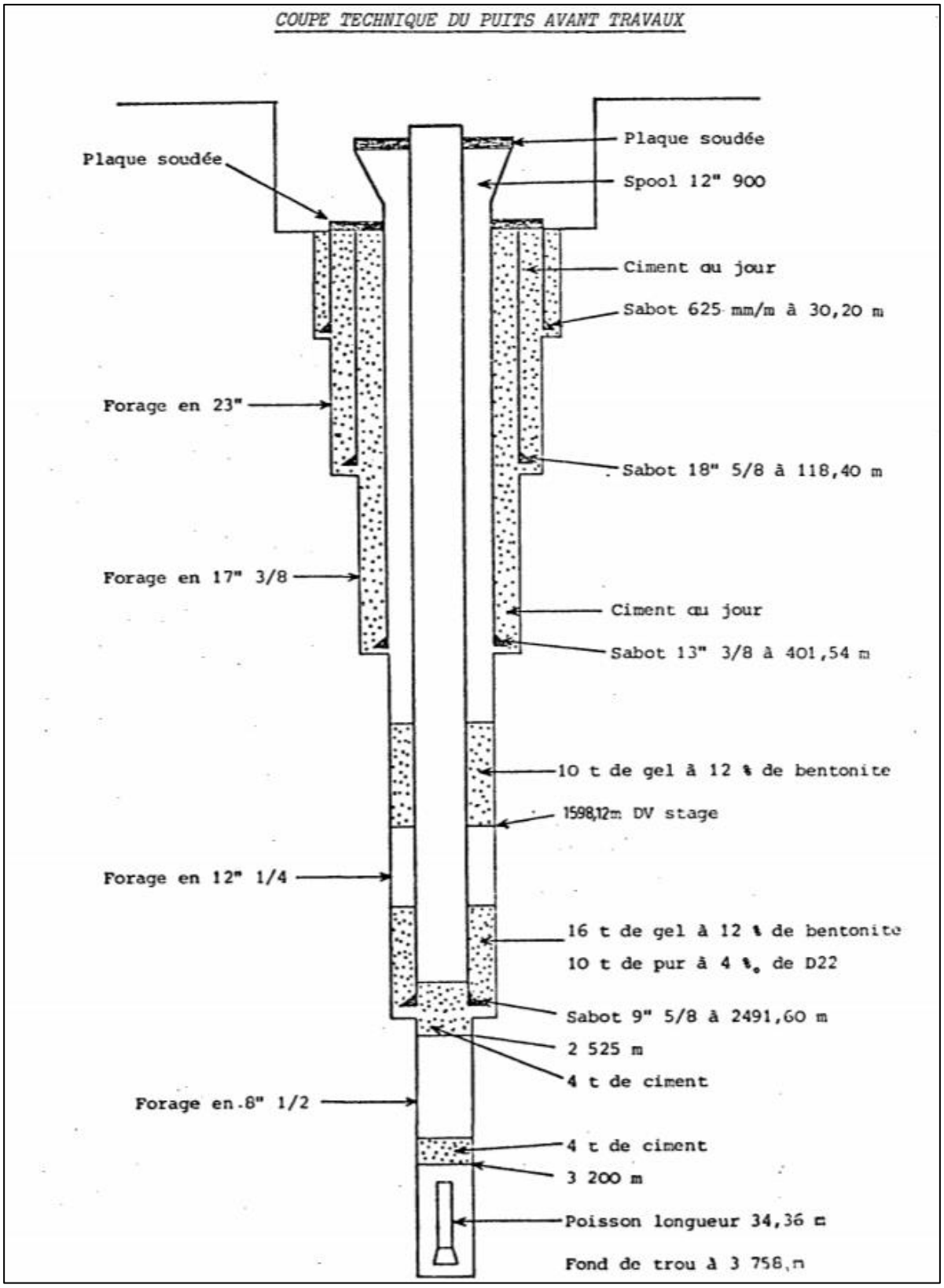


Figure 11 : Coupe technique du forage Pirac-1 (33) après la fermeture partielle de l'ouvrage en 1981 et avant les travaux de reconversion de 1983 (Teissier, 1983).

La Figure 12 ci-dessous présente la coupe technique du forage suite à la réalisation des travaux de reconversion en 1983.

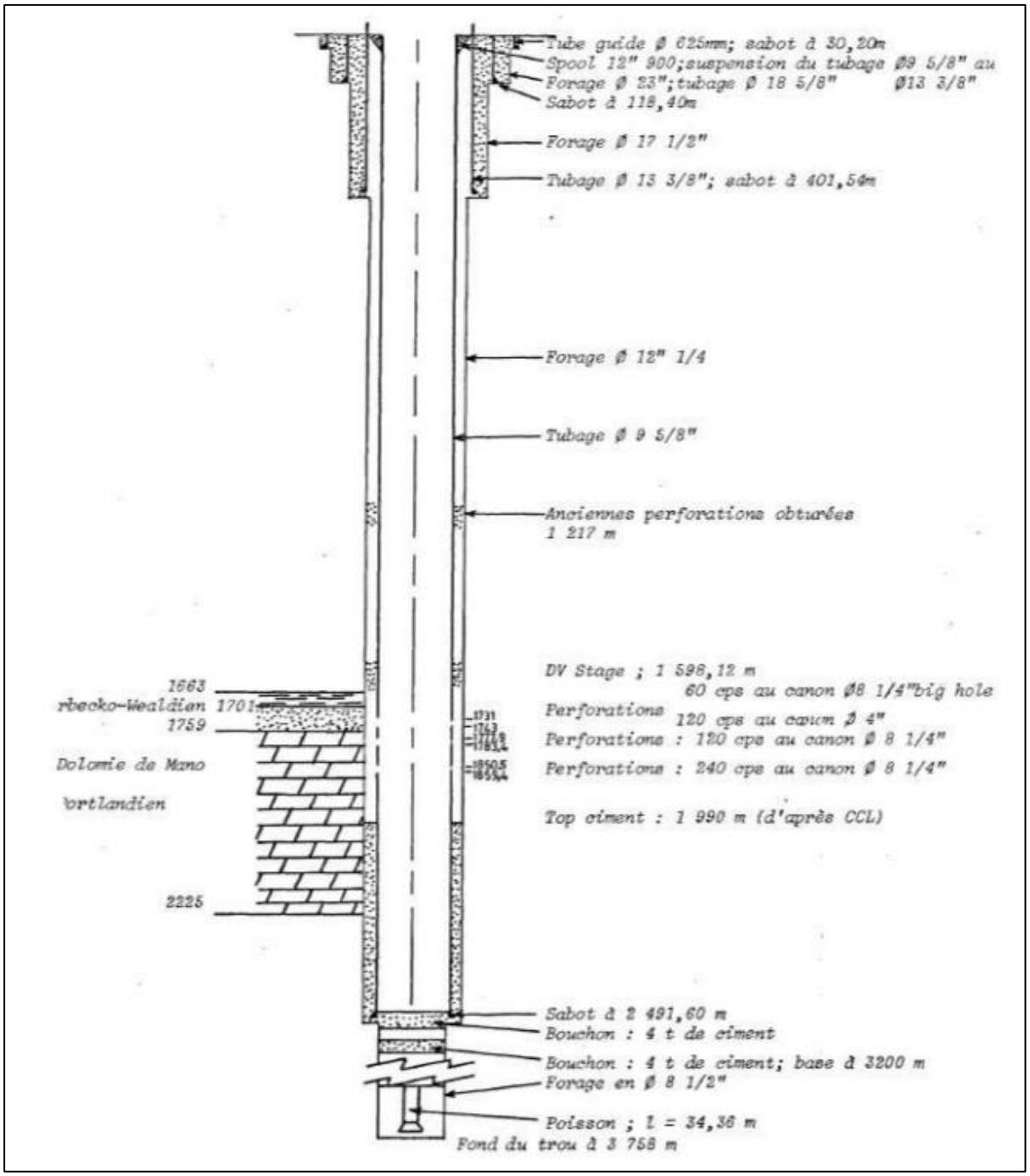


Figure 12 : Coupe technique du forage Pirac-1 (33) après les travaux de reconversion de 1983 (Teissier, 1983).

Les travaux ont consisté à nettoyer le forage et perforer le tubage 9''5/8 (dont l'espace annulaire avait été initialement cimenté à sa base seulement - « Top ciment » à 1 990 m, d'après une diagraphie de type CCL) sur une hauteur de 150 m, entre 1 730 et 1 860 m de profondeur, au droit des aquifères correspondants à la dolomie de Mano (Portlandien) et des grès du Purbecko-Wealdien. Une acidification du réservoir a ensuite été réalisée pour stimuler la production.

Deux incidents ont été enregistrés, lors de ces travaux. Le premier correspond à une perte totale de circulation du fluide de forage, à la profondeur de 1 422 m, probablement liée à d'anciennes perforations mal cimentées, réalisées lors de la fermeture du forage afin d'isoler les aquifères sus-jacents (Sénonien et Albo-Aptien). La circulation a été retrouvée dans sa totalité, suite à des opérations de nettoyage et de dégagement des équipements de forage. Le second incident concerne un avancement nul à la profondeur de 1 777 m. L'examen des débris a montré la présence de poutres métalliques dans le forage. Après fraisage des débris puis nettoyage, les travaux ont pu reprendre leur cours (Teissier, 1983).

À l'issue des travaux, des essais de pompages ont permis d'observer un débit de production artésienne d'environ 130 m^3/h, avec une température du fluide en tête proche de 74 °C et une salinité relativement faible (3,7 g/L). La pression du réservoir mesurée en tête de puits était proche de 3,5 bar (Teissier, 1983). Des perforations complémentaires ont été réalisées en 1989, afin d'augmenter le débit de production, mais le débit artésien est resté limité à 120 m^3/h (Sourisseau, 1989). Des essais ont ensuite montré qu'avec l'utilisation d'un pompage assisté par *air-lift*, l'ouvrage pouvait être exploité à 200 m^3/h de façon économique (Sourisseau *et al*., 1990).

La mise en exploitation a débuté en 1991. Elle permet toujours actuellement d'alimenter des bassins piscicoles aménagés sur un site d'environ 3 000 m² pour l'élevage d'esturgeons et la production de caviar (Figure 13).

Le fluide géothermal chargé en H_2S passe par un système d'aération avant d'être rejeté dans le milieu naturel.

Figure 13 : Vue aérienne du site du Teich, en Gironde (http://www.caviar-perlita.com).

3.1.6. Aigueperse (63) : forages reconvertis pour la production de gaz carbonique puis pour alimenter des serres horticoles

L'exploitation du site d'Aigueperse situé sur la commune de Montpensier dans le Puy-de-Dôme (63) est une ancienne zone d'exploration d'hydrocarbures qui a initialement été exploitée pour la production de gaz carbonique (CO_2), grâce à une douzaine de forages, avec une capacité globale de 400 m^3/h (Mercier-Batard et *al.*, 1983).

Le site est actuellement exploité pour alimenter des serres horticoles de plus de 3 hectares, grâce à un forage de production et un forage de réinjection, selon un dispositif en doublet.

Les forages se situent dans le bassin sédimentaire de la Limagne, au droit d'un accident tectonique majeur : la faille d'Aigueperse. L'eau chaude est extraite à une température de 43 °C, au niveau du socle granitique, à environ 60 et 80 m de profondeur. Les débits enregistrés sont de 60 m^3/h environ. La production est estimée à 11 512 MWh utiles.

Aucune documentation relative à la reconversion des ouvrages n'a pu être trouvée dans le cadre de cette étude bibliographique et les informations relatives au mode d'exploitation du site ne sont pas connues du BRGM.

3.1.7. Valorisation géothermique de l'eau de production de gisements d'hydrocarbures

L'eau produite à partir des exploitations d'hydrocarbures peut être utilisée pour la production de chaleur dans le cas où la température du fluide en sortie de séparateur est suffisante. Le principe de co-production de chaleur géothermale et ressource pétrolière est utilisé aux États-Unis, mais aussi en France. La capacité de production de chaleur en fonction de la part d'eau dans la production des ouvrages d'exploitation d'hydrocarbures et les taux de production ont été étudiés par Sanyal et Butler (2010). D'après leur étude, une eau à 100 °C permettrait de produire une énergie théorique de 0,5 MW à des coûts réduits puisque les installations additionnelles nécessaires sont relativement peu importantes.

c) La Teste-de-Buch (33)

En 2016, la commune de La Teste-de-Buch (33), située au sud du bassin d'Arcachon, a réalisé en partenariat avec un groupe immobilier une opération de réhabilitation du site de l'ancien hôpital Jean-Hameau, comprenant un projet d'aménagement durable avec la création d'un éco-quartier de 450 logements neufs implantés sur une zone de 12 hectares. La particularité du site réside dans le chauffage des logements par la géothermie, et plus précisément, grâce à la production d'eau chaude extraite des horizons exploités pour la production d'hydrocarbures situés à proximité (Figure 14).

Figure 14 : Localisation de l'éco-quartier de La Teste-de-Buch (33) alimenté en chaleur par des forages d'exploitation d'hydrocarbures environnants (source : http://www.minergies.fr).

L'énergie calorifique issue de la production des forages d'exploitation d'hydrocarbures dans le secteur de la Teste-de-Buch couvre 80 % des besoins en énergie d'un éco-quartier, le complément étant assuré par la fourniture de biogaz issu de la méthanisation. L'eau chaude produite lors de l'extraction d'hydrocarbure par les forages (à une température d'environ 70 °C) est collectée sur un site de dépôt, avant sa valorisation au niveau d'un réseau de chaleur. **La production d'eau** (environ 1 000 m^3/jour parallèlement à la production d'hydrocarbures) **permettrait de chauffer et de fournir de l'eau chaude sanitaire aux 450 logements du quartier,** par transfert thermique via les échangeurs installés en surface sur la zone de dépôt.

d) Itteville (91)

Le projet d'exploitation de l'eau de production d'un gisement pétrolier à Itteville, dans le département de l'Essonne (91), a été signé par la commune en mars 2018. L'extraction de l'eau chaude issue de la production des réservoirs à hydrocarbures devrait permettre d'alimenter près de **900 logements et des bâtiments publics à l'horizon 2022**. De la même manière que pour les exploitations de La Teste-de-Buch (33), l'eau produite à une température d'environ 64 °C est libérée des hydrocarbures une fois en surface et les calories sont ensuite captées par échangeur thermique.

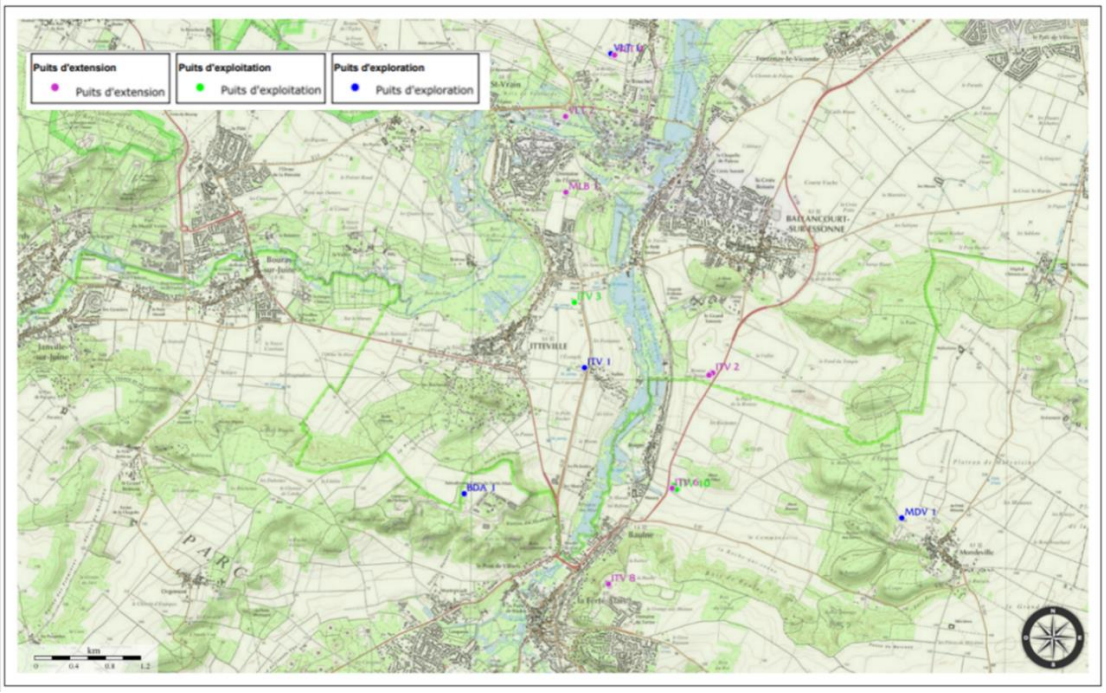


Figure 15 : Localisation de la commune de Itteville et des forages d'exploitation d'hydrocarbures voisins de la commune (source : http://www.minergies.fr).

e) Parentis-en-Born (40)

Des forages d'exploitation pétrolière sont également utilisés au niveau de la commune de Parentis-en-Born, dans les Landes (40) pour la valorisation géothermique des eaux produites. **17 hectares de serres seraient chauffés de cette manière**.

3.1.8. Études de faisabilité de reconversions non abouties à ce jour

Pour mémoire, **trois études de faisabilité menées par le BRGM** dans des secteurs géographiques différents ont été recensées dans le cadre du projet PETROVAL. Leurs résultats sont synthétisés ci-dessous, par ordre chronologique. Jusqu'à présent, ces études n'ont pas été suivies de réalisations concrètes.

La première étude de reconversion recensée date de 1978 et concerne un ancien forage pétrolier (La Tailla-1), situé en Savoie (73), sur la commune de Saint-Germain-la-Chambotte (Barthélémy, 1978). Cet ouvrage foré en 1975 par l'entreprise ESSO-REP a atteint une profondeur de 3 557 m sans déceler d'indices d'hydrocarbures. Cependant, un aquifère potentiel a été repéré à une profondeur de 2 000 m, avec des températures de fluide autour de 65 °C.

Le projet de reconversion a fait l'objet d'un premier rapport (Clot *et al.*, 1977), suivi d'une étude de faisabilité par (Barthélémy, 1978). Trois utilisations ont alors été envisagées pour la chaleur produite : le chauffage de logements et de bâtiments industriels, le chauffage de serres et l'alimentation en eau potable. Pour les projets de valorisation géothermique :

- l'étude a permis de conclure à la non rentabilité du projet de chauffage de logements et de bâtiments industriels, compte tenu de l'éloignement des utilisateurs potentiels de la ressource (selon les auteurs, ce projet pourrait devenir économique pour le chauffage de logements neufs à bâtir sur une zone située à proximité du forage) ;

- l'utilisation pour le chauffage de serres, à Saint-Germain-la-Chambotte, permettrait des économies significatives par rapport au chauffage au fioul. Le besoin associé n'a cependant pas été démontré en 1978.

Une deuxième étude de faisabilité, réalisée en 1985, concerne un projet d'horticulture dans le département des Landes (40). Cinq forages d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures réalisés entre 1953 et 1960 étaient alors candidats à la reconversion (Chamayou *et al*., 1985). Ils sont recensés dans le Tableau 4 ci-dessous. Les coûts associés à la reconversion de ces forages avaient alors été déterminés et la reconversion semblait techniquement et économiquement envisageable pour trois d'entre eux : Sore-1/1A, Mano-1 et Baloze-1.

Seul le forage Sore 1/1A situé sur la commune d'Argelouse (40) a effectivement fait l'objet d'une reconversion pour alimenter une pisciculture (cf. 3.1.2).

DESIGNATION	ANNEE DE REALISA.	OBJECTIF GEOLOGIQUE	PERTE DANS OBJECTIF	PROF. UTILE	TEMPERATURE	DEBITS EXPLOIT. (estim.)	NIVEAUX	DIAMETRE DU TUBAGE INT. EN TETE	COLMATAGE	SALINITE DE L'EAU g/l (dans l'objectif)
SORE 1 - 1A	1959	Dolomie de Mano	totales	1420	51°	130 m3/h	≠ 20m	9" 5/8	boue	?
BIGANON 1	1959	" "	néant	1421	57-60°	130	≠ 10m	9" 5/8	boue	?
LOSSE 1	1960	" "	totales	950	40°	-	≠ 70m	9" 5/8	boue	0,58
		Callovien	totales	1853	60°	80	≠ 70m	9" 5/8	ciment	3
MANO 1	1953	Dolomie de Mano	totales	1450	50°	130	≠ 20m	9" 5/8	non	2,5 à
						100	≠ 20m	-	non	3,5
BALOZE 1	1957	" "	totales	1545,5	60°	150	≠ 25m	13" 3/8	partiel	2,44
						200	≠ 25m	13" 3/8	partiel	"

Tableau 4 : Caractéristiques techniques des forages Sore-1/1A, Losse-1, Mano-1 et Baloze-1 sélectionnés, d'après (Chamayou et al., 1985) pour l'évaluation de la reconversion en ouvrage géothermique.

Une troisième étude plus récente (2012) portant sur l'évaluation du potentiel géothermique en région Rhône-Alpes a permis de faire l'inventaire des forages profonds d'exploration pétrolière forés entre 1950 et 1980 (Chartier *et al.*, 2012). 85 ouvrages ont ainsi été identifiés, entre 100 et 5 000 m de profondeur.

La reconversion envisagée dans le cadre de cette étude concerne seulement les systèmes en boucle fermée, grâce à l'installation de sondes géothermiques profondes. Une analyse des ouvrages suivant trois critères correspondants à la profondeur forée, la température en fond (connue ou estimée) et la conductivité thermique de la roche a permis de déterminer une note pour chaque ouvrage et de sélectionner **19 forages présentant le plus fort potentiel pour une valorisation géothermique**.

Le Tableau 5 ci-dessous présente les forages profonds sélectionnés.

INDICE	DPT	COMMUNE	profondeur m	Gradient °C/100m	Conductivité moy. W/m/°K
08424X0001	26	UPIE	3976	4.5	2.96
08663X0001	26	MARSANNE	5015	4.4	2.87
06512X0001	1	POLLIAT	2002	4.0	4.08
06537X0003	74	VIRY	3051	3.0	3.26
08424X4001	26	UPIE	3624	4.4	2.89
06516X0002	1	LENT	3018	4.4	2.84
06028X0006	1	SERMOYER	1189	4.4	3.05
06757X0043	1	CORMOZ	1810	4.6	3.02
08658X0001	7	VALVIGNERES	4636	4.2	2.72
07952X0001	26	MONTMIRAL	2476	3.9	2.90
08891X0001	7	VALLON-PONT-D'ARC	3243	3.6	2.87
06753X0001	1	VILLETTE-SUR-AIN	2421	4.6	2.81
06512X0007	1	PARCIEUX	1535	4.2	2.94
07956X0002	38	SAINT-LATTIER	2790	3.6	2.87
08653X0001	7	VILLENEUVE-DE-BERG	2754	4.2	2.70
07486X0010	38	BONNEFAMILLE	2119	3.8	2.75
08662X0003	26	SAVASSE	2084	4.5	2.60
08437X0003	26	AUREL	2805	3.5	2.38
06993X0001	1	BLYES	1286	4.1	2.60

Tableau 5 : Liste des forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures profonds de la région Rhône-Alpes présentant un potentiel pour la valorisation géothermique en boucle fermée, d'après (Chartier et al., 2012).

Une seconde liste de 16 forages a été établie pour les ouvrages se situant à moins de 500 m d'une agglomération. Le croisement des deux listes fait apparaître 4 forages présentant finalement un fort potentiel pour la reconversion et la valorisation géothermique, selon un dispositif en boucle fermée (dans le cas de notre étude, seul le forage de Cormoz a été retenu du fait de l'ancienneté) :

- **deux forages dans l'Ain (01),** situés sur les communes de Lent (indice BSS : n° 06516X0002, ayant atteint une profondeur de 3 018 m) et de Cormoz (06757X0043, 1 810 m) ;
- **un forage en Ardèche (07),** situé à Vallon-Pont-d'Arc (08891X0001, 3 243 m) ;
- **un forage en Isère (38),** situé sur la commune de Bonnefamille (07486X0010, 2 119 m).

3.2. RETOUR D'EXPÉRIENCES À L'ÉTRANGER

Un retour d'expériences prévu dans le cadre du projet ANR PREGO (Préfiguration Géothermique des Ouvrages profonds) a été réalisé par (Lafortune, 2015). Ce projet de recherches, dont le BRGM était partenaire, prévoyait l'étude des enjeux économiques et sociétaux, qui résulteraient d'une obligation réglementaire de reconversion des ouvrages profonds actuels et futurs pour une valorisation géothermique, quelle que soit sa destination initiale et avant une éventuelle « mise en sécurité » des ouvrages ou fermeture définitive[1].

Cette étude a notamment permis de recenser des reconversions de forages profonds en ouvrages géothermiques en Pologne, en Suisse et en Allemagne. Seul le cas polonais concerne la reconversion d'un ancien forage d'exploitation d'hydrocarbures pour la production de chaleur.

Les recherches bibliographiques menées dans le cadre du projet PETROVAL ont également permis d'identifier des cas de reconversion de forages aux États-Unis et en Nouvelle-Zélande pour la génération d'électricité, grâce à la géothermie.

3.2.1. Un cas de reconversion d'un forage recensé en Pologne (Sucha Beskidzka) pour de la production de chaleur en boucle fermée

L'ancien forage d'exploitation d'hydrocarbures Jachowka 2K, situé sur la commune de Sucha Beskidzka, en Pologne, a été foré entre 1996 et 1997 (Śliwa *et al.*, 2017). L'ouvrage a atteint une **profondeur de 4 098,5 m, avec une déviation de 38°, à partir de 2 040 m**.

Les réserves découvertes étant limitées, la **reconversion du forage pour la production de chaleur par échangeur coaxial** a été décidée. Dans leur publication, (Sapińska-Śliwa *et al*., 2000) présentent les différents équipements étudiés : échangeur de chaleur par tubes concentriques ou en colonne à double tube en acier, et avec différentes isolations avec de l'azote.

L'étude ne fait état d'aucun problème particulier lors de la réalisation des travaux.

3.2.2. Deux cas de reconversion de forages profonds recensés en Suisse (Weissbad et Weggis) pour de la production de chaleur en boucle fermée

Deux forages profonds reconvertis en ouvrages géothermiques ont été répertoriés sur le territoire suisse.

Le premier se situe sur la commune de Weissbad, dans l'Appenzell. Ce forage de 1 600 m a été approfondi en 1993 pour la production d'eau chaude (Figure 16). Les formations aquifères ciblées n'ayant pas été atteintes, **l'ouvrage a alors été cimenté au-dessus de 1 213 m et la reconversion a consisté en la mise en place d'une sonde géothermique coaxiale** (Kohl *et al.*, 2000; Rybach *et al*., 2000).

Le second forage se situe sur la commune de Weggis, dans le canton de Lucerne et atteint la **profondeur de 2 302 m**. Il a été foré en 1993 pour la production d'eau potable, mais par manque de perméabilité des formations traversées, il a été décidé en 1994 de convertir l'ouvrage pour la géothermie, avec la mise en place d'un échangeur en circuit fermé également (Kohl *et al.*, 2002).

1 HTTP://WWW.AGENCE-NATIONALE-RECHERCHE.FR/PROJET-ANR/?TX_LWMSUIVIBILAN_PI2[CODE]=ANR-14-CE05-0049

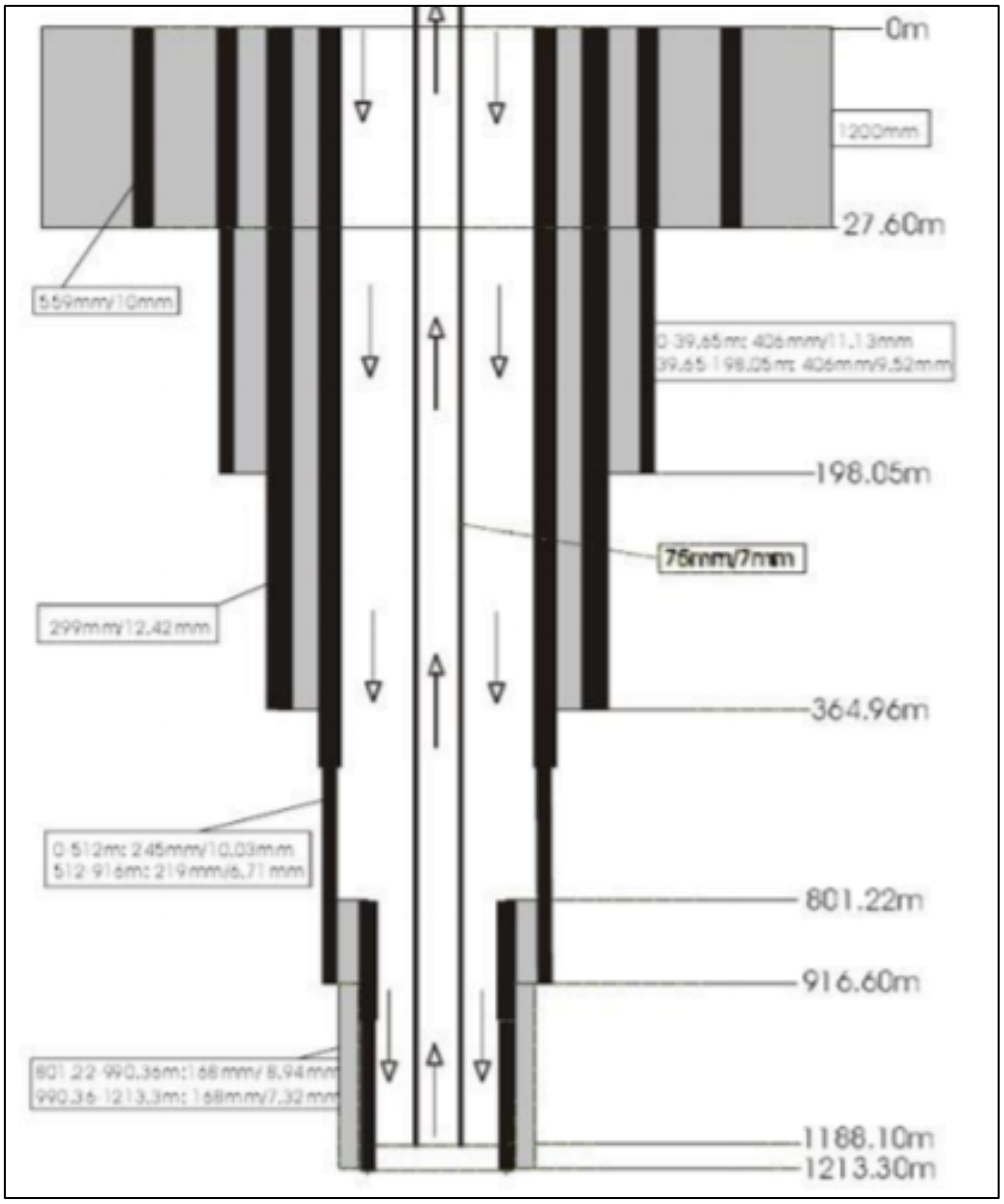


Figure 16 : Coupe technique de la sonde géothermique de Weissbad en Suisse d'après (Kohl et al.*, 2000).*

3.2.3. Un cas de reconversion d'un forage profond recensé en Allemagne (Prenzlau) pour de la production de chaleur en boucle fermée

Le forage situé sur la commune de Prenzlau, en Allemagne, a été foré en 1985 pour la production de chaleur géothermique. Le forage n'a cependant pas permis d'obtenir un débit suffisant pour l'extraction de chaleur et il a alors été décidé de l'approfondir jusqu'à **2 786 m de profondeur**, où la température des formations atteint 108 °C, pour une conversion *via* échangeur coaxial de chaleur, en boucle fermée (Chartier *et al*., 2012; Schneider, Strothöffer, & Broßmann, 1996).

À l'aide d'une pompe à chaleur en surface, le taux de transfert direct de chaleur fournie par l'échangeur géothermique est de 150 kW et la puissance en crête est estimée entre 250 et 500 kW. La production annuelle de chaleur est comprise entre 2 900 et 3 900 MWh/an. Aucun incident particulier n'est à déplorer au cours de l'exploitation de l'installation.

3.2.4. Deux cas de reconversion recensés en Nouvelle-Zélande pour de la production de chaleur en boucle ouverte

Reyes (2007), présente dans ses travaux les cas de reconversion de forages pour la production de chaleur géothermale.

Dans la région de Taranaki, le forage d'exploitation pétrolière Bonithon-1, foré en 1908, produit une eau chaude à 27 °C, qui est ensuite chauffée au gaz pour alimenter les piscines privées d'un spa, à une température de 33 à 38 °C. L'eau est également exploitée pour un usage thérapeutique.

Sur la commune de Kotuku, un ancien forage d'exploitation pétrolière, présentant des fuites, produit une eau à 21 °C pour une température externe de 13 °C en moyenne. En surface, une piscine d'eau chaude s'est alors formée et pourrait être utilisée, d'après (Reyes, 2007), à des fins touristiques. La fuite a cependant cessé d'exister en 2006, probablement à cause du colmatage du forage et du faible niveau d'eau dans le réservoir, suite aux sécheresses dans la région.

3.2.5. Plusieurs cas d'utilisation de forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures recensés aux États-Unis pour de la production conjointe d'hydrocarbures et d'électricité (cogénération)

Un cas d'utilisation d'un forage profond d'extraction pétrolière pour la génération de chaleur géothermique a été recensé dans le bassin sédimentaire de Pleasant Bayou, aux États-Unis (Campbell *et al*., 1990). Il s'agit d'un système de réservoir en surpression contenant des eaux chaudes minéralisées et du gaz naturel dissous (les fluides extraits du forage contiennent 87 % de CH_4). La centrale hybride permet ainsi de produire 1 MWe *via* trois procédés : hydraulique, chimique et thermal. Le gaz permet de générer 690 kWe et une turbine à cycle binaire produit 535 kWe. Des problèmes de corrosion et de dépôt, dus aux solutions salines présentes dans le réservoir, ont été observés et résolus, grâce à l'utilisation d'inhibiteurs. Les encrassements des tubages ont été évités en ouvrant et fermant les conduits de façon régulière. Le projet a ensuite été abandonné pour des raisons économiques (prix de l'électricité et soutiens financiers faibles).

Un cas de cogénération a été recensé dans les Rocheuses dans l'État du Wyoming. Le projet initié en septembre 2008 a permis la production d'environ 200 kW d'électricité, à partir de la production du fluide géothermique provenant de l'exploitation des hydrocarbures (U.S. department of Energy, 2010).

Une usine mobile pour la génération d'électricité géothermale a été développée afin d'étendre la co-production pétrole-géothermie à travers les États-Unis et limiter les coûts de développement. Elle a été déployée en 2010 pour la première fois dans l'Utah.

3.2.6. Les reconversions au stade de projet à l'international

De nombreux pays réalisent des recherches ou travaillent sur des projets de reconversion de forages pour la production d'électricité et de chaleur géothermale. Par ordre chronologique des publications scientifiques, les exemples concernent la Pologne (Barbacki, 2000), la Nouvelle Zélande (Reyes, 2007), la Chine (Bu *et al.*, 2012; Wei, Wang, & Ren, 2009), les États-Unis (Limpasurat, Falcone, Teodoriu, Barrufet, & Bello, 2011; Sanyal & Butler, 2010), la Croatie (Kurevija *et al*., 2011), l'Iran (Noorollahi, Pourarshad, Jalilinasrabady, & Yousefi, 2015), l'Italie (Soldo *et al*., 2015), et plus récemment la Hongrie (Toth, Szucs, Pap, Nyikos, & Fenerty, 2018), et le Canada (Richter, 2017). Ces recherches sont essentiellement basées sur l'étude de la reconversion de forages en boucle fermée, soit avec échangeurs coaxiaux ou bien *via* un échangeur thermique par tube en U.

Parmi ces travaux, plusieurs **études de faisabilité** pour l'implémentation des reconversions d'ouvrages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures ont été réalisées. On dénombre ainsi 168 forages définitivement fermés en Hongrie, d'après (Toth *et al*., 2018), présentant des températures de 40 à 69 °C pour une profondeur de l'ordre de 1 000 m, ou bien quelques centaines de forages en baisse de production ou fermés au Pakistan, ayant produit des fluides à des températures avoisinant 80 à 150 °C (Farah, 2017). La faisabilité a également été évaluée en Pologne (Barbacki, 2000), en Californie (Caulk & Tomac, 2017) et en Croatie (Macenić & Kurevija, 2017). Le potentiel de production géothermale pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire à partir de ces anciens forages n'a été que très peu étudié jusqu'à présent, mais il semble être intéressant, d'après les démonstrations analytiques et numériques existantes dans la littérature.

Les travaux de (Kujawa, Nowak, & Stachel, 2006) ont évalué la faisabilité de l'extraction de chaleur géothermale à partir d'anciens forages producteurs d'hydrocarbures, en Pologne. L'étude prend en compte un modèle statistique afin de déterminer le flux de chaleur géothermal disponible en utilisant un échangeur thermique coaxial. Le système est constitué de deux tubes concentriques permettant d'une part l'injection de fluide dans l'annulaire externe et l'extraction de la chaleur se fait alors par le centre de la conduite. Les résultats de l'étude suggèrent une isolation complète sur toute la longueur du tube interne de façon à éviter les pertes de chaleurs. Les simulations prévoient l'extraction de 140 kW pour un puits de 3 950 m de profondeur et une isolation correcte des conduites.

(Davis *et al*., 2009), puis (Bu *et al*., 2014, 2012) ont ensuite réalisé deux modèles de calcul permettant d'identifier les **transferts de chaleurs entre l'encaissant et l'échangeur de chaleur coaxial** présents dans l'ouvrage. L'étude a alors montré que la reconversion de forages représente un potentiel intéressant pour la génération d'électricité. Après simulation, (Davis *et al*., 2009) ont démontré que la puissance extraite pouvait atteindre 3 MW pour une température de 176 °C à 3 000 m de profondeur et une injection de fluide à une pression de 30 bar. Des études similaires ont été menées par (Cheng *et al*., 2014a, 2014b, 2013) en vue d'identifier les effets de paramètres et facteurs tels que le fluide de travail, la profondeur des forages, l'isolation, ou encore les gradients thermiques sur la performance des installations de reconversion. Des simulations numériques ont alors permis de prédire une production d'électricité de 239 kW, après 300 jours, pour un puits de 6 000 m de profondeur, et des températures de 315 °C. Les résultats de simulation de (Noorollahi *et al*., 2015), obtenus sur deux forages du champ Ahwaz, en Iran, montrent que, pour un ouvrage de 4 423 m de profondeur et une température de fluide à 160 °C, la puissance maximale extraite est de 364 kW.

(Templeton *et al*., 2013) comparent leur modèle de calcul à celui de (Kujawa *et al*., 2006) et de *(Bu* et al*., 2012) pour tester la fiabilité et la précision des modèles proposés. (Noorollahi* et al*., 2015)* ont étudié la modélisation du système d'échangeur coaxial sur un champ à hydrocarbures. Leurs travaux ont permis d'identifier les principaux paramètres agissant dans le processus d'extraction de la chaleur ; on trouve ainsi le gradient géothermique, le débit et la capacité thermique de la roche, la géométrie du cuvelage du puits et la taille du tuyau interne et externe. (Cheng *et al*., 2014a) avaient alors montré que la température de sortie du tube coaxial évoluait linéairement en fonction de l'épaisseur d'isolation du tube interne. Lors d'études plus récentes, (Cheng *et al*., 2016) ont analysé l'utilisation d'échangeur coaxial, dans le cas d'un ouvrage fermé par des bouchons de ciment non étanches, en faisant l'hypothèse d'une connexion entre le réservoir fracturé et le forage, afin d'étudier l'impact de la taille du réservoir, de la profondeur, des porosités et pressions d'injection de fluide et la vitesse d'injection sur l'extraction d'énergie.

(Ghoreishi-Madiseh *et al*., 2012) ont étudié, quant à eux, **l'extraction de chaleur par échangeur de type tube en U simple**. Les simulations réalisées prévoient l'utilisation de ces dispositifs dans un forage de 700 m de profondeur. Après 10 ans de production, le modèle prévoit alors une extraction d'énergie d'environ 20 kW. Les **reconversions en double U** *via* un fluide injecté par deux tubes ont été étudiées par (Al-Khoury *et al*., 2006; Garbai *et al*., 2011; Li *et al*., 2009), notamment. Les articles montrent que des modèles ont été développés pour simuler les transferts thermiques entre le fluide caloporteur, l'échangeur et le sous-sol par conduction et convection, dans le but d'optimiser le rendement du système. Les recherches bibliographiques n'ont cependant pas permis d'identifier des cas d'application sur site de tubes en U ou double U dans des forages profonds.

Un grand intérêt semble être présent chez les industriels du pétrole, quant au potentiel de reconversion des forages. Ainsi au Canada, et plus précisément dans la région de l'Alberta, un groupe industriel pétrolier et le maire de la commune de Devon ont entamé des discussions pour l'exploitation géothermale à partir des anciens forages présents sur la zone (Richter, 2017). C'est également le cas sur la commune de Hinton, avec des reconversions de forages envisagées à l'horizon 2019 (Weber, 2017).

3.3. RECOMMANDATIONS POUR LA RECONVERSION DE FORAGES D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION D'HYDROCARBURES EN OUVRAGES GÉOTHERMIQUES

En termes de recommandations, et de façon générale, la reconversion d'un forage (en boucle ouverte comme en boucle fermée) nécessite d'avoir un **accès à l'ouvrage et un espace disponible en surface** adaptés à la mise en place d'une machine de forage et de ses équipements (pompes, bassins et éventuels bourbiers notamment) pour envisager sa réhabilitation (ou *workover*). **L'environnement immédiat du site est à prendre en considération au plus tôt pour anticiper notamment les contraintes de fonctionnement du chantier** (proximité des habitations, conditions de circulation, réseaux…), puis de l'exploitation.

L'existence de documentation relative au forage permettra d'analyser l'historique de l'ouvrage (travaux de forage initiaux, éventuelle(s) réhabilitation(s) et fermeture définitive le cas échéant) et d'avoir ainsi une vue plus éclairée de l'état de l'ouvrage avant travaux. L'identification du propriétaire ou de l'ancien propriétaire du forage (dans le cas où la police des mines est tombée) permettra d'obtenir des informations additionnelles et de compléter les connaissances relatives à l'ouvrage.

D'importants travaux peuvent être nécessaires, lors de la réouverture d'un forage. Dans le cas où des bouchons de ciment ont été mis en place lors de la fermeture de l'ouvrage, le reforage de ces barrières devra être opéré afin d'accéder aux niveaux cibles (aquifère ou par transfert thermique avec l'encaissant). Il est donc nécessaire de pouvoir enlever les éléments se trouvant à l'intérieur du forage pour envisager d'exploiter l'ouvrage.

L'état actuel du forage devra être contrôlé *via* des diagraphies afin d'évaluer l'intégrité du tubage, la qualité des cimentations et l'état des sections crépinées ou laissées en trou ouvert (*open hole)*.

Les travaux de (Barbacki, 2000) ont permis d'énumérer un certain nombre de **conditions favorisant la reconversion d'un forage selon un dispositif géothermique en boucle ouverte**. L'auteur souligne notamment qu'il est nécessaire d'avoir, d'une part, une **température de production et un débit maximal suffisants et constants** pour permettre la valorisation pérenne de l'énergie thermique, et d'autre part **un projet de reconversion localisé à proximité de zones de consommation potentielle** de chaleur, dans le cas d'une opération correspondant au domaine de basse énergie (chauffage).

Dans un système ouvert (sur l'aquifère), la capacité de production du dispositif dépend :

- des caractéristiques hydrogéologiques du réservoir géothermal, dont notamment la transmissivité de l'aquifère, qui correspond à une grandeur physique extrêmement variable dans l'espace, combinant la perméabilité et l'épaisseur des niveaux producteurs et générant des pertes de charge hydrauliques plus ou moins importantes sous l'effet d'un pompage ;
- de sa profondeur, à laquelle est liée la température du gisement ;
- ainsi que de l'architecture (diamètres internes et longueurs accessibles) et l'état des parois internes du forage (rugosité), qui correspondent aux paramètres principaux générant les pertes de charge hydraulique liées aux tubages sous l'effet du pompage.

Il est bien sûr important d'assurer une bonne connexion hydraulique entre le forage et l'aquifère cible, et ceci peut nécessiter de procéder à des opérations de stimulation chimique du proche réservoir, dont le programme devra être adapté à la lithologie.

En outre, pour la réinjection du fluide, l'indice d'injectivité du forage dédié à cette fonction doit également être suffisant (compte tenu du débit maximal envisagé) et constant pour permettre de réinjecter l'eau dans l'aquifère cible, à des conditions techniques (pression d'injection maximale) et économiques (consommation électrique) acceptables. Dans ce cas, les caractéristiques hydrogéologiques du réservoir (perméabilité, nombre, épaisseurs et continuité des niveaux producteurs) et la température de réinjection sont les paramètres principaux à connaître pour dimensionner l'écartement requis entre les points de prélèvement (chaud) et de réinjection (froid), au niveau du réservoir, pour éviter une percée thermique (baisse de la température de production liée à l'arrivée du front froid au point de prélèvement) trop rapide. Dans le cas d'utilisation d'un second forage existant pour la réinjection, le projet serait en outre limité par la présence de forages disponibles à proximité et ayant recoupé le même aquifère.

La composition géochimique du fluide géothermal est donc également un paramètre important à connaître afin d'anticiper le mode d'exploitation envisageable d'un point de vue environnemental (rejet dans le milieu naturel avec une éventuelle valorisation complémentaire ou dans un autre aquifère sus-jacent potentiel dans le cas où la réinjection dans l'aquifère d'origine s'avérerait impossible) et d'un point de vue technique (équipement de la boucle géothermale : pompes d'exhaure et de réinjection, colonne d'exhaure, canalisations de surface, éventuels filtres et échangeurs, injection de produits inhibiteurs de corrosion…).

L'adéquation entre les débits d'exploitation nécessaires et les valeurs de transmissivité des réservoirs est à prendre en compte, dès la conception (dimensionnement) du dispositif géothermique au stade de **l'étude de faisabilité technico-économique de la reconversion**. Le dimensionnement du forage initial doit être en adéquation avec l'usage souhaité après reconversion. Cela permettra d'une part, d'assurer la pérennité du dispositif et la viabilité économique de l'exploitation, après reconversion, grâce à des débits suffisants, et de ne pas endommager l'ouvrage sur le long terme, à cause de fluide corrosif et de contraintes fortes au niveau des tubages (thermique et mécanique). Il pourrait être envisageable de regrouper la production de plusieurs forages pour obtenir le débit (et donc la puissance énergétique) souhaité lorsque plusieurs ouvrages se trouvent localisés dans une même zone.

Il est important de noter que les prescriptions techniques imposées par la réglementation (comme l'obligation de cimentation des tubages sur toute la hauteur des ouvrages et la nécessité de réinjecter les eaux produites pour toute nouvelle exploitation géothermique) sont à prendre en compte lors de l'étude du projet de reconversion des forages profonds.

Dans le cadre d'une reconversion envisagée selon un système en boucle fermée (sonde géothermique), la capacité de production du dispositif dépend principalement des caractéristiques techniques originelles de l'ouvrage (diamètre interne et profondeur accessible) et de la géologie rencontrée au droit du forage (caractéristiques thermiques des différentes couches géologiques traversées et gradient géothermique local). Les équipements de la sonde (types de sonde et PAC notamment) devront ensuite être adaptés à l'usage envisagé en surface.

L'Administration locale pourra être interrogée par l'opérateur qui aura préalablement pris connaissance des procédures règlementaires nationales et locales relatives au projet de valorisation (e.g. le décret n° 2016-1303 du 4 octobre 2016, l'arrêté du 14 octobre 2016, les schémas d'aménagement et de gestion des eaux -SAGE et SDAGE, etc.), aux périmètres de protection des ouvrages AEP, à la demande d'autorisation d'ouverture de travaux miniers, etc. À noter que les délais d'instruction de la demande d'autorisation soumise à évaluation environnementale et à enquête publique devront également être pris en compte par l'opérateur.

La solvabilité du nouvel exploitant sera examinée par l'administration, qui veillera notamment à la capacité technique et financière du repreneur potentiel lui permettant de mener à bien le projet, depuis les phases préliminaires des travaux de reconversion jusqu'aux travaux de fermeture définitive de l'ouvrage.

Des aides financières (subventions) et des garanties (court et long termes ?) pourront être recherchées de manière spécifique et mises en place pour faire face aux surcoûts éventuels, lors des phases de reconversion et d'exploitation.

4. État des lieux et mise en place d'une méthodologie d'analyse des données pour la reconversion de forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en forages géothermiques

4.1. ÉTAT DES LIEUX AU NIVEAU NATIONAL DES FORAGES POTENTIELLEMENT RECONVERTIBLES POUR UN USAGE GÉOTHERMIQUE

Un état des lieux des forages en France a été réalisé (Lahaie et Bouffier, 2017). Au cours des 19e et 20e siècles, des forages ont été réalisés principalement en Alsace, dans le bassin de Paris et le bassin aquitain. Une grande majorité est actuellement arrêtée, environ 600 forages sont encore en exploitation sur la base de cet état des lieux.

L'inventaire a consisté à compiler les données recueillies notamment par le Bureau des Ressources Énergétiques du Sous-Sol (BRESS, anciennement BEPH), et les données du sous-sol gérées par le BRGM (BSS).

Ce travail a permis d'aboutir à une synthèse consolidée d'environ 12 500 forages. Les ouvrages regroupent ainsi les forages d'hydrocarbures, de stockages souterrains et de géothermie profonde, quel que soit leur statut. Les forages de captage d'eau potable ou utilisés pour le thermalisme et les puits de mines ne figurent pas dans cet inventaire. Le Tableau 6 ci-après présente les éléments pris en compte pour réaliser la base de données compilées des ouvrages profonds.

BASE DE DONNEES SOURCE	BD "puits" du BEPH					Banque du Sol et du Sous-sol (BSS)			BD Pechelbronn de GEODERIS	
SERVICE TRANSMETTEUR	BEPH				BRGM service Guichet H	BRGM Service BSS	BRGM SGR Alsace Service BSS		GEODERIS	
NOM DU FICHIER TRANSMIS	"WL_synth -Lahaie-16-09-2015.xls"	"PUITS_DOM TOM-01-09-2015.xls"	"EXTRAPET_ PUITS-01-09-2015.xls"		"GuichetH_W ellDoc_20150 6.txt"	"BSS_petrolier s.csv"	"haguenau.csv"		"Données Péchelbronn.x ls"	"E2016-031DC_Rensei gnementsPuit sPétrole.xlsx"
ACTIVITES CONCERNEES	Hydrocarbures	Hydrocarbures	Stockage	Géothermie[1]	Hydrocarbures Stockage Géothermie[1]	Hydrocarbures	Hydrocarbures	Géothermie[1]	Hydrocarbures	Hydrocarbures
COUVERTURE GEOGRAPHIQUE	Métropole	Outre-mer	Métropole	Métropole	Métropole + Outre-mer	Métropole	Nord-Alsace	Nord-Alsace	Nord-Alsace	Nord-Alsace
CONTEXTE	Onshore + Offshore	Onshore + Offshore	Onshore	Onshore	Onshore + Offshore	Onshore[3]	Onshore	Onshore	Onshore	Onshore
PERIODE COUVERTE	Essentiellem. après 1958[2]	Essentiellem. après 1958[2]	Essentiellem. après 1958[2]	Essentiellem. après 1958[2]	Essentiellem. après 1958[2]	Toutes époques	Toutes époques	Toutes époques	Toutes époques	Toutes époques
NOMBRE DE PUITS RECENSES	6061	16	183	138	5416	5270	5099	5	5041	3036
NOMBRE DE CHAMPS D'INFORMATION	38	15	18		s. o.	66	66		5	14

[1] Géothermie basse, moyenne et haute énergie (hors très basse énergie)
[2] Date à laquelle le code minier a imposé la déclaration de tous les ouvrages de plus de 10 mètres de profondeur effectués dans le sous-sol français
[3] A l'exception d'un puits, situé en mer territoriale

Tableau 6 : Synthèse des fichiers sources recueillis (Lahaie et Bouffier., 2017).

La base de données de synthèse regroupe 99 champs distribués de la façon suivante :

- identification des ouvrages (7 champs) :
  - identifiant BRESS (zonage de l'ouvrage, identifiant de l'ouvrage ou de l'archive),
  - identifiant BSS (indice et désignation),
  - général (Nom de l'ouvrage et sigle) ;
- informations générales (8 champs) :
  - activité (exploitation d'hydrocarbures, géothermie ou stockage),
  - contexte (*onshore* ou *offshore*),
  - objet du puits (exploration, exploitation, développement, injection etc.),
  - opérateur,
  - réalisation effective,
  - début et fin de forage, date de fin de confidentialité ;
- information sur la localisation (18 champs) :
  - département, commune, lieu précis,
  - zone Lambert,
  - coordonnées XY (Lambert indifférencié, Lambert étendu, Lambert 93, géographiques ou grades et degrés),
  - système de coordonnées d'origine,
  - altitude (au sol, table de forage),
  - disponibilité carte topographique sur *Infoterre* ou *guichet H ;*
- information technique (17 champs) :
  - structure du puits et nombre d'éléments et type d'éléments (*sidetrack*, approfondissement, puits bis, multi drains),
  - profondeurs (foré en MD) et niveau géologique le plus profond atteint,
  - inclinaison,
  - mode d'exécution, présence de tube, de ciment,
  - résultat pétrolier (présence d'indice d'hydrocarbures, de gaz) et détails éventuels,
  - état d'exploitation ;
- **information sur la documentation** : 10 champs pour chaque type de document disponible ;
- **information sur les données de diagraphie** (5 champs + 12 catégories selon le type d'information auxquelles elles permettent d'accéder) :
  - format du document (papier, numérisé),
  - type de digraphie et précisions ou information sur les documents,
  - catégorie de diagraphie (caractérisation de la géologie, cimentation, nature du fluide et pression, géométrie du trou, nature des perforations, zone de production, thermométrie, trajectoire, échantillonnage, repérage et autres.) ;

- information sur les données d'échantillons (2 champs) :
  - disponibilité de carotte,
  - disponibilité de déblais ;
- information sur l'état actuel (9 champs) :
  - abandonné, rebouché,
  - présence de bouchon de ciment ou de bois, de dalle de béton, de remblai, d'un accès au puits,
  - disponibilité de mesures et autres informations ;
- **commentaires** éventuels (présent dans la BSS, la base du BRESS ou de la part d'INERIS) ;
- **information sur l'origine de l'information** liée à l'ouvrage (BRESS, BSS, guichet H, GEODERIS).

Lors de la réalisation de l'inventaire, (Lahaie et Bouffier, 2017) ont également réalisé une analyse des données recueillies afin d'obtenir des renseignements à grande échelle. Ainsi, l'étude montre que 12 400 forages et 337 reprises d'ouvrages sont répertoriés (*i.e.* un total de 12 737 forages dont 244 en projet). Cependant, un certain nombre d'ouvrages n'ont jamais été forés, pour des raisons techniques, économiques ou encore administratives. Ainsi, les ouvrages dont la mention « non foré » ou « implant » dans l'attribut « Réalisation effective » peuvent être considérés comme non existants. C'est le cas de 244 ouvrages. Ainsi, **il y a donc 12 160 ouvrages effectivement forés et 333 reprises de puits, soit un total effectif de 12 493 ouvrages recensés en 2017.**

Sur ces ouvrages, l'analyse des domaines d'activités montre que 97 % des ouvrages recensés sont des forages d'exploration ou de production d'hydrocarbures. Il est important de noter la variabilité du niveau d'information par champs, comme le montre la Figure 17, pour le domaine pétrolier seul.

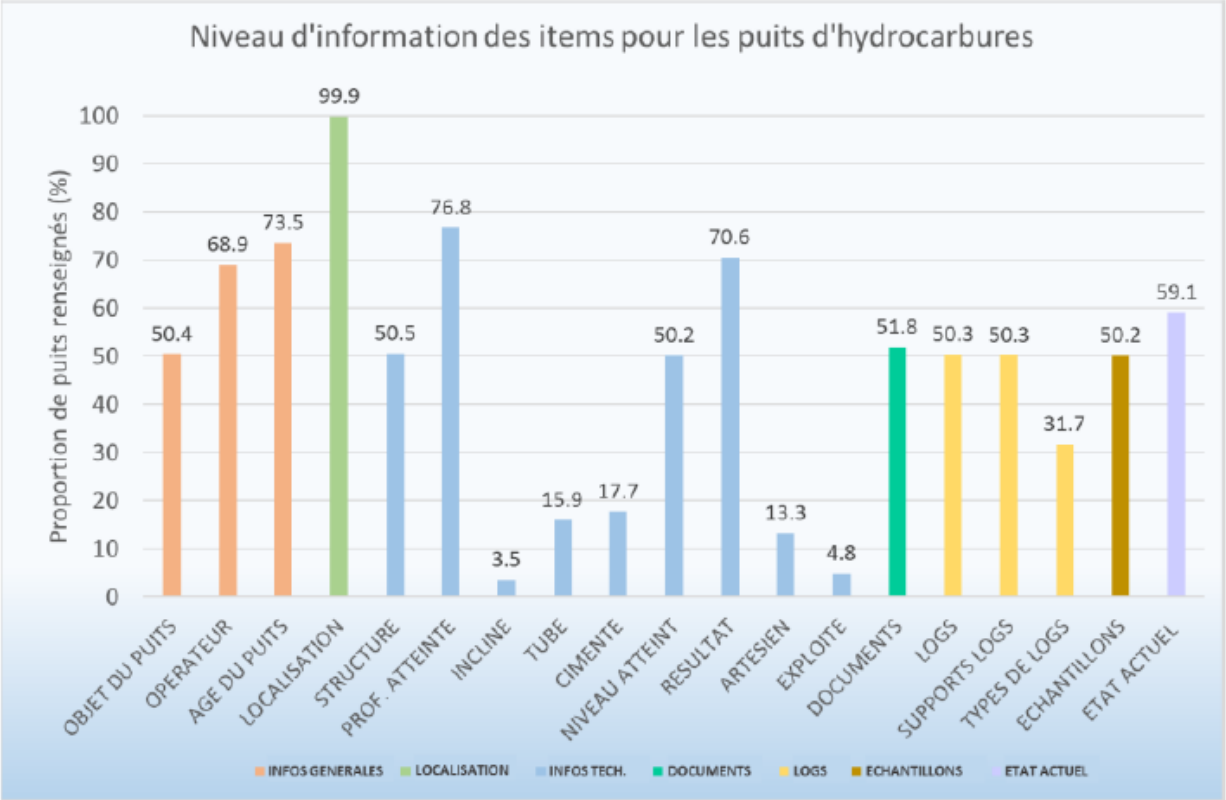


Figure 17 : Indices de renseignement des items pour le domaine des hydrocarbures (Lahaie et Bouffier, 2017).

Une analyse plus spécifique a été menée uniquement pour les renseignements concernant les forages d'hydrocarbures (pétroliers), objets de l'étude ; les forages géothermiques ou de stockage, qui ne représentent que 3 % de l'ensemble des ouvrages recensés (respectivement 153 et 186 forages répertoriés) n'ont pas été pris en compte.

L'analyse de la table compilée porte, notamment, sur la répartition régionale des forages, l'objet des ouvrages, leur structure et le type de reprise (Figure 18 et Figure 19). Les histogrammes présentés en Figure 20 et Figure 21 montrent la distribution des ouvrages en fonction de la date de forage et de la profondeur atteinte, renseignées respectivement pour 73,5 % et 76,8 % des cas.

L'âge des forages coïncide avec l'essor et le développement de l'activité pétrolière en France, et plus spécifiquement en Alsace, dans le bassin de Paris et le bassin d'Aquitaine, autour des années 50-60. Le *crack* pétrolier des années 1970 est également marqué en France, et il est suivi d'un regain d'activité dans les années 1980.

La profondeur des forages varie en fonction des régions, mais également en fonction des objets des ouvrages. Ainsi les *core-drill* (forages de reconnaissance de faible diamètre) dépassent rarement les 200 m. On trouve également les forages du bassin de Pechelbronn (Alsace), associés à des profondeurs relativement faibles, entre 200 et 800 m. Les forages du bassin aquitain sont les plus profonds (entre 2 500 et 6 000 m), tandis que ceux du bassin de Paris, principalement forés au niveau des aquifères du Néocomien et du Dogger, se situent entre les intervalles de profondeur 400-600 m et 1 600-2 000 m.

La majeure partie des informations disponibles dans la base consolidée correspond à une information générale sur la position des ouvrages (99,9 % des cas), la profondeur atteinte ou la date de forage (cf. Figure 17). **Les informations d'ordre technique** (concernant, par exemple, le tubage, la cimentation, la fermeture définitive) **sont peu renseignées. Une analyse complémentaire des documents disponibles est donc nécessaire pour l'étude précise de ces ouvrages**.

L'histogramme en Figure 22 présente l'information sur l'état actuel des forages, telle que renseignée dans la base. Seulement 60 % des ouvrages disposent d'au moins une information sur l'état actuel supposé du forage (définitivement fermé ou non, le type de bouchage, la présence de dalle et les mesures en cours éventuelles). Ces données représentent ainsi un premier niveau d'information qu'il sera ensuite important de valider, grâce aux documents de diagraphie disponibles et au recueil d'informations complémentaires en dehors de la base, dans le cas où une reconversion de l'ouvrage est envisagée. Les auteurs font ainsi remarquer dans leur rapport que, bien qu'un certain nombre de forages d'exploration présentent les informations et conditions de bouchage de l'ouvrage à travers le rapport de fin sondage (RFS), il semble important de compléter les informations en se rapprochant des services en charge du suivi des travaux et de la police des mines (*i.e.* les DREAL), ainsi qu'avec les exploitants. Il est à noter que l'information sur le statut des ouvrages a pu être complétée, au cours du projet, avec des informations plus récentes fournies par le BRESS (cf. § 4.2.5).

L'étude de la reconversion des ouvrages profonds pour l'exploitation des ressources géothermales potentielles a ainsi pu bénéficier des données mises à disposition pour le BRGM suite à l'inventaire des forages réalisé par (Lahaie et Bouffier, 2017).

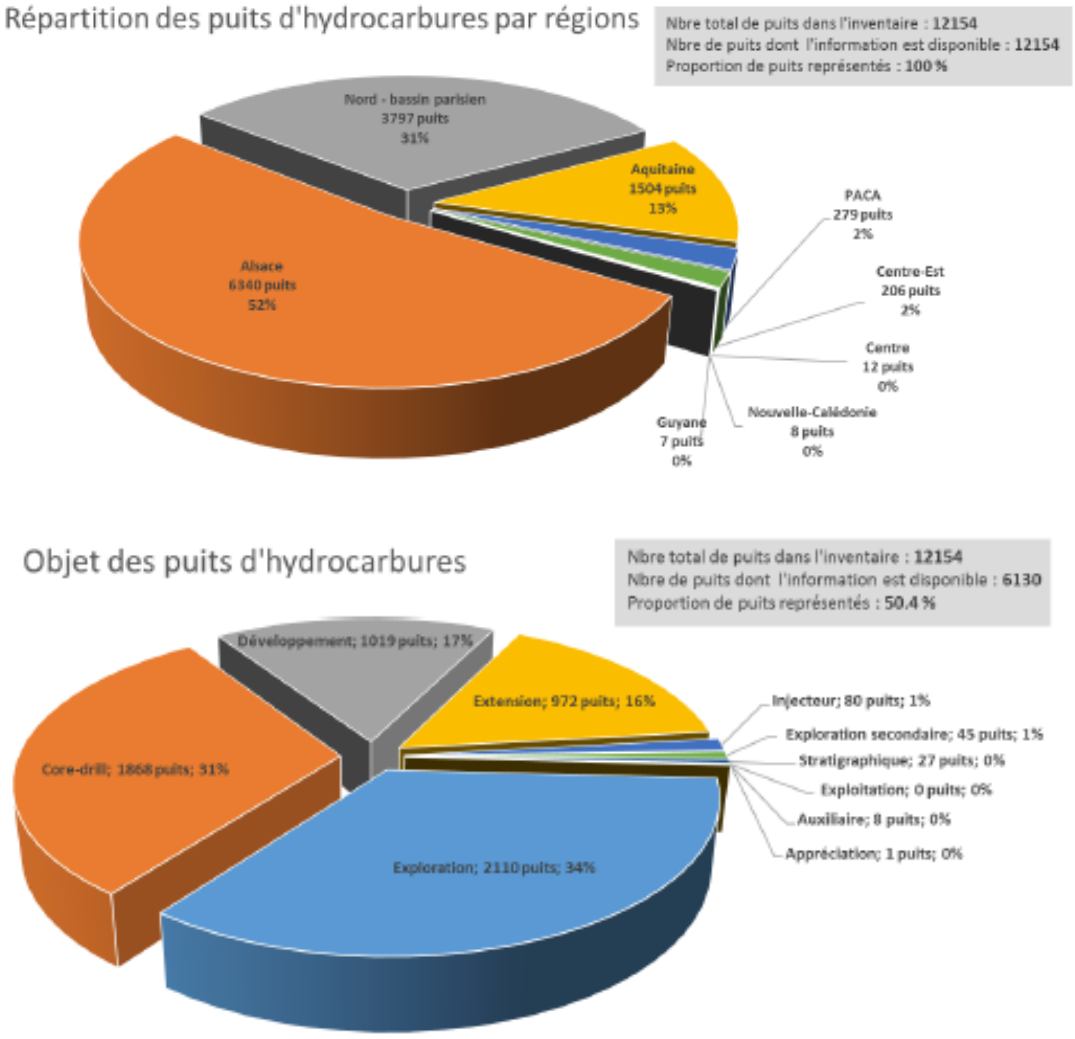


Figure 18 : Statistiques et distribution des forages par région et par objet (Lahaie et Bouffier, 2017).

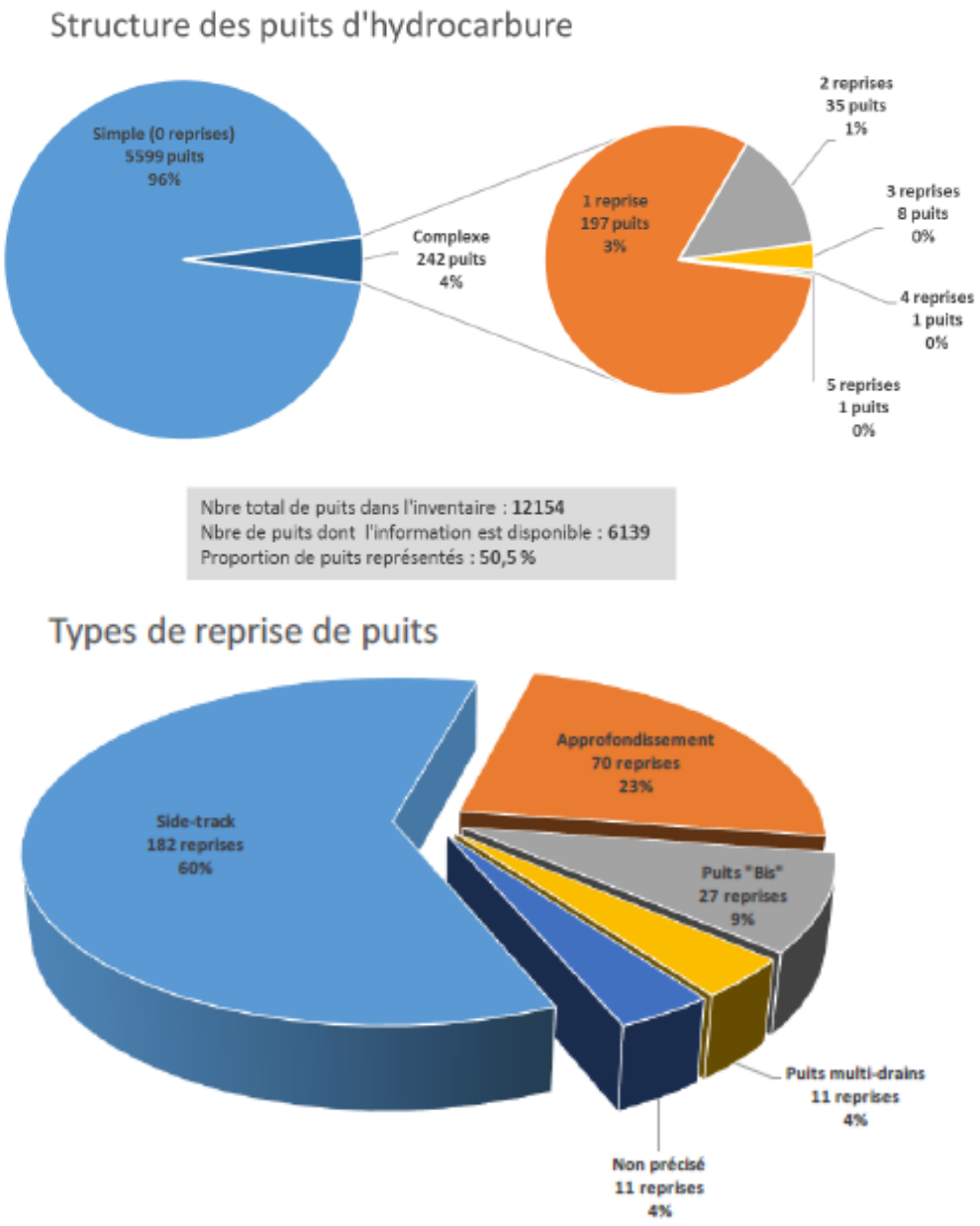


Figure 19 : Statistiques et distribution des forages par structure et par type de reprise (Lahaie et Bouffier, 2017).

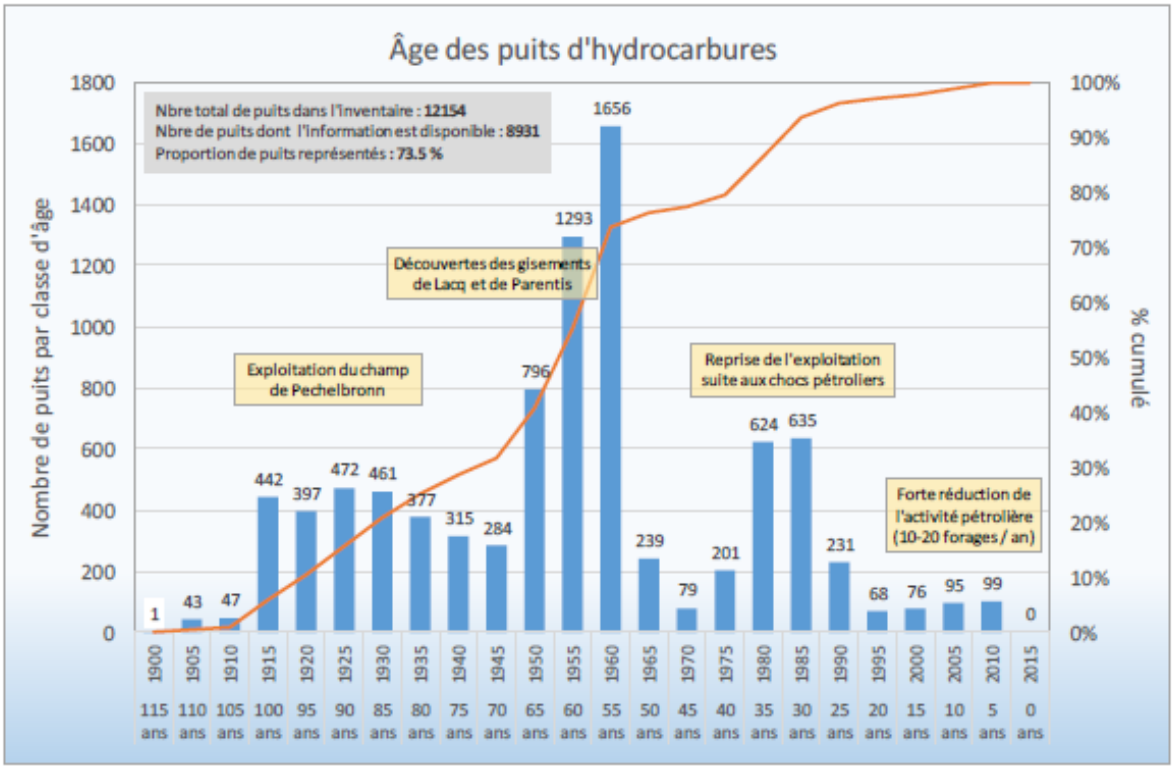


Figure 20 : Distribution des forages suivant la date de réalisation (Lahaie et Bouffier, 2017).

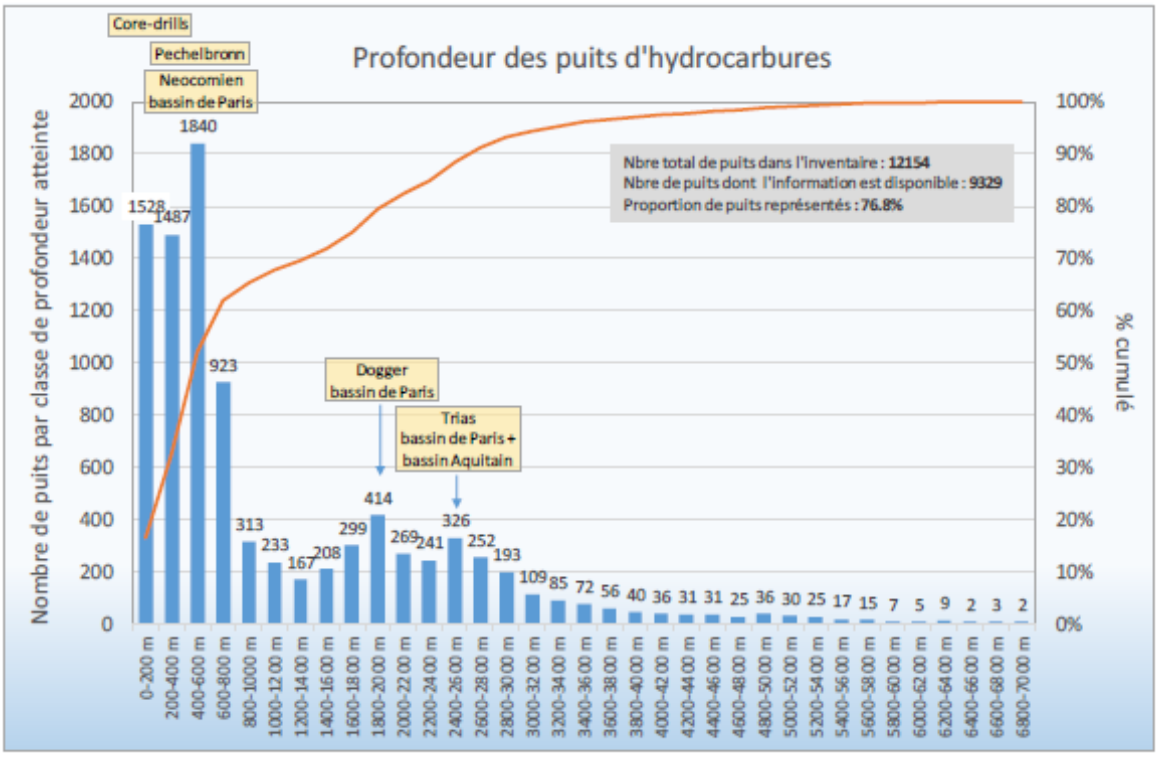


Figure 21 : Distribution des forages suivant la profondeur atteinte (Lahaie et Bouffier, 2017).

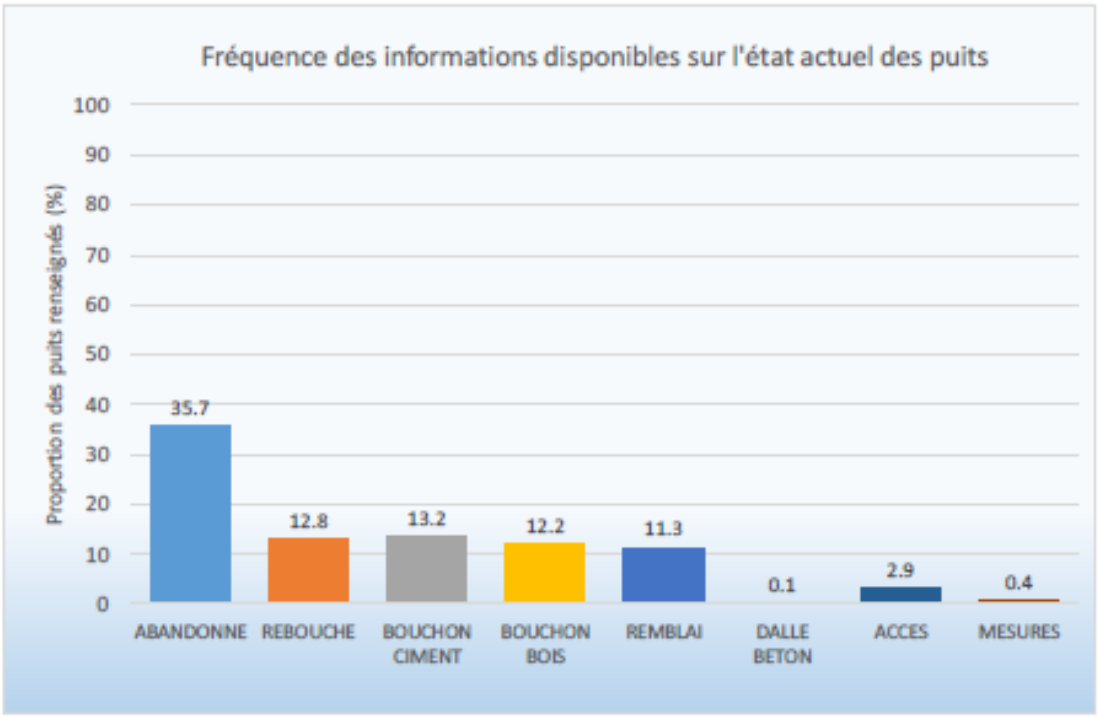


Figure 22 : Renseignement sur la fréquence des informations disponibles sur l'état actuel des forages (Lahaie et Bouffier, 2017).

4.2. SÉLECTION DES FORAGES POTENTIELLEMENT RECONVERTIBLES – PREMIER FILTRE ET ANALYSE

L'étude a été réalisée à partir :

- de la base de données des forages compilée par (Lahaie et Bouffier, 2017) ;
- de la cartographie des cibles géothermales de moyenne température résultant de l'étude Atlas Co-GTH de (Caritg, Tourlière, & Bourgine, 2018), projet réalisé dans le cadre de la convention ADEME-BRGM 2018 ;
- des modélisations géologiques ou hydrogéologiques réalisées au niveau des principaux aquifères présentant un potentiel géothermique basse température important en France (notamment Albien / Néocomien, Lusitanien, Dogger et Trias pour le bassin parisien et modèle régional nord-aquitain) ;
- des emprises géographiques des unités hydrogéologiques de la base de donnée BD LISA (référentiel hydrogéologique national qui permet de localiser les entités hydrogéologiques au niveau national, régional et local en France) ;
- des coupes géologiques vérifiées (avec différents niveaux/degrés de validation) des forages d'exploration ou d'exploitation issues de la base de données LOGISO ;
- de l'occupation des sols provenant de la BD Corine Land Cover 2012.

Les forages de la base de données compilée ont été géo-référencés et intégrés dans un support SIG unique (logiciel ArcGIS), avec les différentes informations disponibles présentées ci-dessus.

4.2.1. Sélection des forages potentiellement reconvertibles

Au préalable, un premier filtre de la base de données contenant les quelques 12 500 forages profonds a été appliqué, afin d'obtenir une sélection d'ouvrages potentiellement reconvertibles pour la géothermie.

Dans le cadre du projet PETROVAL, seule la reconversion des ouvrages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures localisés en France métropolitaine est étudiée. Les forages de géothermie et de stockage (339 forages, soit 3 % des forages renseignés dans la base de données), ainsi que les forages en mer ou localisés dans les outre-mer, ne sont pas considérés. Les ouvrages du bassin pétrolifère de Pechelbronn-Merkwiller (Alsace) ont également été retirés du périmètre du projet.

En outre, suite à l'identification des risques (cf. 2.1) et à l'analyse des retours d'expérience des reconversions en France notamment (cf. 3.1), qui met en évidence une durée inférieure à une cinquantaine d'années entre la date des travaux de forage initiaux et la date de reconversion de l'ouvrage, **seuls les ouvrages forés entre 1970 et 2018 sont *a priori* considérés comme reconvertibles dans le cadre de cette étude**. Il semble en effet raisonnable, pour des questions d'intégrité des ouvrages et des risques associés au vieillissement des ouvrages, que la reconversion soit envisagée pour des forages relativement récents.

L'objectif de l'étude cible, d'autre part, la reconversion des forages pour l'exploitation de gîtes géothermiques de basse énergie (production de chaleur), voire de haute énergie (production d'électricité), et exclut la géothermie de surface ou de très basse énergie. Aussi, **seuls les ouvrages ayant atteint une profondeur supérieure à 200 m** sont par conséquent étudiés dans le cadre du projet PETROVAL. Les forages de type « *core drill »,* ouvrages de reconnaissance souvent peu profonds et de faible diamètre, ne sont donc pas pris en compte dans l'analyse.

Un diamètre suffisant du forage doit être considéré pour envisager une reconversion en boucle ouverte (production / réinjection du fluide géothermal circulant dans l'aquifère), ou en boucle fermée (mise en place d'échangeurs coaxiaux ou en U). Le diamètre n'étant pas une information directement renseignée dans la base de données, ce paramètre devra être recherché, au cas par cas, par une analyse complémentaire des documents disponibles.

Il est ainsi apparu important que les ouvrages considérés aient au moins un document disponible (rapport de fin de sondage, coupe géologique, log etc.). Cela permet alors d'identifier la façon dont l'ouvrage a été réalisé et les conditions de sa fermeture éventuelle.

Après ce processus de sélection basé sur la localisation géographique (France métropolitaine, hors bassin de Pechelbronn), le type d'ouvrage (hydrocarbures), l'âge des forages (après 1970), la profondeur des forages (au-delà de 200 m de profondeur), la présence d'au moins un document, **seuls 2 014 ouvrages subsistent parmi les 12 500 ouvrages initialement présents dans la base compilée** d'après l'état des lieux mené par (Lahaie et Bouffier, 2017). Ces critères correspondent au premier filtre appliqué aux données.

4.2.2. Localisation géographique et classes d'âge des forages potentiellement reconvertibles

Une première analyse de ces 2 014 forages potentiellement reconvertibles a ensuite été réalisée. Elle porte principalement sur la répartition des ouvrages sur le territoire, leur appartenance à des entités géologiques (bassins sédimentaires et administratives (régions et départements), à leur âge.

La Figure 23 illustre la distribution des forages potentiellement reconvertibles par bassin sédimentaire. Les Figure 24 et Figure 25 présentent leur distribution par classe de profondeur (de l'ordre de 500 m) et leur nombre par région et par département.

Les forages potentiellement reconvertibles se trouvent majoritairement dans le bassin parisien (1 302 forages), dans le bassin aquitain (566) et dans le fossé rhénan (98), soit au total environ 97 % des ouvrages sélectionnés. Quelques ouvrages (3 %) sont localisés dans les bassins du sud-est (14), du fossé bressan (4) et de la Limagne (2). Suivant les critères de sélection appliqués, aucun ouvrage n'apparait au sein de l'entité géologique correspondant au fossé rhodanien.

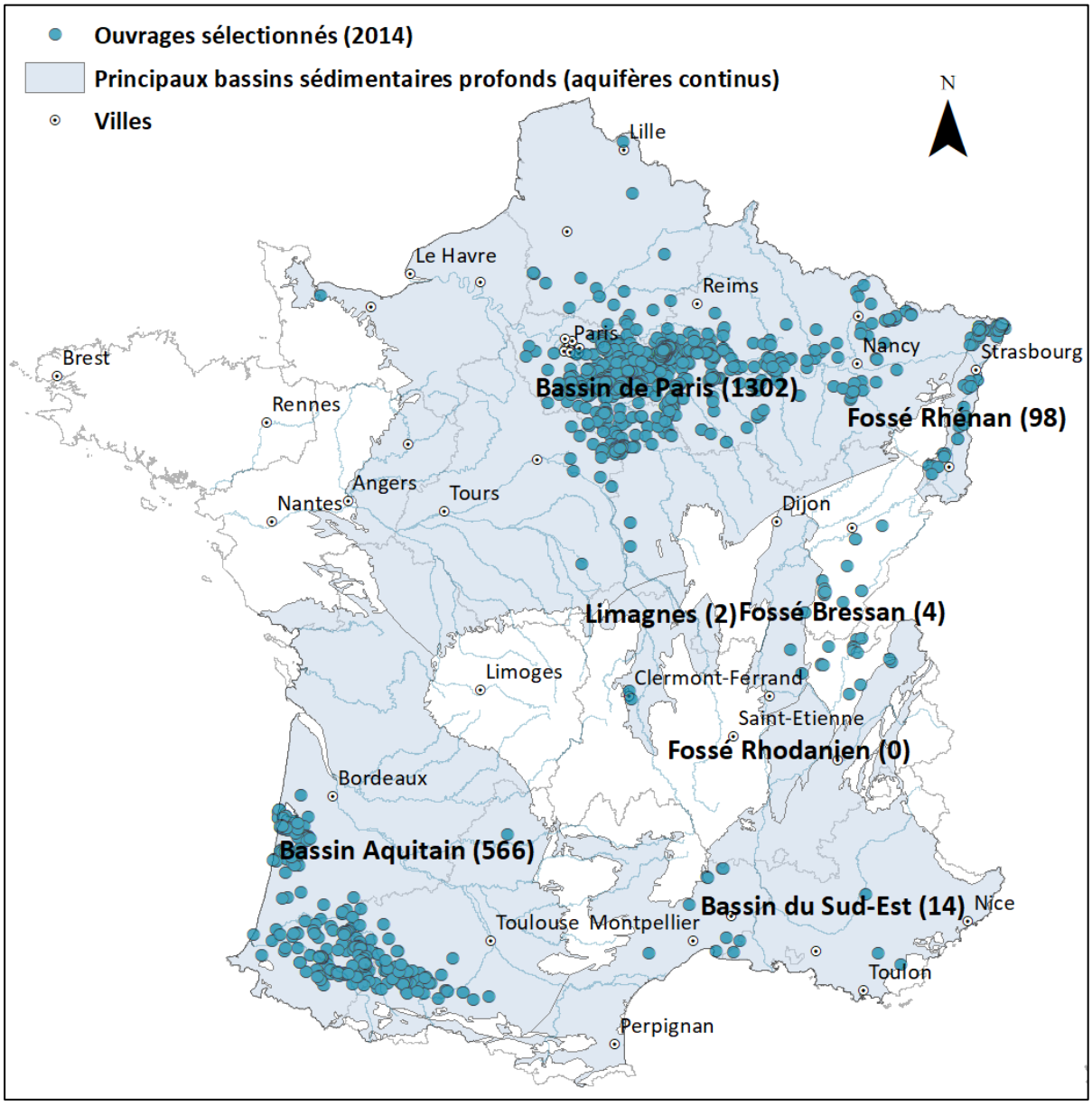


Figure 23 : Carte de distribution des forages potentiellement reconvertibles par bassin sédimentaire.

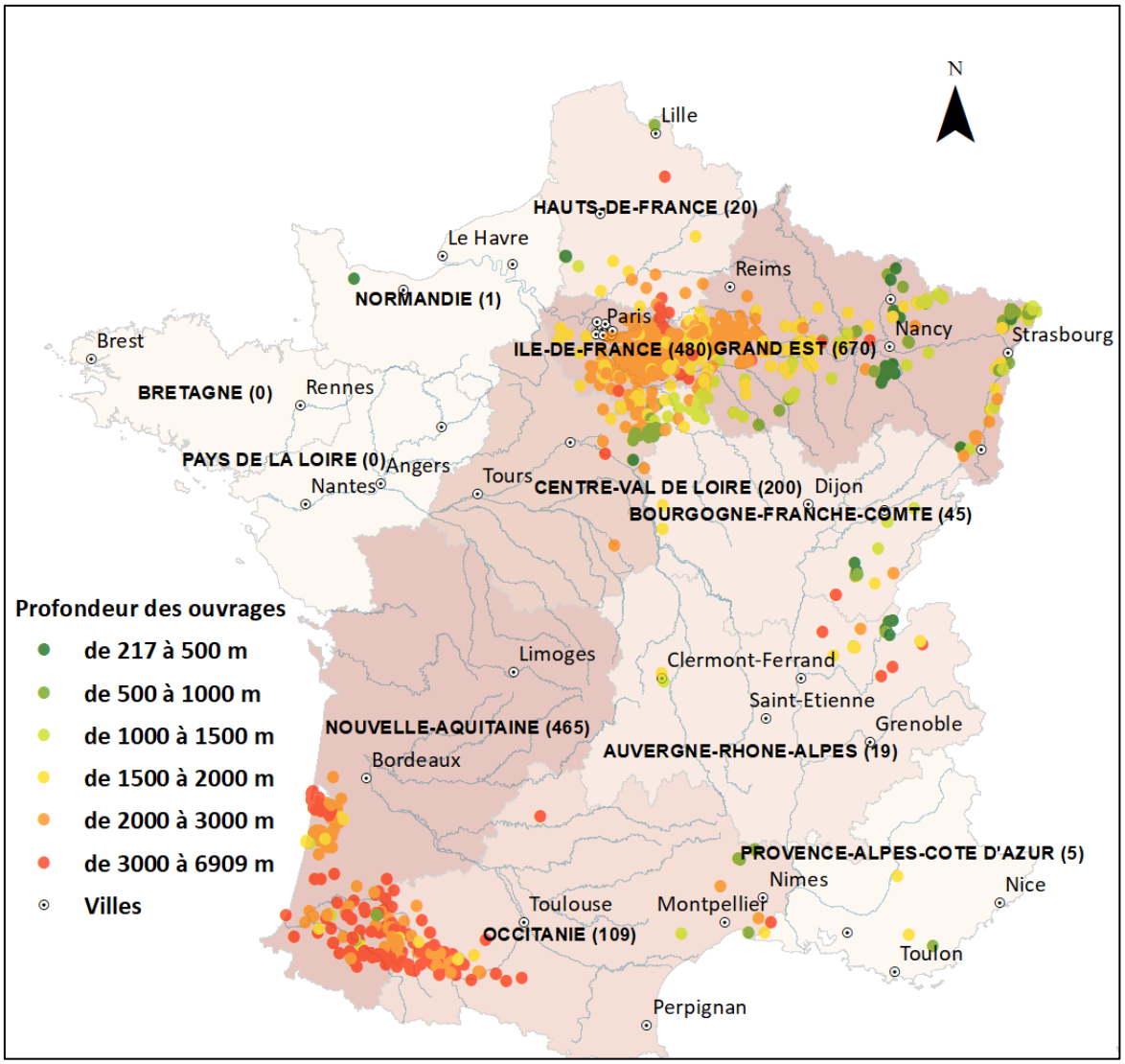


Figure 24 : Carte de distribution des forages potentiellement reconvertibles par région et classe de profondeur.

Indépendamment de leur appartenance à une entité géologique (bassin sédimentaire) particulière, la répartition des 2 014 forages potentiellement reconvertibles suivant les régions administratives est reportée ci-dessous, selon un nombre décroissant :

- Grand-Est : 670 forages
- Île-de-France : 480
- Nouvelle-Aquitaine : 465
- Centre-Val de Loire : 200
- Occitanie : 109
- Bourgogne-Franche-Comté : 45
- Hauts-de-France : 20
- Auvergne-Rhône-Alpes : 19
- Provence-Alpes-Côte d'Azur : 5
- Normandie : 1

La carte ci-dessous précise le nombre de forages potentiellement reconvertibles par département.

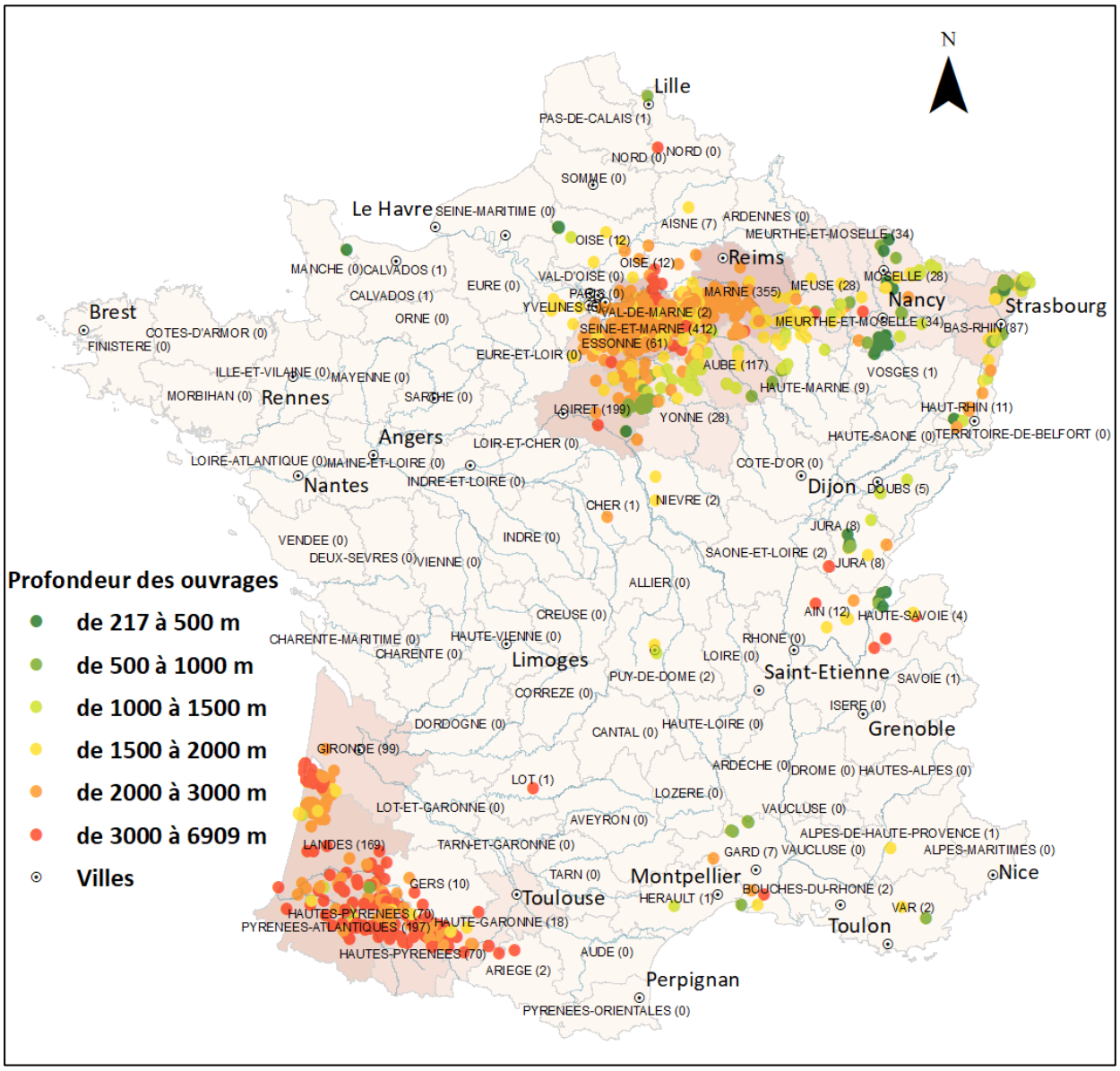


Figure 25 : Carte de distribution des forages potentiellement reconvertibles par département et classe de profondeur.

Parmi les départements, qui comptent le nombre le plus important de forages potentiellement reconvertibles (de l'ordre d'une centaine ou plus), se distinguent par ordre décroissant :

- La Seine-et-Marne (77) : 412 forages
- La Marne (51) : 355
- Le Loiret (45) : 199
- Les Pyrénées-Atlantiques (64) : 197
- Les Landes (40) : 169
- L'Aube (11) : 117
- La Gironde (33) : 99

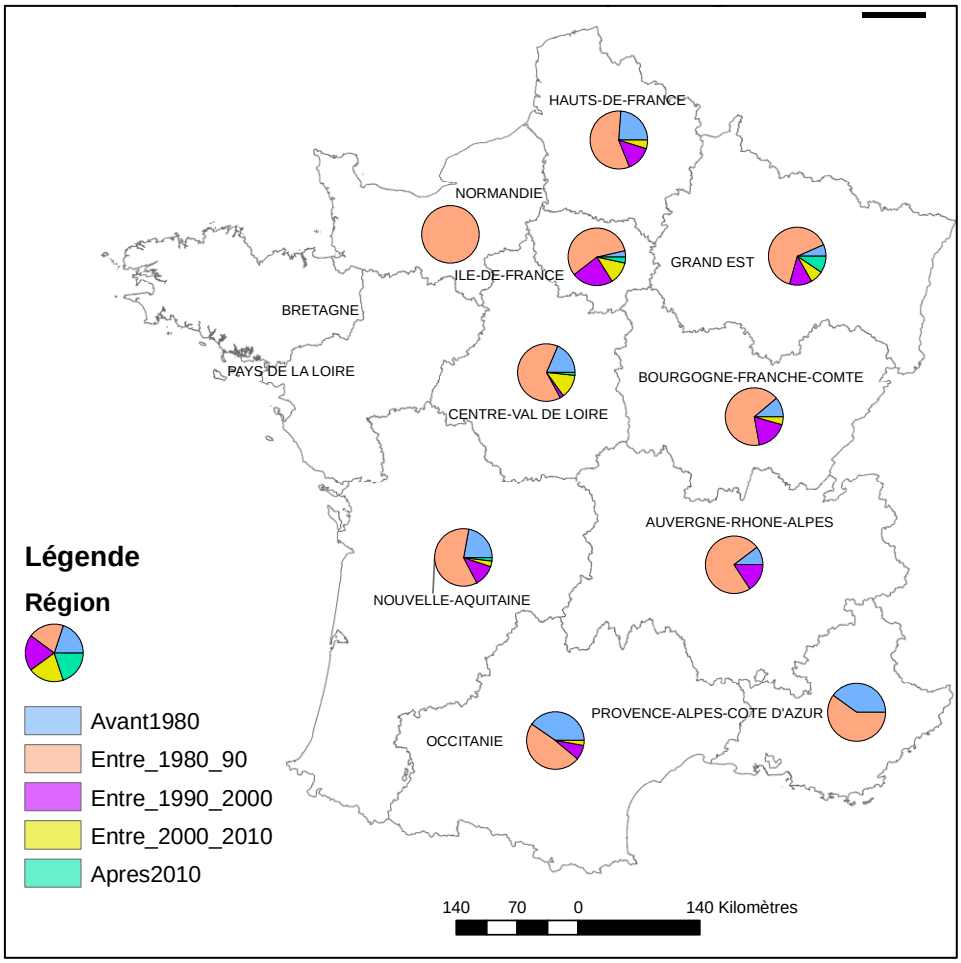
La profondeur des ouvrages, comme mentionné en section 4.1, varie suivant les bassins, au vu des formations ciblées dans le sous-sol, lors de la prospection pétrolière. Ainsi, les forages les plus profonds sont globalement localisés dans le bassin aquitain, avec des profondeurs, en moyenne, autour de 3 000 m et jusqu'à 6 909 m (forage le plus profond recensé). Dans le bassin parisien, où les formations du Dogger et du Trias ont été largement explorées, les profondeurs des ouvrages sont, en moyenne, autour de 2 000 m.

La distribution des classes d'âge des forages sélectionnés est présentée par région administrative ci-dessous (cf. Figure 26).

Au niveau national, sur les 2 014 forages potentiellement reconvertibles, il ressort les proportions suivantes :

- la grande majorité (61 %) des forages potentiellement reconvertibles a été réalisée pendant la période de regain d'activité de l'exploration pétrolière entre les années 1980 et 1990 (avec un pic très net en 1985), ce qui représente **environ 1 230 forages ayant un âge compris entre 30 et 40 ans** ;
- 14 % des forages ont été réalisés dans la décennie suivante (80-90), soit **environ 280 forages ayant un âge compris entre 20 et 30 ans** ;
- 13 % dans la décennie précédente (ouvrages antérieurs à 1980), soit environ **260 forages entre 40 et 50 ans** ;
- 8 % dans la période de 2000 à 2010, soit **environ 160 forages entre 10 et 20 ans** ;
- 5 % depuis 2010, soit environ 100 forages dont l'âge est inférieur à 10 ans.

Les forages les plus récents (postérieurs à 2000) se trouvent principalement dans les régions Île-de-France, Centre-Val de Loire et Grand-Est. Ils représentent environ 260 ouvrages.



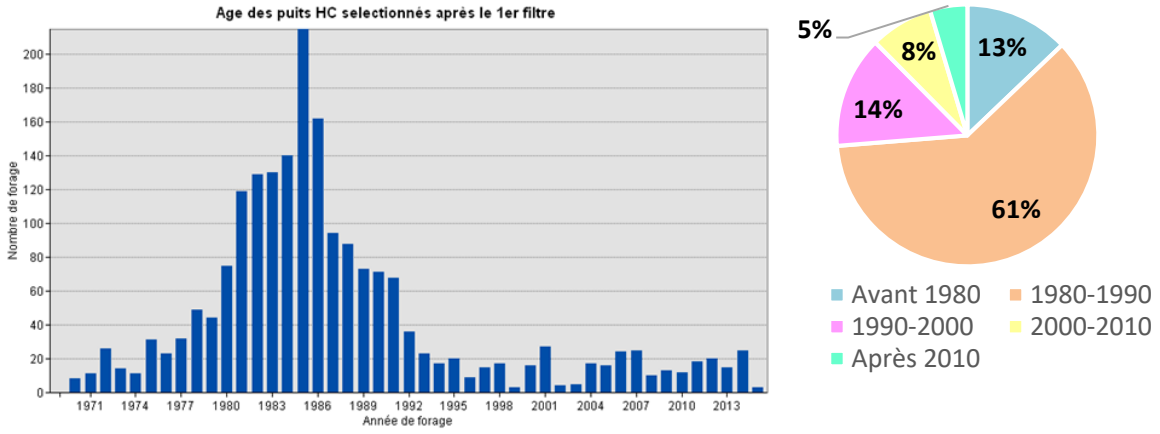


Figure 26 : Carte de distribution des forages potentiellement reconvertibles par classe d'âge et par région (haut) et statistiques nationales relatives aux classes d'âge des forages depuis 1970 (bas).

4.2.3. Identification des formations géologiques atteintes par les forages potentiellement reconvertibles

L'analyse des formations géologiques atteintes (cibles pétrolières) a été menée par bassins sédimentaires et a nécessité une première phase d'harmonisation des déclarations d'étages et de série géologiques. Des cartes de répartition sont présentées en Figure 27, Figure 28 et Figure 29 pour les trois principaux bassins (Paris, Aquitaine et fossé rhénan), qui représentent la très grande majorité (97 %) des forages sélectionnés. Les formations atteintes ne sont pas nécessairement renseignées pour l'ensemble des ouvrages.

Au niveau du bassin de Paris, les formations atteintes sont (par ordre décroissant du nombre de forages sélectionné) :

- Trias (Buntsandstein, Keuper, Muschelkalk et Rhétien) : 36 %
- Jurassique (supérieur, inférieur et moyen) : 32 %
- Crétacé (supérieur et inférieur) : 14 %
- Socle (dont cristallin, métamorphique) : 5 %
- Paléozoïque (dont Permien, Carbonifère, Dévonien, Cambrien) : 3 %
- Cénozoïque (indifférencié) : < 1 %

Au niveau du bassin aquitain, les formations atteintes sont (par ordre décroissant du nombre de forages sélectionné) :

- Crétacé (supérieur et inférieur) : 48 %
- Jurassique (supérieur, moyen et inférieur) : 40 %
- Trias (supérieur et moyen) : 4 %
- Cénozoïque (dont Oligocène, Eocène, Paléocène) : 2 %
- Paléozoïque (dont Permien, Carbonifère, Dévonien, Silurien) : 1 %
- Socle (indifférencié) : < 1 %

Au niveau du fossé rhénan, les formations atteintes sont (par ordre décroissant du nombre de forages sélectionné) :

- Oligocène : 44 %
- Trias (dont Buntsandstein, Keuper, Muschelkalk) : 20 %
- Jurassique (supérieur et moyen) : 20 %
- Socle : 5 %
- Éocène : < 1 %

Les 14 forages sélectionnés dans le bassin du sud-est atteignent les formations de l'Oligocène, de l'Éocène, du Crétacé inférieur, du Jurassique inférieur (dont l'Hettangien) et supérieur (dont Kimméridgien), du Trias, du Paléozoïque (dont Carbonifère) et le socle.

En Limagne, les deux forages sélectionnés atteignent l'Oligocène et le socle, respectivement à 1 323 et 1 850 m de profondeur.

Les quatre forages sélectionnés au niveau du fossé bressan atteignent les formations du Crétacé inférieur, du Permien, du Carbonifère supérieur et du socle métamorphique.

4.2.4. Identification du profil des forages potentiellement reconvertibles

D'après les informations de déviation disponibles, il apparaît que **1 117 forages sont verticaux (soit environ 55 % des 2 014 forages sélectionnés) et 888 seraient déviés** (dont 74 seraient horizontaux ou sub-horizontaux).

L'information est indisponible seulement pour neuf forages situés dans le fossé rhénan (département du Bas-Rhin, 67), qui n'ont, par ailleurs, que très peu d'informations renseignées, de façon générale.

Il semble que lorsque le déport horizontal des coordonnées géographiques entre la tête de forage et le fond de l'ouvrage est inférieur à une centaine de mètres, le forage est considéré comme vertical. L'angle de déviation et la profondeur de l'amorce de la déviation (ou *kick-off point),* pour les puits déviés ou horizontaux, ne sont pas renseignés. Il sera donc nécessaire d'identifier ces informations, à travers l'analyse des coupes techniques et/ou des rapports des travaux de fin de forage existants.

La longueur forée de l'ouvrage (MD pour *Measured Depth)* est renseignée pour l'ensemble des 2 014 ouvrages sélectionnés. Pour les forages verticaux, cette valeur peut être considérée comme la profondeur verticale réelle de l'ouvrage (TVD pour *True Vertical Depth)*. Dans le cas où les ouvrages sont déviés ou horizontaux, la longueur du forage mesurée et la profondeur verticale réelle ont des valeurs différentes. Pour ces ouvrages, la valeur réelle (TVD) est disponible pour seulement 82 cas (soit 9 % environ des 888 forages déviés). Un peu moins de la moitié des 2 014 forages a donc une information de profondeur incomplète et incertaine. En effet, la longueur forée mesurée peut différer de plusieurs centaines de mètres suivant la déviation du forage par rapport à la profondeur verticale. Lorsque ce cas de figure existe, il a été mentionné le fait qu'une incertitude existe et qu'il sera important de vérifier les profondeurs de forages, lors des études de cas. Le travail d'identification des ouvrages étant un travail qualitatif, il a cependant été choisi, pour ces forages, de travailler avec la profondeur MD pour la suite de l'étude.

4.2.5. Identification de la dernière utilisation et du statut des forages potentiellement reconvertibles

La dernière utilisation connue du forage est renseignée pour 1 980 cas sur les 2 014 ouvrages. La table présentée ci-dessous (Tableau 7) illustre le choix possible dans le champ. L'information est rapportée dans les rapports produits par les titulaires de titres miniers dans le cadre de leur activités (RFS, rapport annuel, etc.), sans interprétation de la part du BRESS. Le champ n'est pas renseigné tant qu'un premier document n'a pas été présenté au BRESS. Ainsi, la mention « *X* » signifie que le forage est en projet ou en cours de réalisation, ou bien que des informations sont disponibles, mais non encore renseignées dans la base. Cette mention n'est pas répertoriée pour les 2 014 forages, après le premier filtre. La marque « *N* » ou « *Non utilisé* » représente 232 forages sur les 1 980 ayant une information. La mention « *Producteur (d'huile, de gaz ou d'eau)* » signifie, d'après le BRESS, que le forage est en cours de production. Il n'est pas exclu que des ouvrages classés comme « *Auxiliaires* » soient en fait des forages injecteurs. Lorsque l'ouvrage est défini comme « *Injecteur* », il est utilisé seulement pour le maintien de la pression dans un gisement.

UTIL	COMMENTAIRE
N	Non utilisé
EP	Essais de production
PS	Puits sec
PH	Producteur d'huile
PG	Producteur de gaz
PE	Producteur d'eau
I	Injecteur
A	Auxiliaire (rejet)
ND	Informations non disponibles
X	Champ non renseigné
SG	Puits de stockage de gaz

Tableau 7 : Information concernant la dernière utilisation du puits et son état (source : BRESS).

Le statut actuel de l'ouvrage est ensuite renseigné pour 1980 forages également. Le Tableau 8 présente l'intitulé du champ pour les ouvrages. Lorsqu'un rapport de fermeture définitive existe pour une exploitation, le forage est alors renseigné comme techniquement bouché *via* la mention « *Arrêt définitif »,* mais ne donne pas d'indication sur son statut juridique (*i.e.* arrêté avec acte d'arrêt de la police des mines). La procédure juridique est en effet gérée au niveau des DREAL en région et l'information n'est pas centralisée par le BRESS. Les forages mentionnés comme « *En observation »* sont des ouvrages mis en sommeil, ou bien fermés provisoirement. Les forages identifiés comme « *F »* sont, soit fermés et donc en attente de suite sans être bouchés, ou bien suspendus et donc en maintenance. Les forages « *TA »* ou « *techniquement abandonné et bouché »* ne peuvent pas, en théorie, être remis en service sauf en effectuant une opération de *work-over* lourde. L'ouvrage n'est alors pas nécessairement juridiquement arrêté, comme dans les cas de la mention « *AD »*. Il faudra alors se renseigner auprès des services de la DREAL pour connaître le statut juridique. La mention « *PA »* ou « *partiellement abandonné »* signifie qu'une partie du forage n'est plus utilisée pour la production ou l'injection. Ainsi, une partie de l'ouvrage peut être bouchée avant la réalisation de drain latéral, ou bien correspondre à un forage approfondi pour la réalisation de complétion nouvelle dans des zones plus profondes. Il s'agit donc d'une mention, pour les ouvrages identifiés comme « complexes » dans la base, et non pour les forages simples.

ÉTAT	COMMENTAIRE
O	Ouvert
F	Fermé ou suspendu
X	Hors service (puits inactif sans plus d'informations)
AD	Arrêt définitif (cf. rapport de fermeture définitive ou rapport annuel société, sans précision du statut juridique)
OB	En observation
AP	Attente de mise en production
TA	Techniquement abandonné, bouché (cf. rapport annuel ou puits sec lors du forage, sans précision du statut juridique)
PA	Partiellement abandonné
ND	Informations non disponibles

Tableau 8 : Information concernant le statut actuel du forage (source : BRESS).

Sur les 1 980 forages renseignés, 902 sont encore ouverts ou en observation, soit environ la moitié des ouvrages.

La reconversion des 2 014 ouvrages sélectionnés est ensuite étudiée pour l'utilisation en boucle ouverte ou en boucle fermée, grâce à l'étude de la géologie, des formations aquifères, des données de forages (log, BD) et de surface. La méthodologie permettant d'identifier le potentiel de chacune des reconversions est présentée dans les paragraphes 4.3 et 4.4.

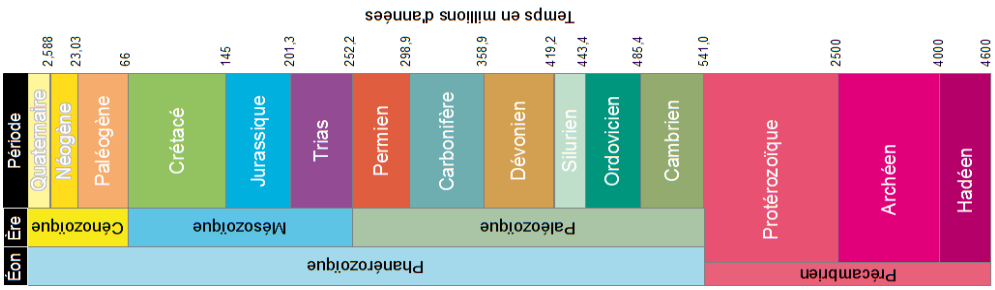
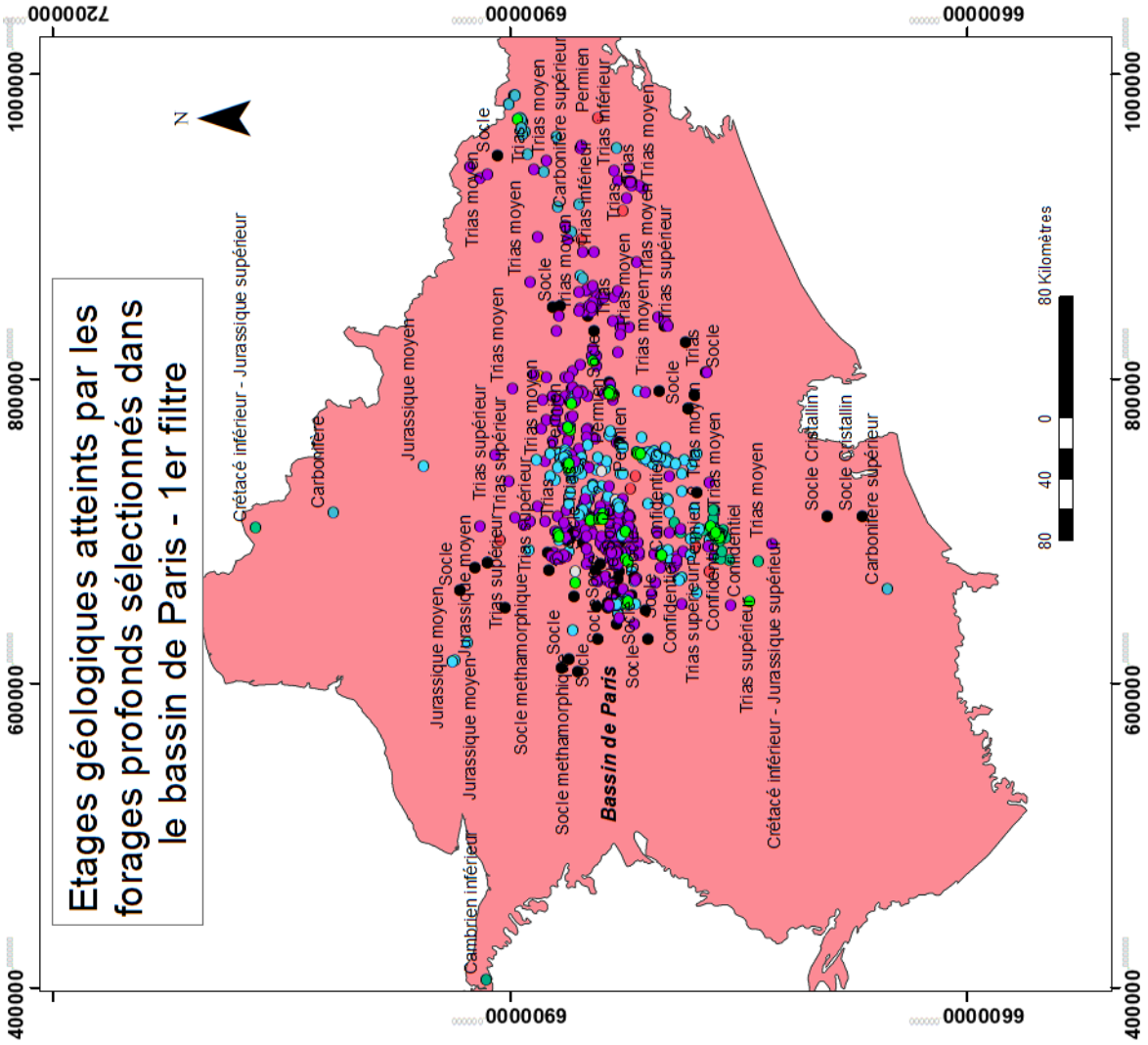


Figure 27 : Carte de distribution des étages et séries géologiques atteints par les forages sélectionnés dans le bassin de Paris.



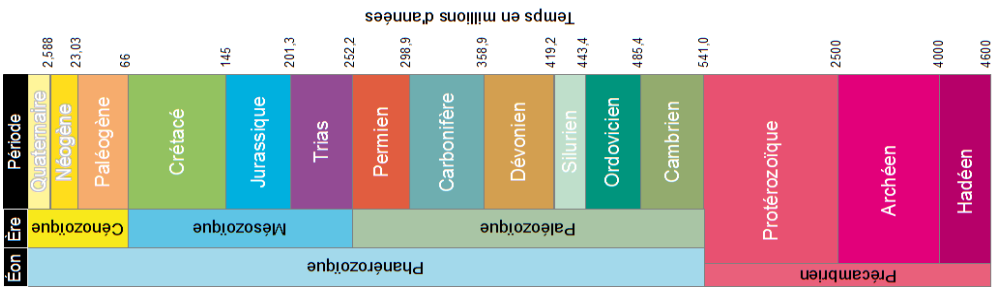
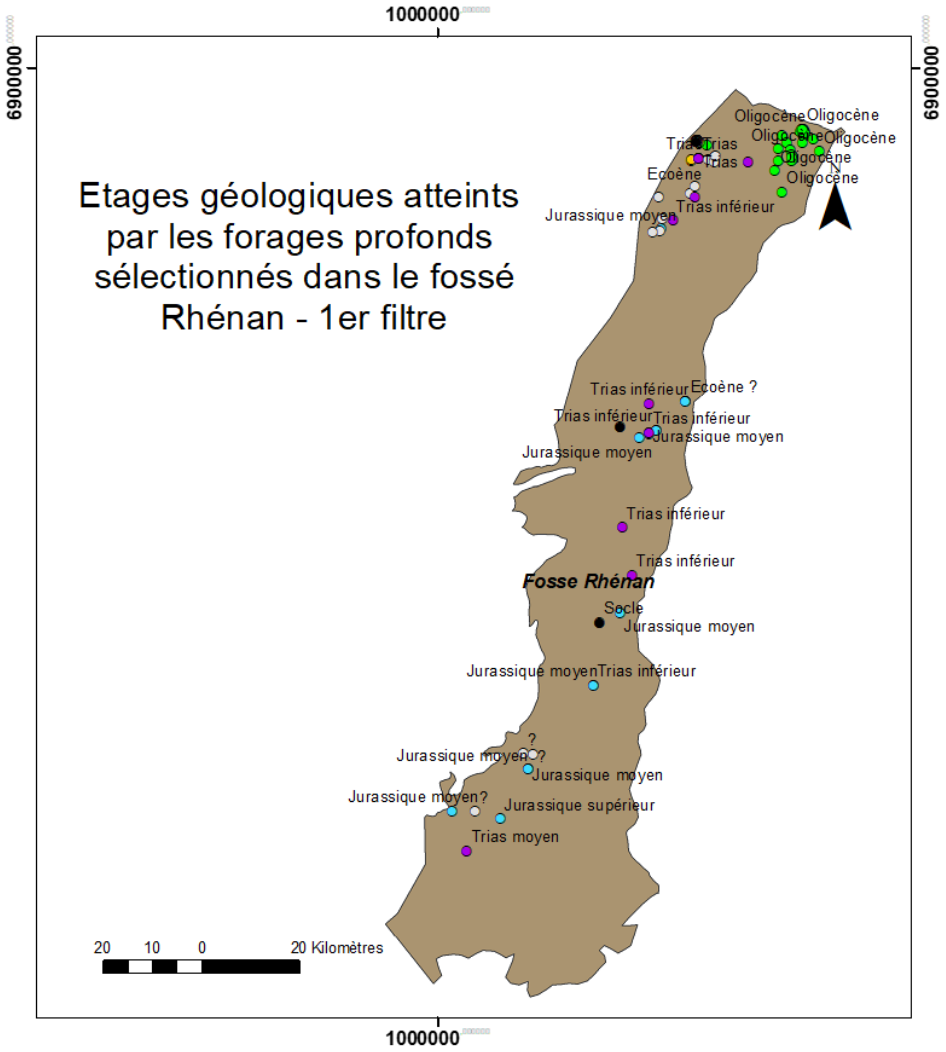


Figure 28 : Carte de distribution des étages et séries géologiques atteints par les forages sélectionnés dans le bassin aquitain.



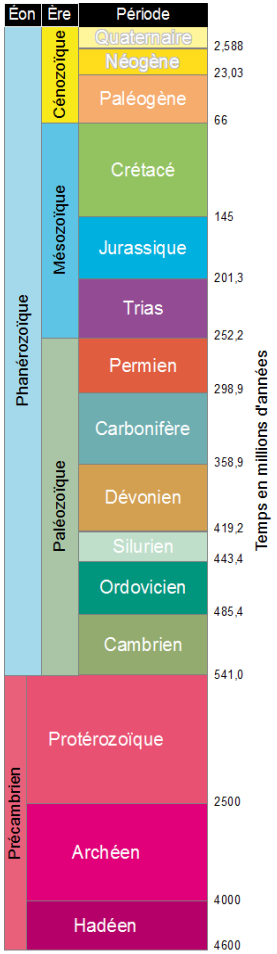


Figure 29 : Carte de distribution des étages et séries géologiques atteints par les forages sélectionnés dans le fossé rhénan.

4.3. CAS DES RECONVERSIONS DE FORAGES EN BOUCLE OUVERTE

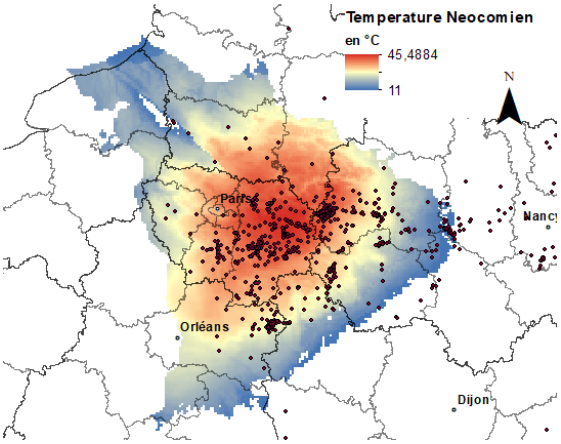
4.3.1. Analyse multicritère - démarche générale de la méthodologie

Dans le cas d'une reconversion en boucle ouverte, l'objectif est d'identifier si une ressource géothermale existe au droit du forage, et si elle peut être exploitée avec un débit suffisant, avant d'être réinjectée (principe du doublet géothermique), ou bien valorisée en surface, suivant la qualité de l'eau et sa minéralogie (exploitation en forage de production simple).

Plusieurs modélisations et cartographies ont été réalisées par le BRGM pour identifier la ressource géothermale ou la ressource en eau, au niveau des principaux bassins géologiques en France. Cependant, de nombreuses zones sont encore aujourd'hui en phase d'exploration sur le territoire. Deux cas de figure se présentent ainsi, lorsque l'on étudie la reconversion des ouvrages en boucle ouverte :

1. cas où le forage se situe sur une zone étudiée disposant de modélisation ou cartographie de la ressource ou de la géologie ;
2. cas où le forage se trouve en dehors de zone d'étude répertoriée.

Dans le premier cas de figure, il est alors possible d'identifier si la formation ayant un potentiel géothermique recoupe ou non le forage en étudiant les profondeurs des ouvrages et les cartes de toit et mur des formations en question. Ensuite, les informations disponibles au niveau du modèle (épaisseur réservoir, transmissivité, perméabilité, etc.) peuvent être croisées avec les informations ponctuelles, afin d'extraire les valeurs au niveau de l'ouvrage. La Figure 30 présente un exemple sur le bassin de Paris. La quantité de données disponibles va ensuite dépendre du type d'entrée (carte ou modèle) et de leur objectif primaire (*e.g.* modélisation hydrogéologique, géologique ou à des fins d'exploitation géothermique). Les informations disponibles par bassin sont identifiées en section 4.3.2 ci-après.



		Aquifère du Néocomien (Bassin de Paris)				
INDICE BEPH	INDICE BSS	Mur (mNGF)	Toit (mNGF)	Température (°C)	Transmissivité (m^2/s)	Epaisseur u au puits (m)
14-3364-A	01047X0137	-725,3	-675,6	32,6	2,50E-04	50,
14-4150-	01056X0160	-719,5	-640,1	33,9	7,79E-05	78,
14-4229-	01843X0215	-990,9	-906,6	39,6	4,44E-04	88,
14-4235-	01843X0301	-998,7	-910,7	40,2	4,02E-04	80,
14-4237-	01871X0060	-856,3	-812,1	40,6	3,97E-05	39,
14-3700-		-891,1	-812	40,3	6,05E-05	74,
14-3701-	02583X0058	-950,2	-878,8	39,5	4,36E-04	86,
14-3706-	02584X0040	-947,8	-897,1	40,2	3,94E-04	78,
14-3707-		-837,4	-770,6	39,2	5,77E-05	59,
14-3708-	02584X0065	-997,7	-918,8	41,3	3,95E-04	72,
14-4251-	01307X0156	-809,6	-723,1	36,1	7,71E-05	68,
14-4274-	01297X0108	-873	-775,1	37,6	9,79E-05	97,
14-4420-		-654,4	-611,3	31,6	3,62E-05	36,
14-3562-	01844X0116	-1008,2	-915,1	40,2	2,02E-04	97,

Figure 30 : Exemple d'extraction des données au niveau de l'aquifère du Néocomien dans le bassin de Paris. À gauche, l'extension du modèle et la représentation de la température avec les forages sélectionnés. À droite, le résultat du croisement entre les informations contenues dans le modèle du Néocomien et les forages sélectionnés.

Dans le second cas de figure, il est alors nécessaire de recourir à d'autres informations ponctuelles pour identifier l'existence ou non d'un aquifère à potentiel, au droit du forage. Pour ce faire, on s'est appuyé sur les données disponibles, d'une part, dans le cadre du projet LOGISO (LOGs validés et cartes ISOvaleurs) du BRGM, qui avait pour mission de codifier, harmoniser et valoriser les données de forages de la Banque de données du Sous-Sol (BSS), et d'autre part, les données de la base BD-LISA sur les entités hydrogéologiques et leur potentialité aquifère. Sur les 2 014 forages issus du premier filtre, on dispose ainsi de 816 forages ayant fait l'objet d'une vérification avec, toutefois, différents niveaux de validation (niveau 1 : faible à niveau 3 : élevé). Pour ces forages, on dispose ainsi d'un niveau détaillé des passes géologiques, avec le code et nom de la formation, et la description lithologique. Pour obtenir ensuite l'information sur les formations potentiellement aquifères, on a réalisé, lorsque cela était possible, la correspondance entre les codes des LGV (Logs Géologiques Validés) de la base LOGISO et les entités hydrogéologiques de niveau 2 (échelle régionale) de la base BD-LISA. Ainsi, lorsque la correspondance existe, on peut savoir si le forage a traversé une ou plusieurs entités reconnues comme aquifère et avoir également l'information sur leur profondeur et le type de milieu (poreux, fissuré, karstique, etc.). Ce travail de correspondance n'a toutefois pu être réalisé que sur environ 200 forages, qui sont localisés dans la bassin Seine-Normandie couvrant les régions Haute-Normandie, Basse-Normandie, Ile-de-France, Picardie, Champagne-Ardenne, Lorraine, Bourgogne et Centre. En effet, pour les autres bassins hydrogéologiques, on ne dispose pas des correspondances entre les logs LGV et les entités BD-LISA.

Le potentiel géothermique peut être défini comme fonction de la chaleur spécifique massique, la masse volumique d'un fluide, la température du réservoir et du débit d'exploitation (Hamm *et al*., 2017a). Étant donnée la différence du niveau d'information suivant les bassins géologiques et suivant les aquifères, il n'est pas envisageable de proposer une méthodologie globale pour définir le potentiel géothermique par forage. Il a donc été décidé de raisonner en terme d'interception des ouvrages avec des aquifères connus pour avoir un potentiel géothermique. Chaque forage aura alors un identifiant 1 ou 0, suivant que les formations traversées présentent ou non une ressource géothermale potentielle au droit de l'ouvrage. Une sommation est alors faite par forage pour avoir le nombre d'aquifères potentiels traversés. L'utilisateur pourra ensuite vérifier le niveau d'information associée aux différents aquifères vus, afin d'identifier la zone la plus intéressante et favorable pour la production de chaleur.

L'analyse réalisée, ici, vise donc à regrouper les informations disponibles et à les renseigner par forage et identifier la présence ou l'absence d'un aquifère ayant un potentiel géothermal. Il s'agit d'une étude qualitative qu'il sera ensuite nécessaire d'approfondir de façon quantitative, au cas par cas.

L'utilisation du forage pour la production de chaleur peut être de plusieurs sortes, lorsqu'il se situe en zone urbaine où l'alimentation en chauffage et ECS des logements sera privilégiée, ou bien en zone rurale ou périphérique où l'utilisation sera alors majoritairement pour l'alimentation de serres agricoles, de fermes piscicoles, ou encore pour favoriser l'installation d'infrastructure du secondaire. Pour identifier la zone dans laquelle se trouve les 2 014 ouvrages, un croisement a été réalisé avec la base de données Corine Land Cover 2012, qui inventorie la biophysique de l'occupation des terres, dans le cadre d'un programme européen d'observation de la Terre (Copernicus) sur 39 états européens. Il s'agit d'une l'interprétation visuelle d'images satellitaires, qui permet de définir l'occupation des sols et son évolution, selon 44 classes. La base utilisée dans l'outil SIG date de 2012 et l'échelle de production est le 1/100 000.

La Figure 31 présente les ouvrages sélectionnés pour une zone tampon d'un et deux kilomètres autour des zones habitées. 942 ouvrages, soit environ la moitié, sont situés à moins d'un kilomètre d'une zone urbaine et 1 497 ouvrages sont situés à moins de 2 km d'une zone urbaine.

Par ailleurs, ce travail d'analyse a été effectué pour les ouvrages ayant recoupé au moins un aquifère, qui est la condition minimale nécessaire dans le cas spécifique de la reconversion en boucle ouverte, les résultats étant synthétisés § 4.3.6.

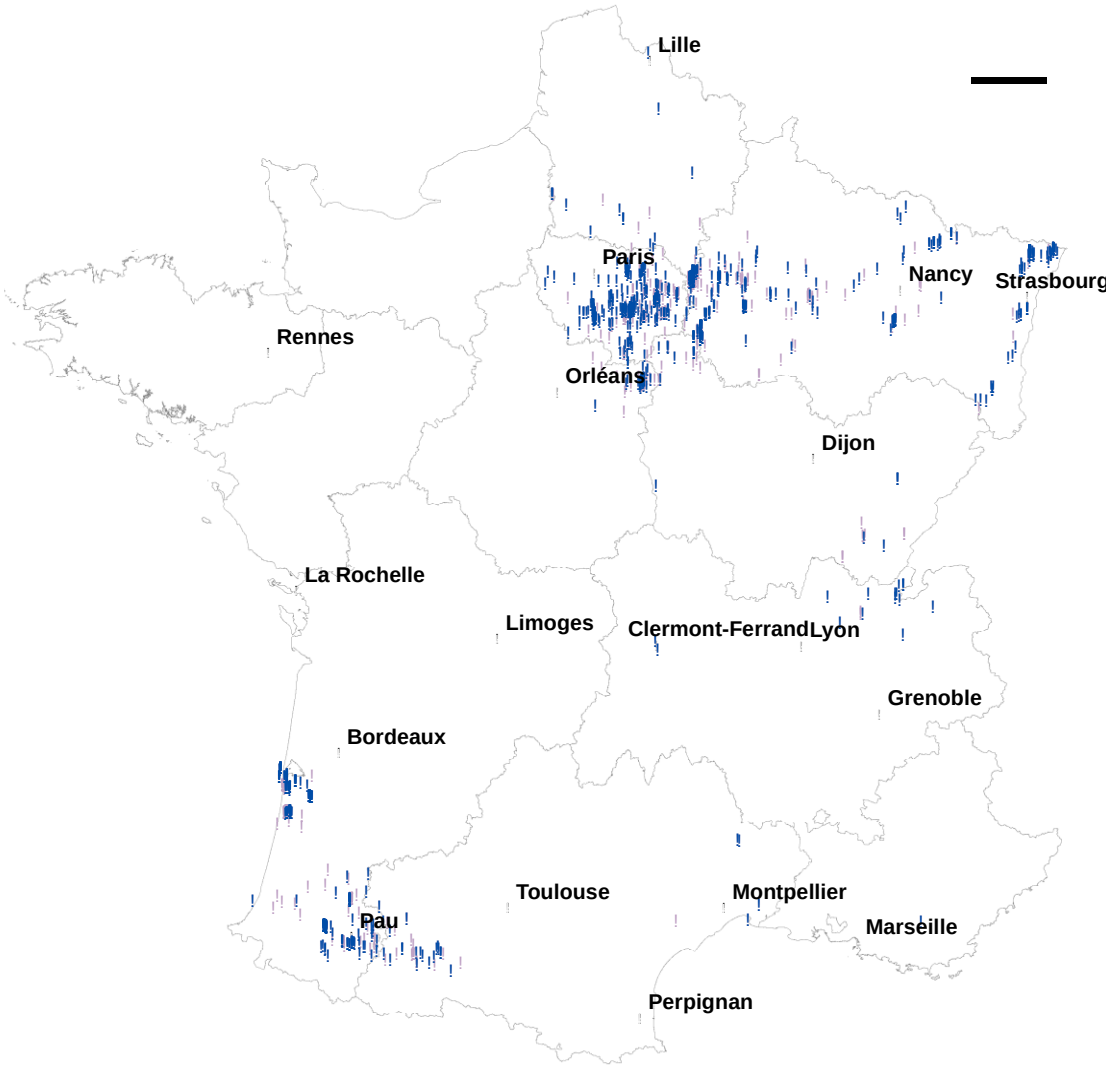


Figure 31 : Forages sélectionnés après croisement avec les informations d'occupation des sols, d'après CLC 2012, suivant différentes distances de zone tampon considérées (1 km en bleu et 2 km en mauve).

4.3.2. Informations disponibles sur les formations connues pour leur potentiel géothermique à l'échelle nationale

L'évaluation du potentiel géothermique a été étudiée à de nombreuses reprises en France métropolitaine. Récemment, (Bonté *et al*., 2010) ont mené une étude en France métropolitaine *via* l'analyse, la correction et l'interpolation de nombreuses données ponctuelles de températures provenant de forages d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures depuis plus de 30 ans. Les résultats de l'analyse statistique des données a permis d'obtenir une cartographie 2D des températures et l'extraction de cartes isothermes pour différentes profondeurs présentées en Figure 32.

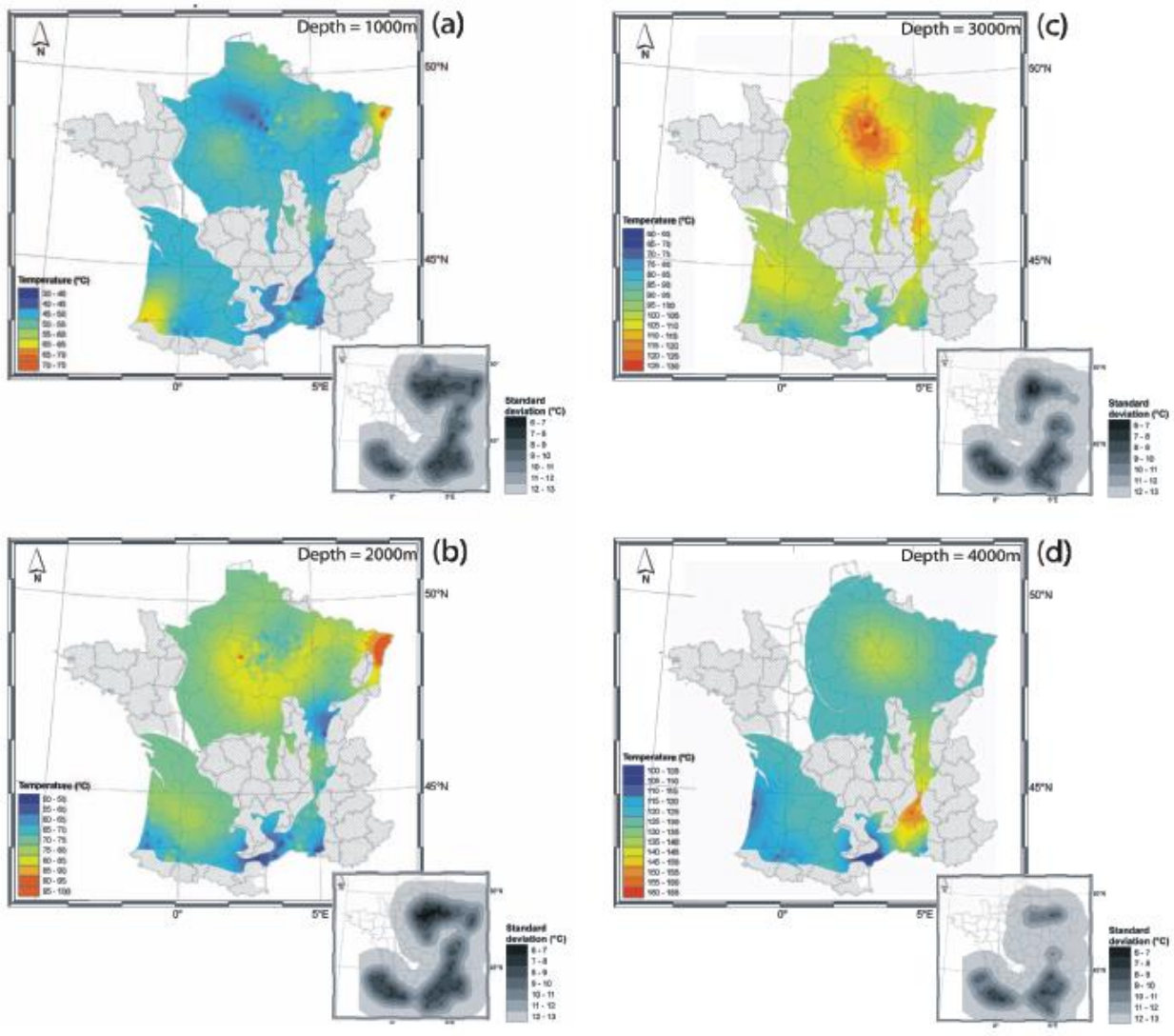


Figure 32 : Iso-profondeur : (a) 1000 m, (b) 2000 m, (c) 3000 m, (d) 4000 m, coupes horizontales du bloc 3D des températures en °C (couleur) et de l'écart type en °C (noir et blanc) (Bonté et al.*, 2010).*

On observe ainsi un certain nombre d'anomalies thermiques, peu profondes dans le fossé rhénan et dans les bassins de Paris et d'Aquitaine, et profondes (au-delà de 1 000 m) dans le bassin de Provence. Le potentiel est donc important sur le territoire et la cohérence avec la localisation des ouvrages profonds (Figure 1), majoritairement issus de l'exploitation et de l'exploration pétrolières en France, montre une concentration des ouvrages sur les zones de fort potentiel en Aquitaine, dans le bassin de Paris, en Alsace et en Provence.

Plus récemment, un atlas des cibles géothermiques de moyenne température a été produit dans le cadre de la convention ADEME-BRGM 2017. Les résultats de cette étude mené par (Caritg et al., 2018) sont présentés dans le rapport BRGM/RP-67853-FR. Le projet vise à localiser les ressources entre 90 °C et 150 °C susceptibles d'être exploitées pour la production d'électricité et de chaleur (et/ou de froid) en cogénération en France métropolitaine. Ce projet a utilisé un certain nombre de données : ouvrages, rapports, résultats de projets, modélisations géologiques et géophysiques, thèses et autres articles. Le Tableau 9 présente une synthèse des ouvrages utilisés et le Tableau 10 présente un synthèse des formations cartographiées, lors de ce projet. L'étude couvre un grand nombre de bassins géologiques en France, comme le montre l'emprise des modèles disponibles en Figure 33.

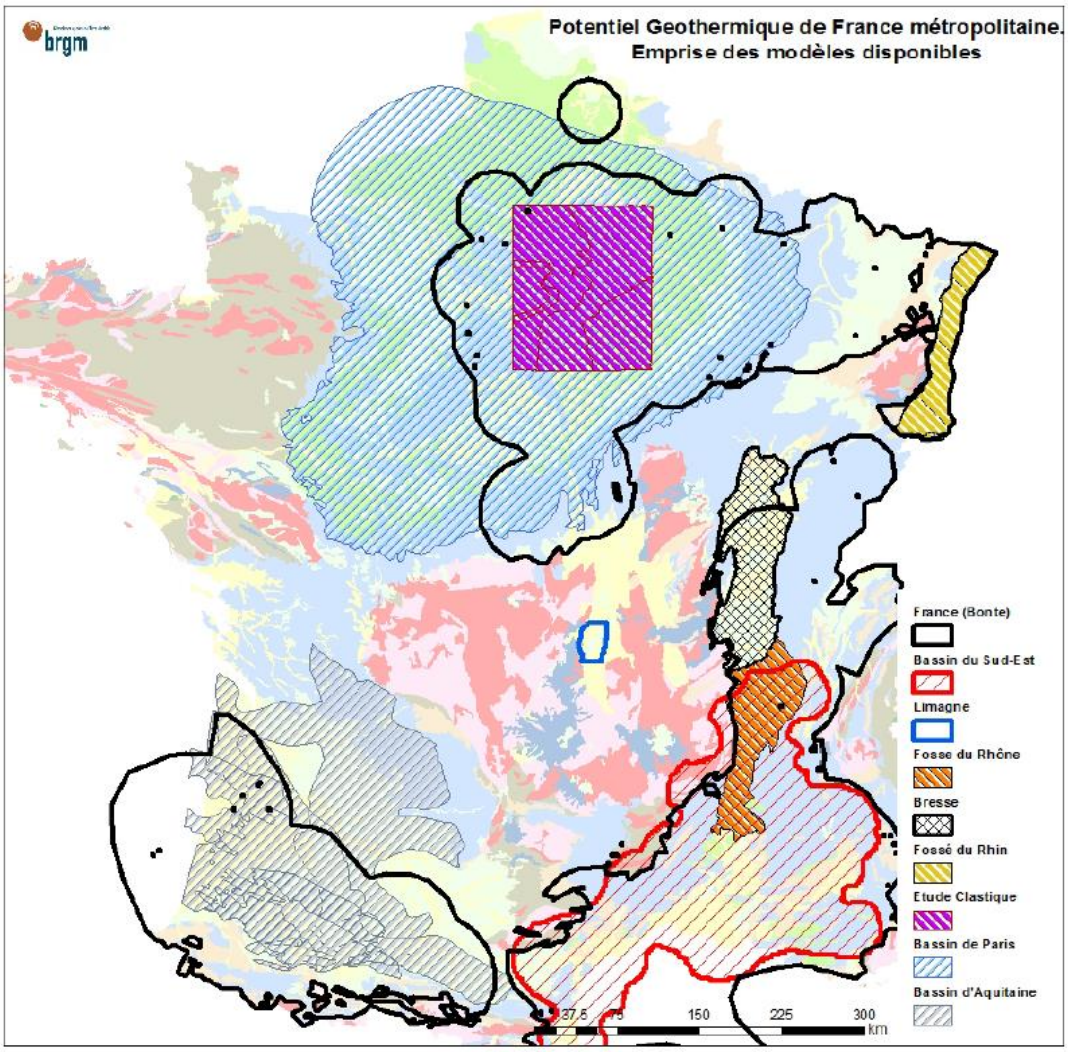


Figure 33 : Emprise des modèles utilisés pour l'étude Atlas CoGTH d'après Caritg et al*., 2018.*

Projet / Étude	Référence	Type de réalisation	Zone modélisée	Type de donnée	Aquifère
Sismo-tectonique de la France métropolitaine dans son cadre géologique et géophysique	(Grellet *et al*., 1993)	Ouvrage de synthèse	France métropolitaine	Carte des profondeur	Socle anté-Trias
Potentiel géothermique du Bassin parisien	(Housse *et al*., 1976)	Ouvrage de synthèse	Bassin de Paris	Cartes (litho, prof., e, T)	Trias, socle anté-Trias
Potentiel géothermique du Bassin aquitain	(Housse *et al*., 1977)	Ouvrage de synthèse	Bassin aquitain	Cartes (facies, litho, prof., e, T)	Crétacé, Jurassique, Trias et socle anté-Trias
Synthèse géologique du Sud-Est de la France	(Debrand-Passard *et al*., 1984)	Ouvrage de synthèse	Bassin du Sud-Est , Fossé rhodanien et bressan et Bassin de Savoie-Genève	Cartes (facies)	Jurassique, Trias, socle anté-Trias
GeORG : Potentiel géothermique des aquifères du Fossé rhénan	Étude GeORG 2013	Projet	Fossé rhénan	Modèle 3D, cartes (T, prof., e)	Jurassique, Trias, socle
GeoMol : évaluation des ressources naturelles dans le bassin molassique d'avant-chaîne alpin	(Capar *et al*., 2015)	Projet	Bassin Savoie-Genève	Modèle 3D, carte de prof.	Jurassique , Trias, socle
CLASTIQ-2 : ressources géothermales des aquifères clastiques	(Bouchot *et al*., 2012)	Projet	Bassin de Paris, Fossé rhénan	Modèle 3D, carte des dépôts, prof.	Trias
CoPGEN : Potentiel géothermique du fossé des Limagnes	(Genter *et al*., 2004 ; Calcagno *et al*., 2014)	Projet	Fossé des Limagnes	Modèle 3D, carte de profondeur	Eocène, socle
Modélisation BRGM	(Couëffé R. et Tourlière B. 2008)	Projet	Bresse, Dombe, Bas-Dauphiné, couloir rhodanien	Modèle 3D	Cénozoïque
Caractérisation thermique des bassins sédimentaire en France	(Bonté, 2014; Bonté *et al*., 2010)	Thèse, articles	France métropolitaine	Modèle 3D	Jurassique, Trias, socle

Tableau 9 : Synthèse des ouvrages utilisés pour la réalisation du projet Atlas CoGTH de cartographie des cibles géothermales de 90-150 °C en France métropolitaine.

Bassin géologique	Formations cartographiés	
Bassin de Paris	Trias sup.	Rhétien
		Keuper - Chaunoy
	Trias inf.	Buntsandstein – Donnemarie
	Socle	
Bassin Aquitain	Crétacé inf.	
	Jurassique sup.	
	Jurassique inf.	Lias moy
		Lias inf
	Trias sup.	Rhétien
	Socle	
Bassin Provençal	Jurassique sup.	
	Jurassique inf.	
	Trias inf.-moy.	Muschelkalk
		Buntsandstein
	Socle	
Fossé Rhodanien	Jurassique sup.-moy.	
	Jurassique inf.	Domérien, Carixien, Sinémurien, Hettagien
	Trias inf.-moy.	Muschelkalk
		Buntsandstein
	Socle	
Fossé Rhénan	Jurassique moy.	
	Trias inf.-moy.	Muschelkalk
		Buntsandstein
	Socle	
Limagne	Eocène	
	Socle	

Tableau 10 : Liste des bassins géologiques et formations cartographiés pour l'étude Atlas-coGTH de d'après Caritg et al*., 2018.*

Les résultats de l'étude, disponibles sous format SIG, ont été intégrés à l'étude PETROVAL afin d'identifier la cohérence entre la position des puits et la disponibilité de la ressource dans le sous-sol (voir méthodologie en section 4.3). Des données complémentaires ont également été ajoutées pour ce projet PETROVAL, afin de prendre en compte les ressources de basse enthalpie, *i.e.* pour des températures comprises entre 30 °C et 90 °C. Les données additionnelles prises en compte sont énumérées dans les paragraphes ci-dessous.

4.3.3. Bassin de Paris : informations additionnelles et résultats du croisement des données

Les modèles existants des aquifères de **l'Albien,** du **Néocomien,** du **Lusitanien,** ainsi que du **Dogger** sur le bassin de Paris ont permis d'intégrer des cartes des températures, des profondeurs et épaisseurs de réservoir, et des transmissivités (lorsque les données étaient disponibles) pour les quatre formations sous format Raster au projet SIG. L'emprise des modèles est présentée en Figure 34.

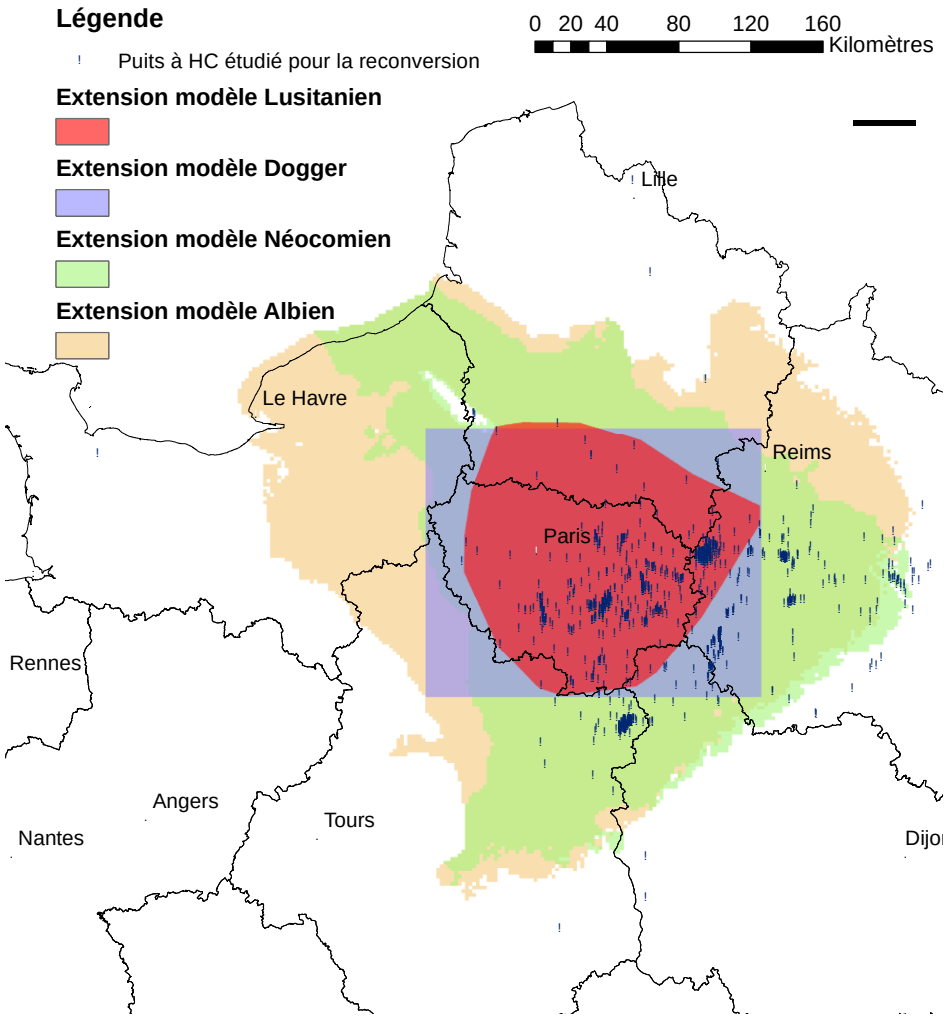


Figure 34 : Extension des modèles utilisés de l'Albien, du Néocomien, du Lusitanien et du Dogger.

Le modèle des formations de **l'Albien** et du **Néocomien** a été réalisé pour le compte de l'Agence de l'Eau Seine-Normandie et de la DRIEE d'Île-de-France (Seguin *et al.*, 2015). L'étude comprenait alors deux volets, hydrogéologique et thermique, et a permis de modéliser six couches géologiques dont quatre aquifères. Les aquifères de l'Albien et du Néocomien sont actuellement exploités en Île-de-France pour la production de chaleur, avec utilisation de PAC, avec six opérations répertoriées.

La modélisation des formations du **Lusitanien** a été réalisée pour le compte de l'ADEME Île-de-France (Caritg *et al*., 2014). L'objectif principal de l'étude était d'évaluer le potentiel géothermique de cet aquifère, à l'échelle du bassin de Paris et à l'échelle plus régionale de l'Ile-de-France, afin de proposer une alternative à la surexploitation du Dogger.

La modélisation des formations du **Dogger** a été réalisée dans le cadre de différents projets de gestion de l'exploitation de la nappe pour le compte de l'ADEME, notamment et plus récemment, dans le cadre d'un projet financé par EIFER, et qui visait à étudier les opportunités de valorisation de la ressource géothermique basse enthalpie en France métropolitaine avec, comme exemples, les cas de l'Albien et du Dogger (Hamm *et al*., 2017a).

Les formations du Jurassique supérieur (Lias) du bassin de Paris ne sont présentes actuellement que sous format papier (Housse *et al*., 1976) et n'ont pas pu être intégrées dans l'étude.

Le Tableau 11 ci-dessous résume les différentes formations utilisées lors de l'étude de reconversion des ouvrages en boucle ouverte au niveau du bassin de Paris et les informations associées à chacune de ces formations.

	Formations	Dogger	Albien	Néocomien	Lusitanien	Trias sup.	Trias inf.
Données de réservoir disponibles	Température (°C)	46 à 85	11 à 38	30 à 50	30 à 65	30 à 110	70 à 110
	Toit (m NGF)	-505 à -1933	0 à -1028	0 à -799	0 à -1500	-500 à 2500	-500 à- 3000
	Mur (m NGF)	-564 à -2025	0 à -899	0 à -1114	0 à -1500		
	Épaisseur (m)	50 à 100	50 à 130	30 à 50		5 à 500	30 à 500
	Épaisseur prod. (m)	4 à 62					
	Transmissivité hydraulique (m^2/s)	$3e^{-3}$ à $10e^{-8}$	sur ep total : $8e^{-3}$ à $20\ e^{-8}$	sur ep total : $4e^{-3}$ à $10\ e^{-8}$			
	Transmissivité intrinsèque (D.m)				1 à 5	0,5 à 40	0,5 à 280
	Facies					x	x
	Potentiel géothermique (MWth)	0,001 à 30					
	Source/projet	Hamm et Arnaud 2017	Seguin, Castillo et Arnaud 2015		Cartig, et al. 2014	Caritg, Tourlière et Bourgine 2018	
	Format	Raster	Raster	Raster	Raster	SIG	SIG

Tableau 11 : Synthèse des données géologiques et cartographiques disponibles au niveau du bassin de Paris.

Sur un peu plus de 1 300 forages présents sur le bassin, 71 ne sont pas couverts par un modèle géologique, hydrogéologique ou autre cartographie.

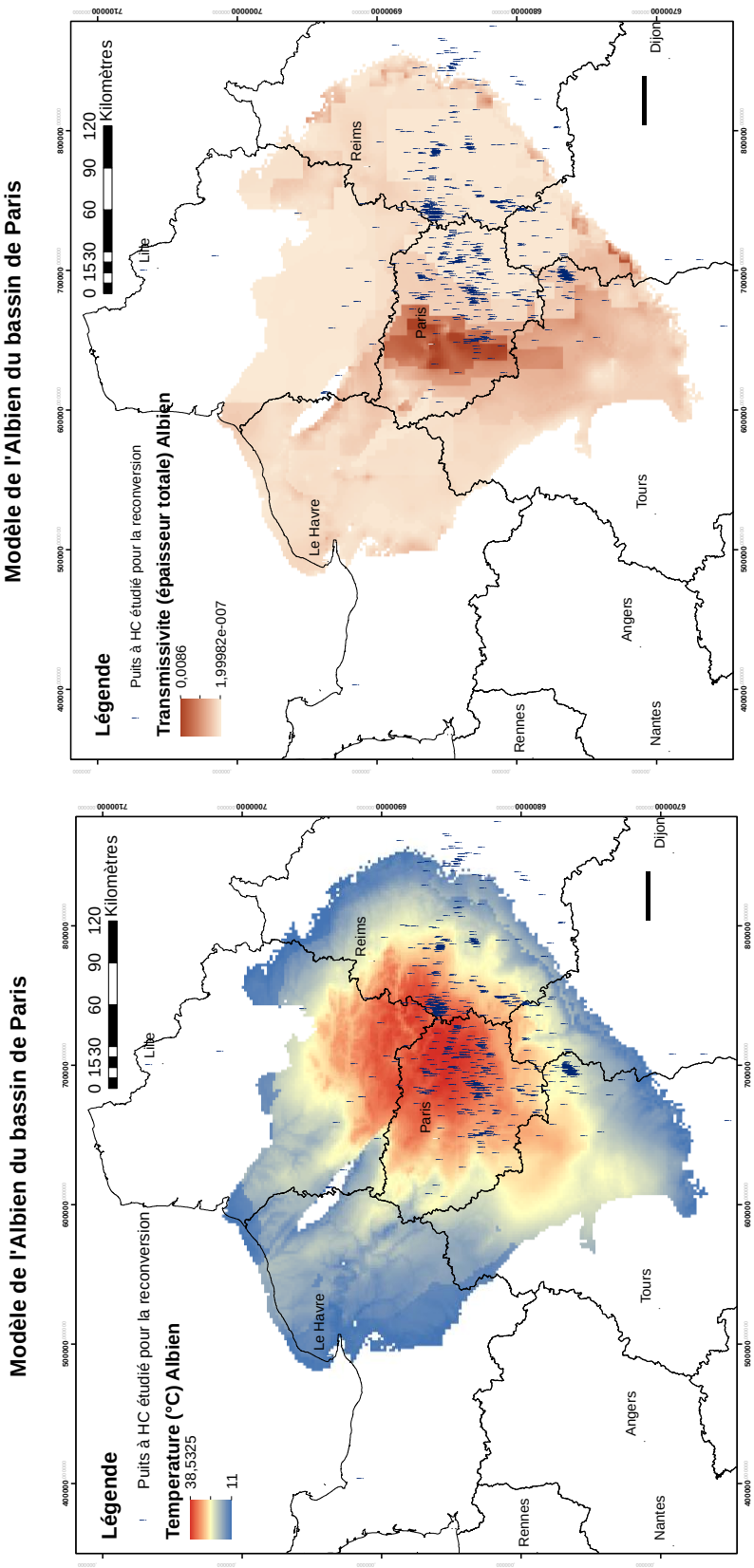


Figure 35 : Température en °C et épaisseur totale en mètres de l'Albien d'après la modélisation de (Seguin et al., *2015).*

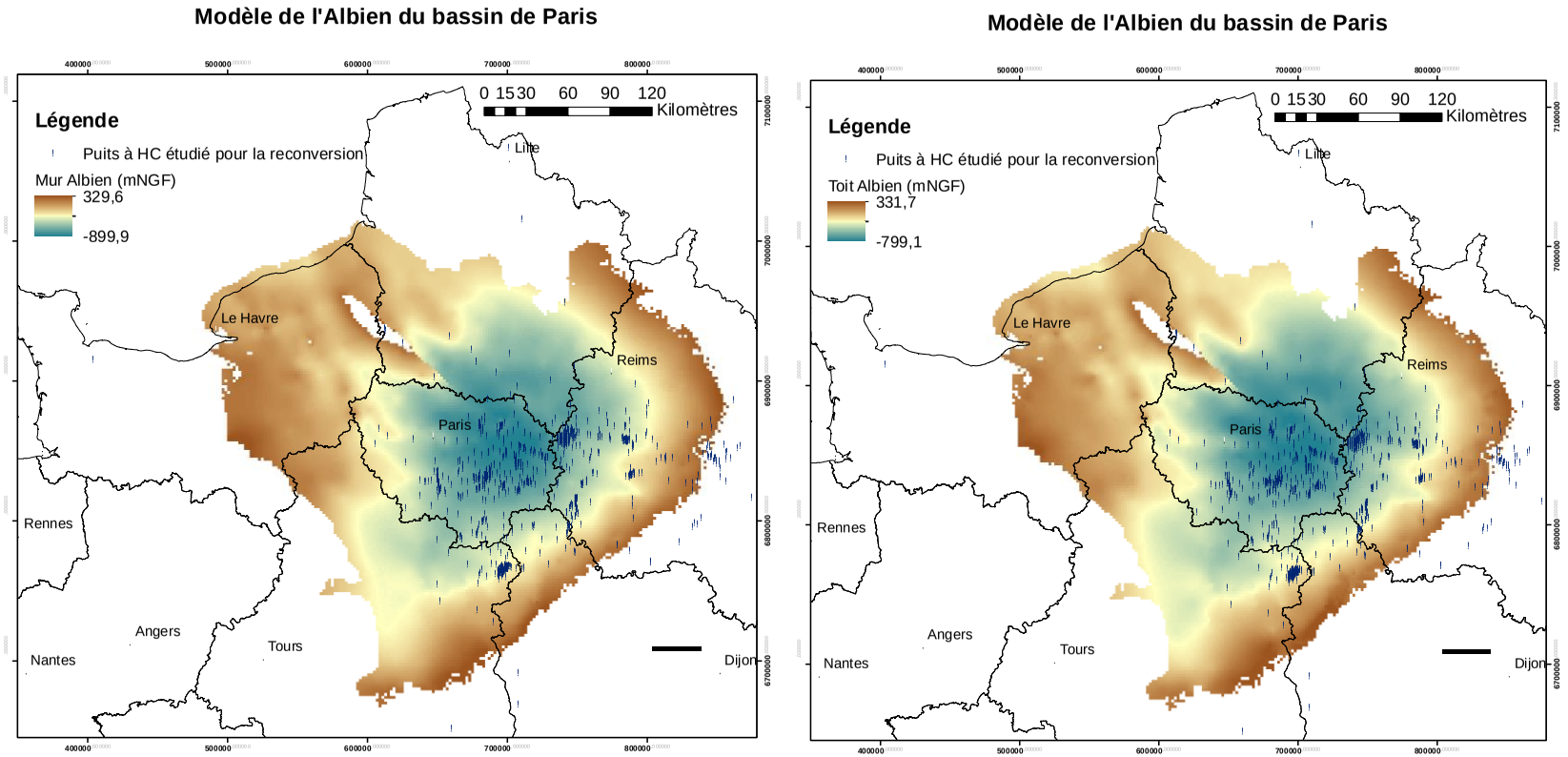


Figure 36 : Mur et toit de l'Albien en mNGF d'après la modélisation de (Seguin et al.*, 2015).*

4.3.4. Bassin aquitain : informations additionnelles et résultats du croisement de données

Le **modèle nord-aquitain** (MONA) est développé par le BRGM depuis plus de 20 ans pour apporter des réponses à des problématiques d'abaissement des niveaux de la nappe de l'Éocène en Gironde et du renouvellement lent des eaux souterraines. Il s'agit d'un modèle pseudo-3D (les épontes ne figurent pas en tant que couches de calcul), qui utilise le code de calcul MARTHE. Le modèle comprend 15 couches comme présente en Figure 37.

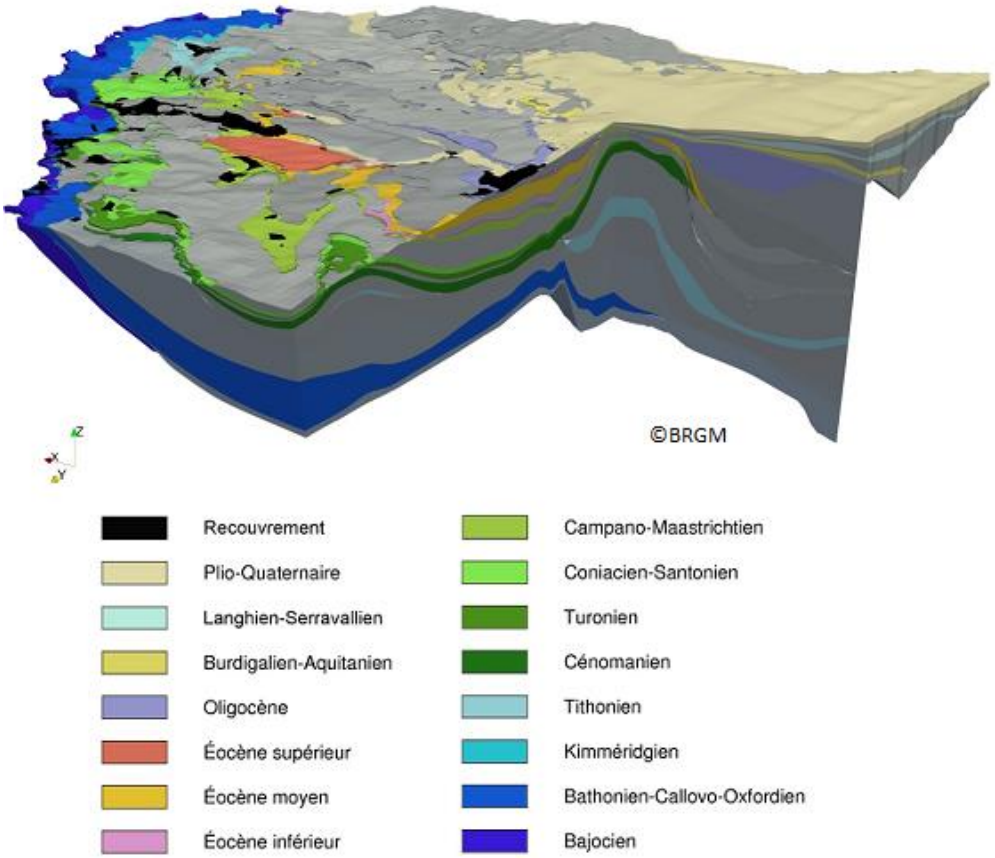


Figure 37 : Modèle nord-aquitain (BRGM).

Les cartes de profondeur des murs des formations ont été intégrées au projet pour identifier les ouvrages traversant une ou plusieurs formations aquifères, au niveau de la zone nord aquitaine.

4.3.5. Fossé rhénan : informations additionnelles et résultats du croisement de données

Outre les données en cartes disponibles au niveau du fossé rhénan, à partir de l'étude de (Caritg *et al*., 2018), les modèles réalisés dans le cadre du référentiel géologique français (RGF), au niveau des Vosges et du fossé rhénan (Capar *et al*., 2015) ont été compilés pour le projet. Le RGF a permis, à travers la mise en place de procédures méthodologiques, de réaliser la mise en cohérence tridimensionnelle des données géologiques en surface et sub-surface.

Ainsi, les isohypses de la base du Tertiaire et du Lias ont été intégrés au projet SIG (Figure 38).

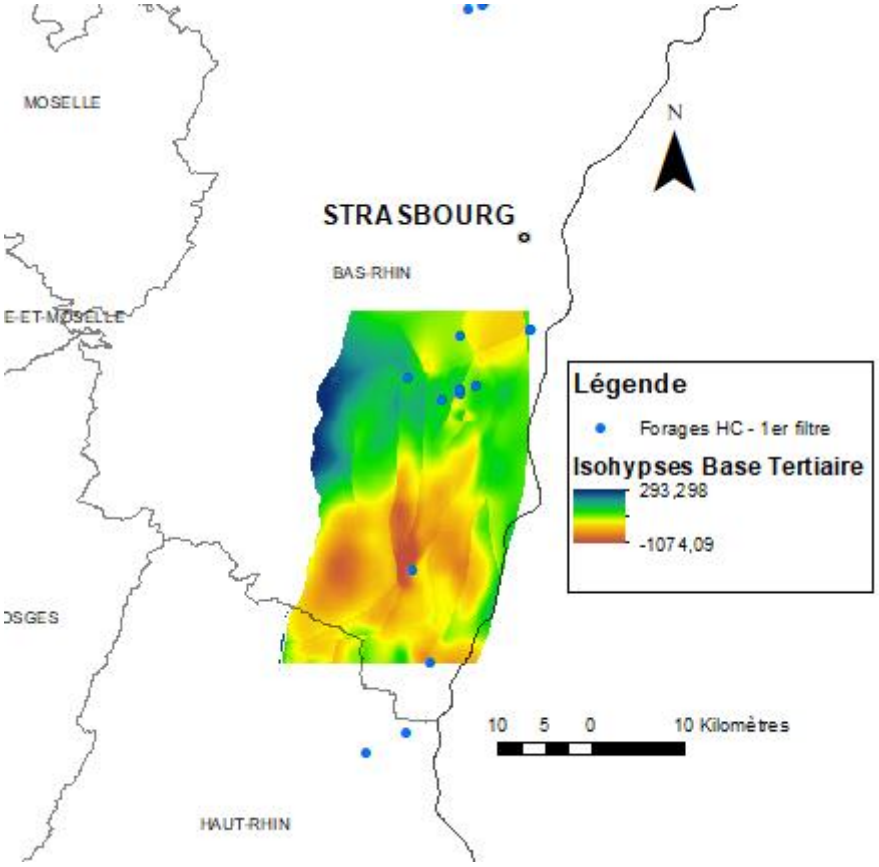


Figure 38 : Extension du modèle RGF « Vosges-fossé rhénan » en 2012 et 2013.

4.3.6. Synthèse des résultats

Après croisement des informations de puits et des modèles ou logs disponibles, chaque ouvrage a été marqué par le nombre d'aquifères identifiés. La Figure 39 présente, au niveau national, le résultat du croisement des données de puits et des données de modèles et logs disponibles.

Sur les 2 014 ouvrages étudiés, 47 ne sont couverts, ni par un modèle, ni par aucun log permettant d'identifier les aquifères présents, au niveau du puits. Pour ces forages, la reconversion en boucle ouverte ne semble donc pas envisageable. Cependant, la localisation de ces ouvrages montre qu'un certain nombre d'entre eux se trouvent dans des zones encore peu connues, en termes de géologie et d'exploration géothermale (bassin du sud-est ou près du Jura).

218 ouvrages n'ont pas rencontré d'aquifères et **1 749 ont traversés au moins un aquifère** (Figure 39). 50 de ces 218 ouvrages ne sont pas croisés par un modèle et 95 ne disposent pas de logs validés. Ainsi, 145 ouvrages qui ont des informations de modèle ou de log ne croisent aucun aquifère. Ils se trouvent, en grande partie, au sud du bassin aquitain, au nord du fossé rhénan, ou entre le fossé bressan et la limite nord du bassin du sud-est. Pour les forages situés au centre des bassins sédimentaires (comme c'est le cas pour les ouvrages qui n'ont pas recoupé d'aquifères du bassin de Paris), la profondeur trop faible des ouvrages est le facteur limitant pour permettre d'atteindre des aquifères potentiellement exploitables pour la géothermie.

Le Tableau 12 ci-après récapitule la répartition des forages au niveau national et dans les trois principaux bassins couverts (bassin de Paris, bassin aquitain et fossé rhénan) selon le nombre d'aquifères qui ont été recoupés par les forages, la proximité des forages d'une zone urbaine ou non, la distance des plus proches voisins dans l'optique de réinjection du fluide, la profondeur des ouvrages et leur statut connu à ce jour.

	Niveau national	**Bassin de Paris**	**Bassin Aquitain**	**Fossé Rhénan**
Nombre d'ouvrages, après premier filtre	2 014	1 303	566	98
Nombre d'aquifères recoupés par les forages				
non renseignés	47	28	2	1
0	218	23	115	63
entre 1 et 3	953	556	365	27
supérieur à 3	796	696	84	7
Total d'ouvrages recoupant au moins un aquifère	1 749	1 252	449	34
Ouvrages ayant recoupé au moins 1 aquifère et situés à plus d'1 km d'une ville	984	675	294	8
Ouvrages ayant recoupé au moins 1 aquifère et situés à moins d'1 km d'une ville	765	577	155	26
Distance entre les plus proches voisins				
0 – 500 m	1 101	791	299	11
500 – 1 000 m	111	74	35	0
1 000 – 2 000 m	157	123	25	7
> 2 000 m	380	264	90	16
Profondeur des forages				
200 – 1 000 m	232	213	1	13
1 000 – 2 000 m	449	395	34	15
2 000 – 3 000 m	813	616	190	6
> 3000 m	255	28	224	0
Statut des ouvrages				
Non renseignés	24	15	5	4
Abandonné	7	3	3	-
Arrêt définitif	167	108	58	-
Bouché	578	434	113	20
En observation	227	134	89	4
Fermé	3	3	-	-
Hors service	78	51	20	6
Ouvert	634	476	158	-
Partiellement abandonné	11	9	2	-
Partiellement bouché	1	-	1	-
suspendu	5	5	-	-
Techniquement abandonné	14	14	-	-

Tableau 12 : Statistiques des ouvrages pour une reconversion en boucle ouverte au niveau national et dans les trois principaux bassins sédimentaires et statuts d'après état des lieux mené en 2017 des forages profonds.

La Figure 39 présente la répartition des forages sur le territoire et le nombre d'aquifères traversés pour les 2 014 ouvrages identifiés pour la reconversion en boucle ouverte. 13 % des ouvrages sont en dehors des zones de fort potentiel (aquifères ayant des températures de fluide inférieures à 30 °C) ou bien sont de profondeur trop faible pour pouvoir atteindre ces aquifères.

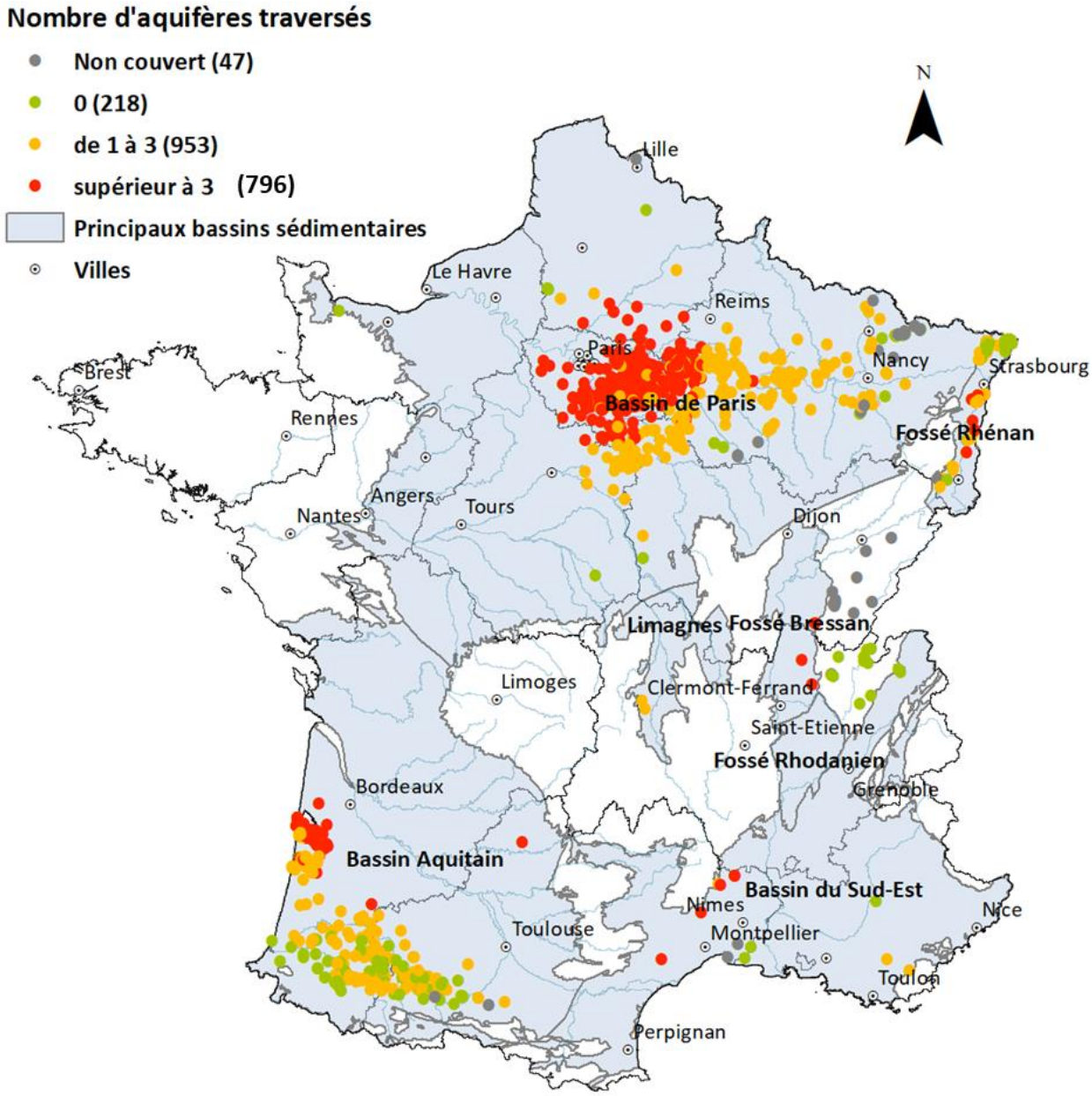


Figure 39 : Nombre d'aquifères traversés pour chaqu'un des ouvrages sélectionnés pour l'étude de la reconversion géothermale en boucle ouverte.

Sur la Figure 40 ci-après, on observe que 43 % des forages se situent dans une zone urbaine ou à moins d'un kilomètre d'une zone urbaine. Le reste des ouvrages se situe en zone rurale et sera ainsi principalement destiné à la production de chaleur pour l'agriculture en cas de conversion.

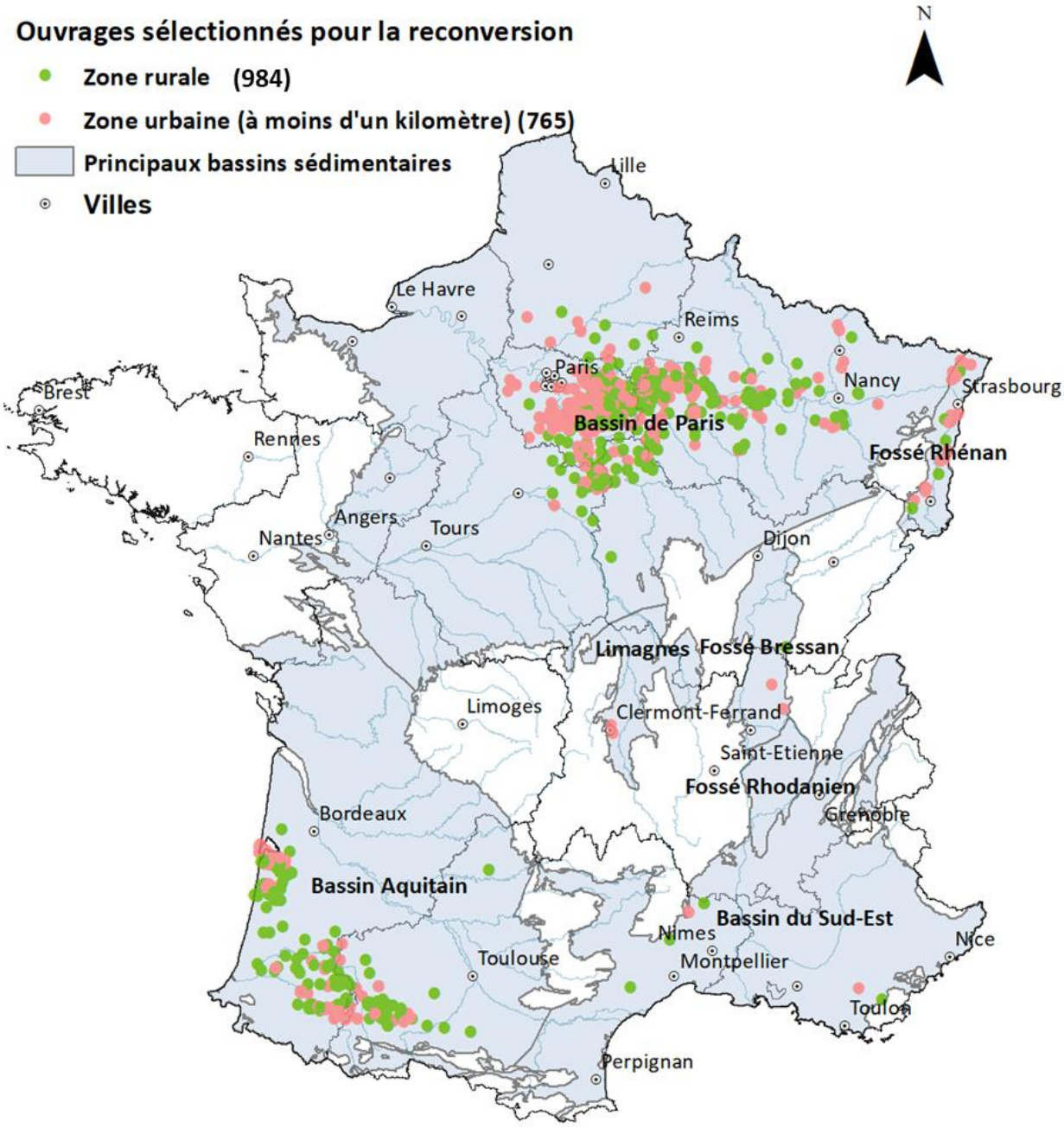


Figure 40 : Occupation du sol au niveau des ouvrages sélectionnés pour la reconversion ayant traversé au moins un aquifère - en rouge : les ouvrages positionnés en zone urbaine ou dans un périmètre d'un kilomètre de ces zones - en vert : les ouvrages localisés en zone rurale.

La distance du plus proche voisin a été estimé pour l'ensemble des ouvrages par distance euclidienne. Cette valeur permet d'identifier le nombre de forages pouvant être reconvertis, *a priori*, pour l'utilisation en doublet géothermique (production et rejet en nappe). Sur les 1 749 ouvrages traversés par au moins un aquifère, 63 % ont un puits situé à moins de 500 m, 6 % sont situés entre 500 et 1 000 m, 9 % entre 1 000 et 2 000 m et 22 % au-delà de 2 000 m.

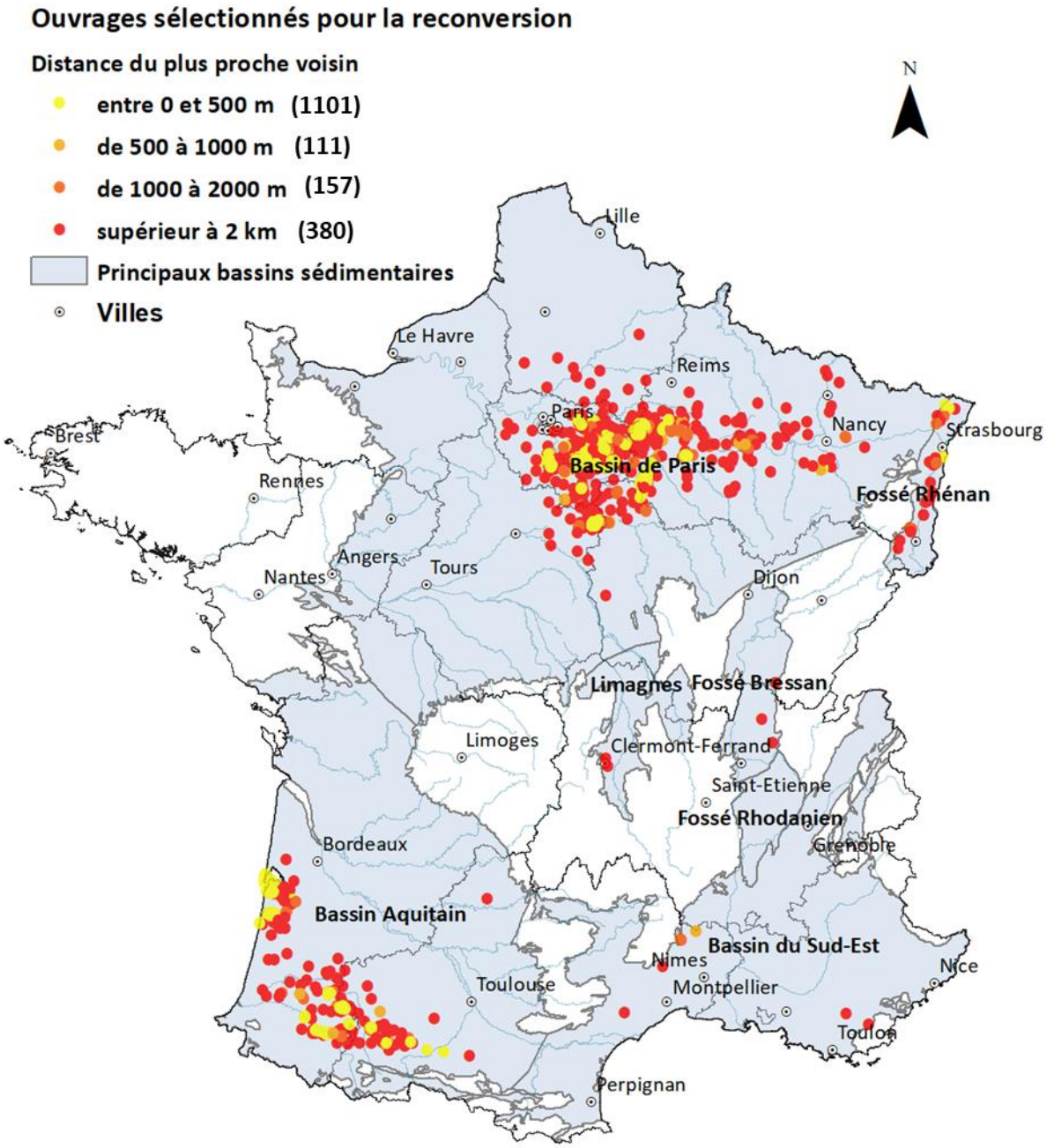


Figure 41 : Distance du plus proche voisin en mètres pour les ouvrages sélectionnés pour l'étude de la reconversion ayant traversé au moins 1 aquifère (1 746 ouvrages).

a) Résultats au niveau du bassin parisien

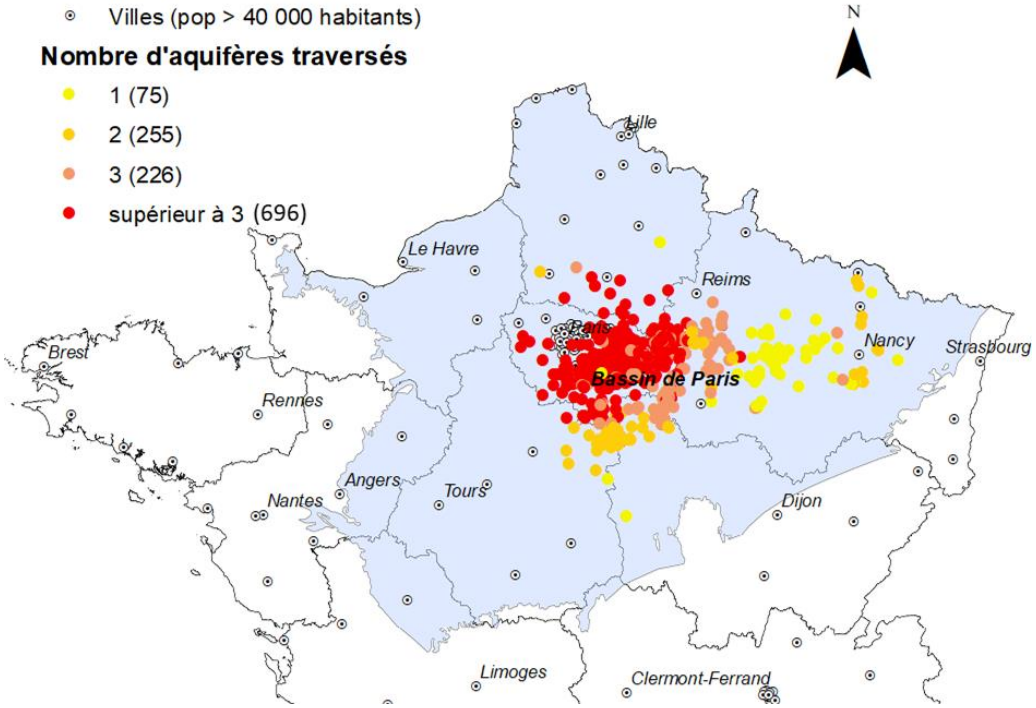


Figure 42 : Nombre d'aquifères traversés par les forages dans le bassin parisien.

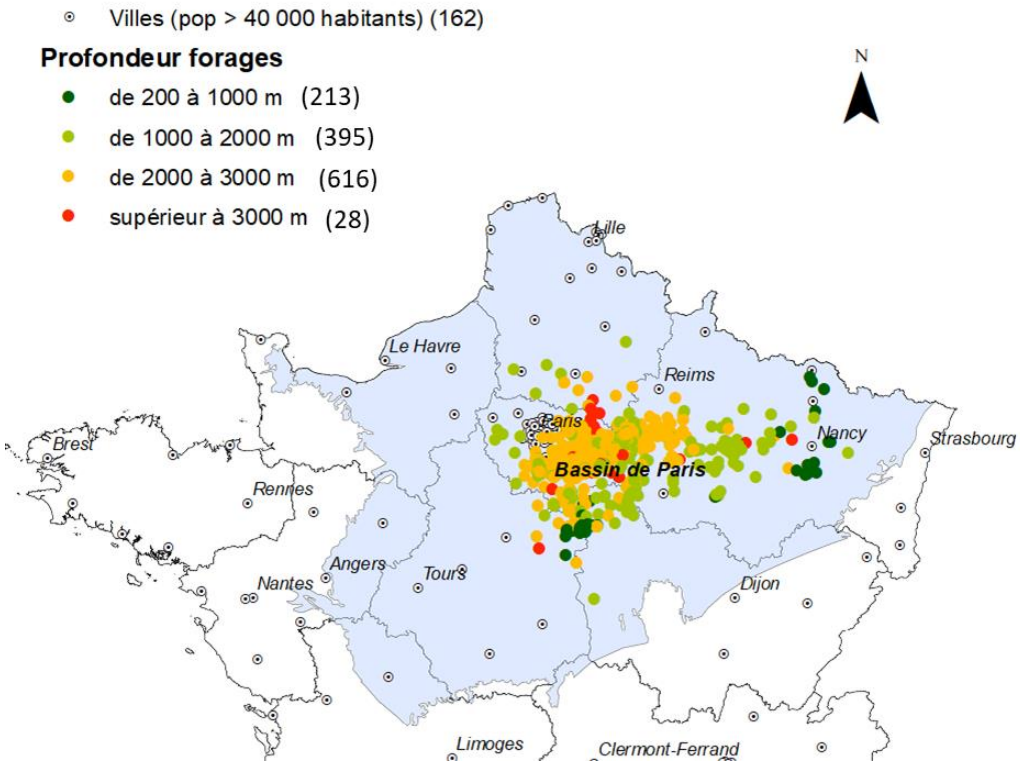


Figure 43 : Profondeur des ouvrages ayant recoupé au moins un aquifère dans le bassin parisien.

Au niveau du bassin parisien, la majorité des ouvrages ont traversé plus de trois aquifères (Figure 42). Sur 1 303 ouvrages initialement sélectionnés après le premier filtre, 1 252 ont recoupé au moins un aquifère, soit environ 96 % des puits.

Les ouvrages ont principalement atteint des profondeurs entre 1 000 et 3 000 m (Figure 43).

38 % des ouvrages sont ouverts, soit un important vivier de puits dont la reconversion peut être simplifiée par l'accès au forage et la connaissance des éléments de forage. 34 % sont bouchés, c'est-à-dire, comme vu en senction 4.2.5, qu'ils peuvent être réouverts, suite à d'important travaux de *work over* et que le statut juridique de l'ouvrage n'est pas nécessairement fixé (Figure 44).

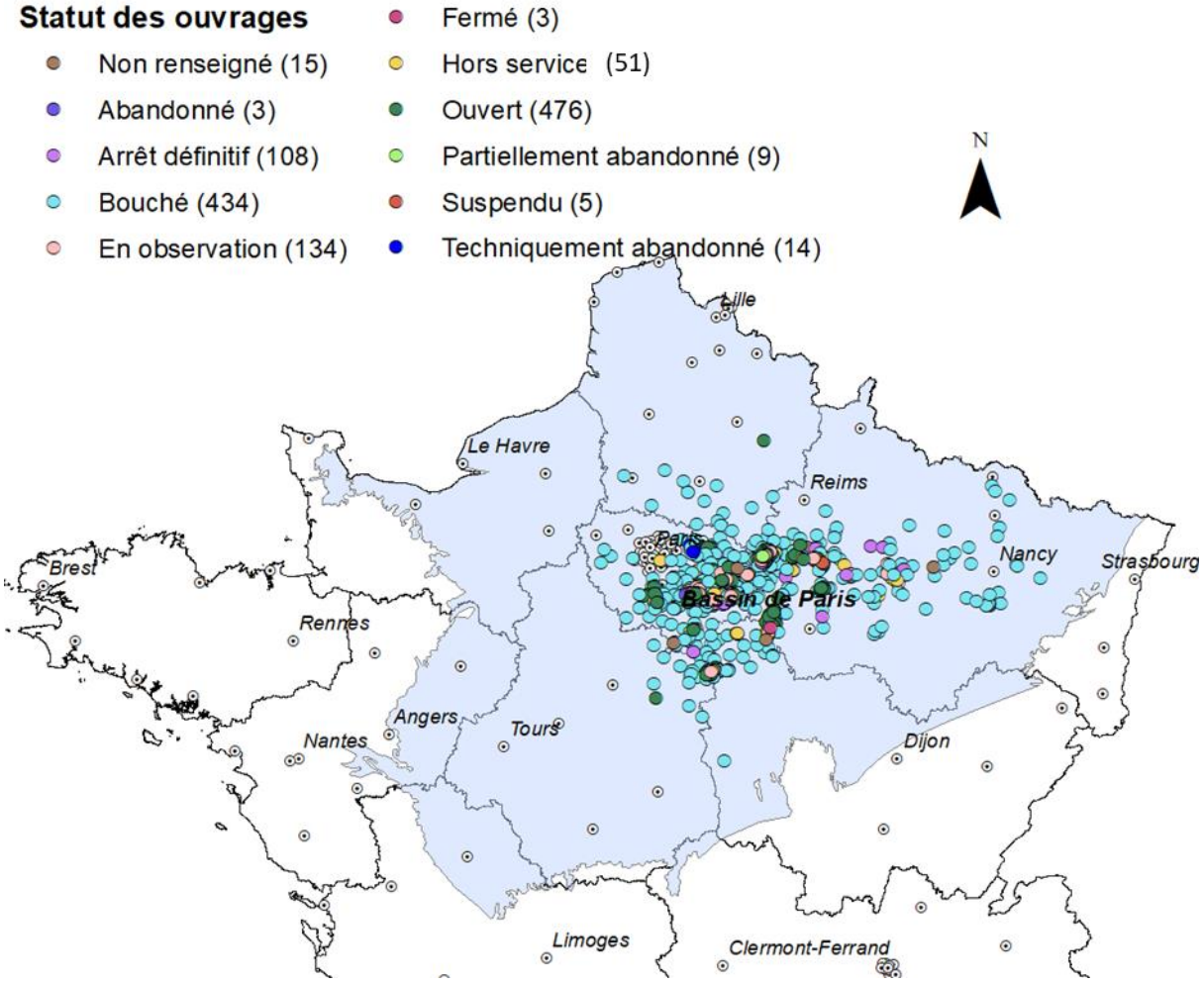


Figure 44 : Statut des ouvrages ayant recoupé au moins un aquifère dans le bassin parisien.

b) Résultats au niveau du bassin aquitain

Le niveau de connaissance du bassin aquitain, bien que moins important que la quantité d'informations disponibles sur le bassin de Paris, a permis de montrer que 79 % des forages initialement sélectionnés sur le bassin ont traversé au moins un aquifère (voir Tableau 12 449 ouvrages sur 566 initialement sélectionnés, après premier filtre).

La Figure 45 présente le nombre d'aquifères traversés pour le bassin aquitain.

La majorité des ouvrages atteignent des profondeurs importantes, notamment au niveau de la zone sud du bassin où les profondeurs atteintes sont supérieures à 3 000 m (Figure 46).

35 % des ouvrages ayant traversé au moins un aquifère sont ouverts, 25 % sont bouchés et 19 % en observation (Figure 47).

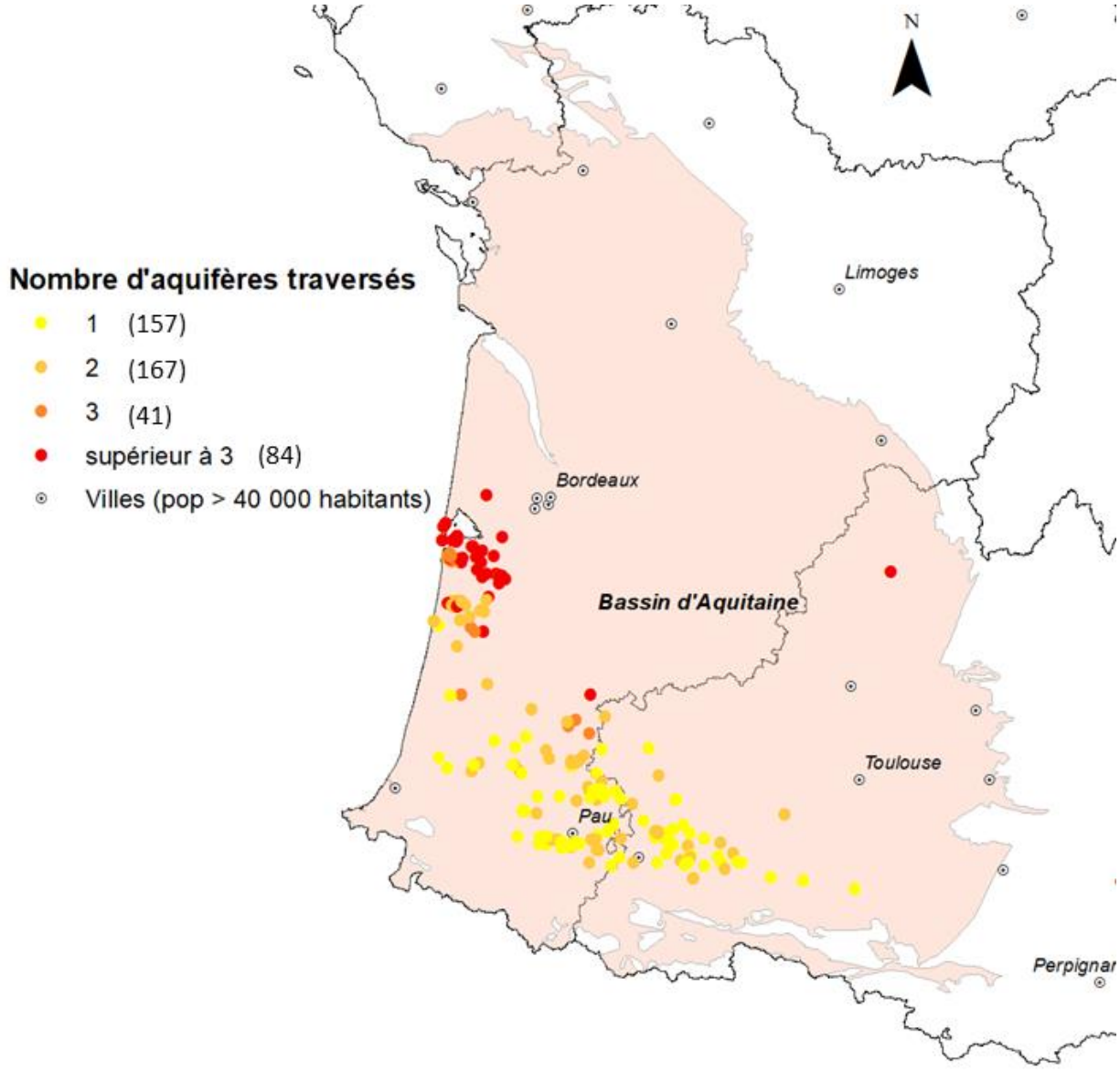


Figure 45 : Nombre d'aquifères traversés par les forages dans le bassin aquitain.

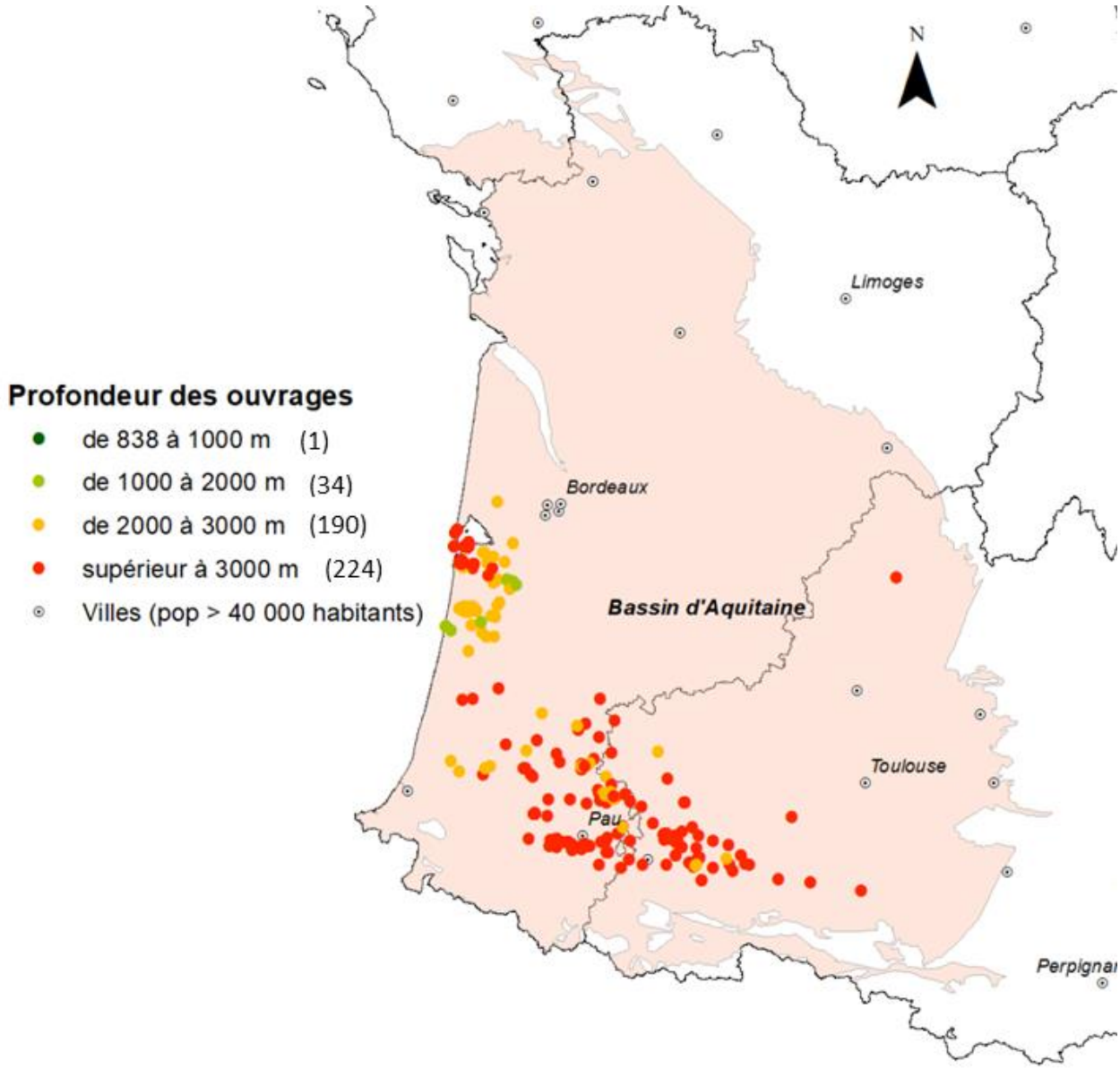


Figure 46 : Profondeur des forages ayant recoupé au moins un aquifère dans le bassin aquitain.

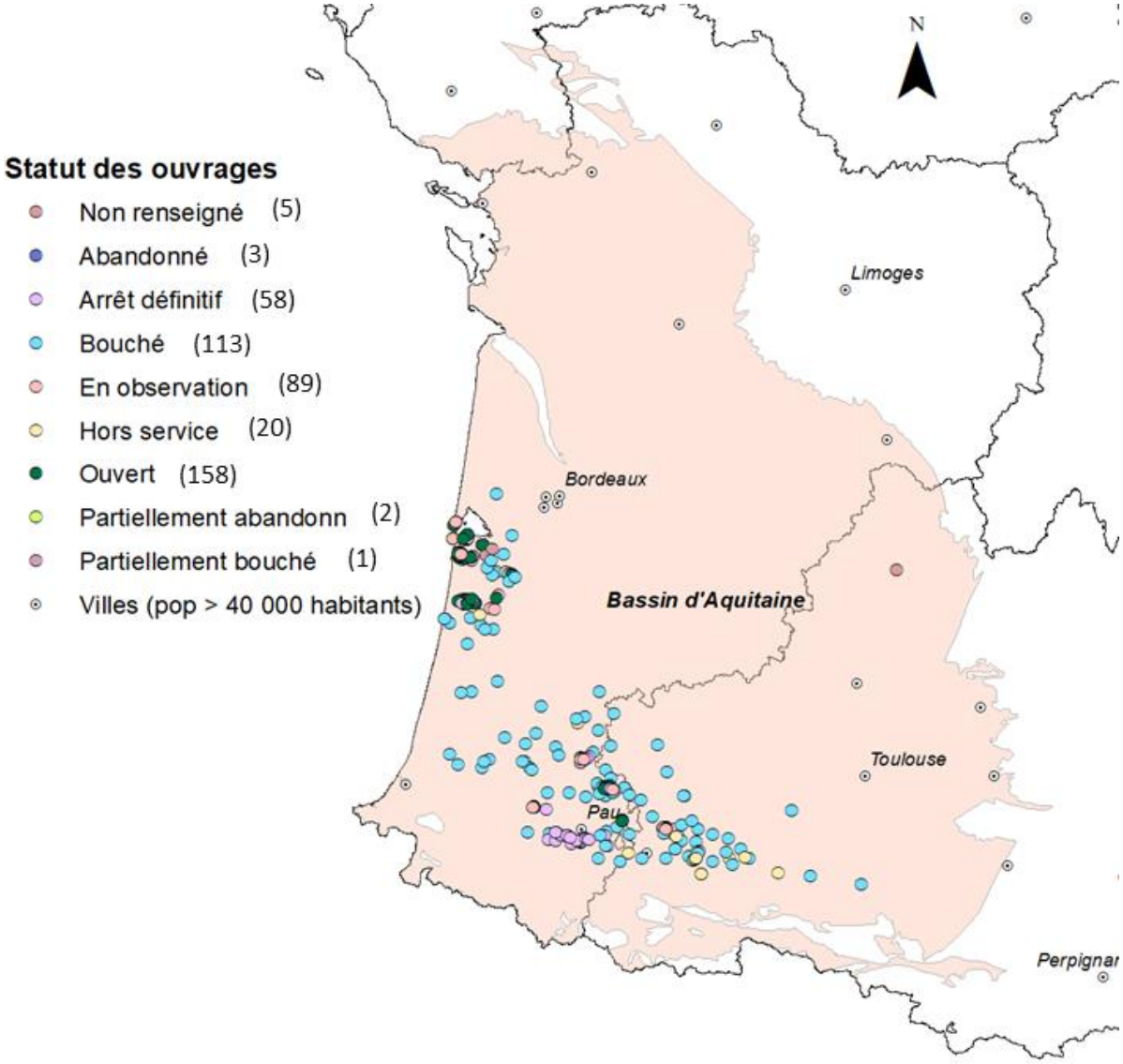


Figure 47 : Statut des ouvrages ayant recoupé au moins un aquifère dans le bassin aquitain.

c) Résultats au niveau du fossé rhénan

Sur les 98 ouvrages initialement identifiés comme potentiellement convertibles, suite au premier filtre, 34 ont croisé au moins un aquifère basé sur les informations disponibles de modèle et log, soit environ 34 %. La figure 48 présente la répartition de ces ouvrages, leur profondeur, le nombre d'aquifères traversés et le statut des 34 ouvrages identifiés comme traversant au moins un aquifère.

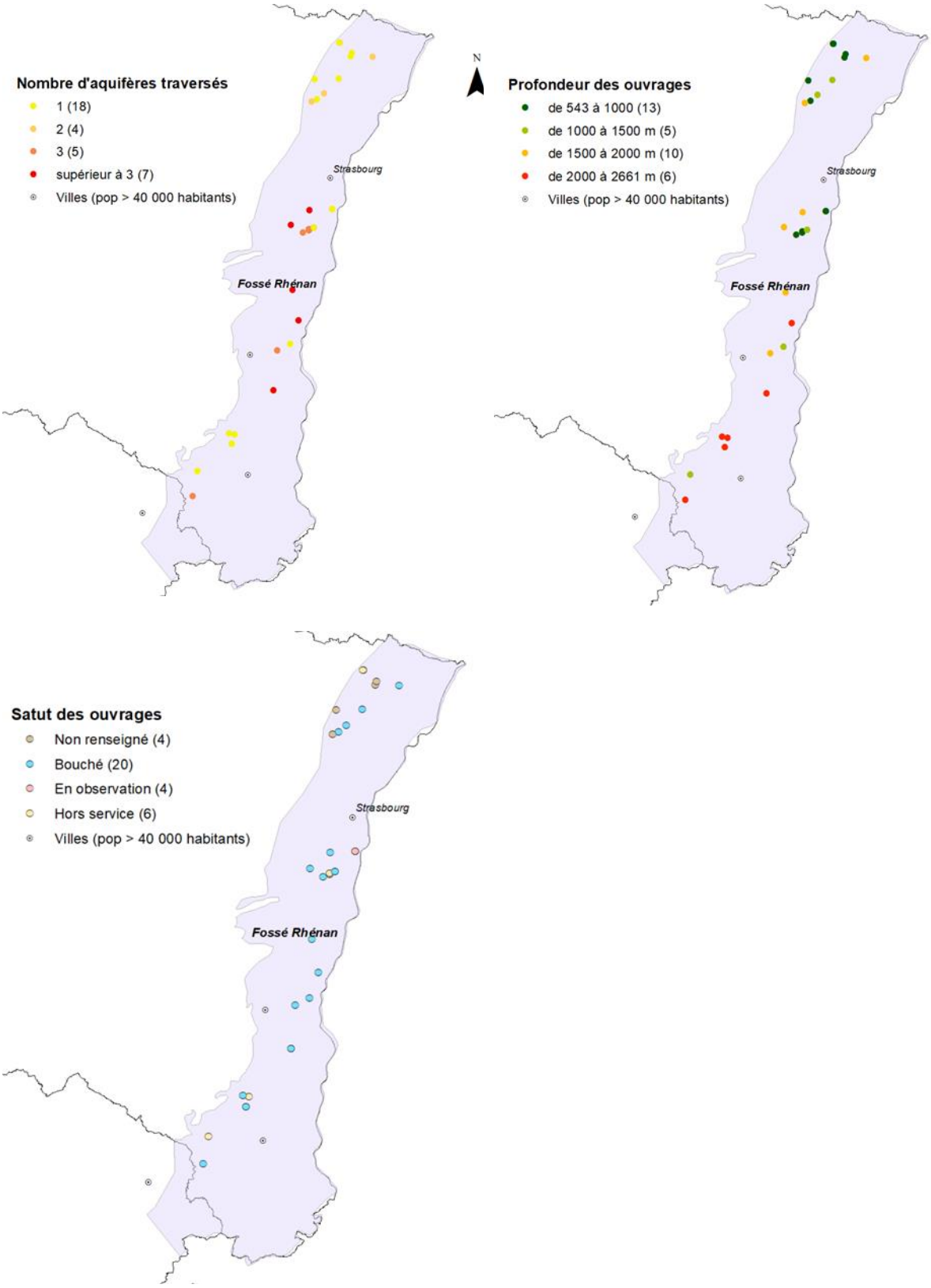


Figure 48 : Nombre d'aquifères traversés par les forages, profondeurs et statut des forages dans le fossé rhénan.

4.4. CAS DES RECONVERSIONS D'OUVRAGES EN BOUCLE FERMÉE

La production de chaleur en boucle fermée est décrite en section 2.2.2 et la reconversion d'ouvrages profonds pour la valorisation de la ressource géothermale en boucle fermée a été décrite pour plusieurs cas à l'étranger, dans la section 3.2.

Le potentiel de reconversion des ouvrages en boucle fermée (tube double U ou échangeur coaxial) a été estimé à partir du modèle de pompe à chaleur (PAC), couplée à une sonde géothermique coaxiale profonde, dont le développement a été initié dans le cadre du projet ANR PREGO par (Maragna, 2017).

La modélisation de sondes géothermiques verticales « classiques » (*i.e.* d'une profondeur comprise entre 50 et 200 m) repose généralement sur les hypothèses suivantes : (i) Milieu et propriétés de la sonde homogène, (ii) Températures du liquide caloporteur et de l'interface ciment/sous-sol constantes sur toute la hauteur de la sonde, (iii) Puissance linéique échangée constante sur toute la hauteur de la sonde. Ces hypothèses ne sont pas justifiées pour des sondes dont la profondeur peut atteindre plusieurs kilomètres. Le modèle développé prend en compte l'échange de chaleur entre le tube interne et l'annulaire, entre l'annulaire et l'encaissant. Il calcule les profils verticaux de température dans le tube interne, dans l'annulaire et à la paroi du forage. Il repose sur des méthodes semi-analytiques, qui s'exécutent assez rapidement (typiquement 30 secondes pour une simulation de 10 ans au pas de temps de 10 h). L'algorithme est développé dans MATLAB®.

4.4.1. Description du modèle

a) Modèle d'échangeur géothermique

Le schéma de principe d'un échangeur coaxial est présenté en Figure 49. Dans le cas d'un forage profond, pour lequel les variations de température non perturbée le long du forage peuvent être importantes (gradient géothermique), le fluide est injecté par l'annulaire extérieur pour qu'il se réchauffe au cours de sa descente, puis remonte par le tubage central. La température en sortie est d'autant plus importante que l'isolation thermique de l'annulaire central est élevée.

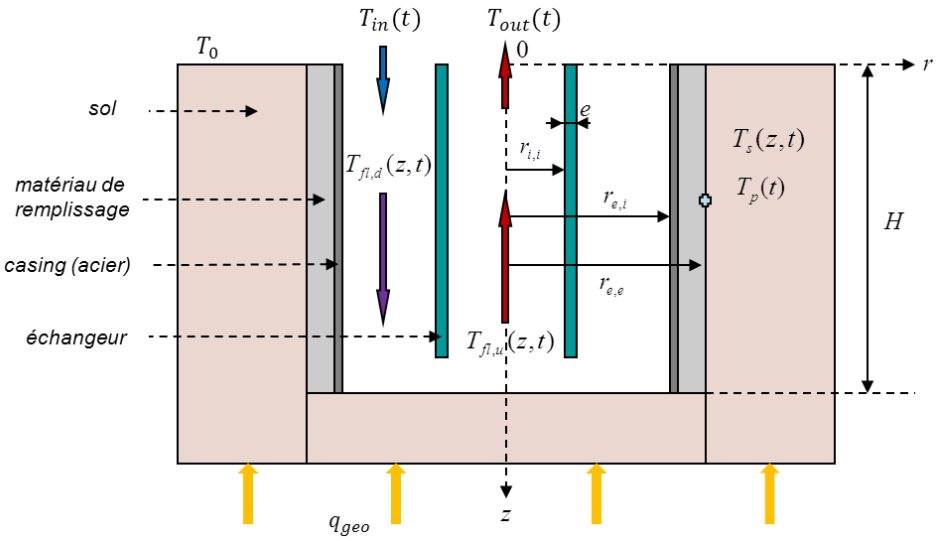


Figure 49 : Vue en coupe d'un échangeur géothermique coaxial.

On note S_1 la section traversée par le fluide descendant et S_2 celle traversée par le fluide montant. Les autres notations sont données en Tableau 13.

Notation	Description	Unité
E	Épaisseur du tube central	m
P	Puissance	W
Λ	Conductivité thermique	W/(K.m)
$\dot{m}$	Débit masse	kg/s
Q	Débit volume	m³/s
C_p	Capacité calorifique massique	J/K/kg
P	Masse volumique	kg/m³
ρC_p	Capacité calorifique volumique	J/K/m³
R_{th}	Résistance thermique linéaire	K.m/W
H	Coefficient de transfert	W/(m².K)
P	Pression	Pa
Indices		
e,s	Entrée d'échangeur géothermique	
s,s	Sortie d'échangeur géothermique	
1	Fluide descendant (tube extérieur)	
2	Fluide montant (tube intérieur)	
S	Sol	
P	Paroi du forage	
fl	Fluide	
E	Tubage extérieur	
I	Tubage intérieur	

Tableau 13 : Principales notations pour la modélisation thermique de l'échangeur.

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

$$\begin{cases} \dot{m}(t)C_{p,fl}\dfrac{\partial T_1}{\partial z} + \rho_{fl}C_{p,fl}S_1\dfrac{\partial T_1}{\partial t} + \dfrac{T_1 - T_2}{R_{12}} + \dfrac{T_1 - T_p(z,t)}{R_{1p}} = 0 \\ \dot{m}(t)C_{p,fl}\dfrac{\partial T_2}{\partial z} - \rho_{fl}C_{p,fl}S_2\dfrac{\partial T_2}{\partial t} + \dfrac{T_2(z,t) - T_1(z,t)}{R_{12}} = 0 \\ \Delta \mathrm{T}_s = \dfrac{1}{\alpha}\dfrac{\partial \mathrm{T}_s}{\partial \mathrm{t}} \end{cases}$$

(1)

Le système (1) est discrétisé en M mailles de taille identique. Pour résoudre ce système, on utilise :

- un schéma d'Euler aux différences finies pour les bilans d'énergie sur le fluide montant et le fluide descendant (c'est-à-dire les deux premières équations). La discrétisation est prise en amont de l'écoulement ;
- des solutions analytiques pour le calcul du transfert de chaleur dans le terrain.

Les profils verticaux de température au pas de temps n + 1 dans le fluide dans le tube 1 $\{T_{1,i}^{n+1}, \ldots T_{1,M}^{n+1}\}$, le tube 2 $\{T_{2,i}^{n+1}, \ldots T_{2,M}^{n+1}\}$ et à la paroi $\{T_{p,i}^{n+1}, \ldots T_{p,M}^{n+1}\}$ sont obtenus en résolvant un système de 3*M équations composé de :

- bilan d'énergie sur le fluide descendant (M-1 équations) :

$$\dot{m}^{n+1} C_{p,fl} \frac{{T_{1,i}}^{n} - {T_{1,i-1}}^{n}}{\Delta z} + (\rho C)_{p,fl} S_1 \frac{{T_{1,i}}^{n+1} - {T_{1,i}}^{n}}{\Delta t} + \frac{{T_{1,i}}^{n+1} - {T_{2,i}}^{n+1}}{R_{12}} + \frac{{T_{1,i}}^{n+1} - {T_{p,i}}^{n+1}}{R_{1p}} = 0 \quad (2)$$

- bilan d'énergie sur le fluide montant (M-1 équations) :

$$\dot{m}^{n+1} C_{p,fl} \frac{{T_{2,i}}^{n} - {T_{2,i-1}}^{n}}{\Delta z} + (\rho C)_{p,fl} S_2 \frac{{T_{2,i}}^{n+1} - {T_{2,i}}^{n}}{\Delta t} + \frac{{T_{2,i}}^{n+1} - {T_{1,i}}^{n+1}}{R_{12}} = 0 \quad (3)$$

- égalité de la température au fonds de la SGV (1 équation) :

$${T_{1,M}}^{n+1} = {T_{2,M}}^{n+1} \quad (4)$$

- température imposée en entrée de la SGV (1 équation) :

$${T_{1,1}}^{n+1} = {T_{in,SGV}}^{n+1} \quad (5)$$

- bilan d'énergie transféré à chaque couche de forage (M équations) :

$${T_{p,i}}^{n+1} = {T_{0,i}}^{n+1} + \frac{1}{\lambda_{m,i}} \left({p_{p,i}}^{1} G_i^{n+1} + \sum_{l=1}^{n} \left({p_{p,i}}^{l+1} - {p_{p,i}}^{l} \right) G_i^{n-l+1} \right) \quad (6)$$

G est la « réponse indicielle » de la source cylindrique infinie (fonction tabulée). $p_{p,i}$ est le flux échangé à la paroi sur la couche *i* [W.ml^{-1}] :

$${p_{p,i}}^{n} = \frac{{T_{1,i}}^{n+1} - {T_{p,i}}^{n+1}}{R_{1p}} \quad (7)$$

Le système se met au final sous la forme :

$$[\Lambda]\{T^{n+1}\} = \{\mathcal{p}\} \quad (8)$$

Avec $\{T^{n+1}\}$ un vecteur de taille 3*M, qui contient toutes les températures au pas de temps suivants.

Le modèle a été comparé à un modèle aux éléments finis 2D-axisymétrique développé dans COMSOL-Multiphysics® sur un test à puissance échangée, écart de température et débit constants (cf. Tableau 14), sur une durée de 250 h. Les températures calculées par les deux approches sont en excellent accord (cf. Figure 50), ce qui permet de valider qualitativement le modèle numérique.

Composant	**Paramètre**	**Valeur**
Forage	Rayon interne du forage	12 cm
	Épaisseur du forage	2 cm
	Profondeur	2000 m
	Conductivité thermique	40 W/K/m
Tube central	SDR du tube central	5
	Résistance thermique	0,73 K.m/W
Sous-sol	Température de surface	12 °C
	Gradient géothermique	30 K/km
	Capacité calorifique de la roche	2,0 MJ/K/m^3
	Conductivité thermique de la roche	2,0 W/K/m
Sollicitation	Puissance prélevée au terrain	150 kW
	Écart de température entrée / sortie	10 °C

Tableau 14 : Valeurs numériques utilisées pour le benchmark.

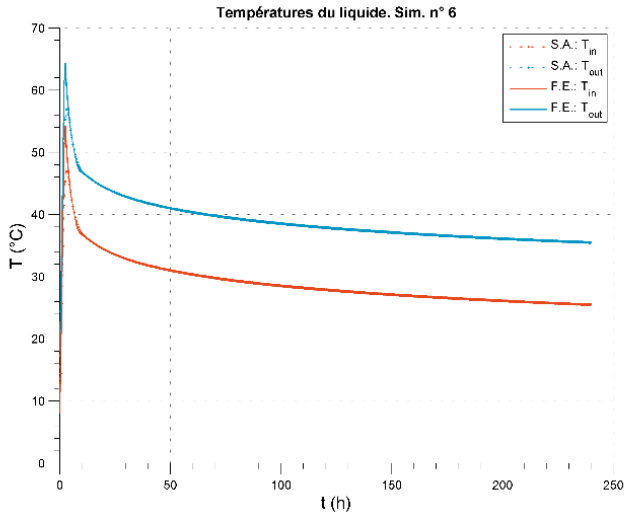


Figure 50 : Comparaison des évolutions de température de fluide : modèle semi-analytique développé (courbe pointillé) vs. code aux éléments finis (courbe continue, modèle COMSOL).

b) L'installation de surface et la demande

La PAC produit de l'énergie calorifique sous forme de chauffage et d'eau chaude sanitaire, suivant une dynamique saisonnière, avec comme source froide l'eau circulant dans le forage. La performance de la PAC dépend de la température d'entrée dans l'échangeur géothermique (cf. Figure 51). Si la température de sortie de la sonde géothermique est supérieure à la température de départ des émetteurs de chaleur (35 °C) ou de production de l'ECS (50 °C), suivant l'usage considéré, alors la pompe à chaleur est bypassée et on fonctionne en système direct.

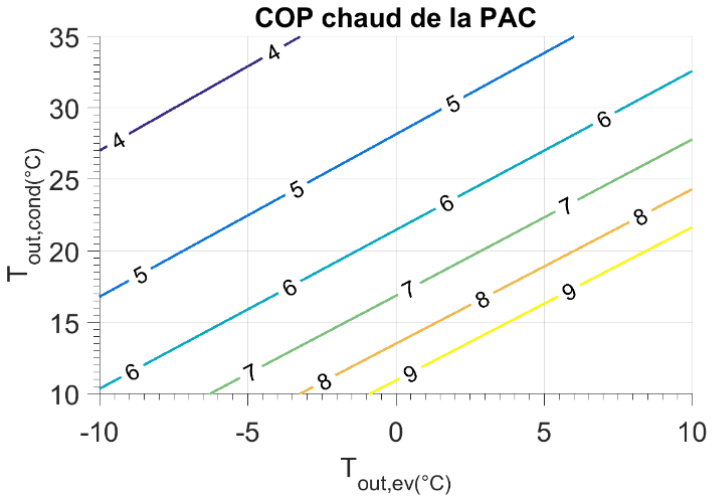


Figure 51 : Coefficient de performance du compresseur de la pompe à chaleur (hors circulateur) en fonction de la température de sortie du condenseur et de sortie de l'évaporateur (i.e. de retour à l'échangeur géothermique).

Le modèle d'échangeur géothermique est couplé à un module simulant la PAC et calculant les pertes de charge dans le forage. Ce modèle calcule l'évolution de la température du liquide caloporteur, et permet d'estimer *in fine* le coefficient de performance (*Seasonal Performance Factor* ou *SPF*) de l'ensemble du système, c'est-à-dire du compresseur de la PAC et du circulateur de la sonde (cf. Figure 52). À chaque pas de temps de la simulation, le débit dans la sonde et la température de sortie de l'évaporateur de la pompe à chaleur sont optimisés de manière à trouver le meilleur compromis entre pertes de charge dans l'échangeur et consommation électrique du circulateur.

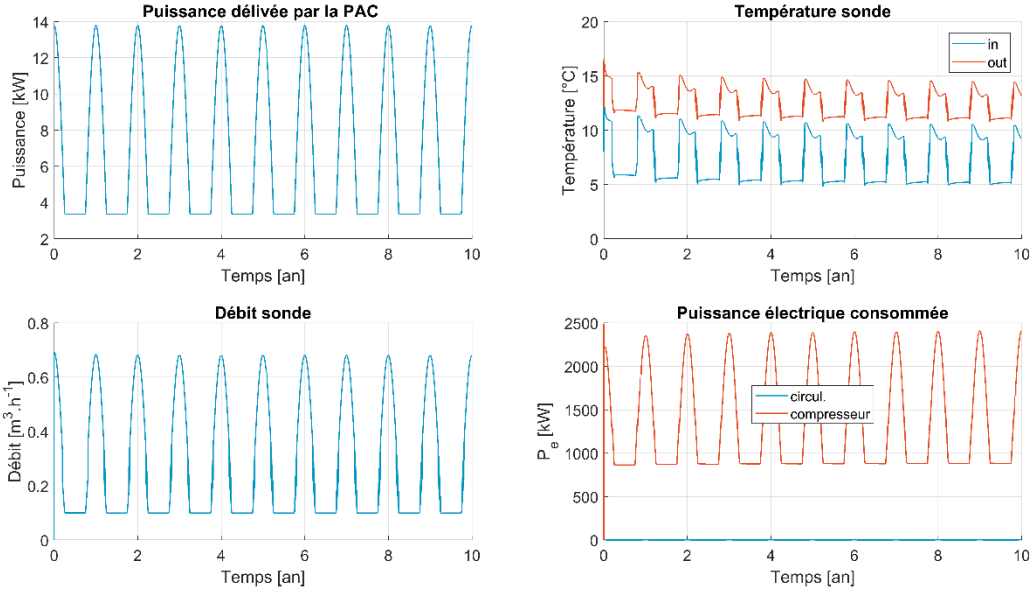


Figure 52 : Résultats d'une simulation thermique dynamique. H=532 m, α=24 K/km, e=109 kWh.ml^{-1}.an^{-1}, $r_{e,f}$ = 14 cm, β = 0,531, λ_c = 0,182 W.K^{-1}.m^{-1}.

4.4.2. Méthodologie d'estimation

Pour 2009, sur 2 014 forages potentiellement reconvertibles, on a déterminé la quantité maximale de chaleur que pourrait fournir une PAC raccordée à ce forage, telle que :

- le SPF du système à la 10^{e} année d'exploitation soit égal à 4 (une valeur typique de performance de PAC géothermique) ;
- la température de sortie de l'évaporateur de la PAC (température la plus faible du circuit géothermal) reste supérieure à + 3 °C, ce qui permet de fonctionner à l'eau claire.

La durée d'exécution du modèle est de l'ordre de la minute pour une simulation pluriannuelle. Étant donné le nombre important de forages à traiter, des « méta-modèles » du SPF et de la température minimale de sortie de PAC a été construit. Un méta-modèle est un modèle approché, obtenu sur un nombre représentatif de configurations du système. Il s'agit d'un simple polynôme.

Le méta-modèle est fonction de six paramètres :

- la quantité de chaleur fournie par la PAC ramenée à la longueur du forage *e* [kWh/ml/an] ;
- le ratio d'eau chaude sanitaire dans la demande totale β [-] ;
- la profondeur du forage *H* [m] ;
- le rayon extérieur du cuvelage $r_{ext,f}$ [m] ;
- la conductivité thermique du tube central [W.K^{-1}.m^{-1}] ;
- le gradient géothermique moyen sur la profondeur *H* du forage α [K/km].

Pour limiter le nombre d'évaluations nécessaires, certains paramètres ont été fixés, concernant :

- l'installation : la température de production (sortie du condenseur de la PAC) est de 35 °C pour le chauffage. Cela implique que le bâtiment soit raccordé à des émetteurs de chaleur à basse température. L'eau chaude sanitaire est produite à 50 °C ;
- le casing : la conductivité thermique est fixée à 40 W.K^{-1}.m^{-1}, valeur caractéristique de l'acier. Une corrélation a été établie pour estimer l'épaisseur en fonction du diamètre externe, à partir de données mises à disposition par une fournisseur de tubes de forage (cf. Figure 53) ;
- le milieu souterrain : température de surface fixée à 12 °C. La capacité calorifique volumique de l'encaissant est fixée à 2,2 MJ.K^{-1}.kg^{-1} et sa conductivité thermique à 2,5 W.K^{-1}.m^{-1}, valeur typique pour des roches sédimentaires (SIA, 2010) ;
- le SDR du tube central (i.e. le rapport entre le diamètre et l'épaisseur du tube) est fixé à 11. Le SDR est couramment utilisé par les fabricants de tube pour estimer la résistance mécanique des tubages. Il est généralement de 11 pour les tubes de sondes géothermiques verticales double-U (par ex. diamètre = 32,0 mm, épaisseur = 2,9 mm) ; en première approche on a choisi de conserver cette valeur. Préalablement à chaque simulation, le rayon du tube central est optimisé afin de limiter les pertes de charge totales dans le forage (somme des pertes de charge dans le tube montant et le tube descendant).

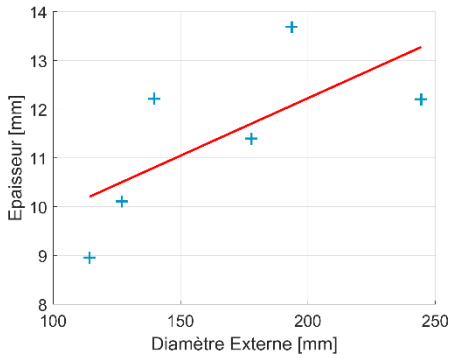


Figure 53 : Épaisseur en fonction du diamètre externe du forage : données et régression (source des données : http://www.vallourec.com/COUNTRIES/USA/EN/ACTIVITIES/Oil-and-Gas/OCTG/Pages/CasingandTubing.aspx).

4.4.3. Données d'entrée

f) Quantité de chaleur fournie par la PAC ramenée à la longueur du forage e

La quantité de chaleur fournie par la PAC ne varie pas linéairement avec la profondeur : en augmentant la longueur d'échangeur, on augmente aussi la température du milieu du mètre supplémentaire de forage, ce qui permet de prélever une plus grande quantité de chaleur : l'énergie marginale (gagnée par mètre de forage supplémentaire) est positive. Lors de la création des points d'échantillonnage du modèle, la variable *e* doit être comprise dans un domaine qui dépend de la variable *H* (cf. Figure 54).

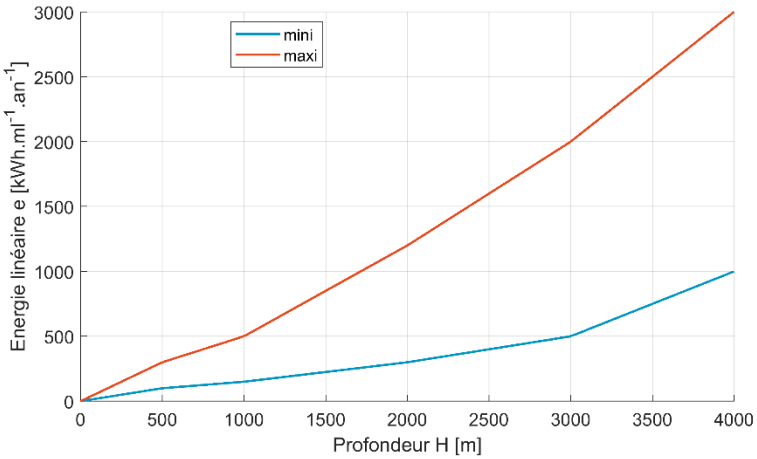


Figure 54 : Contrainte sur la quantité de chaleur fournie par la PAC ramenée à la longueur du forage e en fonction de la profondeur H : le modèle est évalué pour des points générés se trouvant entre les deux lignes « mini » et « maxi ».

g) Ratio d'eau chaude sanitaire dans la demande totale β

Le modèle a été échantillonné pour β entre 0 (pas d'ECS) et $\beta = 1$ (toute la chaleur produite sous forme d'ECS).

h) Profondeur du forage H

La profondeur des forages est estimée par extraction de la base de données constituée pour PETROVAL, qui contient 2 014 forages (cf. Figure 55). Le modèle a été échantillonné pour des profondeurs comprises entre 500 m et 4 000 m.

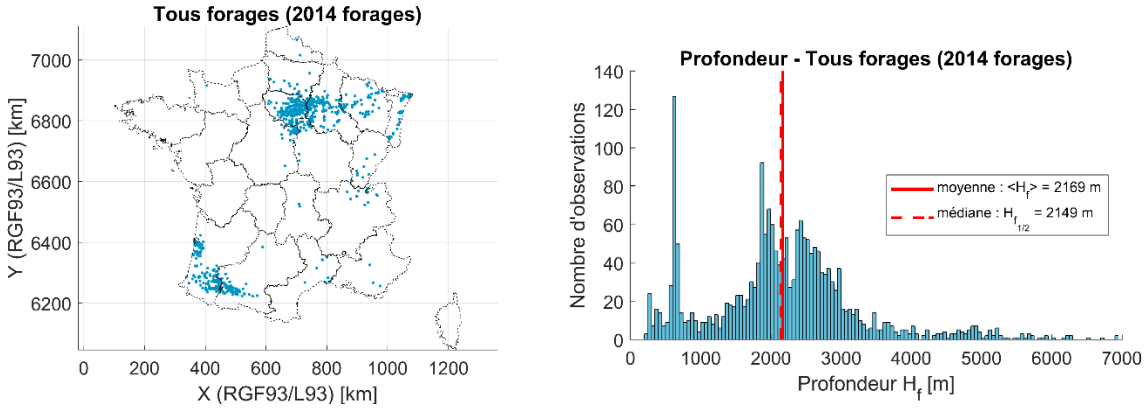


Figure 55 : Localisation et distribution des profondeurs des forages.

Il est important de noter que lors de l'analyse des cas réels de reconversions opérées en boucle fermée *via* des échangeurs coaxiaux, la profondeur maximale atteinte était de 2 786 m à Prenzlau, en Allemagne. Le système permet ainsi de fournir une puissance entre 250 kW et 500 kW. Des projets à l'étude ou au stade de recherche vus dans le paragraphe 3.2.6 proposent des reconversions autour de 2 000-3 000 m (Davis *et al*., 2009) et jusqu'à 4 423 m, en Iran (Noorollahi *et al.*, 2015). Au-delà d'une certaine limite de profondeur, les contraintes techniques et risques liés à la conversion seront nettement plus importants. Il est alors possible d'envisager de boucher l'ouvrage et de positionner le système d'échangeur au-dessus des limites de profondeur maximale atteinte par le forage. On a calculé un potentiel énergétique en limitant la profondeur de l'échangeur à 4 000 m de profondeur.

i) Rayon externe du forage rext,f

Le rayon de forage (i.e. le rayon externe du tubage) n'est pas connu pour les 2 014 forages renseignés dans la base PETROVAL. En revanche, on a pu l'estimer pour un échantillon de 129 forages (cf. Figure 56). 80 % des forages sont équipés de tube de diamètre 4''1/2, 6'', 7'', 8'' Cependant, aucun lien n'a pu être établi entre le diamètre de l'ouvrage et la typologie de l'ouvrage (exploitation, extension, etc.), l'opérateur (TOTAL, ESSA REP etc.), ni avec l'année de forage ou la position géographique. Il a ainsi été décidé de réaliser le calcul de chaleur extractible par échangeur géothermique vertical pour ces 4 diamètres. Le modèle est donc échantillonné pour $r_{ext,f}$ compris entre 5,67 cm (diamètre de 4''1/2) et 10,16 cm (diamètre 8'').

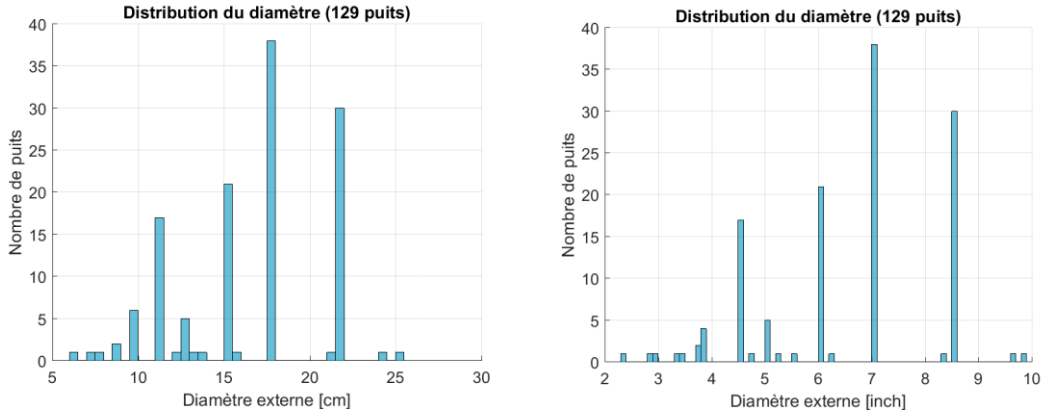


Figure 56 : Distribution du diamètre externe des forages.

j) Conductivité thermique du tube central

Le potentiel énergétique de chaque forage a été estimé pour trois valeurs de conductivité thermique du tube central : 0,3 ; 0,03 et 0,003 $W.K^{-1}.m^{-1}$. La valeur de 0,3 $W.K^{-1}.m^{-1}$ correspond à celle d'un tube en polyéthylène, sans isolation du tube central. L'estimation du potentiel énergétique pour les deux autres valeurs permet d'estimer si le recours à un tube central doté d'une isolation spécifique présente un intérêt énergétique.

k) Gradient géothermique α

Le gradient géothermique moyen sur la hauteur de chaque forage est déterminé à partir des cartes de températures à différentes profondeurs produites par (Bonté *et al.*, 2010) (cf. Figure 57). Bien que le gradient géothermique moyen soit de 29 K/km, on observe une importante variabilité du gradient (cf. Figure 58). Cinq des 2 014 forages se trouvant en-dehors des cartes de températures, leur potentiel énergétique n'a pas été estimé.

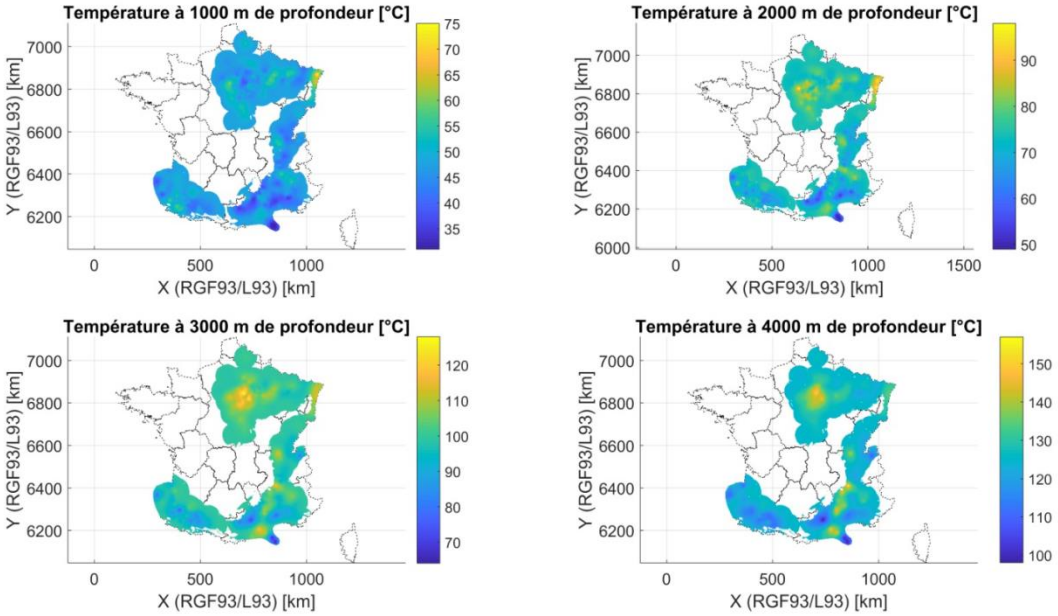


Figure 57 : Estimation de la température du milieu de 1 000 m à 4 000 m de profondeur. (Bonté et al.*, 2010).*

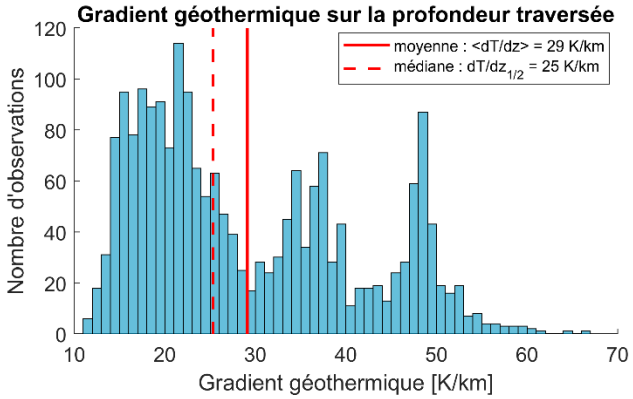


Figure 58 : Distribution du gradient géothermique sur la profondeur traversée.

4.4.4. Construction des méta-modèles

Les différents paramètres sont classés dans un vecteur *{X}* (cf. Tableau 15). X_i* représente la valeur normalisée du paramètre X_i :

$$X_i^* = \frac{X_i - X_{i,min}}{X_{i,max} - X_{i,min}} \quad (9)$$

Numéro Variable	Variable (X_i)	Valeur minimale ($X_{i,min}$)	Valeur maximale ($X_{i,max}$)
3	Quantité de chaleur fournie par la PAC ramenée à la longueur du forage *e* [kWh/an/ml]	100	2 000
5	Ratio d'eau chaude sanitaire dans la demande totale *β*	0	1
1	Profondeur du forage *H* [m]	500	4 000
4	Rayon externe du forage $r_{e,f}$ [cm]	5,67	10,16
6	Conductivité thermique du tube central λ_c [$W.K^{-1}.m^{-1}$]	3.10^{-3}	0,3
2	Gradient géothermique *α* [K/m]	2,0	6,0

Tableau 15 : Variables retenues pour la corrélation, classées dans un vecteur {X}.

Les deux méta-modèles comportent tous les termes linéaires (en X_i*), quadratiques (en X_i*X_j*), soit 28 termes. Le plan d'expérience est l'ensemble de valeurs de {*X**} où évaluer le modèle. Pour éviter que le modèle soit sous-contraint, ce plan contient 74 exécutions du modèle. Le plan est déterminé par la fonction *cordexch* de Matlab®, à l'aide d'un algorithme de *D-optimal sizing*. La durée d'exploitation simulée est de 10 ans. On extrait de chacune des 74 simulations :

- le SPF du système à la 10e année d'exploitation *SPF* ;
- la température de sortie de l'évaporateur de la PAC (température la plus faible du circuit géothermal) T_{min}.

Les méta-modèles du *SPF* et de la température minimale T_{min} [°C] sont de la forme :

$$SPF = \left(\sum_{k=1}^{K} a_k \prod_{i=1}^{8} \left({X_i}^{*M_{k,i}} \right) \right)^{-2}$$
$$T_{min}\,[°C] = \sum_{k=1}^{K} a_k \prod_{i=1}^{8} \left({X_i}^{*M_{k,i}} \right) \quad (10)$$

La matrice *M* porte les exposants : par exemple, une ligne [1 0 0 0 0 0 0] correspond au terme linéaire en $r_{e,f}$. Le méta-modèle du *SPF* n'a pas été établi directement sur le *SPF,* mais sur $SPF^{-1/2}$ pour éviter de donner un poids trop important à des configurations extrêmement performantes, mais sous-exploitant la ressource géothermale. Les coefficients a_k sont ajustés à l'aide de la fonction *fitlm* de Matlab®. Les méta-modèles permettent alors de reproduire assez fidèlement les résultats du modèle direct (cf. Figure 60), avec des coefficients R = 97 % pour le *SPF* et R = 98 % pour T_{min}. L'écart quadratique moyen sur la température est, par exemple, de 2,98 °C (cf. Figure 60).

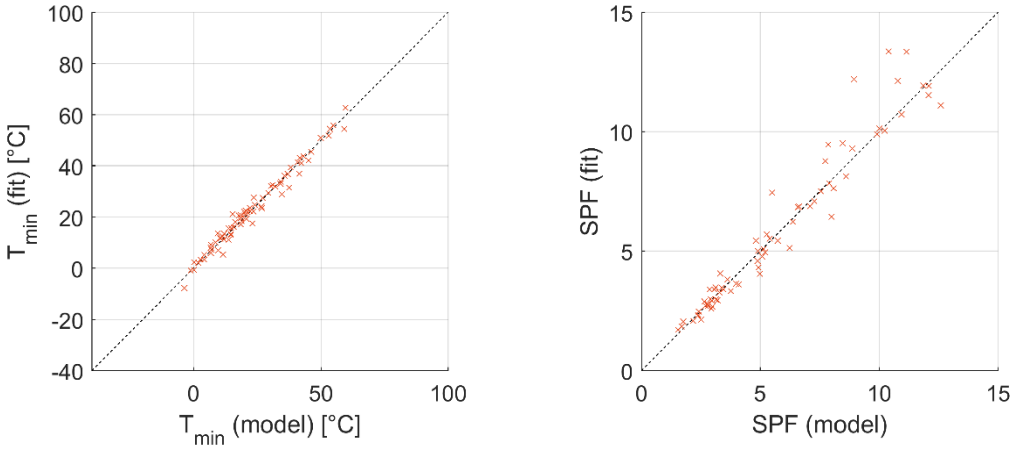


Figure 59 : Calcul de T_{min} et du SPF (représenté pour SPF < 15) via le modèle direct vs. méta-modèle ajusté.

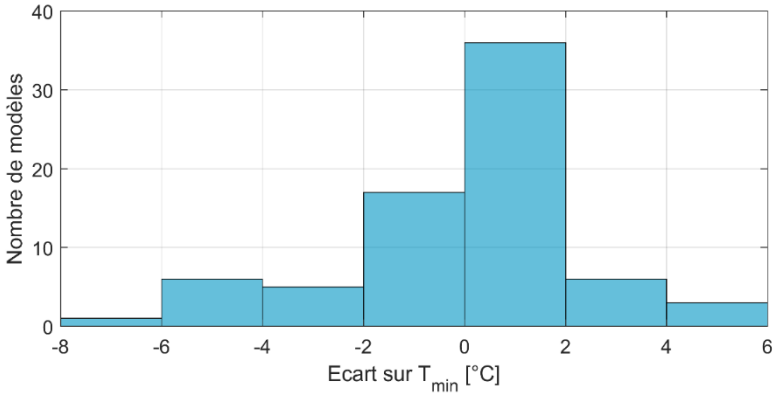


Figure 60 : Distribution de l'écart sur T_{min}.

$M_{k,1}$	$M_{k,2}$	$M_{k,3}$	$M_{k,4}$	$M_{k,5}$	$M_{k,6}$	$SPF^{-1/2}$	T_{min}
0	0	0	0	0	0	0,50620131	0,04700967
1	0	0	0	0	0	0,60392555	24,7164441
0	1	0	0	0	0	0,21160199	15,0536763
0	0	1	0	0	0	0,74477029	-96,7998152
0	0	0	1	0	0	-0,27482043	-10,0040321
0	0	0	0	1	0	-0,56732748	9,08544156
0	0	0	0	0	1	-0,13375904	-14,1590575
2	0	0	0	0	0	0,1991641	5,41424224
1	1	0	0	0	0	-0,68971848	73,5108008
0	2	0	0	0	0	-0,19618114	-5,16159353
1	0	1	0	0	0	1,72885648	109,877838
0	1	1	0	0	0	1,22966091	45,7342052
0	0	2	0	0	0	-0,27573718	170,305718
1	0	0	1	0	0	-0,73928271	-15,5909544
0	1	0	1	0	0	-0,14310071	-7,97336001
0	0	1	1	0	0	-0,77307891	-117,400604
0	0	0	2	0	0	0,24103339	14,4806154
1	0	0	0	1	0	-0,20905832	7,73382059
0	1	0	0	1	0	0,07109257	21,3614663
0	0	1	0	1	0	-0,98611748	-50,3276465
0	0	0	1	1	0	0,21388495	5,74996519
0	0	0	0	2	0	0,33183393	-4,0990483
1	0	0	0	0	1	0,17374679	7,31473178
0	1	0	0	0	1	-0,02031746	-6,58510245
0	0	1	0	0	1	-0,11673875	1,27480293
0	0	0	1	0	1	0,08651202	13,1932752
0	0	0	0	1	1	0,04501737	1,69136311
0	0	0	0	0	2	0,03378506	2,13083852

Tableau 16 : Métamodèles - Exposants contenus dans la matrice M (colonnes 1 à 6) et coefficients a_k des méta-modèles de $SPF^{-1/2}$ (colonne 7) et T_{min} (colonne 8).

4.4.5. Estimation du potentiel énergétique par forage

Le potentiel énergétique de chacun des 2 009 ouvrages a été estimé à l'aide de l'outil de programmation Matlab®. Pour chacun des 2 009 forages recensés, le problème d'optimisation suivant est résolu (à l'aide de la fonction *fmincon* de Matlab) :

- *objectif de l'optimisation* : maximiser la quantité de chaleur fournie par la PAC ;
- *variables de l'optimisation* :
  - profondeur équipée $H_{e,}$
  - quantité de chaleur fournie par la PAC ramenée au mètre de forage *équipé,*
  - part d'ECS dans le besoin couvert par la PAC β *;*

- *Contraintes de l'optimisation* :
  - le SPF du système à la 10e année d'exploitation est supérieur ou égal à 4 (une valeur typique de performance de PAC géothermique),
  - la température de sortie de l'évaporateur de la PAC (température la plus faible du circuit géothermal) reste supérieure à + 3 °C à la 10ème année, ce qui permet de fonctionner à l'eau claire,
  - la profondeur équipée n'excède pas 4 000 m.

Les Figures 63 et 64 permettent d'estimer la distribution des paramètres-clés en fonction du diamètre et de l'équipement du forage. Les résultats sont spécifiques à chaque forage, et la base de données a été complétée avec les quantités de chaleur extractibles pour chacun des 4 scénarios de diamètre et 3 scénarios d'équipement de forage.

Les indicateurs-clés pour les 12 scénarios sont donnés dans le Tableau 17. La table fait apparaître le pourcentage de cas sous-dimensionnés, c'est-à-dire pour lesquels ni le critère de SPF minimal, ni de température minimale n'a été atteint, car le ratio d'énergie linéaire atteignait la limite maximale pour la profondeur du forage, définie en Figure 54. En d'autres termes, pour ces forages, la chaleur extraite correspond à une valeur conservatrice.

L'énergie fournie par les PAC cumulée sur l'ensemble des forages est comprise entre environ 1 800 GWh/an pour un rayon externe du forage de 5,7 cm, et 4 500-4 900 GWh/an pour un rayon de 10,8 cm. Le rayon du forage est un facteur limitant le potentiel énergétique de la reconversion en sonde profonde. Du fait de l'augmentation des pertes de charges avec la profondeur, il existe une limite de la profondeur d'équipement, qui varie entre 1 500-1 800 m pour $r_{ext,f}$ = 5,7 cm (diamètre = 4''1/2) à 3 000-3 500 m pour $r_{ext,f}$ = 10,8 cm (diamètre = 8''1/2) (cf. Figure 61). On peut construire une distribution de probabilité de réalisation des quatre rayons de forages considérés, à partir de la distribution représentée Figure 56. On procède ensuite, pour chaque forage, à un tirage aléatoire d'un rayon, auquel on associe une énergie produite par la PAC préalablement calculée. En répétant un grand nombre de fois le tirage (méthode de Monte-Carlo), on peut estimer le potentiel de fourniture, à l'échelle nationale, *via* une PAC à **3 800 GWh/an**. En prenant un équivalent-logement consommant en chauffage et ECS un total de 10 MWh/an [2], le potentiel énergétique de reconversion des forages profonds en sondes géothermiques verticales est **de l'ordre de 380 000 équivalent-logements**.

Dans 75 % des cas, la part d'ECS optimale (non représentée ici) est de 100 % : une installation avec un besoin en ECS important présente une courbe de demande plus lisse au cours de l'année, ce qui limite la baisse de la température de production. Par ailleurs, tous les calculs ont été menés pour un tube central avec SDR = 11, et les pertes de charge vont augmenter pour des SDR plus faibles, correspondant à des tubes plus épais. Enfin, on peut aussi remarquer que le potentiel énergétique d'un forage dépend fortement du gradient géothermique (cf. Figure 62).

[2] Source : http://reseaux-chaleur.cerema.fr/equivalent-logement

Scénario	Rayon externe du forage [cm]	Conductivité thermique du tube central λ_c [W.K^{-1}.m^{-1}]	Moyenne de l'énergie fournie par la PAC par mètre de forage [kWh/m l/an]	Médiane de l'énergie fournie par la PAC par mètre de forage [kWh/m l/an]	SPF moyen	SPF médian	Moyenne de la température minimale [°C]	Médiane de la température minimale [°C]	Part de cas sous-dimensionnés [%]	Énergie calorifique cumulée [GWh/an]
1	5,715	0,003	680,4	757,3	4,18	4,00	12,2	9,1	14,83	1 818,86
2	5,715	0,03	688,5	768,0	4,23	4,00	11,4	8,1	15,53	1 868,00
3	5,715	0,3	627,4	698,4	5,11	4,00	6,6	3,0	0,90	1 843,38
4	7,62	0,003	927,4	1006,4	4,84	4,00	9,3	4,7	5,43	3 521,02
5	7,62	0,03	924,1	1013,1	4,99	4,00	9,0	4,3	3,04	3 519,61
6	7,62	0,3	831,5	935,6	5,42	4,00	6,9	3,0	0,10	3 148,96
7	8,89	0,003	998,9	1047,4	5,79	4,00	7,8	3,5	6,52	4 394,54
8	8,89	0,03	995,5	1045,0	5,87	4,00	7,6	3,3	5,87	4 376,52
9	8,89	0,3	951,7	998,1	5,55	4,00	6,3	3,0	0,95	4 046,25
10	10,795	0,003	926,3	820,6	8,21	7,84	4,9	3,0	26,13	4 482,61
11	10,795	0,03	932,6	832,1	8,05	7,79	4,8	3,0	25,49	4 507,46
12	10,795	0,3	1017,7	973,8	6,01	6,49	5,5	3,0	25,29	4 862,69

Tableau 17 : Indicateur-clés pour chacun des 12 scénarios.

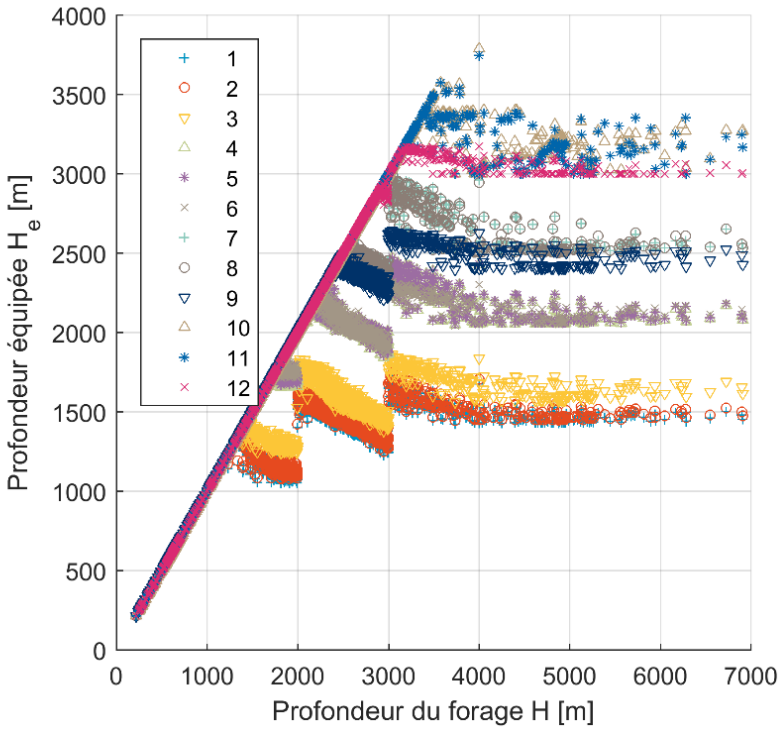


Figure 61 : Profondeur équipée en fonction de la profondeur du forage pour les 12 scénarios.

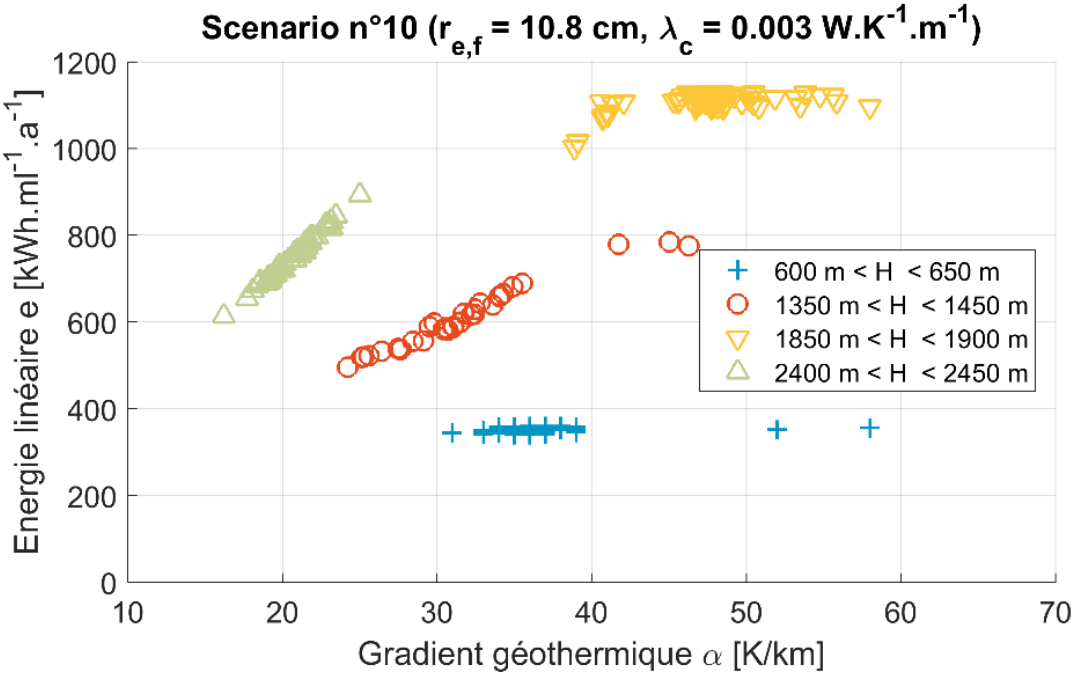


Figure 62 : Énergie fournie par la PAC par mètre de forage en fonction du gradient géothermique, pour les tranches de profondeur les plus représentées et pour le scénario le plus favorable (puits de grand diamètre, tube central isolé).

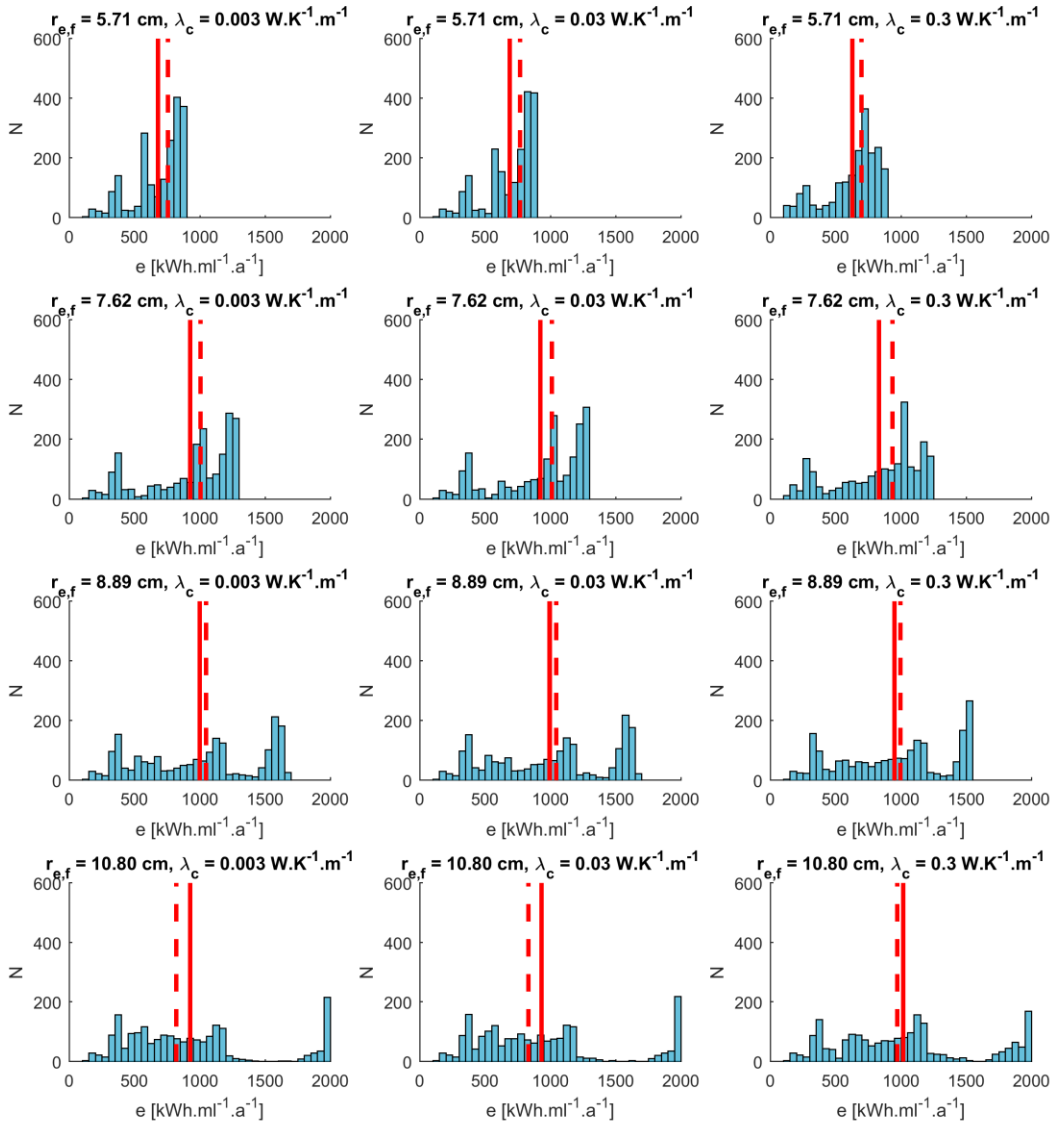


Figure 63 : Distribution de l'énergie produite pour les différentes hypothèses de diamètre externe et d'équipement du puits. Moyenne : ligne continue. Médiane : ligne pointillée.

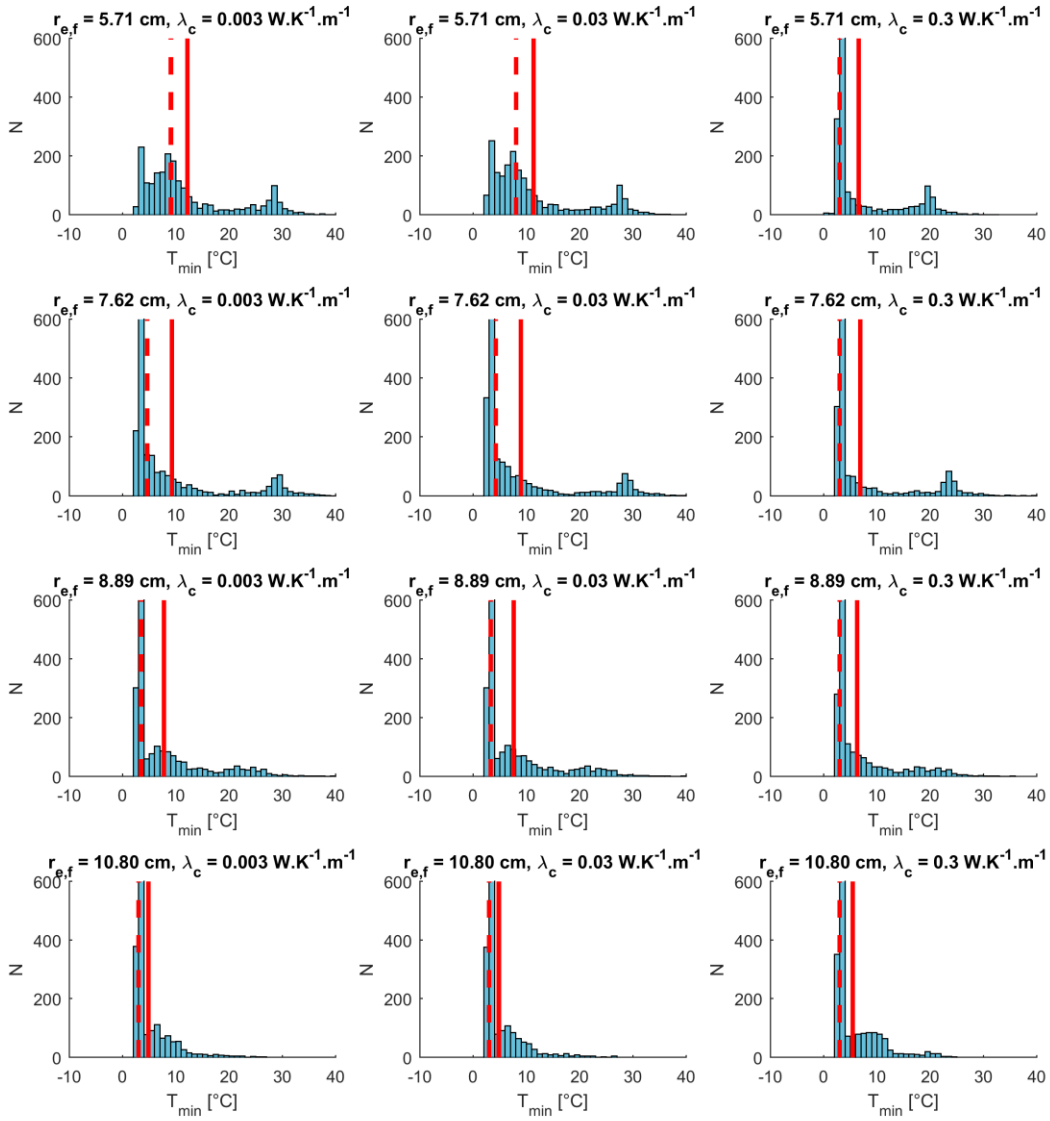


Figure 64 : Distribution de la température minimale pour les différentes hypothèses de diamètre externe et d'équipement du puits. Moyenne : ligne continue. Médiane : ligne pointillée.

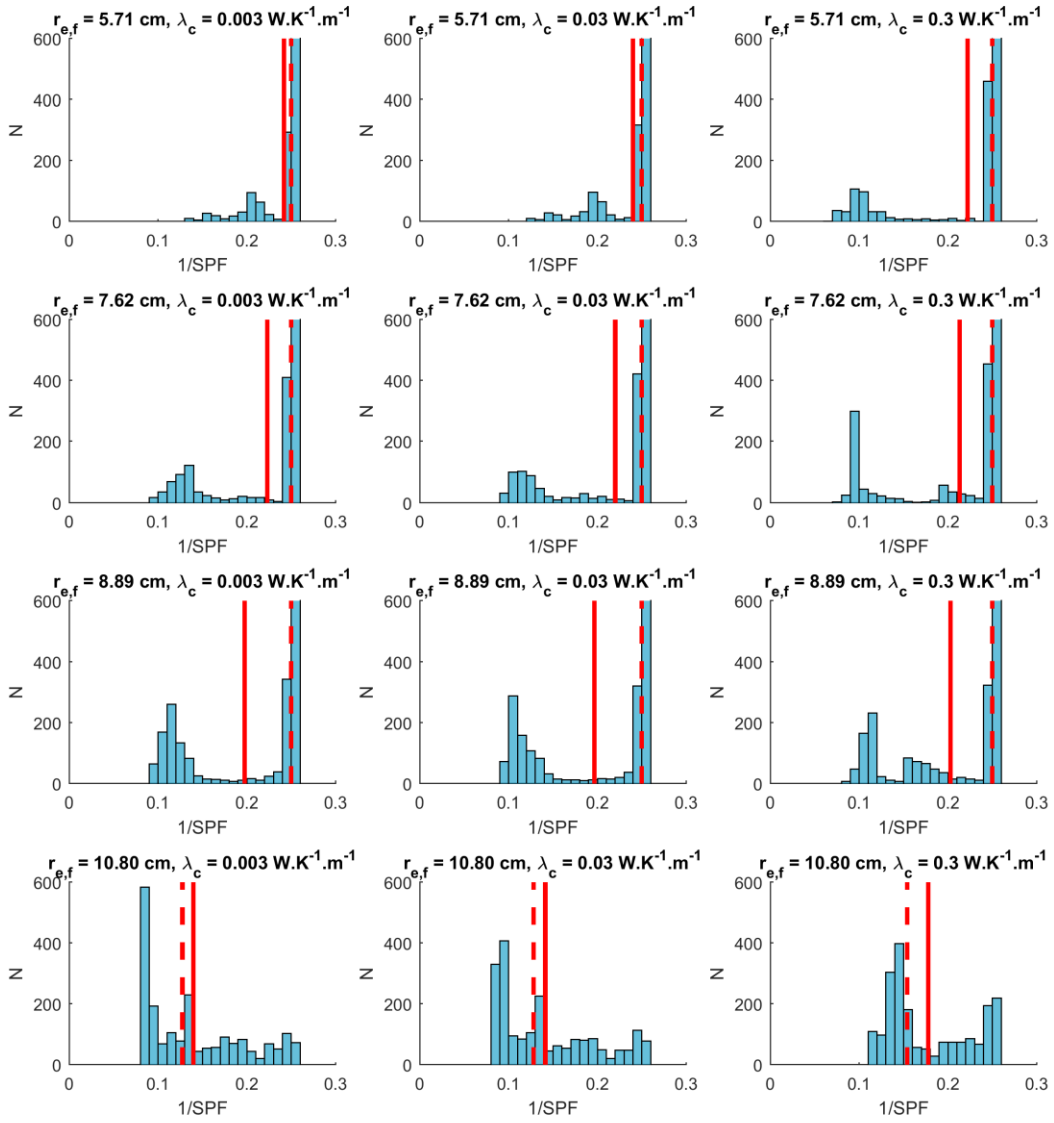


Figure 65 : Distribution de l'inverse du SPF pour les différentes hypothèses de diamètre externe et d'équipement du puits. Moyenne : ligne continue. Médiane : ligne pointillée.

5. Conclusions et perspectives

Le projet PETROVAL financé dans le cadre des conventions ADEME-BRGM 2017 et 2018 a pu bénéficier de l'état des lieux des forages profonds réalisés par (Lahaie et Bouffier, 2017) avec, notamment, la mise à disposition d'une base compilée de près de 12 500 forages de géothermie, d'exploration et d'exploitation de pétrole et de gaz.

Sur cette base, le projet a permis d'identifier 2 014 forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures, répartis au sein des principaux bassins sédimentaires du territoire national et sélectionnés selon des critères d'âge (postérieurs à 1970) et de profondeur atteinte (supérieure à 200 mètres), et d'étudier leur potentiel de reconversion en systèmes géothermiques ouvert ou fermé. Après l'identification des risques opérationnels liés aux enjeux financiers des projets, le rapport présente également le retour d'expérience des reconversions réalisées (ou en projet) au niveau national et international.

Dans le cadre du projet PETROVAL, tous les forages issus de ce premier filtre (âge et profondeur) présentent un intérêt potentiel pour la valorisation énergétique dans le cas d'une reconversion en boucle fermée. Pour les boucles ouvertes, la condition minimale pour une valorisation est la présence d'une formation reconnue comme ayant des propriétés aquifères. La base de données des forages a ainsi été complétée par les informations disponibles relatives aux aquifères traversés (profondeurs des toits et murs, températures, épaisseurs utiles, transmissivités), qui ont permis en outre d'estimer l'énergie annuelle extractible pour une reconversion en boucle fermée.

Les projets de reconversion devront intégrer un diagnostic complet du forage ciblé afin de connaître son état actuel (intégrité des tubages et présence des cimentations) et compléter les informations préalablement collectées (architecture du forage, profondeur d'amorce de la déviation si le forage est incliné, données géologiques…) afin d'optimiser les chances de succès.

Suite à cette première étude, le projet se poursuivra en 2019 (projet VALOR de la convention ADEME-BRGM 2019) avec une étude de préfaisabilité technico-économique sur quelques forages ciblés (5 à 6), dans les trois principaux bassins (bassin de Paris, bassin aquitain et fossé rhénan). Le choix des ouvrages sera à déterminer en concertation dans un premier temps avec la DGPR qui vérifiera auprès des DREAL/DRIEE concernées les aspects techniques et politiques liés à ces sites, puis le BRGM pourra ensuite échanger avec les agences régionales de l'ADEME et les collectivités ayant montré un intérêt potentiel pour la géothermie et/ou les industriels dont les forages sont en fin d'exploitation. Cette seconde étude intégrera une analyse technique des données disponibles (diagraphies, état du forage, caractérisation précise de la ressource potentielle au droit du forage), la technologie de valorisation envisageable et adaptée au(x) besoin(s) en surface, et l'évaluation des coûts et des risques opérationnels liés aux travaux de reconversion qui pourront être comparés à la réalisation d'un nouveau forage. Le projet apportera également un éclairage sur le cadre réglementaire de la reconversion des forages d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en forages géothermiques.

6. Bibliographie

Al-Khoury, R., Bonnier, P.G. (2006) - Efficient finite element formulation for geothermal heating systems. Part II: Transient. International Journal for Numerical Methods in Engineering 67, 725–745.

Barbacki, A. (2000) - The use of abandoned oil and gas wells in Poland for recovering geothermal heat. Proceedings World Geothermal Congress 3361–3365.

Barthélémy, Y. (1978) - Projets d'utilisation du forage ESSO-REP - La Tailla 1 à Saint-Germain-La-Chambotte (73)., Rapport final BRGM/78-SGN-152-JA.

B**erard, P., Chéry, L., Loupoukhine, M.** *et al.* (1997) - Synthèse des connaissances hydrogéologiques sur les ressources thermo-minérales du Bas-Adour, Rapport final BRGM/RR-39396-FR.

Berard, P., Sourisseau, B., Lachassagne, P. *et al.(*1999) - Synthèse des connaissances sur la ressource thermale du Bas Adour. Recommandations de protection et de suivi, Rapport final BRGM/RR-40539-FR.

Blum, P. (1929) - La source minérale chaude des « Hélions » à Merkwiller-Pechelbronn 188–190.

Bonté, D. (2014) - Thermal characterisaton of sedimentary basins: implications for geothermal and hydrocarbon exploration in The Netherlands and France. PhD thesis, Utrecht University.

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

Bu, X., Ma, W., Gong, Y. (2014) - Electricity generation from abandoned oil and gas wells. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects 36, 999–1006.

Bu, X., Ma, W., Li, H. (2012) - Geothermal energy production utilizing abandoned oil and gas wells. Renewable Energy 41, 80–85.

Campbell, R.G., Hattar, M.M. (1990) : Operation Of A Geopressured Hybrid Power System At Pleasant Bayou. Proceedings of the 25th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference 5, 97–101.

Capar, L., Couëffé, R., Brenot, A. *et al*. (2015) - Évaluation des ressources naturelles dans les bassins d'avant-chaîne alpins pour une utilisation et une gestion durable du sous-sol – Zone Pilote Savoie-Genève, Rapport final, BRGM/RP-64744-FR.

Caritg, S., Bourgine, B., Foissard, D. *et al*. (2014) - Projet Lusitanien. Évaluation du potentiel géothermique du Lusitanien du bassin de Paris pour la production de chaleur : mise en adéquation entre ressource et besoins, Rapport final BRGM/RP-63244-FR.

Caritg, S., Tourlière, B., Bourgine, B. (2018) - Cartographie des cibles géothermales de moyenne température pour la production d'électricité et de chaleur par cogénération en France métropolitaine, Rapport final BRGM/RP-67853-FR.

Caulk, R.A., Tomac, I. (2017) - Reuse of abandoned oil and gas wells for geothermal energy production. Renewable Energy 112, 388–397.

Chamayou, J., Martin, J.-C., Sourisseau, B. (1985) - Projet de convention d'une zone horticole en Haute-Lande par récupération d'un ancien forage pétrolier - Etude de faisabilité, Rapport final BRGM/85-AGI-015-AQI.

Chartier, R., Jouanneau, J., Saint Martin M. *et al*. (2012) - Inventaire du potentiel géothermique en région Rhône-Alpes, État des lieux et étude du potentiel - Rapport final - BRGM RP-60684-FR.

Cheng, W.L., Li, T.T., Nian, Y. Le, Wang, C.L. (2013) - Studies on geothermal power generation using abandoned oil wells. Energy 59, 248–254.

Cheng, W.L., Li, T.T., Nian, Y. *et al*. (2014a) - Evaluation of working fluids for geothermal power generation from abandoned oil wells. Applied Energy 118, 238–245.

Cheng, W.L., Li, T.T., Nian *et al*. (2014b) - An Analysis of Insulation of Abandoned Oil Wells Reused for Geothermal Power Generation. Energy Procedia 61, 607–610.

Cheng, W.L., Liu, J., Nian (2016) - Enhancing geothermal power generation from abandoned oil wells with thermal reservoirs. Energy 109, 537–545.

Clot, A., Pachoud, A., Rampon, G. (1977) - Projet d'utilisation du forage ESSO-REP La Tailla 1 à Saint-Germain La Chambotte (Savoie) pour le chauffage de serres et l'alimentation en eau potable., Rapport final BRGM/77-SGN-122-JAL.

Combe, M., Le Pochat, G., Martin, J.-C. (1981) - Analyse des possibilités d'utilisation de la géothermie que la commune de Saint-Paul-lès-Dax, Rapport final BRGM/80-SGN-842-AQI.

Combe, M., Martin, J.-C., Thierry, D. (1982) - Essais de longue durée du forage géothermique GDX 1 à Dax en 1980-1981., Rapport final BRGM/81-SGN-494-AQI.

Davis, A.P., Michaelides, E.E. (2009) - Geothermal power production from abandoned oil wells. Energy 34, 866–872.

Debrand-Passard, S., Courbouleix, S., Lienhardt, M.-J. (1984) - Synthèse géologique du Sud-Est de la France. Mémoire du Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) - Stratigraphie et paléogéographie 1.

Farah, H. (2017) - The Case of Geothermal Energy from Productive, Depleted and Abandoned Oil and Gas Wells. Proceedings, 42nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering.

Garbai, L., Mehes, S. (2011) - Energy analysis of geothermal heat pumps with U-tube installations, in: 2011 IEEE 3rd International Symposium on Exploitation of Renewable Energy Sources (EXPRES). IEEE, pp. 107–112.

Ghoreishi-Madiseh, S.A., Hassani, F.P., Al-Khawaja, M.J. (2012) - A novel technique for extraction of geothermal energy from abandoned oil wells. World renewable energy forum.

Gombert, P., Lahaie, F., Cherkaoui, A. (2017) - Étude des connaissances sur les risques, impacts et nuissances potentiels liés à la géothermie profonde. Rapport détude DRS-16-157477-00515A 101.

Grellet, B., Combes, P., Granier, T. *et al*. (1993) - Sismotectonique de la France métropolitaine dans son cadre géologique et géophysique avec atlas de 23 cartes au 1/4 000 000e et une carte au 1/1 000 000e. Société géologique de France ; collection Mémoires de la Société géologique de France (mémoire N.S., 19) 2.

Hamm, V., Arnaud, L. (2017a) - Étude des opportunités de valorisation énergétique du potentiel géothermique en France métropolitaine – Cas de l'Albien et du Dogger, Rapport final. BRGM/RP-67262-FR.

Hamm, V., Bugarel, F., Giuglaris, E. *et al*. (2017b) - Guide de « bonnes pratiques » sur les retours d'expérience des forages géothermiques profonds, Rapport final. BRGM/RP-65443-FR.

Hirschberg, S., Wiemer, S., Burgherr, P. (2015) - Energy from the Earth. Deep Geothermal as a Resource for the Future? vdf Hochschulverlag.

Housse, B., Maget, P. (1977) - Potentiel géothermique du bassin aquitain, Rapport final BRGM/77-SGN-688-GTH.

Housse, B., Maget, P. (1976) - Potentiel géothermique du bassin Parisien, Rapport final BRGM/RP-29146-FR.

Jaudin, F., Heinry, M.C. (1992) - Géothermie en aquitaine - état des réalisations fin 1991, Rapport d'enquête BRGM/RR-34642-FR.

Kohl, T., Brenni, R., Eugster, W. (2002) - System performance of a deep borehole heat exchanger. Geothermics 31, 687–708.

Kohl, T., Salton, M., Rybach, L. (2000) - Data analysis of the deep borehole heat exchanger plant Weissbad (Switzerland). World Geothermal Congress 2000 2671–2676.

Kujawa, T., Nowak, W., Stachel, A.A. (2006) - Utilization of existing deep geological wells for acquisitions of geothermal energy. Energy 31, 650–664.

Kurevija, T., Vulin, D. (2011) - High Enthalpy Geothermal Potential of the Deep Gas Fields in Central Drava Basin, Croatia. Water Resources Management 25, 3041–3052.

Lafortune, S. (2015) - Retour d'expérience de la reconversion des ouvrages profonds et examen de cas pour lesquels une reconversion aurait pu être entreprise - Projet ANR PREGO (Préfiguration géothermique des ouvrages profonds). Rapport d'étude INERIS DRS-15-141899-07517A 40.

Lahaie, F., Bouffier, C. (2017) - État des lieux des puits réalisés par forage en France. Rapport d'étude INERIS DRS-17-164857-00573A.

Li, Z., Zheng, M. (2009) - Development of a numerical model for the simulation of vertical U-tube ground heat exchangers. Applied Thermal Engineering 29, 920–924.

Limpasurat, A., Falcone, G., Teodoriu, C. *et al*. (2011) - Artificial geothermal energy potential of steam-flooded heavy oil reservoirs. International Journal of Oil, Gas and Coal Technology 4, 31.

Macenić, M., Kurevija, T. (2017) - Revitalization of abandoned oil and gas wells for a geothermal heat exploitation by means of closed circulation: Case study of the deep dry well Pčelić-1. Interpretation 6, SB1–SB9.

Maragna, C. (2017) - Etablissement d'un modèle énergétique approché de pompe à chaleur sur échangeur géothermique profond, BRGM.

Médecine, A. nationale de (1978) - Avis demandé en vue de l'autorisation d'exploitation telle qu'à l'émergence de l'eau minérale de la source des "Hélions" située sur la commune de Preuschorf (Bas-Rhin). Bulletin de l'Académie nationale de médecine 126, 802–815.

Mercier-Batard, F., Risler, J.-J. (1983) - La carboxyque Française : Compte-rendu de pompages d'essai sur le forage n°16 à Montpensier (Puy-de-Dôme), Rapport final, BRGM/83-SGN-337-AUV.

Nguyen, G., Marchal, J., Graveline, N. *et al*. (2008) - Potentiel géothermique du département de l'Hérault, Rapport final BRGM/RP-55319-FR.

Noorollahi, Y., Pourarshad, M., Jalilinasrabady, S. *et al*. (2015) - Numerical simulation of power production from abandoned oil wells in Ahwaz oil field in southern Iran. Geothermics 55, 16–23.

Poul, X. (1984) - Forage géothermique PEZENAS 2 : Examen de l'état de l'ouvrage et des possibilités d'améliorer son exploitation, Rapport final BRGM/84-AGI-135-LRO.

Reyes, A.G. (2007) - Abondoned oil and gas wells - a reconnaissance study of an unconventional geothermal resource, GNS Science Report 2007/23.

Richter, A. (2017) - Utilising abandoned oil wells for geothermal in Alberta seeing political interest. Think Geoenergy.

Roethinger, J. (2011) - Les eaux minérales d'Alsace. Revue d'Alsace n°137.

Rognon, F. (2012) - Utilisation de la géothermie profonde pour le chauffage de grands bâtiments avec des pompes à chaleur à très hautes performances.

Rybach, L., Brunner, M., Gorhan, H. (2000) - Swiss Geothermal update 1995-2000. Proceedings World Geothermal Congress 2000, Kyushu - Tohoku, Japan, May 28 - June 10 413–426.

Sanyal, S.K., Butler, S.J. (2010) - Geothermal Power Capacity from Petroleum Wells – Some Case Histories of Assessment 25–29.

Sapińska-Śliwa, A., Kotyza, J. (2000) - Selection of optimal construction of borehole heat exchangers based on Jachówka 2K well to a depth 2870 m: Methodology and technology of obtaining usable energy from a single geothermal borehole. Sokołowski J. PGA, Polgeotermia, PAN 251–284.

Schneider, D., Strothöffer, T., Broßmann, E. (1996) - Die 2800 m von Prenzlau oder die tiefste Erdwärmesonde der Welt. Geothermische Energie 16, 10–12.

Seguin, J.-J., Castillo, C., Arnaud, L. (2015) - Modélisation des nappes de l'Albien et du Néocomien du Bassin de Paris, Rapport final BRGM/ RP-64873-FR.

SIA, 2010. Norme Suisse. Sondes géothermiques. SIA 384/6. Société suisse des ingénieurs et des architectes, Zurich.

Śliwa, T., Kruszewski, M., Sapińska-Śliwa, A., Assadi, M., 2017. The application of Vacuum Insulated Tubing in Deep Borehole Heat Exchangers. AGH Drilling, Oil, Gas 34, 597.

Soldo, E., Alimonti, C., 2015. From an Oilfield to a Geothermal One : Use of a Selection Matrix to Choose Between Two Extraction Technologies. World Geothermal Congress 2015 19–25.

Sourisseau, B. (1989) - Activation et mise en production du forage géothermique de le Teich-Piracq 1 (GLTP 1 ex Mios 2 bis), Rapport final BRGM/89-SGN-407-AQI.

Sourisseau, B., Belkaid, A., Martin, G. *et al*.(1990) - Vérification de la production à 200 m3/h du forage géothermique de le Teich Pirac 1, Rapport final BRGM/RR-31009-FR.

Teissier, J. (1983) - Forage géothermique "Le Teich-Pirac 1" GLTP1. Rapport de fin de travaux et d'essais, Rapport final BRGM/83-SGN-770-AQI.

Templeton, J.D., Ghoreishi-Madiseh, S.A., Hassani, F.P. *et al*. (2013) - Abandoned Oil/Gas Wells As Sustainable Sources of Renewable Energy. 23rd World Mining Congress 10.

Toth, A.N., Szucs, P., Pap, J. *et al*. (2018) - Converting Abandoned Hungarian Oil and Gas wells into Geothermal Sources. Proceedings, 43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering 1–8.

U.S. department of Energy (2010) - Geothermal Energy Production with Co-produced and Geopressured Resources, Geothermal Energy Program - Energy Efficiency and Renewable Energy.

Vernoux, J.-F., Manceau, J.-C. (2017) - Risques de pollution des nappes de l'Albien et du Néocomien par les forages profonds du bassin parisien. Rapport final BRGM/RP-66820-FR.

Weber, B. (2017) - Alberta town hopes to pull new kind of energy from old gas well. The Canadian Press.

Wei, Y., Wang, Y., Ren, B. (2009) - Drainage and production by using geothermal in Huabei oil region, Renqiu: Huabei Oilfield. Production Technology Research Institute.

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