



Étude technico-économique des méthodes d'exploration pouvant être mises en œuvre pour réduire l'aléa géologique des opérations de géothermie profonde en métropole

Rapport final

BRGM/RP-69790-FR

Mars 2020



Étude technico-économique des méthodes d'exploration pouvant être mises en œuvre pour réduire l'aléa géologique des opérations de géothermie profonde en métropole

Rapport final

BRGM/RP-69790-FR
Mars 2020

Étude réalisée dans le cadre de la convention nationale ADEME-BRGM
n°1805C0054

M. Darnet, C. Maurel, C. Dezayes, S. Marc, L. Capar

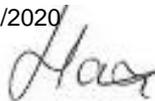
Vérificateur :

Nom : V. Hamm

Fonction : Hydrogéologue – expert
en géothermie

Date : 19/03/2020

Signature :



Approbateur :

Nom : B. Sanjuan

Fonction : Responsable de l'unité
DGR/REG

Date : 27/03/2020

Signature :



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

Contact : qualite@brgm.fr



Mots-clés : Géothermie basse-température, Géothermie haute-température, Exploration, Forages, Géophysique, Géologie, Hydrogéologie, Modélisation.

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

M. Darnet, C. Maurel, C. Dezayes, S. Marc, L. Capar (2020) - Étude technico-économique des méthodes d'exploration pouvant être mises en œuvre pour réduire l'aléa géologique des opérations de géothermie profonde en métropole. Rapport final. BRGM/RP-69790-FR, 101 p., 69 fig., 16 tab..

Synthèse

Ce rapport constitue le livrable de la tâche 4 du projet BILAN GTH de la convention nationale ADEME-BRGM 2019 n° 1805C0054, qui avait pour objectif de réaliser un bilan le plus exhaustif possible de la filière géothermie profonde pour la production de chaleur, depuis la relance en 2007, avec la mise place du « Fonds Chaleur Renouvelable » et d'un nouveau dispositif unique de garantie des opérations géothermiques, dit « Fonds de garantie géothermie ».

Le rapport présente ainsi une méthodologie pour l'exploration de nouveaux aquifères et l'analyse technico-économique des solutions à mettre en œuvre suivant l'échelle d'exploration envisagée pour « dérisquer » une opération de géothermie profonde, en France métropolitaine

En effet, l'estimation d'une ressource géothermale exploitable en France métropolitaine nécessite d'aborder le problème à différentes échelles, afin de prendre en compte, au mieux, la variabilité des formations géologiques ciblées et les différents objectifs des études, à savoir :

1. l'échelle régionale, typiquement la taille du bassin sédimentaire considéré (e.g. 200 x 200 km), afin de localiser les zones d'intérêt géothermique ;
2. l'échelle locale, typiquement la taille d'une agglomération (e.g. 20 x 20 km), afin de délimiter les zones favorables à l'implantation d'un projet géothermique. A cette échelle, des forages d'exploration peuvent être réalisés dans le cadre d'autorisations de recherches ou permis exclusif de recherche ;
3. l'échelle du projet géothermique, typiquement la taille d'une concession ou permis d'exploitation en géothermie suivant la puissance exploitée (e.g. 5 x 5 km), afin d'établir le schéma d'exploitation de la ressource géothermale. A cette échelle, les forages de production sont généralement réalisés.

À chaque échelle, le programme d'exploration doit être défini en fonction des paramètres à estimer (e.g. température, porosité, perméabilité) et des incertitudes sur ces paramètres à lever. Les données géo-scientifiques permettent d'estimer ces paramètres et doivent être sélectionnées en fonction de leur capacité à réduire les incertitudes sur les paramètres à évaluer. Des modèles géologiques, hydrodynamiques, thermiques et mécaniques du sous-sol, ainsi que des versions couplées entre elles, permettent d'interpréter et d'intégrer ces observations géo-scientifiques, et d'estimer *in fine* la ressource potentiellement exploitable.

Ce rapport présente un programme d'exploration adapté aux différentes cibles de géothermie profonde présentes dans les quatre grands bassins sédimentaires métropolitains : Bassin parisien, Bassin aquitain, Couloir rhodanien/Bassin du Sud-Est et Fossé rhénan. Il met en lumière l'intérêt d'études pluridisciplinaires, afin de caractériser, au mieux, ces différentes cibles aux différentes échelles de travail, mais également la nécessité d'acquérir de nouvelles données, notamment géophysiques, afin d'estimer de manière homogène les ressources sur tout le territoire. Ces programmes d'exploration nécessitent des investissements de l'ordre de 1 à 7,5 mln EUR, à l'échelle régionale, et de 1,5 à 4 mln EUR, à l'échelle locale ou du projet. Bien que ces investissements paraissent importants au vu du coût d'un forage d'exploration/production géothermique (plusieurs millions d'euros, en général), une étude économique pour un projet géothermique « classique » du type doublet du Bassin parisien de 10 MWth montre que, si le programme d'exploration permet d'augmenter la probabilité de succès de 10 % d'un seul projet, alors le retour sur investissement est garanti par cet unique projet. Les techniques proposées dans ce rapport ont été sélectionnées sur leur capacité à augmenter de façon significative la probabilité de succès des projets. Nous recommandons, donc, vivement de mettre ces solutions en œuvre pour dérisquer, au mieux, les futurs projets d'exploration de nouveaux aquifères, en France métropolitaine.

Sommaire

1. Introduction	11
2. Sélection des méthodes d'exploration de surface pour les différentes cibles de géothermie profonde en France métropolitaine	13
2.1. UN PROGRAMME D'EXPLORATION MULTI-ÉCHELLES	13
2.2. SÉLECTION DES MÉTHODES D'EXPLORATION	15
3. Propositions de programmes d'exploration pour la géothermie profonde en France métropolitaine	25
3.1. BASSIN AQUITAIN	27
3.1.1. Cibles géothermiques	27
3.1.2. Données disponibles	36
3.1.3. Programme d'exploration	42
3.2. BASSIN DE PARIS	52
3.2.1. Cibles géothermiques	52
3.2.2. Données disponibles	63
3.2.3. Programme d'exploration	69
3.2.4. Synthèse	72
3.3. COULOIR RHODANIEN, FOSSÉ BRESSAN ET BASSIN DU SUD-EST	74
3.3.1. Cibles géothermiques	75
3.3.2. Données disponibles	75
3.3.3. Programme d'exploration	80
3.3.4. Synthèse	84
3.4. FOSSÉ RHENAN	86
3.4.1. Cibles géothermiques	86
3.4.2. Données disponibles	86
3.4.3. Programme d'exploration	91
3.4.4. Synthèse	94
4. Conclusions	97
5. Bibliographie	99

Liste des figures

Figure 1 : Échelles de travail à considérer, lors de l'estimation d'une ressource géothermale exploitable, en France métropolitaine. Exemple du Bassin aquitain.	14
Figure 2 : Schéma d'intégration des données géo-scientifiques, lors d'un programme d'exploration à l'échelle régionale, d'après Dezayes et al. (2017)	14
Figure 3 : Schéma d'intégration des données géo-scientifiques, lors d'un programme d'exploration à l'échelle régionale, d'après Dezayes et al. (2017)	15
Figure 4 : Exemple de distribution de la puissance extractible d'un projet géothermique	15
Figure 5 : Exemple d'impact sur la distribution de puissance extractible d'un projet géothermique que peut avoir un programme d'exploration (courbe rouge avec exploration et courbe bleu sans exploration)	16
Figure 6 : Arbre décisionnel pour la mise en œuvre d'une méthode d'exploration pour un projet géothermique	22
Figure 7 : Flux de trésorerie cumulé modélisé pour une centrale géothermique de 10 MWth du type doublet du Bassin parisien. Ce flux prend en compte l'investissement initial (CAPEX) et les coûts de maintenance annuels (OPEX).....	22
Figure 8 : Valeur Monétaire Attendue pour une centrale géothermique de 10 MWth du type doublet du Bassin parisien en fonction du POS des forages	23
Figure 9 : Cartographie des ressources géothermales profondes probables ou prouvées étudiées	25
Figure 10 : Schéma conceptuel d'exploration des ressources géothermales profondes en France métropolitaine.....	26
Figure 11 : Coupe géologique générale du Bassin aquitain et localisation des formations aquifères, d'après Housse <i>et al.</i> (1977).....	27
Figure 12 : Log schématique du Crétacé supérieur du Périgord nord (d'après Sigès).....	30
Figure 13 : Localisation des opérations de géothermie (en fonction ou arrêtées) dans le secteur de Bordeaux.....	31
Figure 14 : Courbes de température et altitude au toit du Crétacé inférieur, d'après Housse <i>et al.</i> (1977).....	32
Figure 15 : Log lithostratigraphique des réservoirs de la série du Jurassique moyen et supérieur du Quercy (d'après Sigès Aquitaine)	33
Figure 16 : Courbes de température et altitude au toit du Jurassique supérieur (Kimméridgien à dogger) d'après Housse <i>et al.</i> (1977) et opération de géothermie en exploitation dans les formations du Jurassique supérieur à moyen.....	34
Figure 17 : Courbes de température et profondeur au toit du Lias Inférieur (gauche) et Lias moyen (droite) d'après Housse <i>et al.</i> (1977)	35
Figure 18 : Courbes de température et altitude au toit du Rhétien, d'après Housse <i>et al.</i> (1977).....	35
Figure 19 : Courbes de température et profondeur au toit du socle antétriasique, d'après Grellet <i>et al.</i> (1993)et Bonté <i>et al.</i> , (2010)	36
Figure 20 : Localisation des forages profonds de géothermie et d'exploration et exploitation d'hydrocarbures dans le Bassin aquitain (Minergies et Sybase)	37
Figure 21 : Histogramme des profondeurs des ouvrages d'hydrocarbures du Bassin aquitain au-delà de 200 mètres (moyenne en pointillet).....	37
Figure 22 : Lignes sismiques existantes dans le Bassin aquitain (lignes rouges). La profondeur du toit du socle (surface colorée), les isothermes à cette profondeur (courbes noires) et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges)	38

Figure 23 : Lignes sismiques existantes autour de Bordeaux (lignes rouges). La profondeur du toit du socle (surface colorée), les isothermes à cette profondeur (courbes noires) et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges)	38
Figure 24 : Cubes sismiques 3D acquis dans le Bassin aquitain (source Minergies)	39
Figure 25 : Géométrie du modèle nord-aquitain MONA (gauche) et extension du modèle (droite) d'après SIGES	41
Figure 26 : Forages profonds et profils sismiques recensés dans le cadre du programme GAIA (Lasseur <i>et al.</i> , 2017) et extension du domaine d'étude.....	42
Figure 27 : Plan de position des lignes sismiques terrestres 2D retraitées au BRGM	43
Figure 28 : Plan de position des lignes sismiques terrestres 2D retraitées au BRGM (bleu) et pouvant être retraitées (noir).....	44
Figure 29 : Plan de position des lignes sismiques terrestres 2D retraitées au BRGM (vert), pouvant être retraitées (rouge) et proposition de nouvelles acquisitions 2D (noir).	44
Figure 30 : Plan de position des lignes sismiques terrestres 2D retraitées au BRGM (bleu) et pouvant être retraitées (noir), zones de retraitement possibles autour d'agglomérations majeures (polygones rouges et verts)	46
Figure 31 : Plan de positionnement des cubes sismiques 3D terrestres retraitables autour des zones urbanisées majeures du Bassin aquitain	47
Figure 32 : Lignes sismiques existantes (lignes rouges) et nouvelles acquisitions proposées (lignes vertes) autour de Bordeaux. La profondeur du toit du socle (surface colorée), les isothermes à cette profondeur (courbes noires) et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges).....	48
Figure 33 : Lignes sismiques existantes (lignes rouges) et nouvelles acquisitions proposées (lignes verte : sismique 2D, carré rouge : sismique 3D) autour de Bordeaux. La profondeur du toit du socle (surface colorée), les isothermes à cette profondeur (courbes noires) et les forages (profonds par des points bleus et géothermiques par des points rouges) sont également représentés.	50
Figure 34 : Coupe géologique générale du Bassin de Paris et localisation des formations aquifères, d'après Perrodon <i>et al.</i> (1990)	52
Figure 35 : Localisation des ouvrages de géothermie en exploitation et profondeur du toit des formations de l'Albien et du Néocomien	54
Figure 36 : Carte de la chaleur exploitable (GJ/m ²) calculée au toit du Lusitanien, d'après Caritg <i>et al.</i> , (2014).....	55
Figure 37 : Localisation des opérations de géothermie en exploitation, au niveau des calcaires du Dogger et toit des formations, d'après Hamm <i>et al.</i> (2019).....	57
Figure 38 : Cartes des faciès, températures, profondeurs et épaisseurs du Trias supérieur – Rhétien (Housse <i>et al.</i> , 1976 ; Caritg <i>et al.</i> , 2018)	59
Figure 39 : Cartes des faciès, températures et profondeurs du Trias supérieur – Chaunoy (Bonté <i>et al.</i> , 2010; Bouchot <i>et al.</i> , 2012; Caritg <i>et al.</i> , 2018)	60
Figure 40 : Cartes des faciès, températures et profondeurs du Trias supérieur – Donnemarie (Bonté <i>et al.</i> , 2010; Bouchot <i>et al.</i> , 2012; Caritg <i>et al.</i> , 2018)	61
Figure 41 : Cartes des faciès, températures, profondeurs et épaisseurs du Trias moyen supérieur (à l'ouest) et du Trias inférieur (à l'est) : Buntsandstein (Housse <i>et al.</i> , 1976 ; Caritg <i>et al.</i> , 2018)	62
Figure 42 : Localisation des forages profonds de géothermie et d'exploration et exploitation d'hydrocarbures, dans le Bassin de Paris (Minergies et Sybase)	63

Figure 43 : Histogramme des profondeurs des ouvrages d'hydrocarbures du Bassin de Paris au-delà de 200 mètres	64
Figure 44 : Lignes sismiques existantes dans le Bassin de Paris (lignes rouges). La profondeur du toit du Dogger (surface colorée) et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges)	65
Figure 45 : Lignes sismiques existantes autour de Paris (lignes rouges) et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges)	65
Figure 46 : Lignes sismiques existantes autour d'Orléans (lignes rouges) et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges)	66
Figure 47 : Cubes sismiques 3D acquis dans le Bassin de Paris (source Minergies)	66
Figure 48 : Lignes sismiques existantes (lignes rouges) et nouvelles acquisitions proposées (lignes vertes) autour d'Orléans et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges)	71
Figure 49 : Lignes sismiques existantes (lignes rouges) et nouvelles acquisitions proposées (lignes verte : sismique 2D, carré rouge : sismique 3D) autour d'Orléans et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges)	72
Figure 50 : Bassins sédimentaires ciblés pour le développement de la géothermie dans le quart sud-est de la France (haut droit : Fossée bressan, haut-gauche : Bassin du Sud-Est, bas : Fossée rhodanien), d'après Caritg <i>et al.</i> , (2018)	74
Figure 51 : Localisation des forages profonds de géothermie et d'exploration et exploitation d'hydrocarbures, dans le Bassin du Sud-Est, le Fossé bressan et le Fossé rhodanien (Minergies et Sybase)	76
Figure 52 : Lignes sismiques existantes dans le Bassin du Sud-Est et Fossé rhodanien (lignes rouges). La profondeur du socle (surface colorée) et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges)	77
Figure 53 : Lignes sismiques existantes autour de Marseille (lignes rouges). La profondeur du socle (surface colorée) et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges)	77
Figure 54 : Cubes sismiques 3D disponibles, dans le Bassin du Sud-Est et Fossé rhodanien (source Minergies)	78
Figure 55 : Limite de la zone de modélisation du Fossé bressan et couloir rhodanien de l'étude de Couëffé <i>et al.</i> (2008)	79
Figure 56 : Piles lithostratigraphiques synthétiques des modèles du Fossé bressan et couloir rhodanien réalisés par Couëffé <i>et al.</i> (2008)	79
Figure 57 : Sismique 2D existante et pouvant être retraitée dans le Bassin du Sud-Est (d'après Capar <i>et Marc</i> , 2018)	81
Figure 58 : Lignes sismiques existantes (lignes rouges) et nouvelles acquisitions proposées (lignes vertes) autour de Marseille et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges)	82
Figure 59 : Lignes sismiques existantes (lignes rouges) et nouvelles acquisitions proposées (lignes verte : sismique 2D, carré rouge : sismique 3D), autour de Marseille, et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges)	83
Figure 60 : Localisation des forages profonds de géothermie et d'exploration et exploitation d'hydrocarbures dans le Fossé rhénan (Minergies et Sybase)	87

Figure 61 : Histogramme des profondeurs des ouvrages d'hydrocarbures du Fossé rhénan au-delà de 200 mètres (moyenne en pointillet).....	87
Figure 62 : Lignes sismiques existantes dans le Fossé rhénan (lignes rouges). La profondeur du socle (surface colorée) et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges)	88
Figure 63 : Lignes sismiques existantes autour de Strasbourg (lignes rouges). La profondeur du socle (surface colorée) et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges)	88
Figure 64 : Cubes sismiques 3D acquis dans le Fossé rhénan	89
Figure 65 : Températures au toit du Muschelkalk supérieur et écart-types d'après (Equipe de projet GeORG, 2013)	90
Figure 66 : Limites d'extension du démonstrateur RGF des Vosges et du Fossé rhénan (infoterre, BRGM)	90
Figure 67 : Modèle régional RGF Vosges - Fossé rhénan et pile géologique, d'après (Gabalda <i>et al.</i> , 2013)	91
Figure 68 : Lignes sismiques existantes (lignes rouges) et nouvelles acquisitions proposées (lignes vertes) autour de Strasbourg. La profondeur du socle (surface colorée) et les forages (profonds par des points bleus et géothermiques par des points rouges) sont également représentés.	92
Figure 69 : Lignes sismiques existantes (lignes rouges) et nouvelles acquisitions proposées (lignes verte : sismique 2D, carré rouge : sismique 3D) autour de Strasbourg. La profondeur du socle (surface colorée) et les forages (profonds par des points bleus et géothermiques par des points rouges) sont également représentés.....	94

Liste des tableaux

Tableau 1 : Analyse de sensibilité de la puissance extractible d'un projet géothermique hypothétique de 20 MWth permettant d'établir les paramètres liés au sous-sol qui influencent la puissance extractible	17
Tableau 2 : Méthodes d'exploration sélectionnées pour évaluer la ressource géothermale d'un bassin sédimentaire en France métropolitaine ainsi que les trois paramètres clés du sous-sol : température, volume, porosité/perméabilité du réservoir	18
Tableau 3 : Méthodes d'exploration sélectionnées pour évaluer la ressource géothermale locale (e.g. échelle du PER) ainsi que les trois paramètres clés du sous-sol : température, volume, porosité/perméabilité du réservoir	19
Tableau 4 : Méthodes d'exploration sélectionnées pour évaluer la ressource exploitable par un projet géothermique (e.g. échelle de la concession) ainsi que les trois paramètres clés du sous-sol : température, volume, porosité/perméabilité du réservoir.....	20
Tableau 5 : Cibles potentielles pour la géothermie profonde basse et haute température dans le Bassin aquitain (Housse et al., 1977; Durst et al., 2011; Caritg et al., 2018)	28
Tableau 6 : Synthèse des modèles disponibles pour les cibles géothermiques du Bassin aquitain et pistes d'améliorations envisageables	40
Tableau 7 : Nombre de lignes et kilométrages des sismiques 2D terrestres retraitables autour des zones urbanisées majeures du Bassin aquitain	47
Tableau 8 : Surface et numéro de campagne des cubes sismiques 3D terrestres retraitables autour des zones urbanisées majeures du Bassin aquitain	48
Tableau 9 : Programme d'exploration proposé pour l'estimation des ressources géothermale du Bassin Aquitain	51

Tableau 10 : Cibles connues, peu développées et potentielles pour la géothermie profonde de basse température dans la Bassin de Paris d'après Housse et al. (1976), Grellet et al. (1993), Bonté et al. (2010), Bouchot et al. (2012)) Note : mention * lorsque les profondeurs et température sont données au centre du bassin	53
Tableau 11 : Synthèse des modèles disponibles pour les cibles géothermiques du Bassin de Paris et pistes d'améliorations envisageables	68
Tableau 12 : Programme d'exploration proposé pour l'estimation des ressources géothermale du Bassin Parisien	73
Tableau 13 : Cibles potentielles pour la géothermie profonde du Couloir rhodanien, Bassin du Sud-Est et Fossé bressan (Debrand-Passard et al., 1984 ; Caritg et al., 2018)	75
Tableau 14 : Programme d'exploration proposé pour l'estimation des ressources géothermale du Couloir Rhodanien et du Bassin du Sud-Est	85
Tableau 15 : Cibles potentielles pour la géothermie profonde de basse et haute température du Fossé rhénan (Munck et al., 1979 ; Caritg et al., 2018)	86
Tableau 16 : Programme d'exploration proposé pour l'estimation des ressources géothermale du Fossé rhénan	95

1. Introduction

La relance de la géothermie profonde, depuis 2005, avec la mise place du Fonds Chaleur et d'un nouveau dispositif unique de garantie des opérations géothermiques, dit « Fonds de garantie géothermie », a permis la réalisation et la réhabilitation de nombreuses opérations (trentaine), notamment dans le Bassin parisien, qui concentre la majorité des exploitations géothermiques, au niveau national. Afin de mieux suivre ces opérations, un comité dit « Comité technique sur aquifères profonds ou CT-GAP » a été mis en place, notamment afin d'échanger avec les différents professionnels impliqués dans des projets de géothermie profonde, sur les différentes problématiques rencontrées et retours d'expérience. Un certain nombre d'études et de projets ont pu être ainsi réalisés et financés, couvrant à la fois les aspects ressources, travaux, exploitation et technologies.

Cette étude a pour objectif de réaliser une analyse technico-économique des solutions à mettre en œuvre pour dérisquer, au mieux, un projet, notamment pour l'exploration de nouveaux aquifères. Elle constitue la tâche 4 du projet ADEME-BRGM BILAN GTH (BRGM/RP-69577-FR), qui a pour vocation de réaliser un bilan le plus exhaustif possible de la filière géothermie profonde pour la production de chaleur en vue de la publication d'un document de communication. Elle vient en complément des recommandations issues du projet GUIDOCLAST des conventions ADEME-BRGM 2017 et 2018, afin de faire évoluer le dispositif de garantie actuel pour des projets plus exploratoires.

Le chapitre 2 présente, dans un premier temps, une sélection des différentes méthodes d'explorations de surface pour différentes échelles d'étude (régionale, locale, projet) et le chapitre 3 donne une proposition de programmes d'exploration, avec les ordres de grandeur des coûts associés pour les principaux bassins sédimentaires français (Bassin aquitain, Bassin parisien, Fossé rhénan, Couloir rhodanien, Fossé bressan et Bassin du Sud-Est).

2. Sélection des méthodes d'exploration de surface pour les différentes cibles de géothermie profonde en France métropolitaine

2.1. UN PROGRAMME D'EXPLORATION MULTI-ÉCHELLES

L'estimation d'une ressource géothermale exploitable en France métropolitaine nécessite d'aborder le problème à différentes échelles, afin de prendre en compte, au mieux, la variabilité des formations géologiques ciblées et les différents objectifs des études (Figure 1), à savoir (Dezayes *et al.*, 2017) :

1. l'échelle régionale, typiquement la taille du bassin sédimentaire considéré (e.g. 200 x 200 km), afin de localiser les zones d'intérêt géothermique ;
2. l'échelle locale, typiquement la taille d'une agglomération (e.g. 20 x 20 km), afin de délimiter les zones favorables à l'implantation d'un projet géothermique. A cette échelle, des forages d'exploration peuvent être réalisés dans le cadre d'une autorisation de recherches ou d'un permis exclusif de recherche (PER) ;
3. l'échelle du projet géothermique, typiquement la taille d'une concession ou permis d'exploitation en géothermie suivant la puissance exploitée (e.g. 5 x 5 km), afin d'établir le schéma d'exploitation de la ressource géothermale. À cette échelle, les forages de production sont généralement réalisés dans le cadre d'un titre d'exploitation.

À chaque échelle, le programme d'exploration doit être défini en fonction des paramètres à estimer (e.g. température, porosité, perméabilité) et des incertitudes sur ces paramètres à lever. D'une manière générique, Dezayes *et al.* (2017) proposent d'intégrer les observations géo-scientifiques faites sur la cible d'intérêt, à l'aide de quatre grandes familles de modèles : géologique, hydrodynamique, thermique et mécanique (Figure 2, Figure 3), ainsi que des versions couplées entre elles. Les données géo-scientifiques viennent alimenter ces modèles et doivent être sélectionnées en fonction de leur capacité à réduire les incertitudes sur les paramètres à estimer. La section suivante décrit la méthodologie de sélection pour les différentes cibles de géothermie profonde, en France métropolitaine, dans les principaux bassins sédimentaires et fossés d'effondrement.

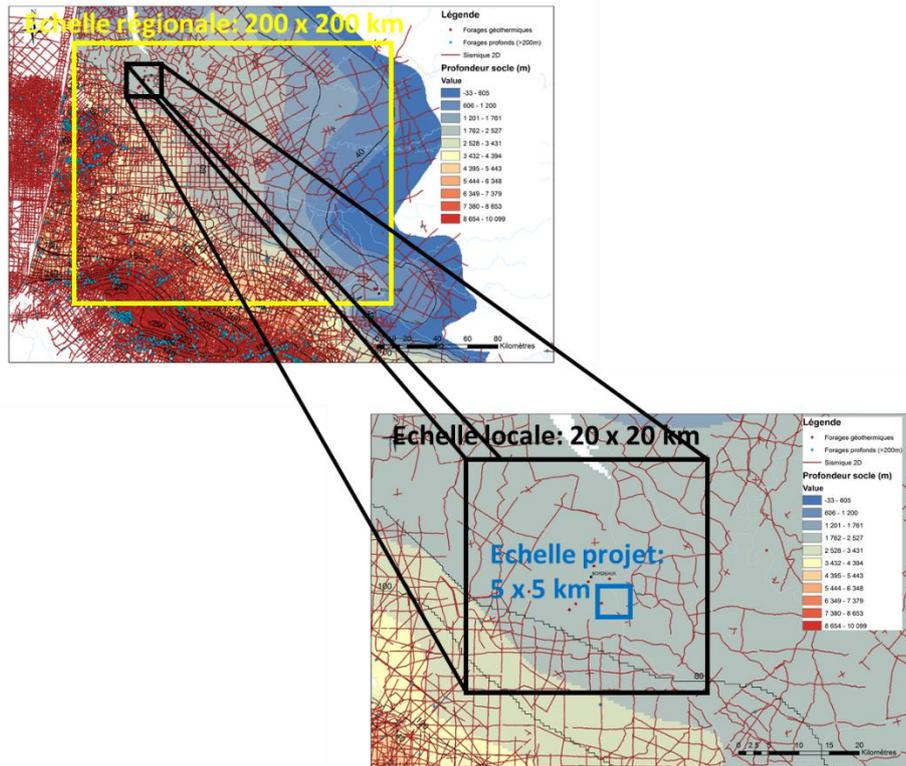


Figure 1 : Échelles de travail à considérer, lors de l'estimation d'une ressource géothermique exploitable, en France métropolitaine. Exemple du Bassin aquitain.

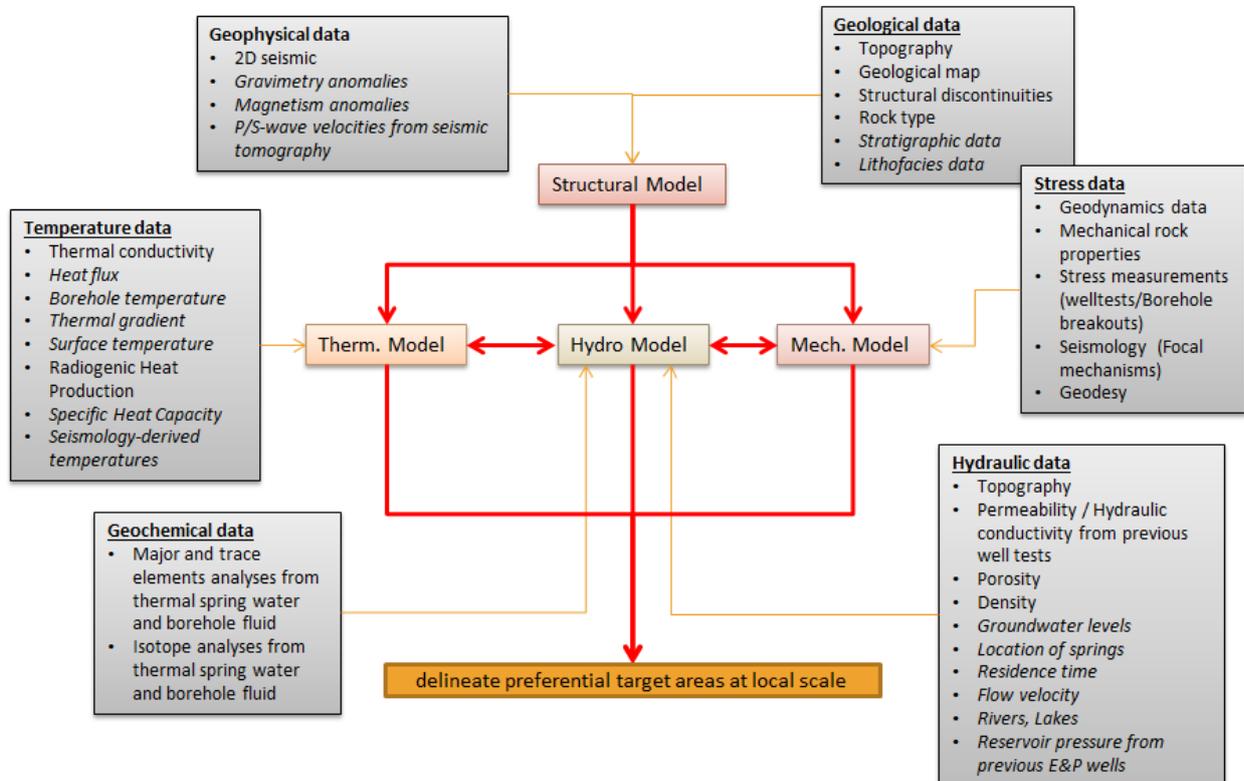


Figure 2 : Schéma d'intégration des données géo-scientifiques, lors d'un programme d'exploration à l'échelle régionale, d'après Dezayes et al. (2017).

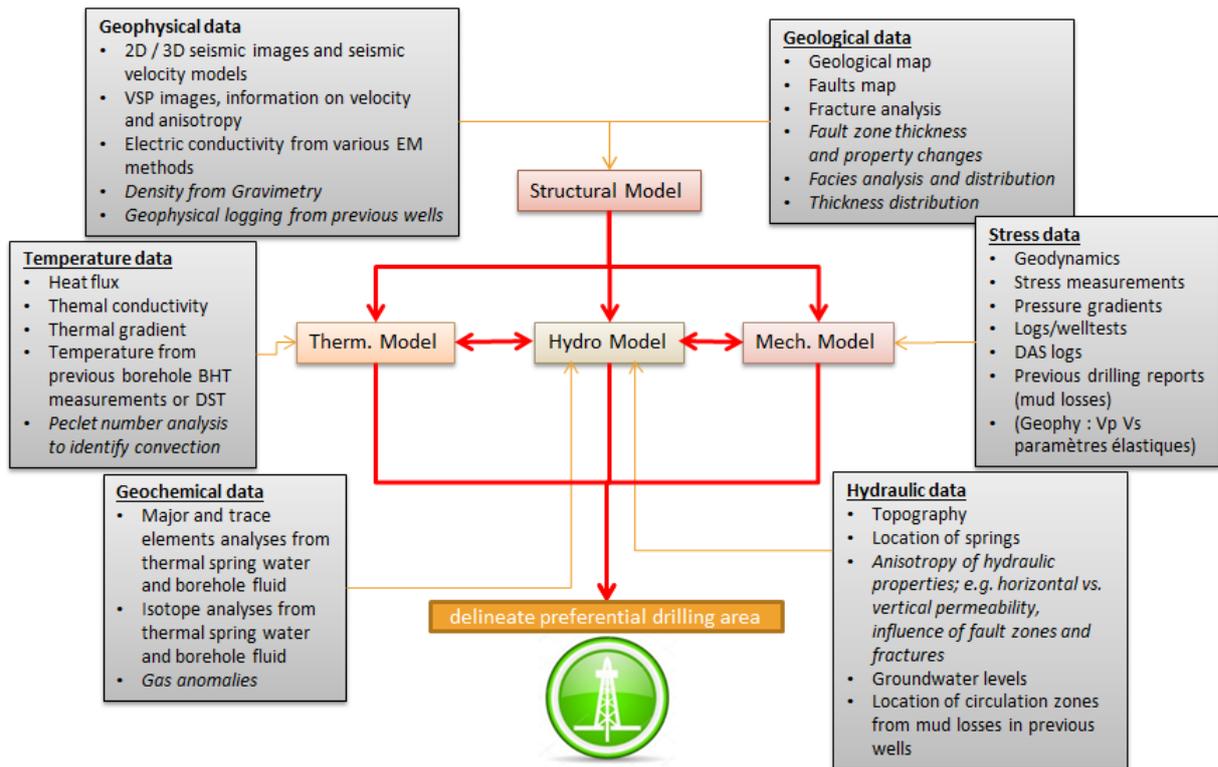


Figure 3 : Schéma d'intégration des données géo-scientifiques, lors d'un programme d'exploration à l'échelle régionale, d'après Dezayes et al. (2017).

2.2. SÉLECTION DES MÉTHODES D'EXPLORATION

Par analogie à l'exploration pétrolière (Doré et al., 1996), la probabilité de succès (POS) d'un projet géothermique peut se définir comme la probabilité de trouver un réservoir géothermique exploitable, lors d'un forage d'exploration, indépendamment du volume de fluide géothermique trouvé. La courbe de prédiction de la puissance extractible d'un projet géothermique quantifie la quantité de fluide géothermique exploitable en donnant la probabilité d'obtenir une certaine puissance extractible (Figure 4).

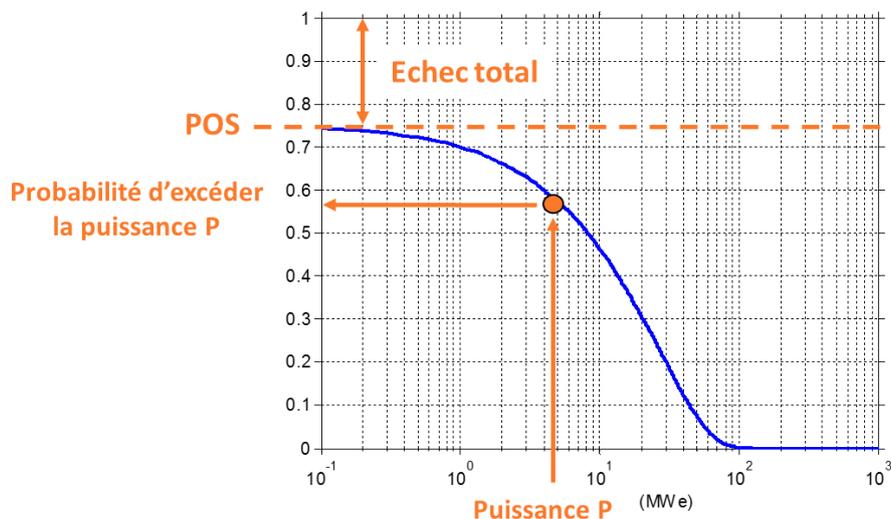


Figure 4 : Exemple de distribution de la puissance extractible d'un projet géothermique.

L'objectif d'un programme d'exploration de la ressource géothermale est multiple (Figure 5) :

1. mettre à jour la probabilité de trouver un réservoir géothermal exploitable (POS) ;
2. mieux contraindre l'estimation basse (P90) du projet géothermique pour s'assurer d'un projet économiquement viable dans le cas où un fluide exploitable est trouvé mais en quantité insuffisante ;
3. contraindre mieux les paramètres du sous-sol pour resserrer la courbe de distribution des puissances possibles afin de dimensionner au mieux le projet géothermique (éviter le sous ou surdimensionnement dans le cas du P10 ou P90, respectivement).

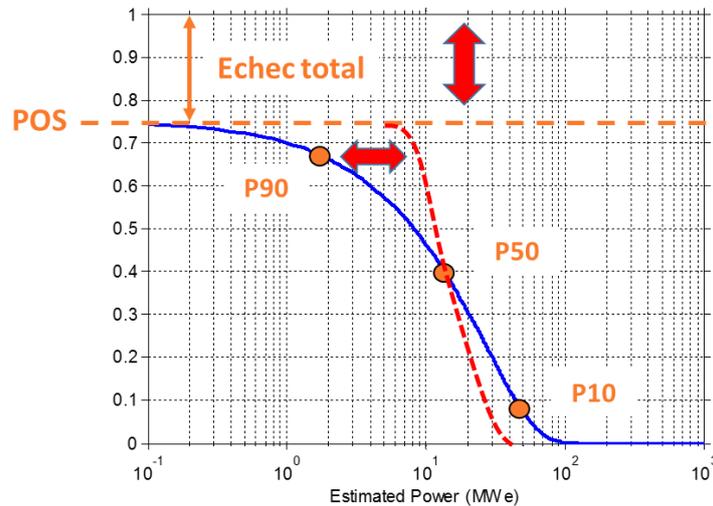


Figure 5 : Exemple d'impact sur la distribution de puissance extractible d'un projet géothermique que peut avoir un programme d'exploration (courbe rouge avec exploration et courbe bleu sans exploration).

La chaleur exploitable dans le réservoir géothermique (J) s'exprime comme

$$Q = A \cdot h \{ C_r \cdot \rho_r (1 - \varphi) (T_i - T_f) + \rho_w \cdot \varphi (u_{wi} - u_{wf}) \}$$

Où A est la surface du réservoir (m²) ;
 h est l'épaisseur effective du réservoir (m) ;
 C_r est la chaleur spécifique de la roche (J/kg °C) ;
 ρ_r et ρ_w sont respectivement la densité de la roche et du fluide (kg/m³) ;
 φ est la porosité de la roche (sans unité) ;
 T_i et T_f sont la température initiale et après exploitation du réservoir (°C) ;
 u_{wi} et u_{wf} sont respectivement l'énergie interne du fluide initiale et après exploitation du réservoir (J/kg).

De cette formule dérive la puissance extractible P d'un réservoir géothermique (en W) avec :

$$P = \frac{Q \cdot R_f \cdot \mu_c}{F \cdot L}$$

Où Q est la chaleur exploitable (J) ;
 R_f est le « recovery factor » (sans unité) ;
 μ_c est le facteur de conversion thermodynamique du fluide en électricité (sans unité) ;
 F est le facteur de disponibilité de la centrale géothermique (sans unité) ;
 L est la durée de vie de la centrale géothermiques (s).

À partir de ces formules, une analyse de sensibilité de la puissance extractible d'un projet géothermique hypothétique de 20 MWth permet d'établir que les paramètres liés au sous-sol, qui influencent la puissance extractible sont, par ordre d'importance (Tableau 1) :

1. la température initiale du réservoir ;
2. le volume du réservoir (surface x épaisseur) ;
3. la porosité et la perméabilité du réservoir (recovery factor).

Afin de contraindre la distribution de puissance extractible d'un futur projet géothermique, le programme d'exploration de la ressource géothermale doit donc avoir pour objectif d'estimer au mieux le POS du projet, mais également ces trois paramètres clés et leur incertitude associée.

Base (20 MWt)	Paramètre – 10%	Paramètre + 10%
Température réservoir	14,3 MWth	26,5 Mwth
Volume réservoir	16,2 MWth	24,2 MWth
Porosité/Recovery Factor	17,9 MWth	22,1 MWth
Facteur de conversion thermodynamique	18 MWth	22 MWth
Disponibilité de la centrale	18,2 MWth	22,2 MWth
Durée de vie de la centrale	18,2 MWth	22,2 MWth
Chaleur spécifique de la roche	18,3 MWth	21,7 MWth
Densité roche	18,3 MWth	21,7 MWth

Tableau 1 : Analyse de sensibilité de la puissance extractible d'un projet géothermique hypothétique de 20 MWth permettant d'établir les paramètres liés au sous-sol qui influencent la puissance extractible.

De nombreuses méthodes d'exploration permettent de caractériser une ressource géothermale en bassin sédimentaire (IGA, 2014). Nous avons sélectionné ici les méthodes les plus appropriées pour estimer le POS d'un projet géothermique, dans un bassin sédimentaire, en France métropolitaine, mais également pour estimer les trois paramètres clés du sous-sol : température, volume (profondeur, extension latérale et épaisseur utile), porosité/perméabilité (perméabilité intrinsèque et héritée d'éléments structuraux) du réservoir (Tableau 2). Sur ce tableau, nous présentons également une estimation qualitative de la capacité de chaque méthode à influencer sur le paramètre considéré. L'estimation est déclinée à l'échelle régionale et locale pour répondre aux besoins des différents projets considérés. Le fait marquant est qu'aucune méthode ne peut, à elle seule, influencer sur tous les paramètres, mais que c'est bien l'intégration de méthodes complémentaires qui permet d'estimer au mieux ces paramètres.

La modélisation conceptuelle et/ou numérique (e.g. géologique, hydro-thermique) est, par ailleurs, l'outil le mieux adapté pour réaliser cette intégration. De manière très indicative, nous avons également ajouté un ordre de grandeur du coût de chaque méthode. Il apparaît clairement que les méthodes les plus coûteuses (e.g. imagerie géophysique, forages d'exploration) sont également les seules à donner accès à l'ensemble des paramètres à évaluer. Ce type de méthodes est donc incontournable dans un programme d'exploration. Cependant, chaque projet doit optimiser le volume de travail associé (e.g. taille de la surface couverte en imagerie géophysique, nombre/type de forages d'exploration), afin de limiter l'impact financier qu'ont de telles méthodes sur la rentabilité économique du projet.

Echelle régionale (e.g. bassin, 200x200km)											
	Méthode		Coût moyen	Profondeur	Extension latérale	Epaisseur totale	Epaisseur utile	Porosité	Perméabilité intrinsèque	Perméabilité héritée d'éléments structuraux	Température
Géophysique	Sismique active	2D seismic	1 - 5 k€ / km								
	Sismique active	2D seismic Haute Résolution	2,5 - 10 k€ / km								
	Sismique active	3D seismic	10 - 50 k€/km ²								
	Sismique passive	Microsismicité	< 1 k€ / km ²								
	Sismique passive	Tomographie de bruit	< 1 k€ / km ²								
	EM actif	Source contrôlée / DC	1 - 5 k€ / km ²								
	EM passif	Magnéto-Tellurie	< 1 k€ / km ²								
	EM passif	Streaming Potential	< 0,1 k€ / km ²								
	Champs potentiels	Gravimétrie	< 1 k€ / km ²								
	Analyse structurale		x 10 k€ / étude								
Géologie	Lithologie		x 10 k€ / étude								
	Minéralogie		x 10 k€ / étude								
Géochimie	Géochimie des fluides		x 10 k€ / étude								
	Géothermomètres		x 10 k€ / étude								
Modélisation	Structurale/statique		x 80 à 120 k€ / modèle								
	Hydrodynamique et thermique		x 40 à 140 k€ / modèle								
	Géomécanique		x 10 à 20 k€ / modèle								
Forages	Forages de gradient thermique		x 10 k€ / puits								
	Forages d'exploration		x 1000 k€ / puits								

Apporte de l'information précise
 Apporte peu ou pas d'information

Tableau 2 : Méthodes d'exploration sélectionnées pour évaluer la ressource géothermale d'un bassin sédimentaire en France métropolitaine ainsi que les trois paramètres clés du sous-sol : température, volume, porosité/perméabilité du réservoir.

Echelle locale (e.g. PER, 20x20km)										
	Méthode	Coût moyen	Profondeur	Extension latérale	Epaisseur totale	Epaisseur utile	Porosité	Perméabilité intrinsèque	Perméabilité héritée d'éléments structuraux	Température
Géophysique	Sismique active	2D seismic	1 - 5 k€ / km							
	Sismique active	2D seismic Haute Résolution	2,5 - 10 k€ / km							
	Sismique active	3D seismic	10 - 50 k€/km ²							
	Sismique passive	Microsismicité	< 1 k€ / km ²							
	Sismique passive	Tomographie de bruit	< 1 k€ / km ²							
	EM actif	Source contrôlée / DC	1 - 5 k€ / km ²							
	EM passif	Magnéto-Tellurie	< 1 k€ / km ²							
	EM passif	Streaming Potential	< 0,1 k€ / km ²							
	Champs potentiels	Gravimétrie	< 1 k€ / km ²							
	Géologie	Analyse structurale		x 10 k€ / étude						
Lithologie			x 10 k€ / étude							
Minéralogie			x 10 k€ / étude							
Géochimie	Géochimie des fluides		x 10 k€ / étude							
	Géothermomètres		x 10 k€ / étude							
Modélisation	Structurale/statique		x 40 à 80 k€ / modèle							
	Hydrodynamique et thermique		x 40 à 130 k€ / modèle							
	Géomécanique		x 10 à 20 k€ / modèle							
Forages	Forages de gradient thermique		x 10 k€ / puits							
	Forages d'exploration		x 1000 k€ / puits							

Apporte de l'information précise
 Apporte peu ou pas d'information

Tableau 3 : Méthodes d'exploration sélectionnées pour évaluer la ressource géothermale locale (e.g. échelle du PER) ainsi que les trois paramètres clés du sous-sol : température, volume, porosité/perméabilité du réservoir.

Echelle projet (e.g. concession, 5x5km)										
	Méthode	Coût moyen	Profondeur	Extension latérale	Epaisseur totale	Epaisseur utile	Porosité	Perméabilité intrinsèque	Perméabilité héritée d'éléments structuraux	Température
Géophysique	Sismique active 2D seismic	1 - 5 k€ / km								
	Sismique active 2D seismic Haute Résolution	2,5 - 10 k€ / km								
	Sismique active 3D seismic	10 - 50 k€/km ²								
	Sismique passive Microsismicité	< 1 k€ / km ²								
	Sismique passive Tomographie de bruit	< 1 k€ / km ²								
	EM actif Source contrôlée / DC	1 - 5 k€ / km ²								
	EM passif Magnéto-Tellurie	< 1 k€ / km ²								
	EM passif Streaming Potential	< 0,1 k€ / km ²								
	Champs potentiels Gravimétrie	< 1 k€ / km ²								
	Géologie	Analyse structurale	x 10 k€ / étude							
Lithologie		x 10 k€ / étude								
Minéralogie		x 10 k€ / étude								
Géochimie	Géochimie des fluides	x 10 k€ / étude								
	Géothermomètres	x 10 k€ / étude								
Modélisation	Structurale/statique	x 40 à 80 k€ / modèle								
	Hydrodynamique et thermique	x 40 à 130 k€ / modèle								
	Géomécanique	x 10 à 20 k€ / modèle								
Forages	Forages de gradient thermique	x 10 k€ / puits								
	Forages d'exploration	x 1000 k€ / puits								

Apporte de l'information précise
 Apporte peu ou pas d'information

Tableau 4 : Méthodes d'exploration sélectionnées pour évaluer la ressource exploitable par un projet géothermique (e.g. échelle de la concession) ainsi que les trois paramètres clés du sous-sol : température, volume, porosité/perméabilité du réservoir.

Afin de dimensionner, au mieux, un programme d'exploration de la ressource géothermale en bassin sédimentaire, nous proposons de réaliser une étude de la valeur de l'information collectée, lors de ce programme (Value Of Information en anglais ou VOI). Cette analyse modélise le flux financier du projet tout au long de son cycle de vie (de la conception à la fermeture du projet) et permet d'estimer l'impact financier d'un programme d'exploration en calculant la Valeur Monétaire Attendue (VMA) du projet, avec ou sans sa mise en œuvre (Figure 6).

Un exemple de flux de trésorerie modélisé pour une centrale géothermique de 10 MWth, similaire à ce qui est typiquement installé dans le Bassin parisien, est représenté sur la Figure 7. Les hypothèses en termes de coût unitaires proviennent du guide du Maître d'Ouvrage sur la géothermie et les réseaux de chaleur coédité par l'ADEME et le BRGM, en 2010. Ici, nous avons supposé que :

- le coût unitaire de puits d'exploration et de production est de 3 et 5 mln EUR, respectivement ;
- un puits d'exploration est foré puis deux puits de production sont forés (un injecteur et un producteur) ;
- le coût unitaire de la centrale géothermique est de 4 mln EUR ;
- le prix de rachat de la chaleur est de 80 €/MWh ;
- le coût de la maintenance de la centrale est 0,4 mln EUR/an ;
- la centrale fonctionne 20 ans avec un taux de disponibilité de 90 % ;
- le coût de l'abandonnement de la centrale est de 10% du coût total de la centrale ;
- le taux d'inflation est de 2 %.

À partir de ce modèle, nous pouvons estimer la VMA du projet en fonction de la probabilité de succès des forages (POS). Nous obtenons une VMA de + 75 mln €, en cas de succès total (POS = 100 %), et - 12 mln €, en cas d'échec total (POS = 0 %). Ces valeurs nous permettent d'estimer la VMA du projet comme la moyenne pondérée de la VMA, en cas de succès et en cas d'échec par le POS. L'évolution de la VMA du projet en fonction du POS est représentée sur la Figure 8. Logiquement, plus le POS est élevé, plus la VMA du projet est forte. Il est cependant intéressant de comparer l'augmentation de la VMA pour un POS, avant et après la réalisation d'une campagne d'exploration. En effet, cette valeur permet d'évaluer le bénéfice potentiel du programme d'exploration. Pour notre exemple, une augmentation de 10 % du POS permet d'augmenter de 8,5 mln € la VMA du projet, ce qui revient à dire que tant que le programme d'exploration coûte moins de 8,5 mln€ et qu'il permet d'augmenter le POS de 10 %, il n'aura pas d'impact financier négatif sur le projet. Ce résultat est très important car il illustre le fait que, pour un projet géothermique envisagé du type doublet, dans un bassin sédimentaire, en France métropolitaine, les bénéfices potentiels du projet sont tels qu'ils permettent de justifier des investissements importants, lors de la campagne d'exploration.

De manière plus formelle et en reprenant le formalisme énoncé sur la Figure 6, on peut généraliser que le coût d'un programme d'exploration doit être inférieur à :

$$POS_f \times VMA_{succès} + (1 - POS_f) \times VMA_{échec} - POS_i \times VMA_{succès} + (1 - POS_i) \times VMA_{échec}$$

où POS_i et POS_f sont le POS du projet, avant et après la campagne d'exploration, respectivement. Cette analyse illustre bien le fait que le paramètre décisif pour la sélection d'une méthode d'exploration n'est pas uniquement son coût, mais également sa capacité à influencer sur le POS du projet. Pour cela, le Tableau 2 donne des éléments pour aider à la décision. Il est aussi important de garder à l'esprit que, même si un programme d'exploration est financièrement attractif, l'abandon du projet, avant sa mise en exploitation (branche négative de l'arbre sur la Figure 6), engage à financer le coût du programme d'exploration autrement que par le projet lui-même.

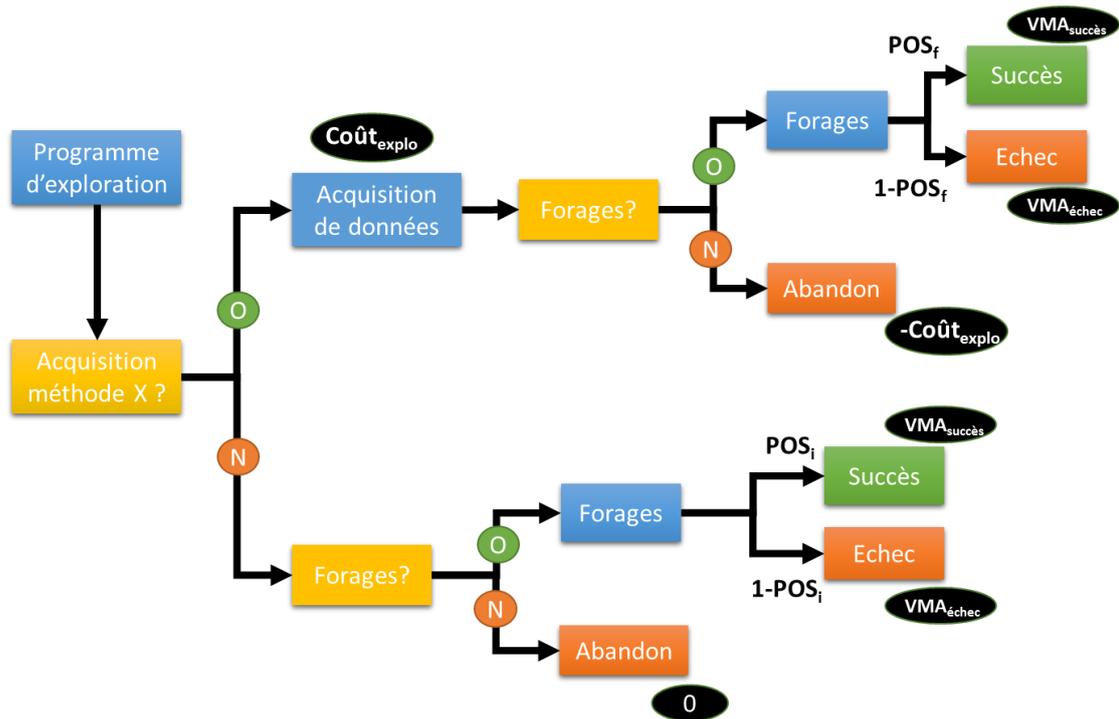


Figure 6 : Arbre décisionnel pour la mise en œuvre d'une méthode d'exploration pour un projet géothermique.

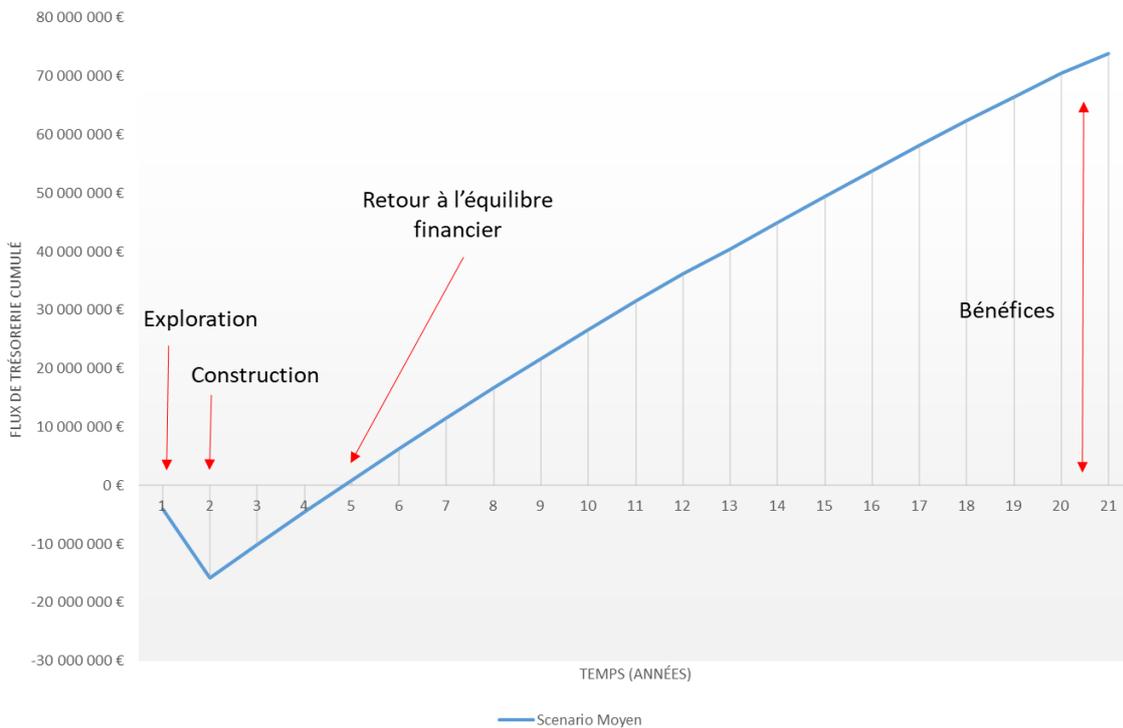


Figure 7 : Flux de trésorerie cumulé modélisé pour une centrale géothermique de 10 MWth du type doublet du Bassin parisien. Ce flux prend en compte l'investissement initial (CAPEX) et les coûts de maintenance annuels (OPEX).

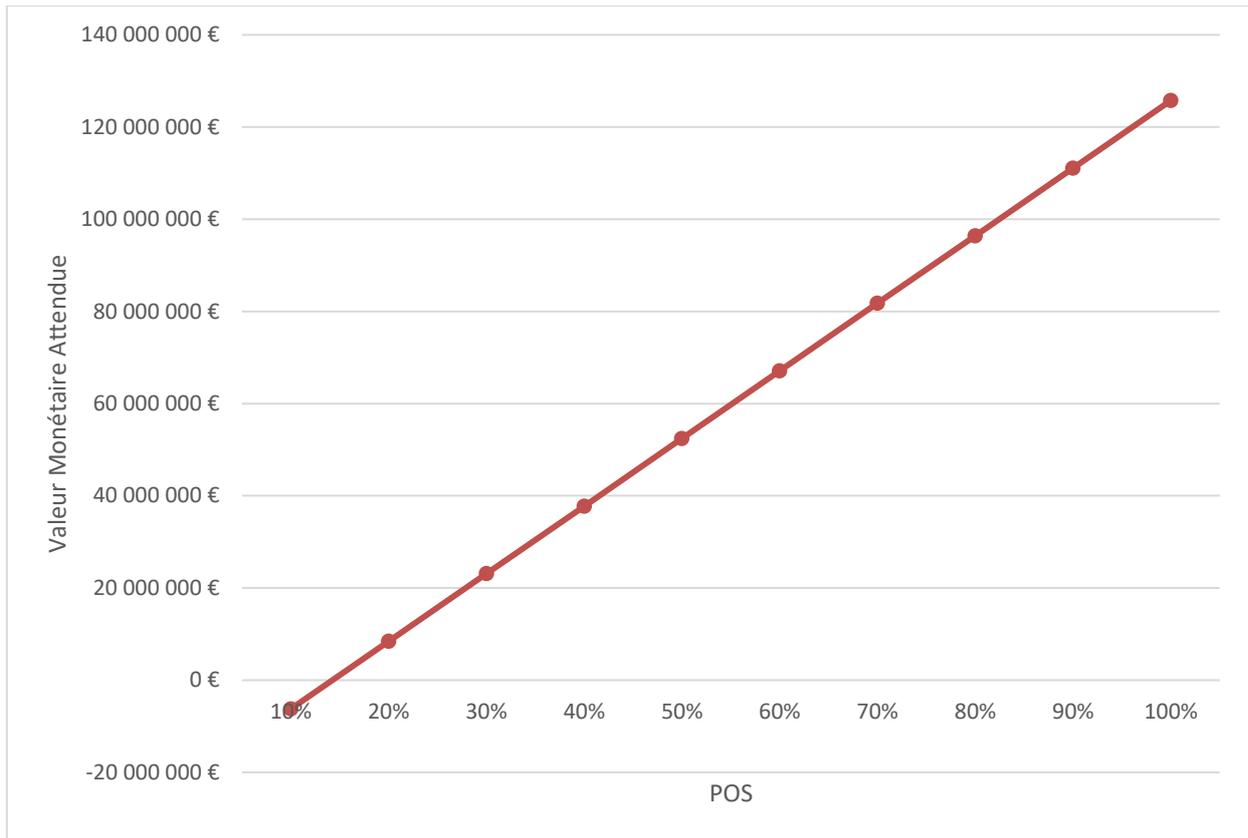


Figure 8 : Valeur Monétaire Attendue pour une centrale géothermique de 10 MWth du type doublet du Bassin parisien en fonction du POS des forages.

3. Propositions de programmes d'exploration pour la géothermie profonde en France métropolitaine

Dans ce chapitre, nous avons appliqué la méthode de sélection des méthodes d'exploration décrite dans le chapitre précédent pour dimensionner, au mieux, des programmes d'exploration de la ressource géothermale profonde, en France métropolitaine. Dans cette étude, nous nous sommes limités aux bassins sédimentaires présentant les aquifères continus suivants (Figure 9) : le Bassin de Paris, le Bassin aquitain, le Fossé rhénan et le Couloir rhodanien. Cependant, la méthodologie, ainsi que les résultats, sont également applicables aux autres cibles géothermiques et permettent de donner quelques éléments d'extrapolation.

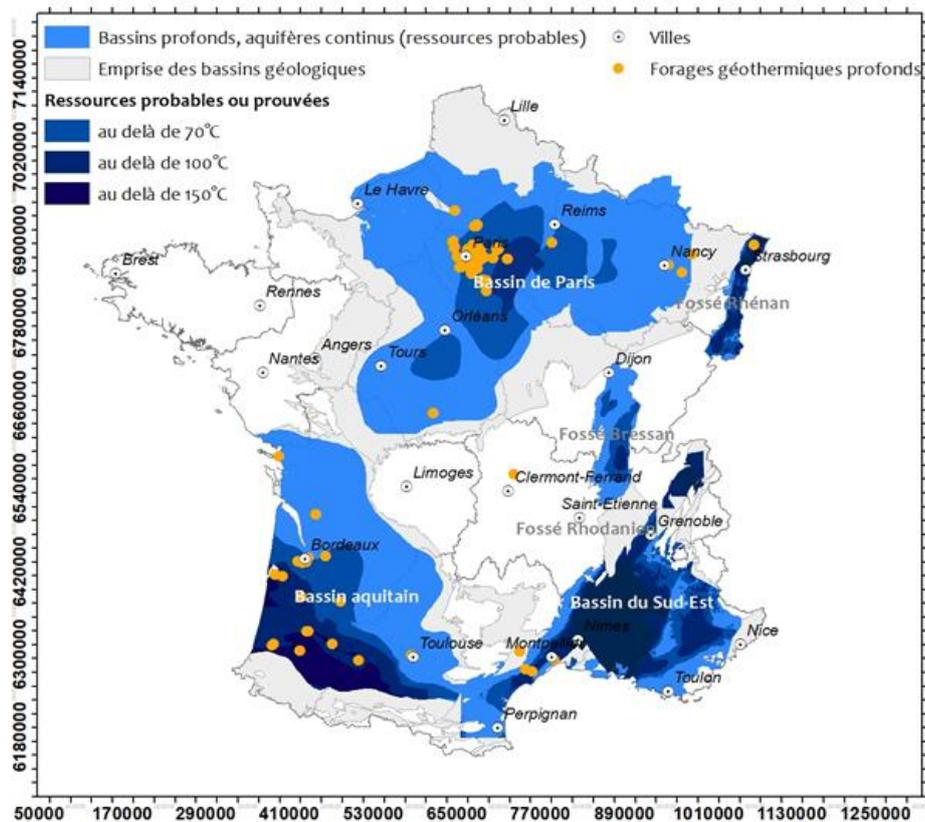


Figure 9 : Cartographie des ressources géothermiques profondes probables ou prouvées étudiées.

Comme évoqué dans le chapitre précédent, le programme d'exploration des ressources géothermiques profondes se décline à plusieurs échelles emboîtées : « régionale », « locale » et « projet ». À chaque étape/échelle, le programme d'exploration se définit en fonction des paramètres à estimer, suivant la résolution souhaitée, mais également en fonction des données disponibles ou à acquérir (Figure 10).

À l'échelle régionale, l'objectif est d'identifier les principaux aquifères d'intérêt pour une utilisation en géothermie profonde, mais également de faire une estimation très qualitative de la puissance potentiellement extractible. Pour cela, des études pluridisciplinaires (e.g. géologiques, géophysiques, géochimiques, hydrogéologiques) intégrées à l'aide de modèles conceptuels et/ou numériques de la ressource (e.g. géologique, thermique, hydrodynamique) sont nécessaires. Étant donné l'ampleur des zones à couvrir à cette échelle, la résolution spatiale des études reste faible et les estimations très qualitatives. À ce stade, la décision de s'engager dans une phase d'exploration plus poussée sur des zones ciblées peut être prise.

La phase suivante consiste à quantifier plus précisément la ressource exploitable sur ces zones ciblées, mais également à quantifier l'aléa géologique (e.g. en établissant une Probabilité de Succès de forages d'exploration). Comme à l'échelle antérieure, des études pluridisciplinaires intégrées à l'aide de modèles numériques de la ressource sont nécessaires. À cette échelle, la maille est beaucoup plus fine et doit permettre de localiser les zones à cibler par des forages d'exploration. Au terme de ce travail, la décision d'investir dans des forages d'exploration doit être prise, afin de quantifier précisément la ressource exploitable (e.g. courbe de distribution de la puissance extractible).

La dernière étape consistera à réaliser les forages proprement dits, afin de confirmer la présence d'une ressource géothermale exploitable et en quelle quantité. Cette information constituera un des éléments clés pour la prise de décision de passer à la phase suivante de l'exploitation de la ressource géothermale.

Dans les sections suivantes dédiées aux quatre bassins sédimentaires sélectionnés, les actions et moyens nécessaires à la réalisation des trois phases d'exploration sont décrites. Les budgets avancés sont, cependant, estimés avec une barre d'erreur importante et doivent être utilisés comme des valeurs indicatives. Pour des estimations plus précises, des devis détaillés devront être réalisés.

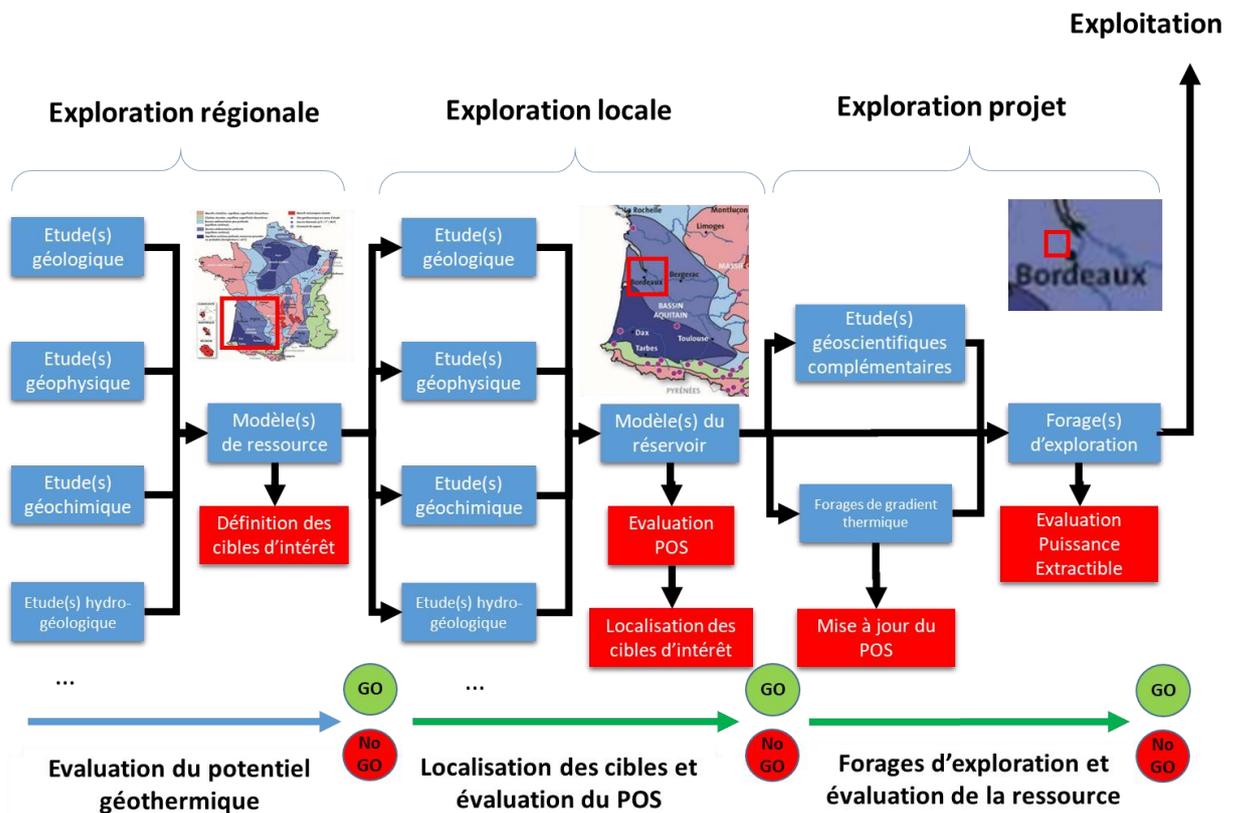


Figure 10 : Schéma conceptuel d'exploration des ressources géothermiques profondes en France métropolitaine.

3.1. BASSIN AQUITAIN

La géothermie de basse température s'est développée dans le Bassin aquitain, à partir des années 1970-1980, avec l'exploitation des aquifères de l'Éocène, du Crétacé supérieur et du Jurassique. On comptabilise aujourd'hui 17 opérations qui se font, en majorité, en puits de production unique, avec rejet des eaux de production en surface. Seule l'exploitation de Bègles fonctionne suivant le principe du doublet. Un nouveau doublet est en cours de développement, à Bordeaux (forage initié au second semestre 2019), pour exploiter les formations sableuses et calcaires du Crétacé supérieur.

En plus des horizons actuellement exploités, plusieurs formations reconnues comme aquifères dans le bassin ont été identifiées pour le développement de la production de chaleur ou la cogénération (Figure 11). Les profondeurs des différentes formations varient de quelques centaines de mètres jusqu'à 9 000 m (socle) et les températures sont comprises entre 30 °C et au-delà de 200 °C. Plusieurs synthèses des cibles géothermiques dans le Bassin aquitain ont déjà été réalisés par Housse *et al.* (1977) et Durst *et al.* (2011). Ces travaux présentent, de façon détaillée, les différentes formations, l'histoire géologique des dépôts, les faciès qui les constituent, leur extension et profondeur.

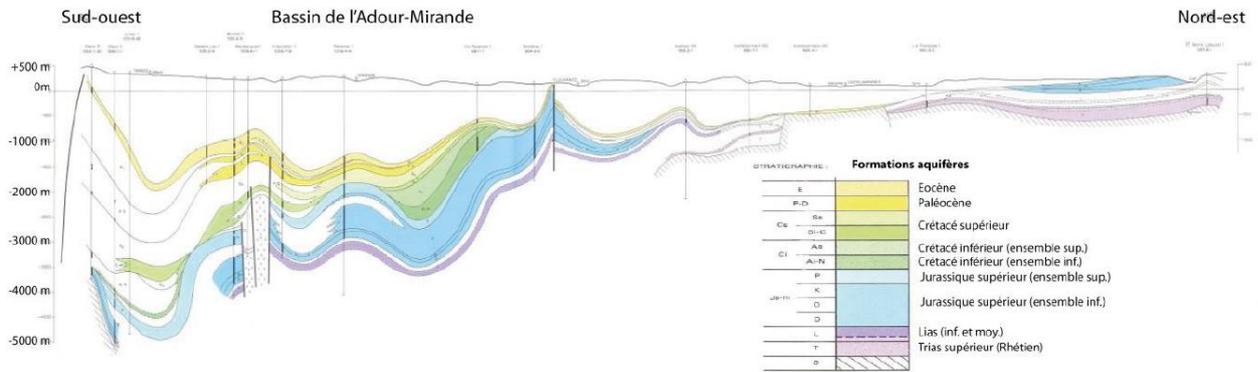


Figure 11 : Coupe géologique générale du Bassin aquitain et localisation des formations aquifères, d'après Housse *et al.* (1977).

3.1.1. Cibles géothermiques

On dénombre, sur le Bassin aquitain, neuf grands ensembles de formations aquifères qui sont, soit actuellement exploités pour la production de chaleur, ou pouvant faire l'objet de développement pour la géothermie profonde (Tableau 5, Figure 11) de basse à haute température (Housse *et al.*, 1977; Durst *et al.*, 2011; Caritg *et al.*, 2018). Parmi ces grands ensembles, on distingue plusieurs aquifères situés parfois dans plusieurs sous-bassins.

Formation	Lithologie	Température	Profondeur (m/sol)	Épaisseur totale (m)
Base du Tertiaire : Éocène inférieur à moyen	Calcaires, grès, sables	20 à 60°C	200 à 1500	20 à 200
Base du Tertiaire : Paléocène	Calcaires et dolomie, fractures	40 à 80°C	Jusqu'à 2000	50 à 400
Crétacé supérieur : Cénomaniens, Turonien, Coniacien-Santonien, Campanien	Calcaire, grès, sables, fractures et karsts	30 à 90°C	500 à 3000	Quelques mètres à 300-500
Crétacé inférieur : Albien et Aptien supérieur (série supérieure) et Aptien inférieur, Barrémien et Berriasien	Grès, calcaires et dolomies, fracture et karsts, grès en chenaux	30 à 100°C	500 à 6000	100 à 1000
Jurassique supérieur à moyen : Kimméridgien et Thitonien, Bajocien, Bathonien-Callovio-Oxfordien	Dolomies, calcaires et grès	20 à 260 °C	500 à 8000	50 à 1000
Jurassique inférieur : Lias moyen	Calcaires dolomitiques et oolithiques, fracturation	40 à 100°C	500 à 4500	
Jurassique inférieur : Lias inférieur	Dolomie	40 à 110°C	500 à 4500	
Trias supérieur : Rhétien	Grès	30 à 110°C	500 à 4000	
Interface socle antétriasique et couverture sédimentaire	Cristallin	30 à 260°C	Jusqu'à 9000 m	

Tableau 5 : Cibles potentielles pour la géothermie profonde basse et haute température dans le Bassin aquitain (Housse et al., 1977; Durst et al., 2011; Caritg et al., 2018).

a) Base du Tertiaire : Éocène et Paléocène

Aquifères de l'Éocène

Les formations aquifères de l'Éocène s'étendent sur la quasi-totalité de la surface du bassin. En raison de l'alternance des dépôts, l'ensemble des formations de l'Éocène est considéré comme un système aquifère multi-couches complexe. La succession des apports sédimentaires, au cours du temps, entraîne une forte hétérogénéité verticale et horizontale des faciès. On observe, notamment, des discontinuités dans les horizons imperméables mettant en relation hydraulique les différentes couches aquifères perméables d'épaisseur variable (Bichot et al., 1997).

Deux principaux types de dépôts présentent un intérêt hydrogéologique pour l'exploitation de la chaleur géothermale en usage direct (Durst et al., 2011).

Le premier est constitué des dépôts continentaux et littoraux de l'Éocène inférieur à moyen, dans le secteur de la Dordogne et de la Gironde (sables infra-molassiques et sables de Lussagnet), qui se poursuivent à l'Éocène moyen, à l'est du bassin (argiles à graviers, grès et graviers de Issel), et jusqu'à l'Oligocène, dans le nord du bassin (sables du Périgord). Ces réservoirs sont très hétérogènes et la granulométrie des faciès est relativement variable (sables fins, conglomérats et galets). Les intercalations argileuses peuvent être localement importantes.

Le second correspond à des dépôts carbonatés à gréseux du domaine de plate-forme marine de l'Éocène moyen (calcaires de Blaye, de Listrac et de Couquèques), puis de l'Éocène supérieur (calcaires de Estèphe). Ces dépôts sont disposés en de nombreux bancs moyens interstratifiés

de niveaux argileux d'autant plus abondants que l'on se rapproche des domaines de bassin marin, ou au contraire, du domaine littoral.

Un troisième dépôt, situé dans le flanc sud du sous-Bassin de Parentis, constitué de chenaux gréseux pélagiques du Bartonien (Éocène moyen). La discontinuité de ces dépôts rend leur présence aléatoire.

Plusieurs forages de géothermie exploitent actuellement les formations de l'Éocène. On trouve ainsi deux opérations dans le secteur de Bordeaux (Bègles, Libourne), qui captent les formations de l'Éocène moyen détritique, entre 200 et 300 mètres de profondeur, sur une centaine de mètres. Dans le secteur de Toulouse, deux forages, situés sur la commune de Blagnac, captent les sables infra-molassiques de l'Éocène autour de 1 500 mètres de profondeur, sur environ 30 mètres d'épaisseur, à des températures entre 55 et 58 °C. Dans le Gers, le forage de Lamazère a exploité jusqu'en 1999 les formations des sables de Lussagnet, entre 1 630 et 1 671 m, à 58 °C, et le forage de Nogaro exploite actuellement les Grès à Nummulites, entre 920 et 1 020 m, à 51 °C. Les deux forages de Hagetmau (40) exploitent les formations calcaires et sableuses de l'Yprésien, entre 590 et 698 mètres, à 33°C.

La connaissance des formations aquifères de l'Éocène est relativement bonne à l'échelle du bassin¹, bien que l'exploitation pour la production géothermale soit encore assez limitée (8 forages, dont 7 en exploitation, en 2019).

Paléocène

Les dépôts du Paléocène couvrent seulement la partie sud du bassin, sur une bande large de 50 km environ, entre les Landes, les Pyrénées-Atlantiques et l'Ariège. L'aquifère, plus communément appelé Dano-Paléocène, est constitué, en majorité, de calcaires. La qualité du réservoir est assez variable, à cause de la présence de réseaux karstiques. Les faciès se répartissent en formations carbonatées et détritiques, dont la disposition schématique est, selon un alignement ouest-est, pratiquement limitée, au nord, par les structures anticlinales de Roquefort, Créon, d'Armagnac et Cézán-Lavardens. À l'ouest, le réservoir se ferme par leur interstratification dans les faciès marneux marins.

Compte-tenu de la complexité structurale du sud du Bassin aquitain, les réservoirs du Paléocène sont affleurants au nord (proche des structures anticlinales) et disparaissent, de façon continue, vers le sud, pour ensuite s'enfoncer jusqu'à 1 500 ou 2 000 mètres de profondeur, vers Mirande. Les épaisseurs varient, du nord au sud, de 50 m jusqu'à plus de 200 mètres, et même 400 mètres, dans la vallée de Luy. Les températures varient en fonction de la profondeur entre 40 et 80 °C.

L'aquifère du Danien-Paléocène est exploité pour la production de chaleur, au niveau de Saint-Paul-lès-Dax. La série carbonatée se trouve, au niveau du forage d'exploitation, entre 1 548 et 1 665 mètres, et produit une eau à 65 °C. Cet aquifère est encore peu développé pour la géothermie, bien que présentant des températures pouvant atteindre 70 à 80 °C, dans certains secteurs (Mirande). L'aquifère est également exploité pour l'alimentation en eau potable.

b) Aquifères du Crétacé supérieur

On retrouve quatre principaux aquifères dans la série du Crétacé supérieur de la plate-forme nord Aquitaine. Ils sont principalement exploités en Dordogne pour l'alimentation en eau potable, car peu profonds (300 à 400 mètres). Ces aquifères ne se sont pas présents dans la moitié sud-orientale du Lot-et-Garonne, car érodés, sous la discontinuité du Tertiaire.

De haut en bas, on retrouve :

¹ <http://sigesaqi.brgm.fr/L-Eocene.html#4>

- les calcaires et grès du Campanien supérieur-Mastrichtien ;
- les calcaires, grès ou sables du Coniacien-Santonien ;
- les calcaires et grès ou sables du Turonien moyen et supérieur ;
- les calcaires, grès et sables du Cénomaniens.

Ces réservoirs peuvent être localement subdivisés en sous réservoirs (e.g. Coniacien-Santonien localement séparé par des marnes dans le Santonien). Les formations sont également séparées par des épontes de plusieurs mètres à centaines de mètres. La Figure 12 présente un log schématique de la succession des réservoirs et épontes du Crétacé supérieur rencontrée dans le nord du Périgord.

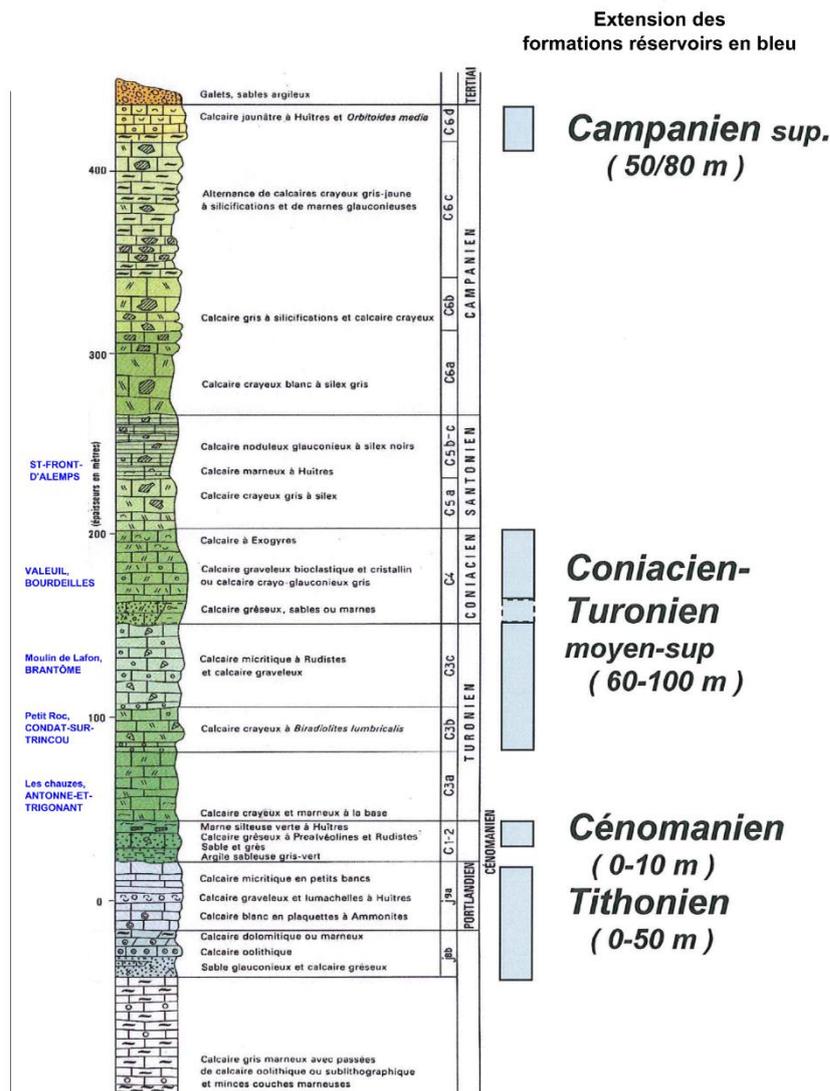


Figure 12 : Log schématique du Crétacé supérieur du Périgord nord (d'après Siges).

On dénombre 14 forages de géothermie, au niveau des formations du Crétacé supérieur, dans le Bassin aquitain. Actuellement, 5 opérations exploitent ces aquifères (Bordeaux Mériadeck, Mérignac BA 106, Pessac Saige et stadium, Mont-de-Marsan) et un doublet est en cours de réalisation, à Bordeaux rive droite (forage initié au second semestre 2019).

La connaissance géologique et hydrogéologique de ces aquifères est bonne, à l'échelle du bassin, et en particulier, sur le secteur de Bordeaux où les exploitations sont assez nombreuses (Figure 13).

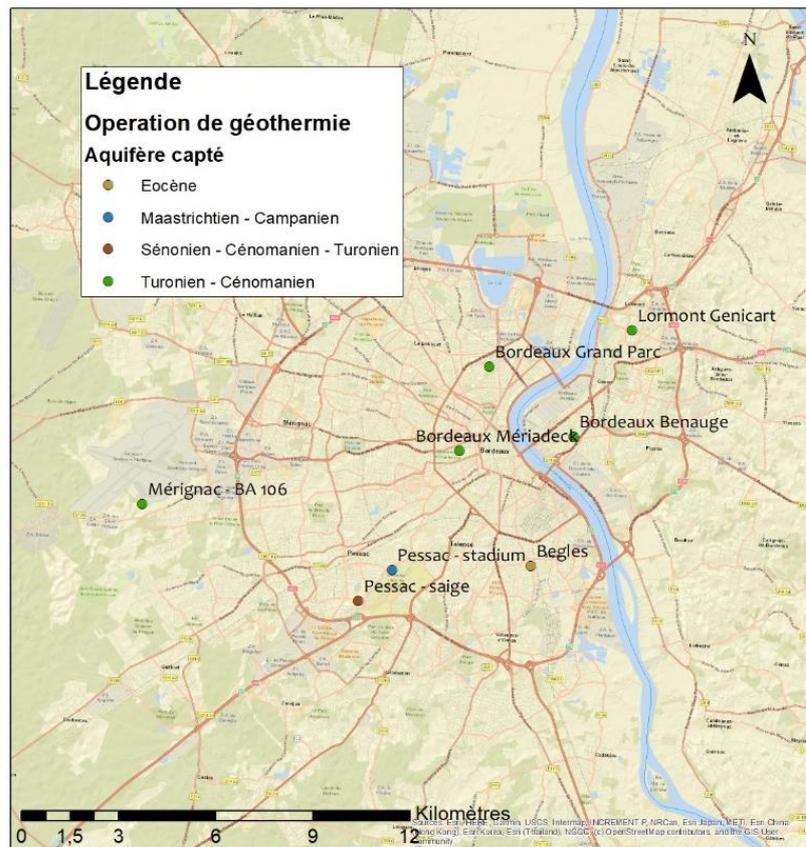


Figure 13 : Localisation des opérations de géothermie (en fonction ou arrêtées) dans le secteur de Bordeaux.

c) Aquifères du Crétacé inférieur

Les formations du Crétacé inférieur se répartissent sur le Bassin aquitain, suivant deux sous-Bassins distincts de Parentis et Adour - Mirande. En effet, suite à la très importante régression de la fin du Jurassique, les mers du Crétacé inférieur se sont restreintes seulement dans les zones les plus subsidentes du bassin. Les dispersions et variations très rapides des faciès sédimentaires entraînent une répartition et une imbrication très complexe des aquifères et des couvertures souvent très puissantes.

On distingue deux séries communes aux Bassins de Parentis et d'Adour - Mirande : la série supérieure de l'Aptien supérieur et Albien, et la série inférieure du Berriasien, Barrémien et Aptien inférieur.

La série supérieure est caractérisée par des réservoirs carbonatés en périphérie du Bassin de Parentis (calcaires et dolomie) et des faciès gréseux hétérogènes en chenaux, dans le centre du Bassin de Parentis. Elle est caractérisée par des calcaires bioclastiques, plus ou moins dolomités, et souvent fracturés et karstifiés (domaine de plate-forme), dans le Bassin Adour-Mirande, avec des grès côtiers, dans la partie sud-est du bassin.

La série inférieure est caractérisée, dans le Bassin de Parentis, par des formations carbonatées (domaine de plate-forme), et des dépôts détritiques (grès et calcaire de domaine côtier), sur la bordure nord du sous-bassin. Dans le sous-Bassin de Adour-Mirande, la série inférieure est isolée

de la série supérieure par les marnes de Sainte-Suzanne. On retrouve des faciès calcaires bioclastiques (Barrémien) et calcaires interstratifiés par des épontes argilo-marneuses (Néocomien). La série est, parfois, en continuité avec le Jurassique supérieure, dans le secteur de Parentis.

Les formations du Crétacé inférieur représentent les principales cibles des gisements pétroliers, dans le sud du bassin. Les sites d'exploitation les plus connus sont ceux de Lacq et Parentis. Sur ces sites, de nombreuses investigations ont été réalisées, depuis les années 1950-1960 (e.g. sismique 3D et 2D, forages exploratoires et d'exploitation).

Un ancien forage pétrolier reconverti pour l'exploitation géothermale est actuellement en opération, au niveau de la commune de Mios Le Teich. Il exploite conjointement les formations du Crétacé inférieur et du Jurassique moyen (Portlandien), à 1 700 mètres de profondeur. Les eaux sont produites à 73 °C.

Les profondeurs des aquifères varient entre 500 et 6 000 mètres de profondeur et les températures varient entre 30 et 100 °C (Figure 14).

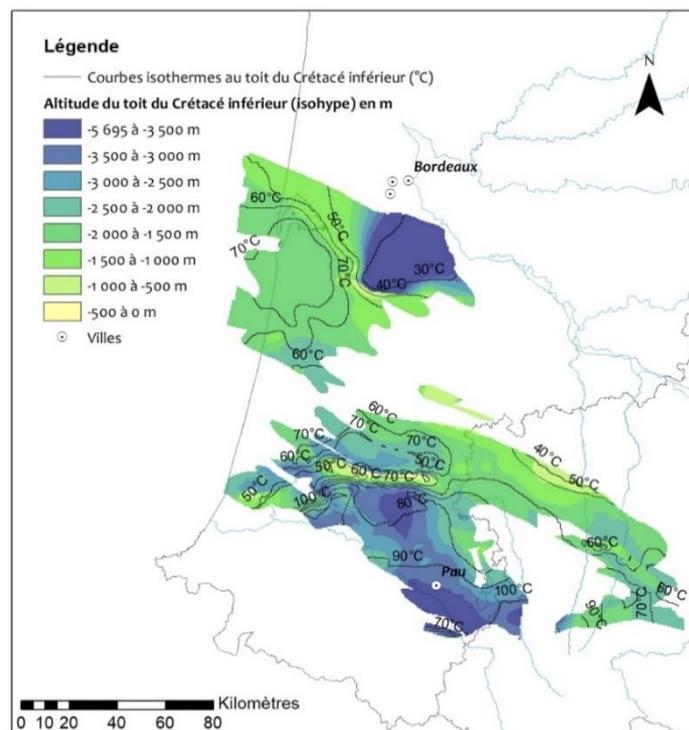


Figure 14 : Courbes de température et altitude au toit du Crétacé inférieur, d'après Housse et al. (1977).

d) Aquifères du Jurassique

Les aquifères du Jurassique sont divisés en plusieurs réservoirs calcaires, plus ou moins karstifiés, qui s'étendent sur la majorité du Lot-et-Garonne et de la Dordogne. On retrouve de bas en haut :

- les grès et calcaires dolomitiques du Lias inférieur et moyen (Jurassique inférieur) ;
- les calcaires et dolomies du Bajocien (Jurassique moyen) ;
- les calcaires du Bathonien supérieur, Callovien, Oxfordien (Jurassique moyen) ;
- les calcaires du Kimméridgien basal (Jurassique supérieur) ;
- les dolomie du Portlandien-Kimméridgien (Jurassique supérieur).

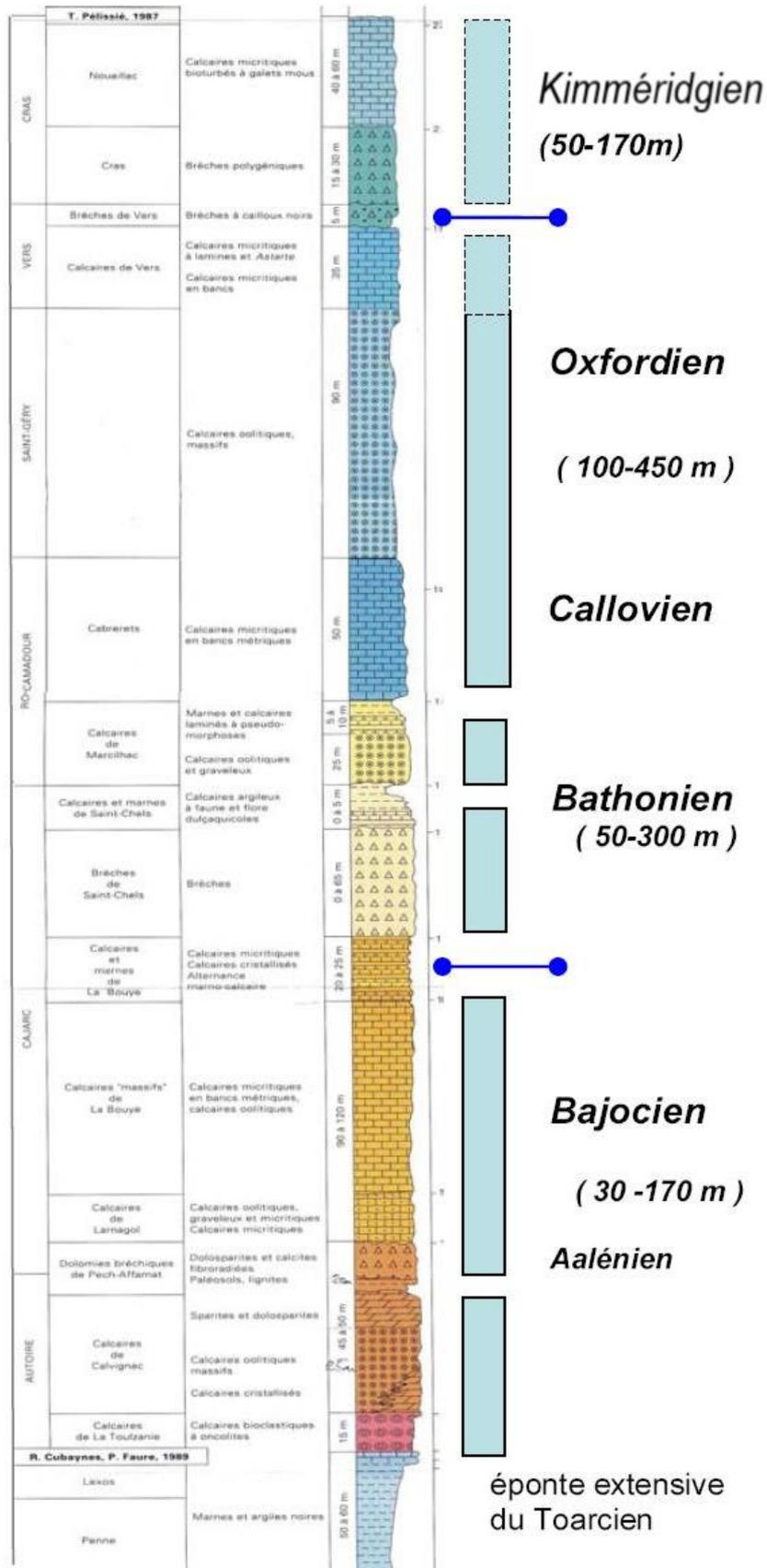


Figure 15 : Log lithostratigraphique des réservoirs de la série du Jurassique moyen et supérieur du Quercy (d'après Sigès Aquitaine).

Certains réservoirs sont parfois sub-divisés (e.g. Lias inférieur et moyen avec, du bas vers le haut, les formations du Sinémurien-Hettangien et Pliensbachien). La Figure 15 présente un log schématique de la succession des réservoirs et épontes du Jurassique moyen et supérieur. Les profondeurs des aquifères du Jurassique supérieur et moyen sont entre 500 et 8 000 mètres et les températures varient entre 20 et 260 °C (Figure 16).

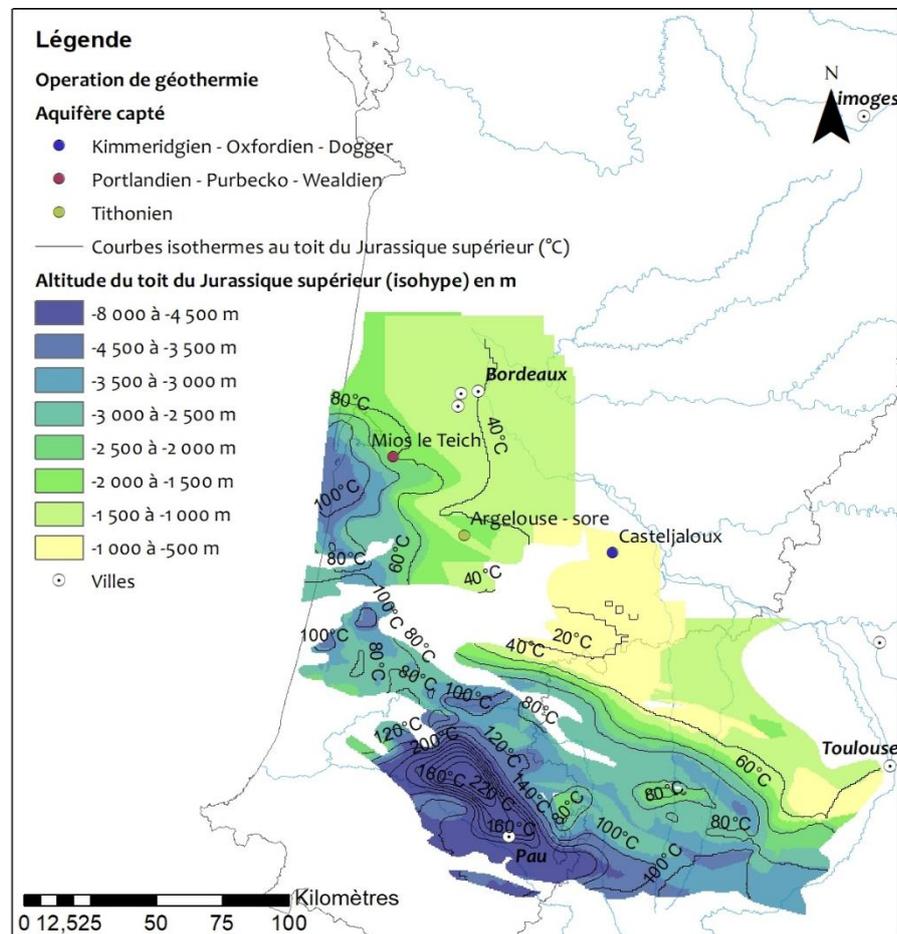


Figure 16 : Courbes de température et altitude au toit du Jurassique supérieur (Kimméridgien à dogger) d'après Housse et al. (1977) et opération de géothermie en exploitation dans les formations du Jurassique supérieur à moyen.

Quatre forages de géothermie exploitent actuellement (état fin 2019) les aquifères du Jurassique (Figure 16). Ces opérations sont situées à Casteljaloux, à Mios Le Teich et à Argelouse.

Les aquifères du Lias moyen sont constitués par des calcaires oolithiques et dolomitiques dans les sous-Bassins de Parentis et Adour-Mirande. Les températures les plus importantes se situent dans le Bassin de l'Adour-Mirande. Globalement, les porosités des faciès sont assez faibles (inférieures à 10 %) ; cependant, les calcaires présentent une perméabilité de fracture et représentent ainsi une cible d'intérêt pour l'exploitation géothermale.

Les formations aquifères du Lias inférieur sont représentées dans le sous-Bassin Adour-Mirande par l'unique Dolomie de Carcan (Hettangien). Ces niveaux sont peu épais, mais continus et isolés des réservoirs sus-jacents par une assise d'anhydrite de grande épaisseur.

Les températures des formations du Lias inférieur et moyen varient entre 40 et 100 °C et les profondeurs sont comprises entre 500 et 4 500 mètres (Figure 17).

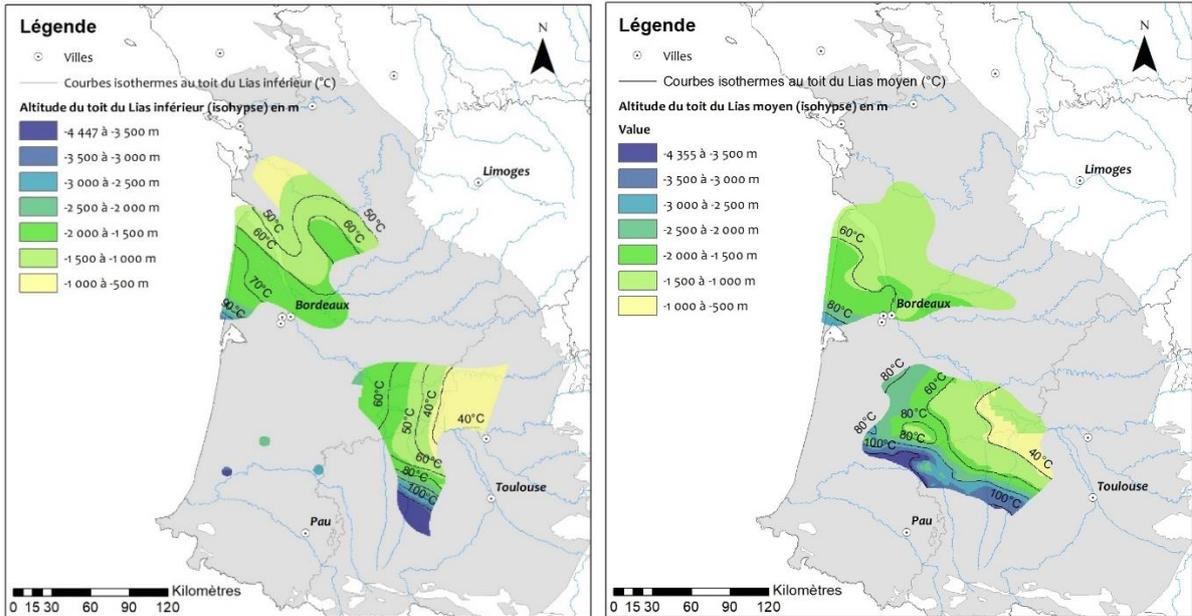


Figure 17 : Courbes de température et profondeur au toit du Lias Inférieur (gauche) et Lias moyen (droite) d'après Housse et al. (1977).

e) Aquifères du Trias supérieur : Rhétien

Les formations triasiques sont présentes au nord du bassin où elles sont constituées de grès provenant de l'érosion de la chaîne hercynienne. Les profondeurs varient entre 500 et 3 500 mètres pour des températures entre 40 et 100 °C (Figure 18).

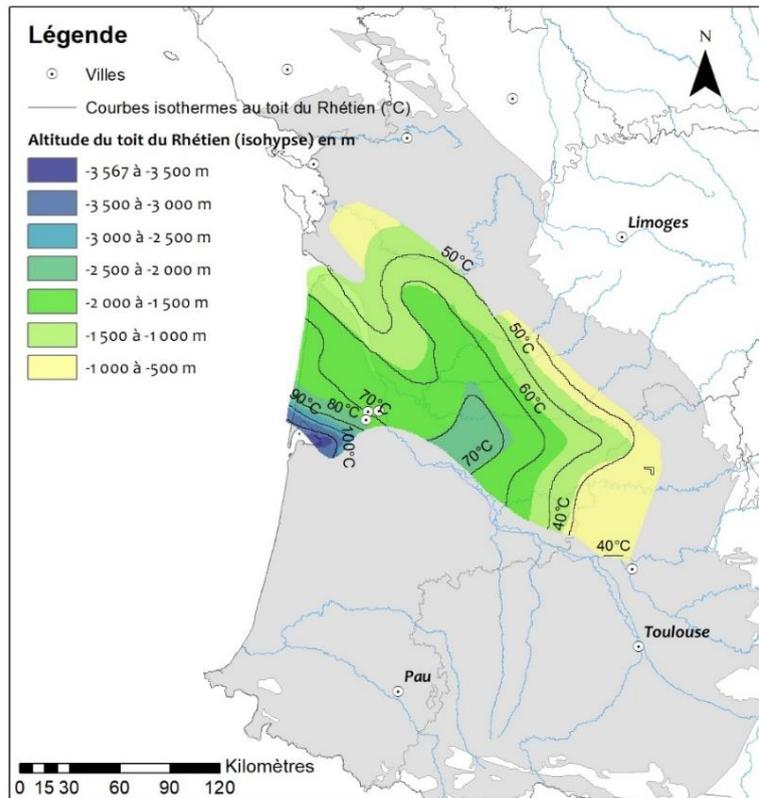


Figure 18 : Courbes de température et altitude au toit du Rhétien, d'après Housse et al. (1977).

Dans le sud du bassin, le Trias inférieur s'est révélé peu perméable, d'après les forages. Il est globalement très profond, mais la structure des formations n'est pas bien connue. Des méthodes d'exploration géophysiques pourraient être mises en place, afin d'améliorer la connaissance, au niveau de ces formations.

f) Interface socle antétriasique et couverture Mésozoïque

L'interface entre le socle et la couverture sédimentaire Mésozoïque couvre l'ensemble du bassin. Au sud du bassin, une large bande nord-ouest sud-est présente des températures supérieures à 90 °C et pouvant atteindre 280 °C, en bordure des Pyrénées, pour des profondeurs allant jusqu'à 9 000 mètres.

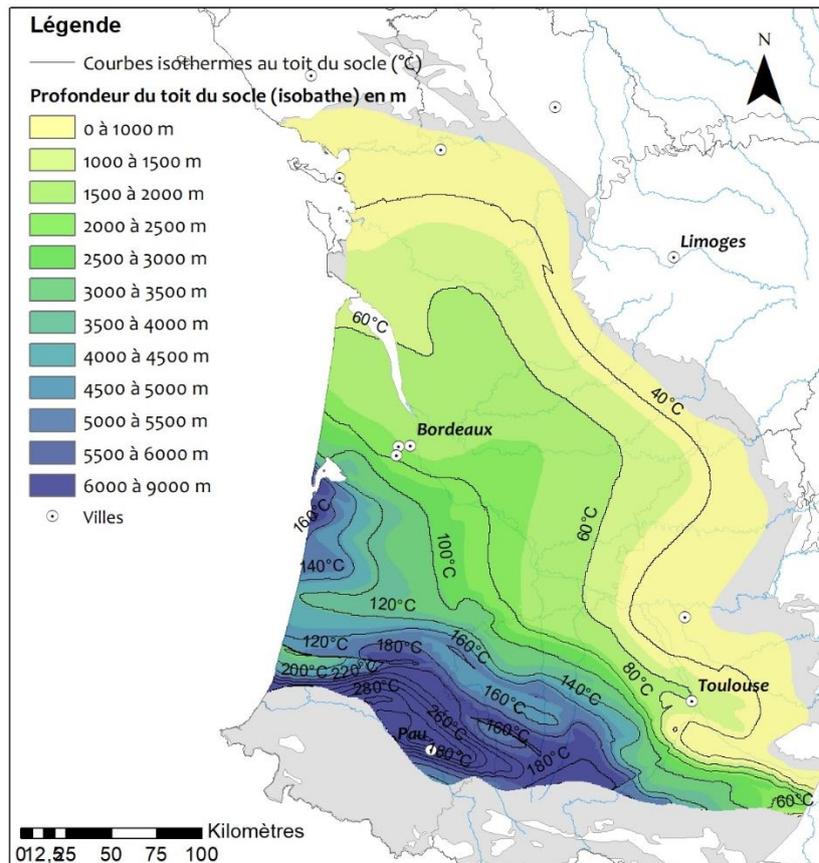


Figure 19 : Courbes de température et profondeur au toit du socle antétriasique, d'après Grellet et al. (1993) et Bonté et al., (2010).

3.1.2. Données disponibles

a) Informations provenant des forages profonds

D'après la base de données des ouvrages profonds d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures (Minergies), et d'après la base de données des ouvrages de géothermie (Hamm et al., 2019), on dénombre, sur le Bassin aquitain, 1 426 forages de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures ou de stockage de gaz de plus de 200 mètres de profondeur, et 28 forages de géothermie (Figure 20), dont 22 en opération, à la fin 2019.

Parmi les forages d'exploration et d'exploitation pétrolières, 1 028 forages (soit 65 %) présentent des logs géologiques. 747 ouvrages ont un niveau de validation des logs d'ordre 2 (i.e. vérifiée et codifiée par un géologue) et 281 d'ordre 1 (i.e. la donnée a été saisie, mais n'a pas encore été

vérifiée et codifiée). La profondeur des ouvrages varie entre 200 et 6 909 m et les ouvrages les plus profonds se situent au sud du bassin (bordure des Pyrénées) et au centre du Bassin de Parentis. Environ 6 % des ouvrages atteignent les formations du Tertiaire, 42 % atteignent le Crétacé, 36 % atteignent le Jurassique, 7 % atteignent le Trias et 6 % atteignent les formations antétriasiques et du socle. Les cibles des ouvrages de géothermie sont illustrées dans la Figure 20.

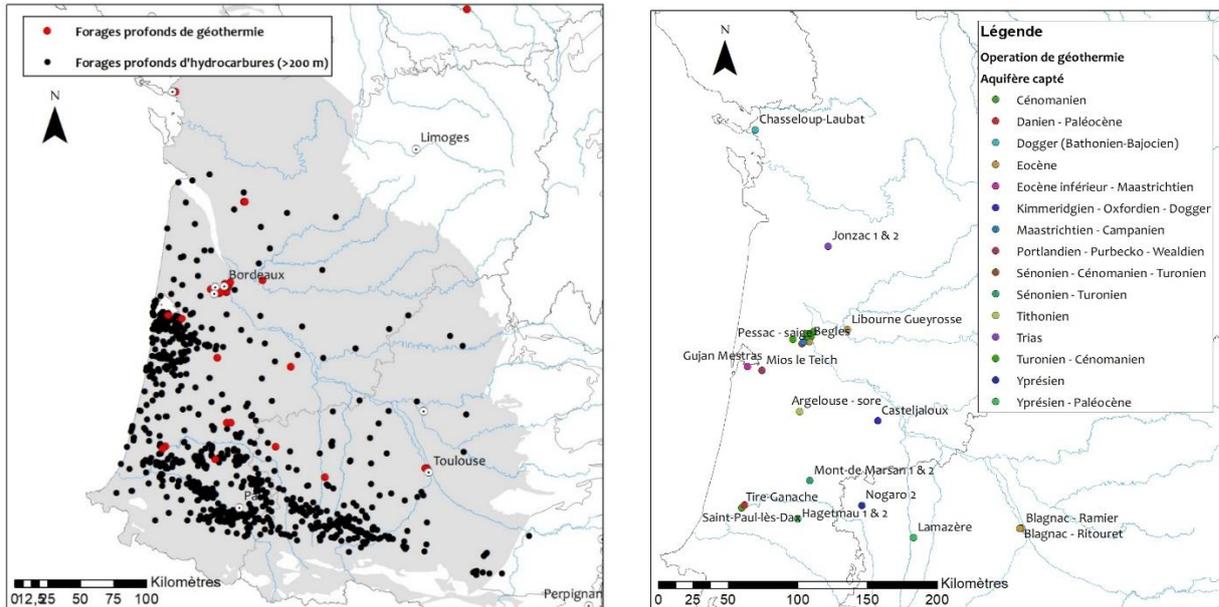


Figure 20 : Localisation des forages profonds de géothermie et d'exploration et exploitation d'hydrocarbures dans le Bassin aquitain (Minergies et Sybase).

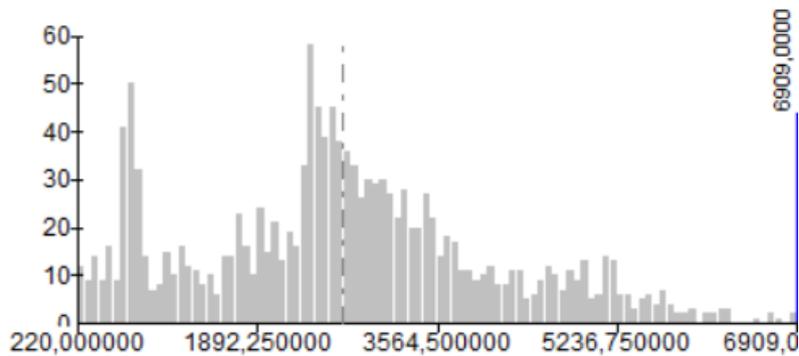


Figure 21 : Histogramme des profondeurs des ouvrages d'hydrocarbures du Bassin aquitain au-delà de 200 mètres (moyenne en pointillet).

b) Géophysique

À l'échelle régionale, avec une ligne sismique environ tous les 3 à 5 km, le Bassin aquitain est bien couvert par la sismique 2D acquise pour des projets d'exploration pétrolière (Figure 22). Malheureusement, certaines zones ne sont pas aussi densément couvertes que d'autres, notamment, au niveau des grandes villes comme Bordeaux (Figure 23). Plusieurs cubes de sismique 3D ont été acquis depuis les années 80 pour l'exploration pétrolière dans les Bassins de Parentis et de l'Adour - Mirande (Figure 24).

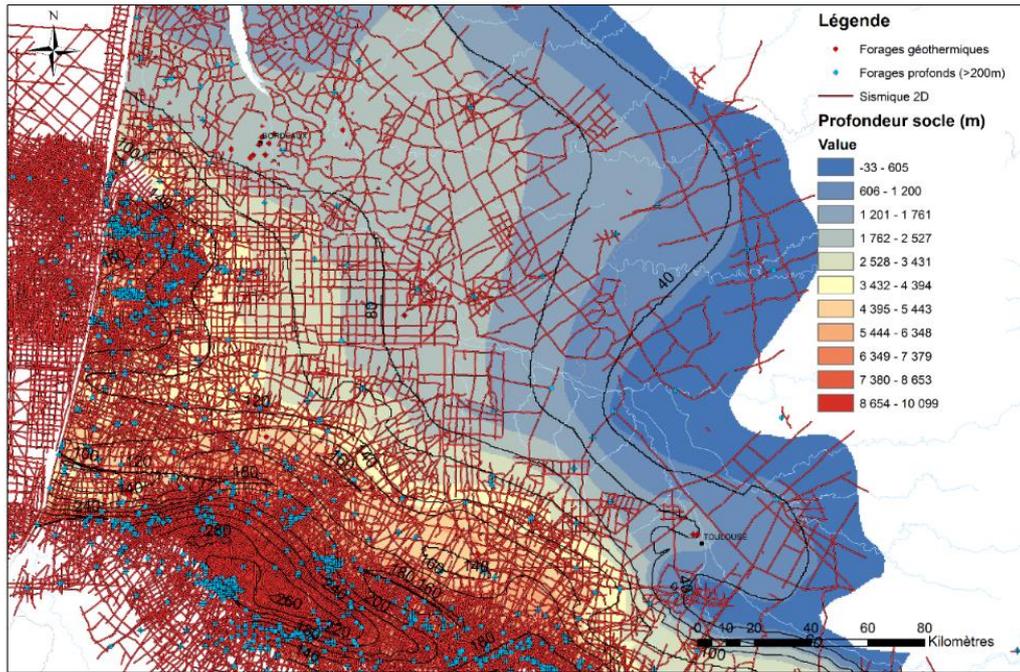


Figure 22 : Lignes sismiques existantes dans le Bassin aquitain (lignes rouges). La profondeur du toit du socle (surface colorée), les isothermes à cette profondeur (courbes noires) et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges).

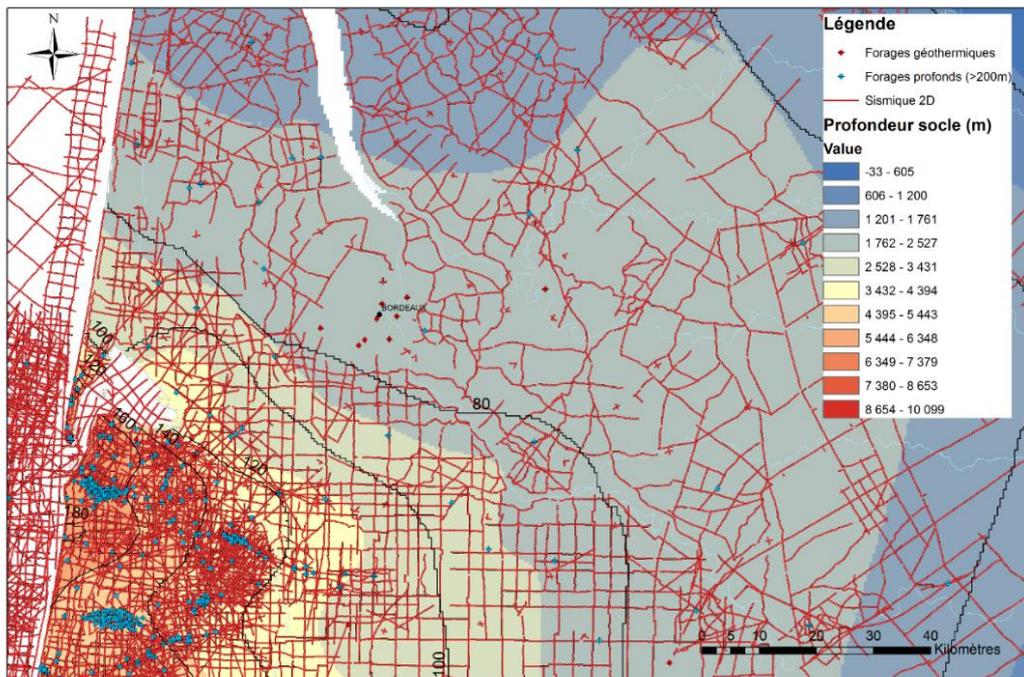


Figure 23 : Lignes sismiques existantes autour de Bordeaux (lignes rouges). La profondeur du toit du socle (surface colorée), les isothermes à cette profondeur (courbes noires) et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges).

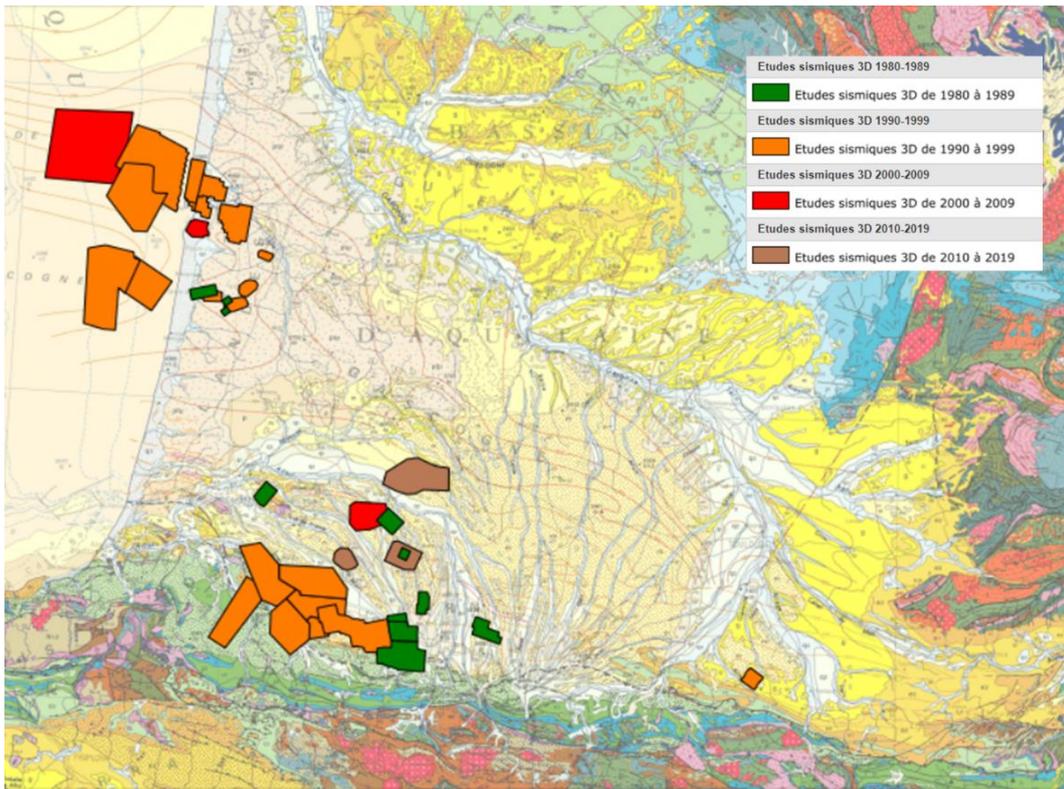


Figure 24 : Cubes sismiques 3D acquis dans le Bassin aquitain (source Minergies).

c) Modélisations

Le Tableau 6 présente une synthèse par formation ciblée des modèles géologiques, hydrogéologiques et autres valorisations des données du sous-sol disponibles, au niveau du Bassin aquitain. Il s'agit d'une liste non exhaustive des modèles et synthèses disponibles de grande échelle, dans laquelle les modèles géologiques et hydrogéologiques, à échelle locale, n'ont pas été répertoriés.

Les modèles listés ci-après donnent une représentation, à l'échelle régionale ou du bassin, d'éléments tels que de la structure, la profondeur ou encore de la température des principaux aquifères actuellement en exploitation ou ciblés pour de futurs développements de la géothermie profonde.

Programme d'exploration des cibles géothermiques profonde en France Métropolitaine

Formations	Série	Données disponibles	Échelle	Données interprétées	Améliorations
Éocène inférieur à moyen, supérieur	Base Tertiaire	Modèle géologique et étude du fonctionnement hydrogéologique et hydrogéochimique des sables infra-molassiques (projet GAlA). Modélisations géologiques et hydrodynamiques des formations de l'Éocène supérieur, moyen et inférieur (Saltel et al., 2016) : MOdèle Nord-Aquitain (MONA v4 édité en 2019). Paramètres disponibles : géométrie, profondeur, épaisseur, perméabilité.	Bassin, maille de 500 m de côté (MONA)	Forages profonds, piézométrie et essai de nappe, ligne sismique	- Poursuivre l'amélioration de la connaissance géologique et hydrogéologique des aquifères et leur lien avec les aquifères profonds (e.g. projet GAlA 2019/2020 modélisation hydrogéologique, évolution du modèle MONA) - Introduire la modélisation thermo-hydrodynamique - Raffiner les modèles pour les études à petite échelle - Intégrer l'interprétation structurale d'après lignes sismiques retraitées
Dano-Paléocène	Base Tertiaire	Paramètres géologiques et hydrogéologiques issus des études de (Housse et al., 1977) à partir des interprétations géologiques et géophysiques (logs fondamentaux, diagraphie différées des ouvrages pétroliers et géothermiques). La piézométrie de l'aquifère a fait l'objet d'un suivi en 1998 (Benhammouda et al., 1998)	Bassin	7 piézomètres et plusieurs ouvrages AEP	- Raffiner la structure de la formation à partir des lignes sismiques 2D retraitées - Améliorer la connaissance géologique et thermo-hydrodynamique à partir de l'analyse des données de forages et échantillons disponibles
Cénomanién, Turonien, Coniacien-Santonien, Campanien	Crétacé supérieur	Modélisations géologiques et hydrodynamiques des formations du Crétacé supérieur (Saltel et al., 2016) : MOdèle Nord-Aquitain (MONA v4 édité en 2019).	Bassin, maille de 500 m de côté (MONA)	Forages profonds, piézométrie, essai de nappe, ligne sismique	- Poursuivre l'amélioration de la connaissance géologique et hydrogéologique des aquifères (évolution du modèle MONA) - Introduire la modélisation thermo-hydrodynamique - Raffiner les modèles pour les études à petite échelle
Albien et Aptien supérieur, et Aptien inférieur, Barrémien et Berriasién	Crétacé inférieur	Modélisations géologiques et hydrodynamiques des formations du Crétacé inférieur (Saltel et al., 2016) : MOdèle Nord-Aquitain (MONA v4 édité en 2019).	Bassin, maille de 500 m de côté (MONA)	Forages profonds, piézométrie, essai de nappe, ligne sismique	- Poursuivre l'amélioration de la connaissance géologique et hydrogéologique des aquifères (évolution du modèle MONA) - Introduire la modélisation thermo-hydrodynamique - Raffiner les modèles pour les études à petite échelle
Portlandien et Kimméridgien, Oxfordien, Callovien, Bathonien, Bajocien	Jurassique sup. et moy.	Modélisations géologiques et hydrodynamiques des formations du Crétacé inférieur (Saltel et al., 2016) : MOdèle Nord-Aquitain (MONA v4 édité en 2019).	Bassin, maille de 500 m de côté (MONA)	Forages profonds, piézométrie, essai de nappe, ligne sismique	- Poursuivre l'amélioration de la connaissance géologique et hydrogéologique des aquifères (évolution du modèle MONA) - Introduire la modélisation thermo-hydrodynamique - Raffiner les modèles pour les études à petite échelle
Lias inférieur et moyen	Jurassique inférieur	Paramètres géologiques et hydrogéologiques issus des études de (Housse et al., 1977) à partir des interprétations géologiques et géophysiques (logs fondamentaux, diagraphie différées des ouvrages pétroliers et géothermiques).	Bassin	logs, diagraphie, forages, sismique	- Raffiner la structure de la formation à partir des lignes sismiques 2D retraitées - Améliorer la connaissance géologique et thermo-hydrodynamique à partir de l'analyse des données de forages et échantillons disponibles
Rhétien	Trias supérieur	Paramètres géologiques et hydrogéologiques issus des études de (Housse et al., 1977) à partir des interprétations géologiques et géophysiques. Cartes de la température au toit des aquifères issues du modèle 3D ISATIS de température (Bonté et al., 2010).	Bassin	logs, diagraphie, forages, sismique	- Améliorer la connaissance structurale, géologique et thermo-hydrodynamique à partir de l'analyse des données de sismique, de forages et échantillons disponibles
Interface socle antétriasique et couverture sédimentaire	Anté-triasique	Paramètres géologiques issus de l'étude sismo-tectonique en France (Grellet et al., 1993). Carte de température issues du modèle 3D ISATIS de température des bassins sédimentaires (Bonté et al., 2010)	Bassin		- Améliorer la connaissance structurale, géologique et thermo-hydrodynamique à partir de l'analyse des données de sismique, de forages et échantillons disponibles (échelle locale, au droit des besoins

Tableau 6 : Synthèse des modèles disponibles pour les cibles géothermiques du Bassin aquitain et pistes d'améliorations envisageables.

Le modèle hydrogéologique MONA (modèle nord-aquitain) couvre le nord du bassin. Il a été développé et régulièrement mis à jour par la direction régionale Nouvelle Aquitaine du BRGM. Il s'agit d'un modèle multi-couches intégrant 15 formations aquifères, depuis les formations du Plio-quadernaire au Jurassique moyen (Figure 25), chaque couche étant séparée par des épontes imperméables. Le modèle a été développé avec le logiciel MARTHE du BRGM, à la maille initialement de 5 km, puis affiné, progressivement, à la maille de 2 km, puis 500 m, dans sa dernière version (V4), en incluant, progressivement, des formations géologiques supplémentaires, dont le Cénomaniens et le Jurassique supérieur. Ce modèle régional est calibré sur les données piézométriques des différentes formations et essais de nappes disponibles.

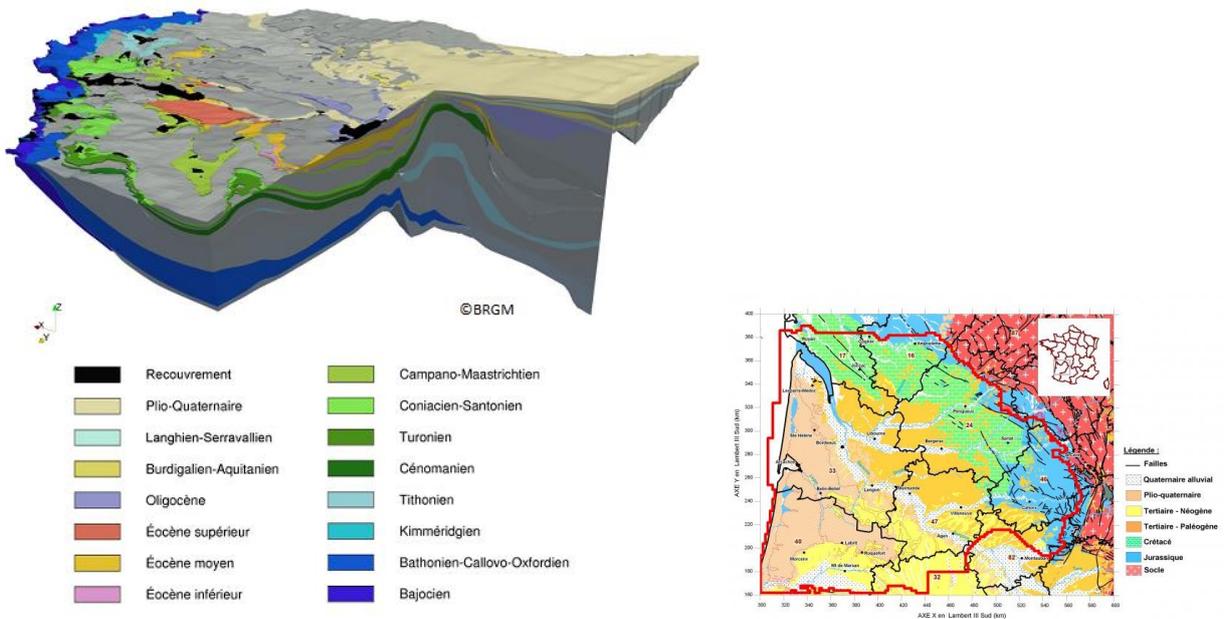


Figure 25 : Géométrie du modèle nord-aquitain MONA (gauche) et extension du modèle (droite) d'après SIGES.

Le programme de recherche GAIA a pour but d'améliorer la connaissance géologique et hydrogéologique des aquifères profonds du sud du Bassin aquitain. Il s'agit d'un programme pluriannuel, qui prévoit la construction d'un modèle géologique (2019/2020) et d'un modèle hydrogéologique calibré, permettant de représenter les écoulements dans les différents aquifères. Le projet comprend ainsi une phase de caractérisation hydrogéologique et hydrochimique des aquifères de l'Éocène au Crétacé, dans la zone géographique illustrée en Figure 26. Les travaux ont fait l'objet de nombreuses publications². La géométrie des formations a pu être établie, à partir de 1 050 forages profonds, et plus de 6 000 km de lignes sismiques réinterprétés. Les investigations hydrogéologiques portent, notamment, sur les origines et cheminements de la recharge des sables infra-molassiques, l'étude des exutoires et des propriétés hydrodynamiques des formations et géochimiques des eaux.

Les incertitudes associées aux données et à leur propagation pour la création des modèles géologiques, hydrogéologiques et thermo-hydrodynamiques représentent une piste d'amélioration pour l'ensemble des formations listées dans le Tableau 6.

² <http://sigesaqi.brgm.fr/Rapports-GAIA.html>

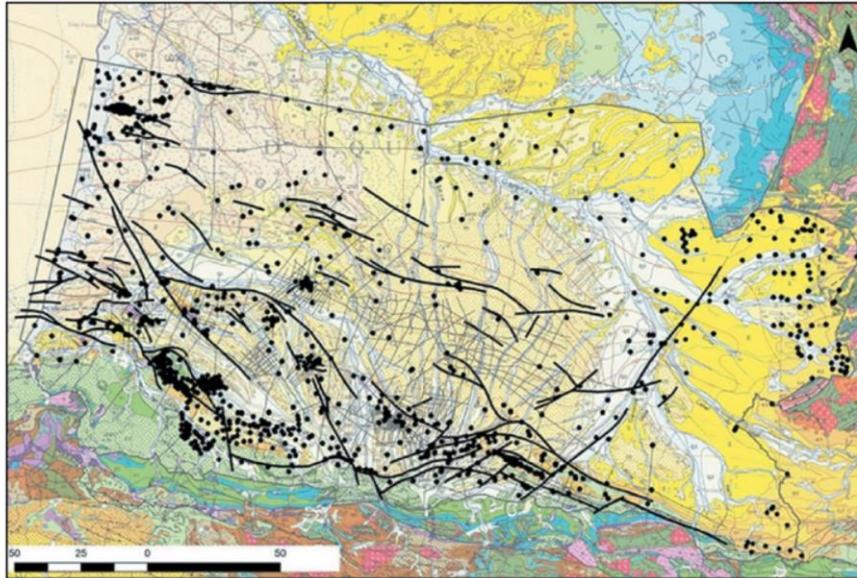


Figure 26 : Forages profonds et profils sismiques recensés dans le cadre du programme GAIA (Lasseur et al., 2017) et extension du domaine d'étude.

3.1.3. Programme d'exploration

Ce chapitre décrit, pour chaque échelle d'étude, le programme d'exploration recommandé. Celui-ci est basé sur la sélection de méthodes du chapitre précédent (Tableau 2), adaptée aux cibles géothermiques identifiées, dans le Bassin aquitain (Tableau 5).

a) Échelle régionale

À l'échelle régionale, il convient, avant toute chose, d'identifier l'extension, la géométrie, la profondeur et la température des aquifères profonds pour estimer le potentiel géothermal théorique (*i.e.* chaleur en place).

Le Bassin aquitain bénéficie d'une bonne connaissance d'une grande partie des formations ciblées pour le développement de la géothermie, grâce aux projets MONA et GAIA, qui visent à améliorer la compréhension géologique et hydrogéologique des formations sédimentaires, depuis l'Éocène jusqu'au Jurassique supérieur, et grâce aux synthèses réalisés par Housse *et al.* (1977) et Critg *et al.* (2018)..

Les programmes de recherche MONA et GAIA ont permis la création de modèles géologiques et hydrogéologiques, à l'échelle du bassin, dont la précision et la prédiction évoluent d'année en année. La poursuite des efforts pour améliorer la compréhension des aquifères profonds s'inscrit donc dans le continuum de ces projets (mise à jour des modèles avec nouvelles données, raffiner le maillage, la structure, identifier les incertitudes).

Pour les aquifères profonds, l'amélioration de la connaissance doit se baser sur l'analyse des données disponibles de forages profonds (hydrocarbures, géothermie, stockage de gaz), des carottes et sur l'acquisition ou retraitement de données sismiques. Grâce à ces analyses et aux éléments de synthèse disponibles (Housse *et al.*, 1977; Serrano *et al.*, 2006), une première estimation du potentiel théorique associé à la ressource géothermale peut être proposée. L'estimation de la chaleur extractible (potentiel technique) nécessite, en revanche, la caractérisation approfondie du fluide et de la productivité des aquifères (*i.e.* connaître la masse volumique des fluides du réservoir, les débits exploitables et température de réinjection des fluides). La quantité de données disponibles pour ces estimations, au niveau des aquifères profonds, peut être assez limitée sur certains secteurs du bassin.

De ce fait, l'identification et la quantification des incertitudes liées aux données et leur interpolation, à l'échelle du bassin ou à l'échelle régionale, sont primordiales. Cette quantification permet, en effet, de définir plusieurs niveaux de probabilité, lors des estimations de potentiels géothermiques théoriques ou techniques (P10, P50, P90), ou simplement, lors de la caractérisation des structures et épaisseurs des formations, et donc de tenir compte de l'aléa géologique.

Lorsque l'incertitude est trop importante (à cause du peu de données disponibles, par exemple, ou de la qualité des données), il devient alors nécessaire de procéder à des investigations supplémentaires pour pouvoir dérisquer, de façon significative, la poursuite des investigations concernant la présence ou non d'une ressource géothermale exploitable. Il peut, par exemple, être nécessaire d'acquérir des nouvelles données sismiques, ou encore de réaliser des diagraphies, dans un puits existant. Ces investigations peuvent, cependant, être menées sur un secteur bien précis du bassin, où des besoins énergétiques ont pu être exprimés. À cet effet, un retraitement des lignes sismiques 2D existantes et de qualité suffisante (Figure 22) est nécessaire, afin d'en extraire le maximum d'information structurale. Dans le cadre de différents projets sur la connaissance géologique du sous-sol, la recherche en eau ou pour des besoins de géothermie, le BRGM a retraité **299 lignes sismiques terrestres 2D, totalisant environ 7 730 kilomètres** (Figure 27). Quelques milliers de kilomètres de lignes sismiques 2D complémentaires pourraient être retraitées pour compléter localement la couverture du bassin (Figure 28). Certaines zones resteraient, cependant, non couvertes et l'acquisition de nouvelles données sismiques 2D, avec une large maille, serait nécessaire. Pour une ligne tous les 20 km, par exemple, cela nécessiterait l'acquisition d'environ 3 000 km de lignes sismiques 2D (Figure 29).

La création de modèle hydrogéologique et hydro-thermique, à grande échelle, n'est donc pas nécessairement requise pour l'identification de la ressource géothermale. La pertinence de ce type d'outil est d'autant plus grande, à petite échelle (locale et du site), pour limiter les aléas géologiques, une fois les cibles identifiées, et caractériser, au mieux, la ressource et son potentiel de développement.

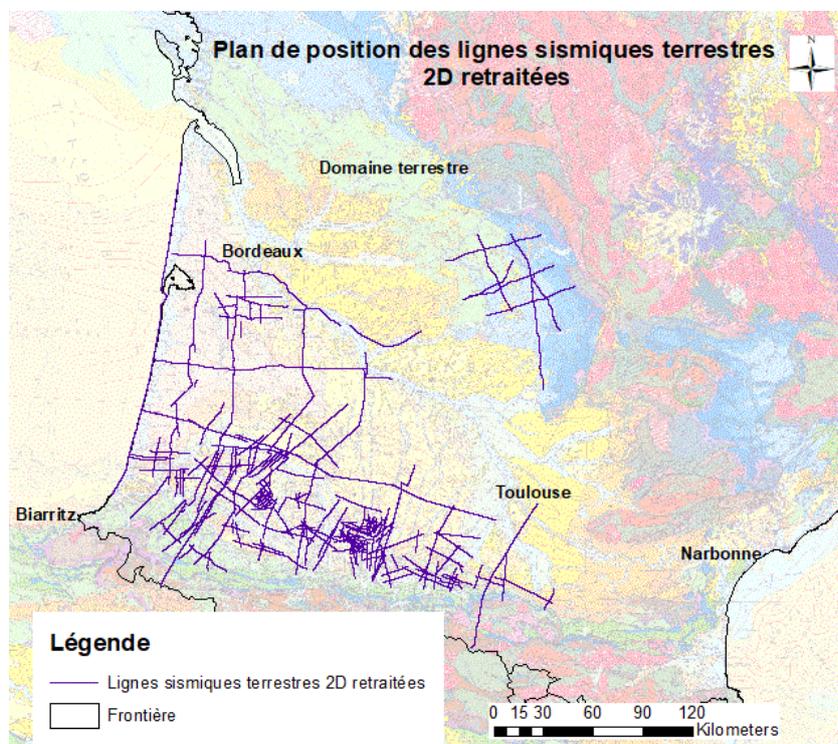


Figure 27 : Plan de position des lignes sismiques terrestres 2D retraitées au BRGM.

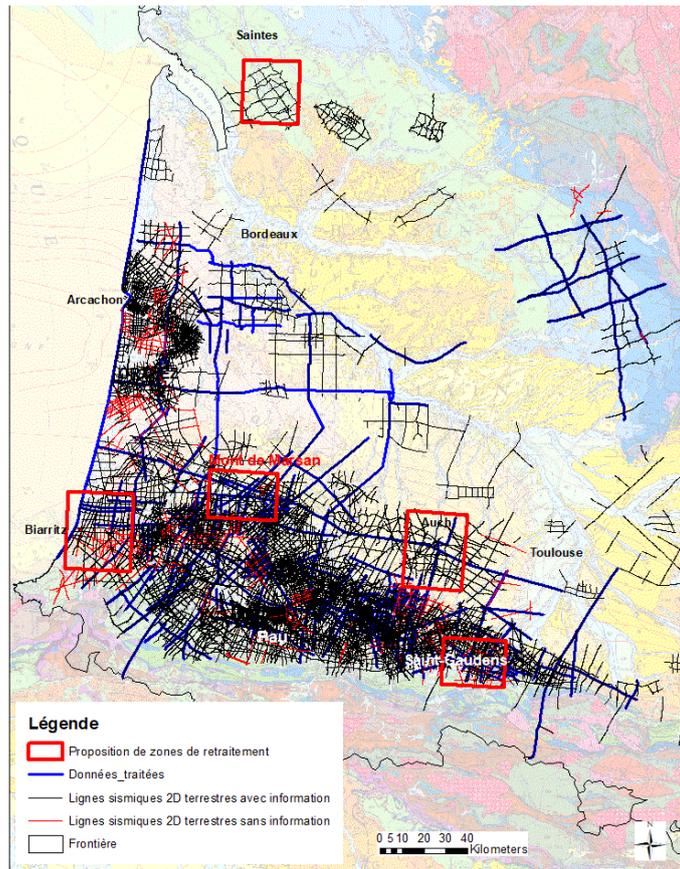


Figure 28 : Plan de position des lignes sismiques terrestres 2D retraitées au BRGM (bleu) et pouvant être retraitées (noir).

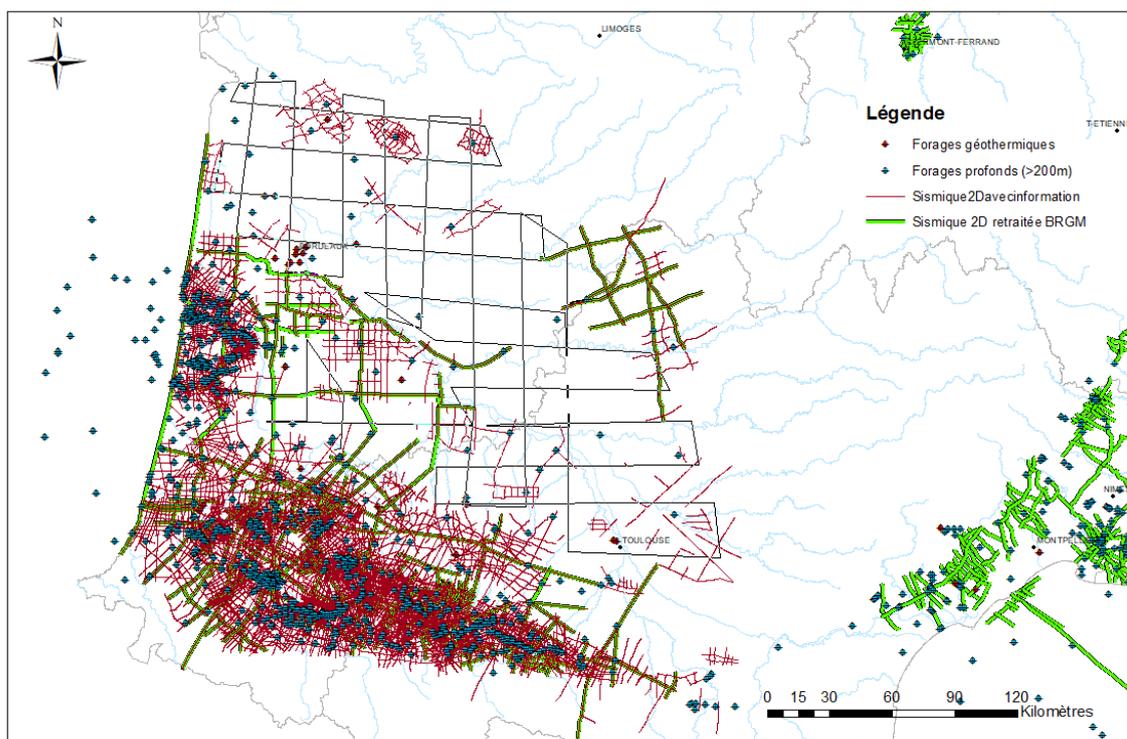


Figure 29 : Plan de position des lignes sismiques terrestres 2D retraitées au BRGM (vert), pouvant être retraitées (rouge) et proposition de nouvelles acquisitions 2D (noir).

b) Échelle locale

L'analyse des données disponibles sur la zone d'étude (forages, carottes, sismiques, modèles) correspond à la première étape, avant d'initier la création ou la mise à jour de modèles géologiques, hydrogéologiques et thermo-hydrodynamiques.

Ainsi, il convient, d'une part, de procéder à l'inventaire des données existantes sur la zone d'étude, puis d'analyser l'ensemble des données alors interprétées. Les éléments à étudier correspondent aux données statiques (e.g. diagraphies, imageries de forages, carottes, affleurements, lignes sismiques, contraintes géo-mécaniques) et aux données dynamiques (e.g. chroniques d'exploitation, diagraphies de production et de température, essais de nappe et paramètres physico-chimiques des fluides et des roches).

Dans le cas d'une zone vierge d'étude géologique ou hydrogéologique, cette étape préliminaire va alors permettre de caractériser la structure et les propriétés intrinsèques des formations et d'identifier les mécanismes d'écoulement et de transfert de la chaleur dans les réservoirs. Un modèle conceptuel du réservoir peut ensuite être conçu, avant de définir le modèle géologique, puis le modèle thermo-hydrodynamique (ou modèle TH). Ces modèles pourront être comparés aux modèles existant à plus large échelle, le cas échéant, auquel cas ces derniers peuvent être utilisés pour définir les conditions aux limites des modèles de petite échelle.

Les modèles géologiques et TH sont construits, à partir des éléments déterministes disponibles (données de forages, lignes sismiques, etc.), et grâce à la propagation des propriétés entre ces points de contrôle par méthodes d'interpolation ou géostatistiques.

La calibration du modèle TH se fait ensuite par ajustement de la perméabilité, de l'emmagasinement et d'autres paramètres intrinsèques, afin de reproduire l'état initial du réservoir en pression ou en charge hydraulique et en température. La calibration doit également permettre de reproduire le comportement du réservoir, lors de son exploitation, *i.e.* l'historique des débits et pressions de production et d'injection et autres essais de nappe, au niveau de forages exploratoires. Des analyses de sensibilité permettent de définir et quantifier les incertitudes associées aux paramètres du réservoir.

Dans les zones couvertes par des modélisations géologiques ou TH, il est possible de mettre à jour les modèles existants, grâce aux données récemment acquises ou retraitées. Les améliorations portent, notamment, sur la structure fine des réservoirs, la caractérisation des faciès, de leurs propriétés pétro-physiques, l'estimation de la productivité et de l'injectivité du réservoir, la caractérisation des fluides et de leur interaction avec l'encaissant en fonction des variations de température.

Dans le Bassin aquitain, il convient alors, pour la partie nord du bassin et pour les formations de l'Éocène au Jurassique supérieur, de se baser sur les modélisations existantes du projet MONA pour la construction d'un modèle local des aquifères ciblés. Les modèles locaux intégreront, en plus des informations hydrogéologiques, les données de températures des réservoirs. La géométrie et les propriétés intrinsèques pourront être affinées sur la base des études locales et des interprétations de pompages, afin d'intégrer les structurations parfois complexes des réservoirs.

De façon générale, la caractérisation des écoulements et des transferts de chaleur, dans les aquifères profonds, nécessite de combiner les méthodes d'investigations, en faisant appel à l'ensemble des domaines de la géoscience (*i.e.* géologie, structurale, géophysique, hydrogéologie, géochimie, thermo-hydrodynamique).

Afin de réduire les incertitudes sur les estimations de la ressource géothermale énoncées précédemment, un retraitement des lignes 2D existantes et de qualité suffisante est nécessaire,

pour en extraire le maximum d'information structurale. Si ces lignes n'ont pas déjà été retraitées, lors de l'étude régionale et disponible sur la zone d'étude, entre 100 et 400 km de lignes 2D seront à retraiter pour couvrir une zone de 20 x 20 km autour des agglomérations majeures (Figure 30, Tableau 7). Si disponibles (Figure 31), le retraitement de cubes sismiques 3D est recommandé, afin de réaliser une analyse fine de la structure (en particulier, la position des failles) et des propriétés pétro-physiques des réservoirs ciblés. Entre 50 et 200 km² de sismique 3D sont retraitables autour des agglomérations majeures (Tableau 8)

Si la densité de ligne sismique 2D est trop faible (e.g. Bordeaux, Toulouse), une nouvelle acquisition sismique 2D devra être considérée, par exemple, avec une densité d'une ligne tous les 2,5km, soit environ 400 km de nouvelles lignes 2D (Figure 32). Il est, par ailleurs, recommandé de considérer une acquisition sismique 2D Haute Résolution, afin d'obtenir une image structurale fine sur ces profils, mais également pour pouvoir y conduire des études d'interprétation quantitative, et ainsi accéder aux propriétés pétro-physiques des réservoirs ciblés (e.g. porosité, net to gross). Il est à noter que ces acquisitions sismiques 2D ne permettent pas d'obtenir une image structurale fine en 3D, car la position des plans de faille, sur ces profils 2D, est généralement approximative. L'idéal serait de réaliser une acquisition sismique 3D, mais à cette échelle, le coût-bénéfice d'une telle campagne n'est pas évident. En effet, 400 km² de sismique 3D coûtent entre 5 et 20 mln EUR. Afin de compléter la description pétro-physique du bassin et des réservoirs ciblés, des campagnes de sismique passive, d'électromagnétisme et de gravimétrie, sont également recommandées.

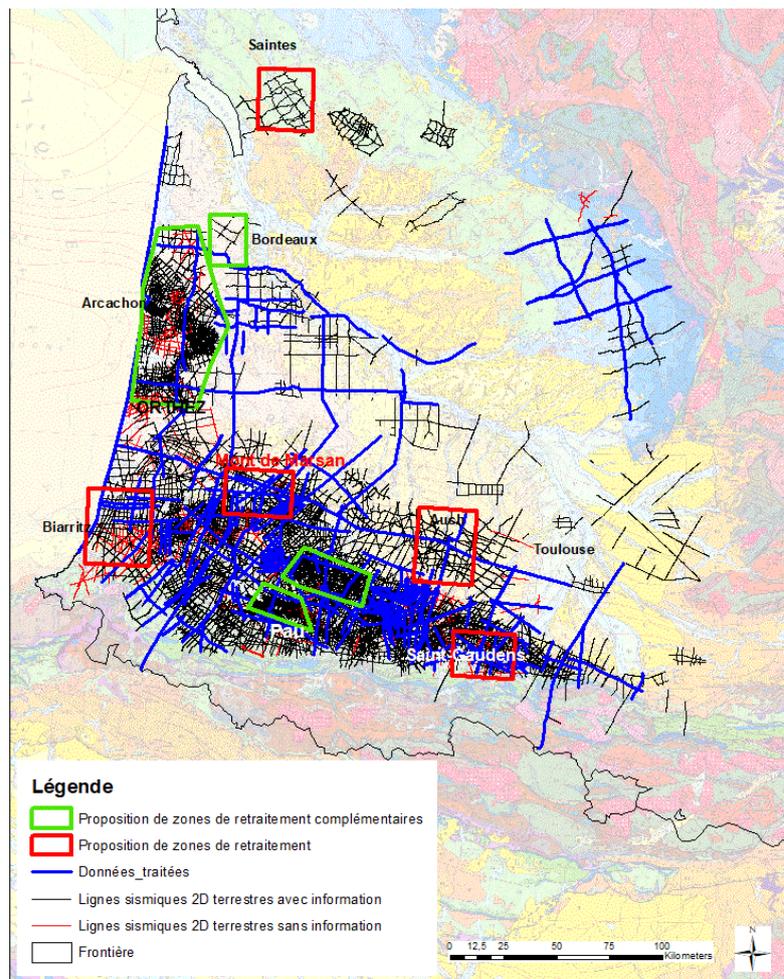


Figure 30 : Plan de position des lignes sismiques terrestres 2D retraitées au BRGM (bleu) et pouvant être retraitées (noir), zones de retraitement possibles autour d'agglomérations majeures (polygones rouges et verts).

NOM DE LA ZONE	Nombre de lignes sismiques 2D retraitables	Kilométrage des lignes sismiques 2D retraitables (km)
Bordeaux Ouest	13	104
Côte Landaise	491	4 408
Nord de Pau	209	2 253
Aire sur l'Adour	292	3 776
Biarritz	70	1 043
Mont-de-Marsan	126	2 122
Auch	43	1 465
Saint-Gaudens	155	1 662
Saintes	17	338

Tableau 7 : Nombre de lignes et kilométrages des sismiques 2D terrestres retraitables autour des zones urbanisées majeures du Bassin aquitain.

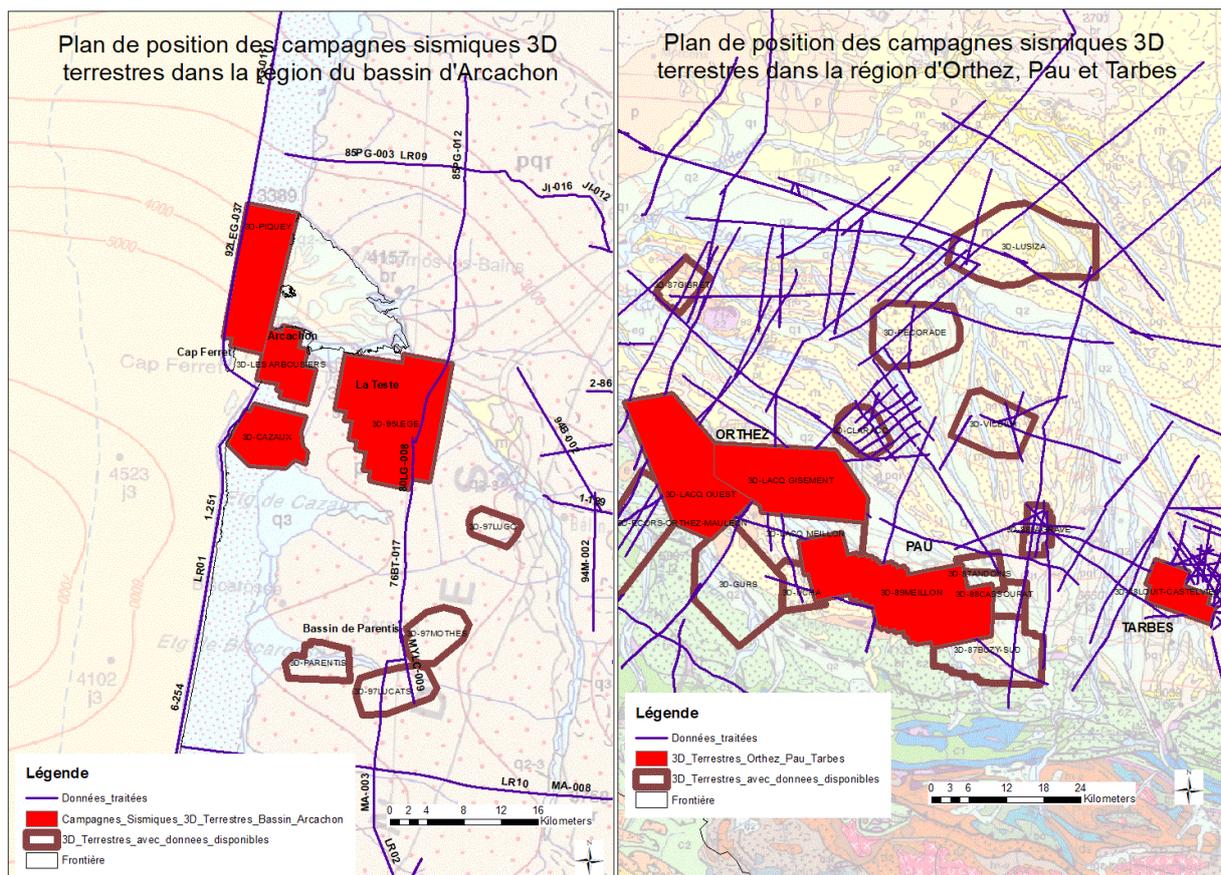


Figure 31 : Plan de positionnement des cubes sismiques 3D terrestres retraitables autour des zones urbanisées majeures du Bassin aquitain.

NOM DE LA ZONE	Surface des cubes sismiques 3D retraitables	Numéro de campagne
3D-95LEGE	142	12-0828 -0829
3D-PIQUEY	75	12-0830
3D-CAZAUX	43	12-0839
3D-LES ARBOUSIERS	34	12-0822
3D-88LOUIT-CASTELVIELH	56	12-0791
3D-89MEILLON	289	12-0797
3D-LACQ OUEST	224	12-0815A et 12-0815B
3D-LACQ GISEMENT	216	12-0815B et 12-0815A

Tableau 8 : Surface et numéro de campagne des cubes sismiques 3D terrestres retraitables autour des zones urbanisées majeures du Bassin aquitain.

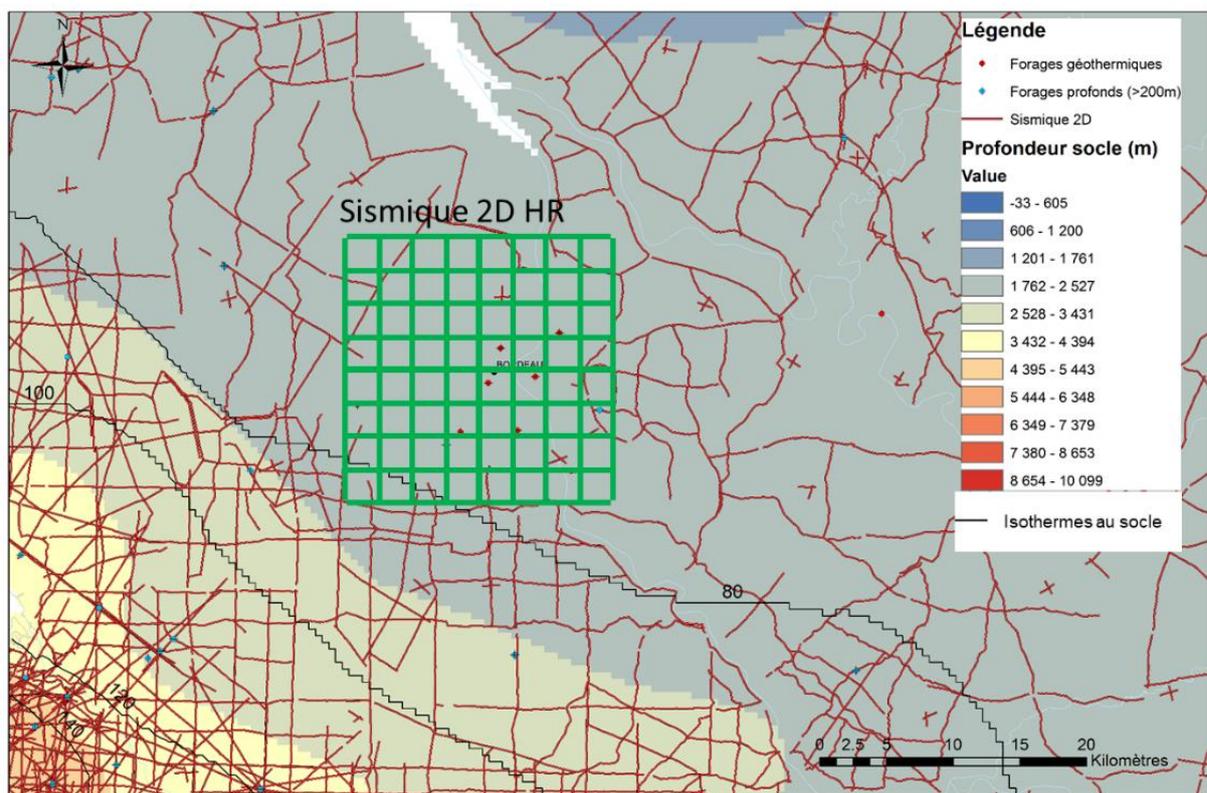


Figure 32 : Lignes sismiques existantes (lignes rouges) et nouvelles acquisitions proposées (lignes vertes) autour de Bordeaux. La profondeur du toit du socle (surface colorée), les isothermes à cette profondeur (courbes noires) et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges).

c) Échelle projet

À l'échelle du projet, il est nécessaire de raffiner davantage les modélisations géologiques, hydrogéologiques et thermo-hydrodynamiques réalisées à plus grande échelle. Bien souvent, ces étapes sont limitées par la quantité de données disponibles et il est alors primordial d'identifier et de quantifier les incertitudes, afin de limiter les aléas géologiques et thermo-hydrodynamiques, lors de la réalisation des forages d'exploitation (*i.e.* ne pas obtenir le débit et la température attendues).

Les étapes présentées à l'échelle locale pour caractériser la ressource géothermale et le potentiel sont alors applicables à l'échelle plus fine du projet ou du site (cf. section 3.1.3 b). Elles correspondent, d'une part, à l'analyse des données disponibles (statiques et dynamique), puis à l'intégration de ces éléments et des données linéaires (sismique 2D) pour la mise à jour ou la création de modèles géologiques, hydrogéologies ou TH et leur calibration.

Il peut alors être envisagé de réaliser des études de sensibilité, à partir des modèles TH, à l'échelle locale, et de quantifier les incertitudes liées aux données et leur interpolation, pour améliorer la compréhension du système et la variabilité des réponses et des estimations de quantités de chaleur extractibles.

Afin de réduire les incertitudes sur les estimations de la ressource géothermale énoncées précédemment, un retraitement des lignes 2D existantes et de qualité suffisante est nécessaire, pour en extraire le maximum d'information structurale. Si ces lignes n'ont pas déjà été retraitées, lors de l'étude régionale et/ou locale, entre 50 et 100 km de lignes 2D seront à retraiter pour couvrir une zone de 5 x 5 km. Si la densité de ligne sismique 2D est trop faible (e.g. Bordeaux, Toulouse), une option est d'acquérir une nouvelle sismique 2D Haute Résolution dense (1 ligne tous les 1 km) soit environ 50 km de lignes. Cette option permet d'obtenir une image structurale fine sur ces profils 2D, mais également d'y conduire des études d'interprétation quantitative, et ainsi accéder aux propriétés pétro-physiques des réservoirs ciblés (e.g. porosité, net to gross). Elle ne permet, cependant, pas d'obtenir une image structurale fine en 3D, car la position des plans de faille, sur ces profils 2D, est généralement approximative. Pour obtenir une image structurale et pétro-physique fine en 3D, la meilleure option est le retraitement, si disponible (Figure 31), ou l'acquisition d'un cube sismique 3D pour couvrir une zone d'environ 25 km² (Figure 33). Afin de compléter la description pétro-physique du bassin et des réservoirs ciblés, des campagnes de sismique passive, d'électromagnétisme et de gravimétrie sont également recommandées.

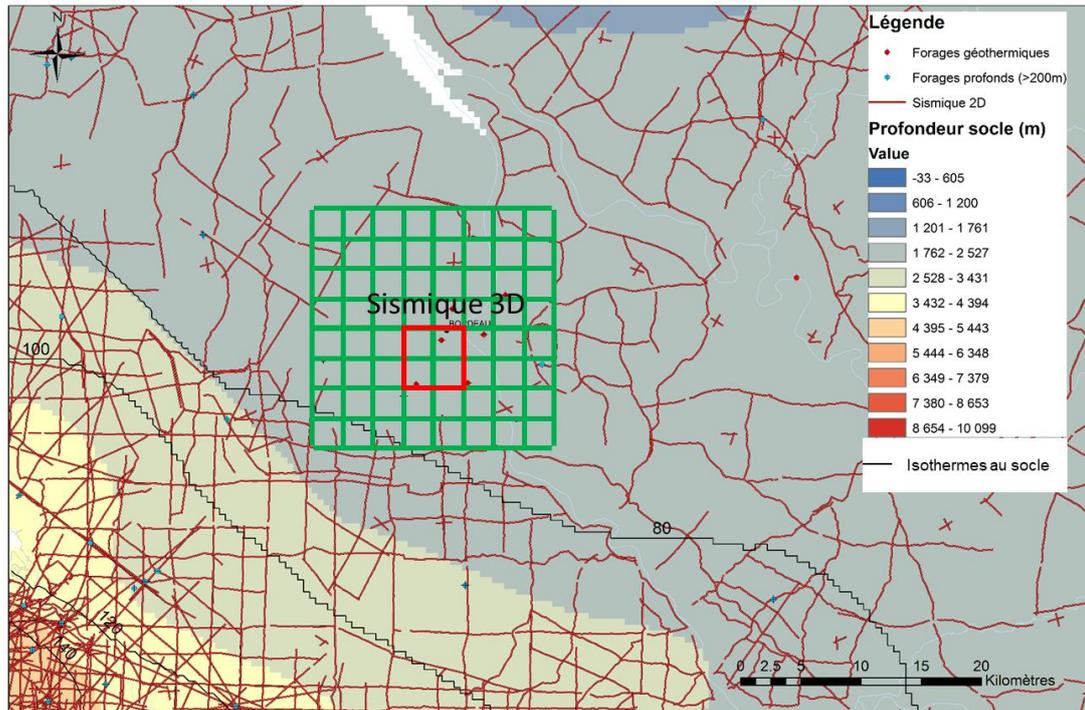


Figure 33 : Lignes sismiques existantes (lignes rouges) et nouvelles acquisitions proposées (lignes verte : sismique 2D, carré rouge : sismique 3D) autour de Bordeaux. La profondeur du toit du socle (surface colorée), les isothermes à cette profondeur (courbes noires) et les forages (profonds par des points bleus et géothermiques par des points rouges) sont également représentés.

d) Synthèse

À partir du Tableau 2 et des éléments présents dans les sections précédentes, nous avons esquissé un programme d'exploration des ressources géothermales profondes du Bassin aquitain (Tableau 9). Ce tableau donne une idée des grands types d'activités à mettre en œuvre et un ordre de grandeur des coûts associés. Il est toutefois indispensable de réaliser une étude complémentaire de définition du programme d'exploration, afin d'affiner ce programme au contexte et enjeu du projet considéré. Pour ce bassin, des activités en géophysique, géologie et en modélisations sont envisagées, quelle que soit l'échelle du projet considéré. D'une manière générale, les activités les plus coûteuses sont liées à l'acquisition de nouvelles données géophysiques, notamment à l'échelle régionale, pour couvrir les zones où aucune sismique n'est présente. Par conséquent, **le budget pour une campagne d'exploration, à l'échelle locale ou projet, varie peu et est de l'ordre de 1,5 à 4 mln EUR, alors que le budget pour une campagne d'exploration, à l'échelle régionale, augmente significativement et est de l'ordre de 4 à 8 mln EUR.**

	Activité	Echelle régionale 200km x 200km			Echelle locale 20km x 20km			Echelle concession 5km x 5km		
		Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute	Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute	Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute
Géophysique	Retraitement sismique	1000 à 2000km	500 000 €	1 000 000 €	100 à 400 km	50 000 €	100 000 €	50 à 100 km	25 000 €	50 000 €
	Acquisition Sismique 2D	3000km	3 000 000 €	6 000 000 €						
	Acquisition Sismique 2D HD				400km	1 000 000 €	3 000 000 €			
	Acquisition Sismique 3D							25km2	1 000 000 €	3 000 000 €
	Acquisitions Non-Sismiques (EM, sismique passive, gravimétrie)				400 km2	150 000 €	300 000 €	25km2	100 000 €	200 000 €
		Sous-Total	3 500 000 €	7 000 000 €	Sous-Total	1 200 000 €	3 400 000 €	Sous-Total	1 125 000 €	3 250 000 €
Géologie	Analyse structurale, lithologie / Mineralogie, Pétrophysique		200 000 €	400 000 €		100 000 €	200 000 €		100 000 €	200 000 €
Géochimie	Géochimie des fluides, Géothermomètres									
Intégration	Modélisation géologique/structurale, thermo-hydrodynamique, géomécanique. Evaluation de la ressource géothermale		150 000 €	300 000 €		100 000 €	250 000 €		100 000 €	250 000 €
		TOTAL	3 850 000 €	7 700 000 €	TOTAL	1 400 000 €	3 850 000 €	TOTAL	1 325 000 €	3 700 000 €

Tableau 9 : Programme d'exploration proposé pour l'estimation des ressources géothermale du Bassin Aquitain.

3.2. BASSIN DE PARIS

La géothermie de basse température s'est développée, en grande partie, dans le Bassin de Paris, à partir des années 1980, avec l'exploitation des aquifères du Dogger, et plus récemment, de l'Albien et du Néocomien.

En plus des aquifères actuellement exploités, de nombreuses formations reconnues comme aquifères dans le bassin ont été identifiées pour le développement de la production de chaleur ou la cogénération (Figure 34). Les profondeurs des différentes formations varient de quelques centaines de mètres jusqu'à 3 000 m, et les températures sont comprises entre 30°C et 120°C (Housse *et al.*, 1976 ; Bouchot *et al.*, 2012; Caritg *et al.*, 2014; Hamm *et al.*, 2017).)

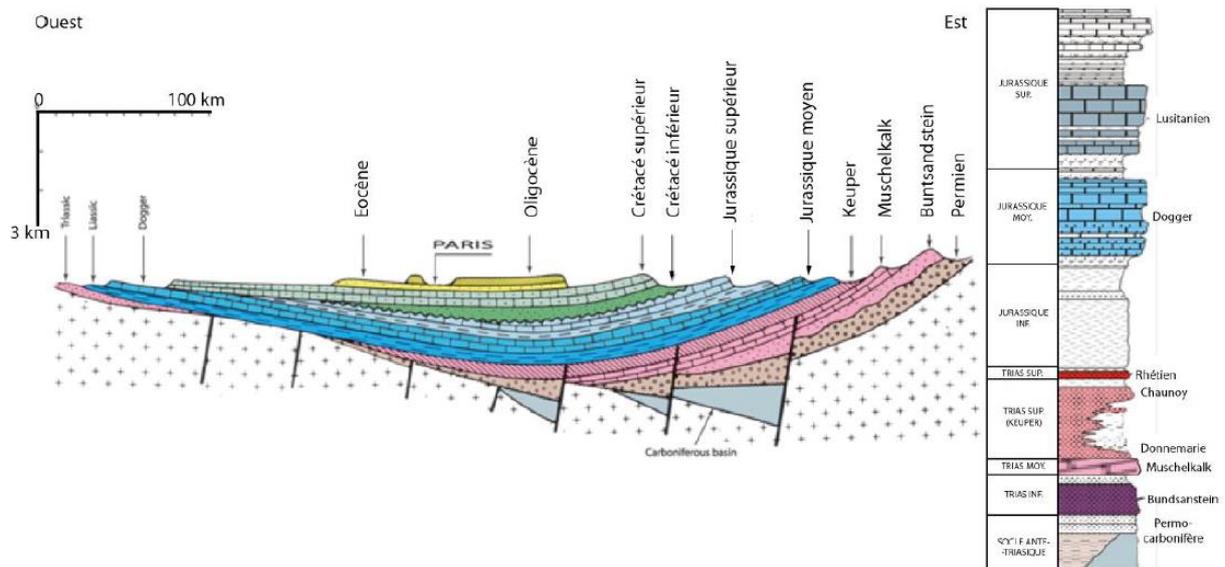


Figure 34 : Coupe géologique générale du Bassin de Paris et localisation des formations aquifères, d'après Perrodon *et al.* (1990).

3.2.1. Cibles géothermiques

Les cibles de basse-température dans le Bassin de Paris sont listées dans le Tableau 10. Les aquifères profonds du Bassin de Paris ont été recensés par Housse *et al.* (1976), Grellet *et al.* (1993), Bonté *et al.* (2010) et Bouchot *et al.* (2012), et , et plusieurs formations ont été retenues comme cibles pour la géothermie profonde de basse-température dans le Bassin de Paris (d'après Caritg *et al.*, 2018). La majorité des cibles les plus profondes sont des formations silico-clastiques allant jusqu'à 3 000 mètres de profondeur.

Formation	Lithologie	Température	Profondeur au toit (m/sol)	Epaisseur totale (m)	Epaisseur productrice
Albien (Crétacé inférieur)	Clastique (sablo-argileux)	10-35°C	0-800	0-150	10-100
Néocomien (Crétacé inférieur)	Clastique (sablo-argileux)	10-45°C	0-1000	0-150	0-100
Lusitanien (Jurassique sup., Oxfordien)	Carbonates (calcaires)	25-65°C	0-1500	100-400	5-90
Dogger (Jurassique moyen)	Carbonates (calcaires du Bathonien)	55-80°C	1500-2000 *	30-100	5-60
Lias Sinémurien-Hettangien (Jurassique inférieur)	Carbonates (calcaire et grès)	Jusqu'à 60-70°C *	1000-1900 *	Jusqu'à 30	
Rhétien (Keuper supérieur, Trias supérieur)	Clastique (grés)	30-100°C *	500-2500 *	5-50	
Chaunoy (Keuper moyen, Trias supérieur)	Clastique (grés), corps fluviatiles	60-120°C *	1000-3000 *		
Donnemarie équivalent et Buntsandstein (Trias moyen-inférieur)	Clastique (grés), séquences fluviatiles et prisme détritique	60-120°C *	500-3000 *	50-500	
Socle anté triasique	Cristallin	60-120°C *	3000*		

Tableau 10 : Cibles connues, peu développées et potentielles pour la géothermie profonde de basse température dans la Bassin de Paris d'après Housse et al. (1976), Grellet et al. (1993), Bonté et al. (2010), Bouchot et al. (2012)).

Note : mention * lorsque les profondeurs et température sont données au centre du bassin

a) Aquifères de l'Albien et du Néocomien

Les aquifères de l'Albien et du Néocomien sont des formations clastiques du Crétacé inférieur. Elles sont formées par des bancs de sables plus ou moins continus, séparés par des niveaux argileux. Six opérations de géothermie exploitent actuellement la ressource, grâce à des pompes à chaleur en surface pour alimenter des réseaux de chaleur. Les aquifères sont captifs et l'Albien représente une réserve stratégique d'eau potable, à l'échelle de la région Île-de-France et du bassin Seine-Normandie.

Les caractéristiques géologiques et hydrogéologiques des formations sont assez bien connues grâce, d'une part, aux exploitations récentes géothermales, mais aussi grâce au suivi de la piézométrie et de la qualité des eaux, étant donné le caractère sensible des aquifères (Mégny et al., 1980 ; Vernoux et al., 1997 ; Raoult, 1999 ; Seguin et al., 2015).

Les profondeurs les plus importantes se trouvent au centre du bassin, à l'est de la région Île-de-France et se situent autour de 800 mètres pour l'Albien et 1 000 mètres pour le Néocomien. Les formations sont affleurantes, à l'est et au sud (cf. Figure 35). Les températures, dans les formations, varient entre 10 °C pour les profondeurs les plus faibles, et peuvent atteindre 35 °C, pour l'Albien, et 45 °C, pour le Néocomien, au centre du bassin.

Le développement de la géothermie a été limité, depuis les derniers forages réalisés en 2017, à cause de problématiques liées à la réinjection des eaux produites, dans les formations sableuses, et aux colmatages particuliers observés, dans l'ensemble des ouvrages d'injection.

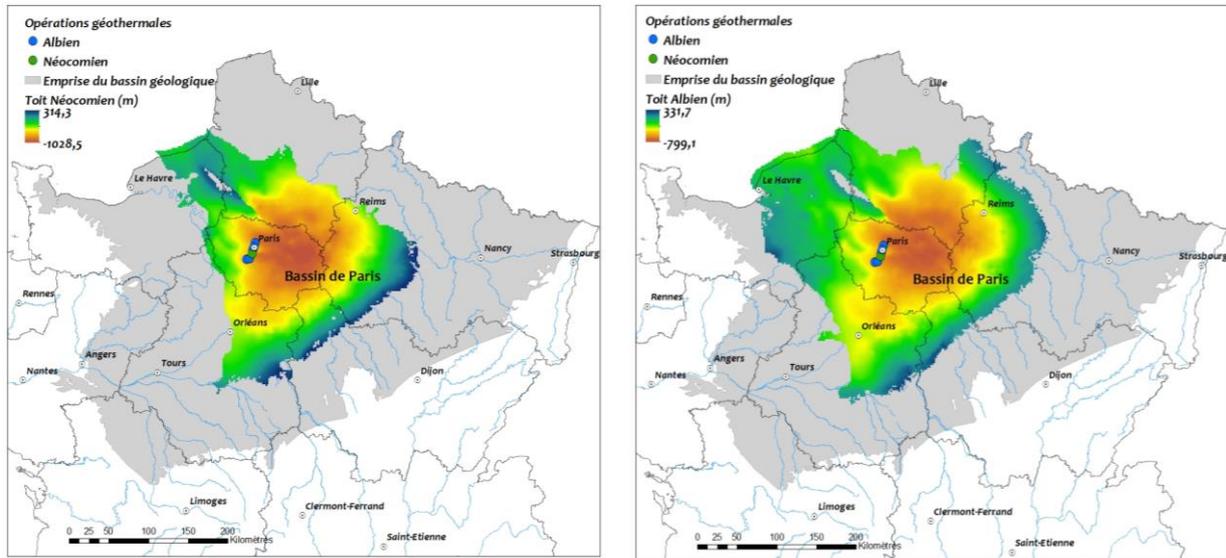


Figure 35 : Localisation des ouvrages de géothermie en exploitation et profondeur du toit des formations de l'Albien et du Néocomien.

Une étude récente a permis de produire de nouvelles cartes de piézométrie synchrone de l'Albien, à l'échelle du bassin (Dupaigne *et al.*, 2019).

b) Aquifère du Lusitanien

L'entité hydrogéologique du Lusitanien est un aquifère carbonaté, constitué de calcaires oolithiques datant de l'Oxfordien moyen et supérieur. Les caractéristiques hydrogéologiques de cet aquifère sont assez mal connues actuellement et aucune exploitation géothermale n'y a été développée.

Cet aquifère est sus-jacent aux formations du Dogger. Les cartes de profondeur, épaisseur et température disponibles ont été réalisées par Housse *et al.* (1976) et ont été mises à jour en 2014 (Caritg *et al.*, 2014), avec les données de forages disponibles sur le Bassin de Paris, pour la modélisation des horizons et l'estimation du potentiel géothermique (cf. Figure 36, d'après 206 forages pétroliers et 75 forages géothermiques et modélisation géostatistique de température). D'après ces travaux, le toit de la formation se situe entre environ 100 et 1 500 mètres de profondeur, les épaisseurs de formations sont comprises entre environ 100 et 400 mètres et les températures varient entre 25 °C, au nord-ouest de l'Île-de-France, jusqu'à 65 °C, dans l'est de la région.

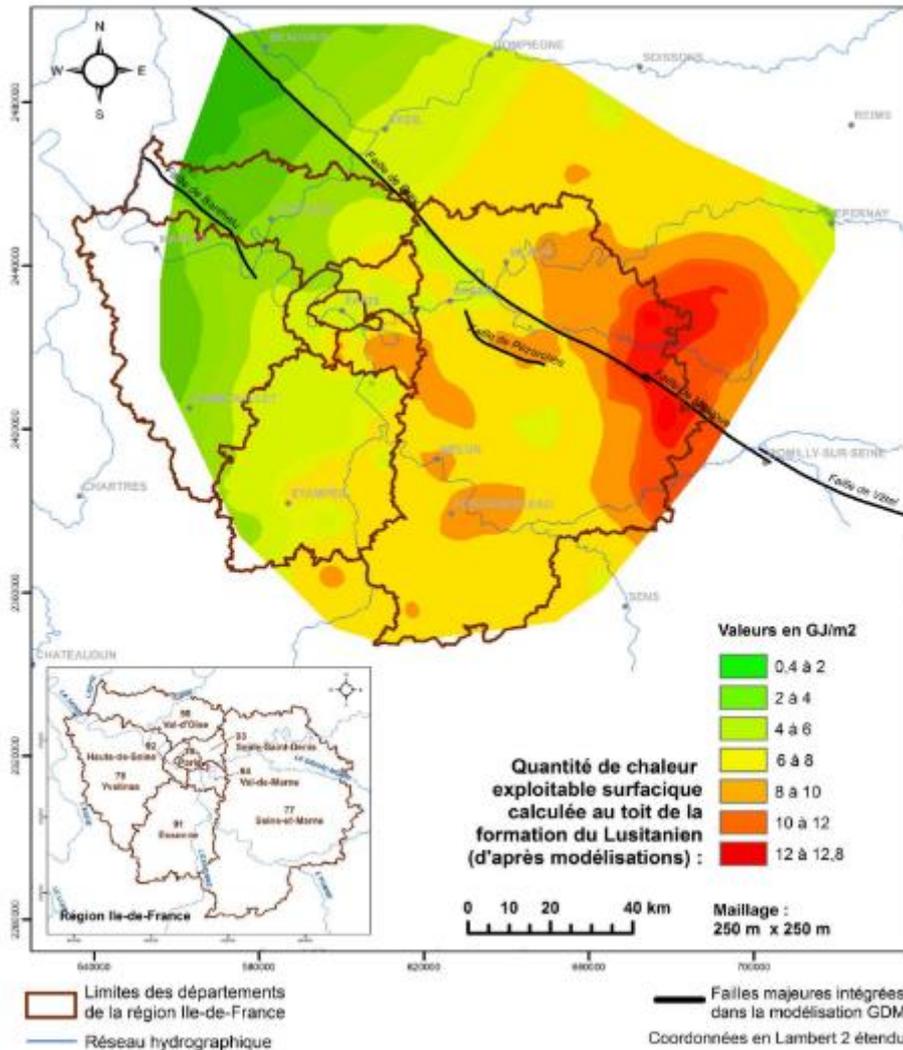


Figure 36 : Carte de la chaleur exploitable (GJ/m²) calculée au toit du Lusitanien, d'après Caritg et al., (2014).

Le Lusitanien peut ainsi être considéré comme une ressource géothermique alternative aux formations de l'Albien et du Néocomien, qui présentent certains risques opérationnels, lors de la réinjection, ou au Dogger qui peut être densément exploité sur certains secteurs ou ayant de moins bonnes caractéristiques pour l'exploitation de fluide géothermal.

La connaissance actuelle des caractéristiques intrinsèques de l'aquifère du Lusitanien est assez limitée et des méthodes d'exploration et de caractérisation de ce réservoir sont nécessaires pour optimiser les chances de succès de futurs projets.

L'exploration et le recueil de données supplémentaire peuvent se faire, lors de nouvelles opérations de forage au Dogger, avec la mise en place de mesures de diagaphies, d'essai de formation ou carottage, face aux formations du Lusitanien, et avant l'entrée dans le réservoir cible (Caritg et al., 2016). En cas d'échec des opérations au Dogger ou d'abandon des ouvrages, il peut également être envisagé de procéder à un repli vers les formations sus-jacentes du Lusitanien, mais aussi de l'Albien et du Néocomien, via la reprise des forages et la perforation des ciments et tubage. Il conviendra de réaliser une étude de faisabilité technique, économique et réglementaire pour ce type de conversion et prendre en compte plusieurs éléments, tels que la corrosion des ouvrages, la comptabilité des complétions avec les formations ciblées, etc.

c) Aquifère du Dogger

L'aquifère carbonaté du Dogger du Jurassique moyen (calcaires du Bathonien) se situe entre 1 500 et 2 000 mètres de profondeur, au centre du bassin sédimentaire de Paris, avec des températures du fluide comprises entre 55 °C et 80 °C, dans ces secteurs. La ressource géothermale de cet aquifère est exploitée, depuis les années 1980-1985, avec la réalisation de 110 forages. À la fin de l'année 2018, 47 opérations constituées de doublets ou de triplets sont en fonctionnement ou en cours de développement (Figure 37).

Les exploitations se sont majoritairement développées dans l'est et le sud parisien, au niveau des zones les plus favorables (*i.e.* fortes transmissivités du réservoir et températures du fluide importantes). Dans ces secteurs, les caractéristiques intrinsèques du réservoir sont bien connues, grâce aux nombreux forages, bien que des incertitudes subsistent à petite échelle (par exemple : continuité des faciès entre ouvrages, précision sur les températures du réservoir, avant forage).

La propagation des bulles froides et les interactions entre opérations sont des éléments à considérer pour envisager une exploitation et une gestion durable de la ressource, en particulier, dans les zones où le nombre d'exploitations est important. Une stratégie d'exploitation à grande échelle semble nécessaire pour évaluer les performances des exploitations existantes et pouvoir envisager de nouvelles opérations. Elle peut se faire grâce à la modélisation hydrodynamique et thermique et devrait permettre d'améliorer la compréhension du réservoir entre les différentes exploitations.

Dans les secteurs encore non exploités de l'ouest et du sud parisien, notamment, les caractéristiques du réservoir sont, *a priori*, moins bonnes et l'incertitude à grande échelle est plus importante. L'opération en échec d'un des forages à Grigny en est un exemple. Dans ces zones géographiques où les performances attendues sont moindres ou bien incertaines, il convient de développer l'exploration de l'aquifère pour permettre à de nouveau projet de voir le jour.

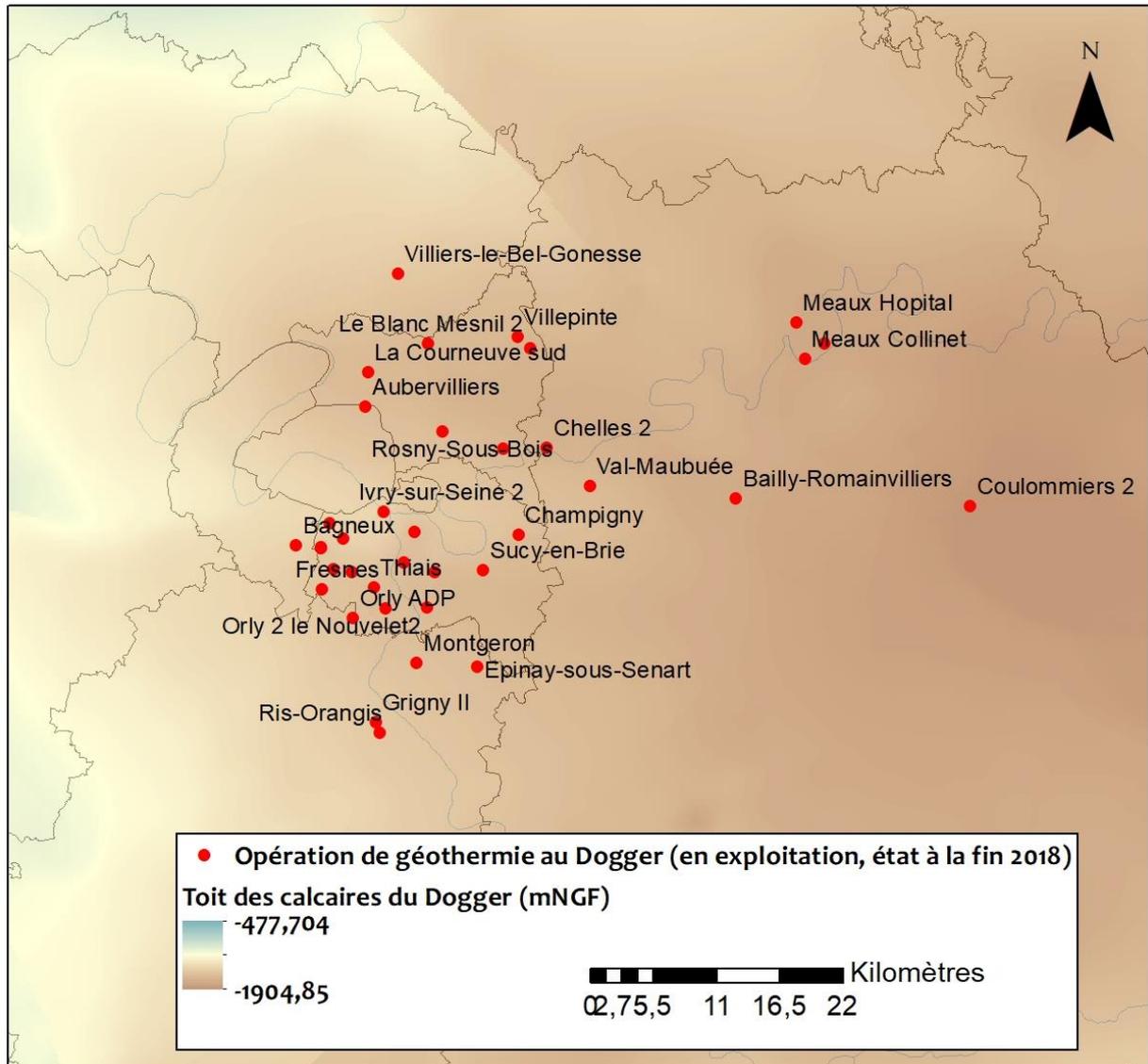


Figure 37 : Localisation des opérations de géothermie en exploitation, au niveau des calcaires du Dogger et toit des formations, d'après Hamm et al. (2019).

d) Aquifères du Lias, du Trias et interface entre le socle anté-triasique et la couverture Mésozoïque

Lias, Jurassique inférieur

D'après la synthèse réalisée par Housse *et al.* (1976), les zones profondes du Lias inférieur s'étendent sur deux domaines restreints du Bassin parisien. Les épaisseurs sont réduites en comparaison des aquifères sus-jacents et les caractéristiques optimales semblent être localisées dans le nord-est, à l'est de Beauvais, avec des épaisseurs pouvant atteindre entre 30 à 50 mètres et des températures de l'ordre de 60 à 70 °C.

Le Lias peut donc constituer une cible pour le développement de la géothermie, bien qu'essentiellement localisé sur la région de Beauvais. La connaissance de cet aquifère est actuellement assez limitée.

Trias supérieur et moyen

Les formations du Trias supérieur : Rhétien, Chaunoy et Donnemarie sont de nature silico-clastique (alternance d'argiles et de grès consolidés). Le Rhétien se limite à l'est parisien (Figure 38). Il surmonte les aquifères du Keuper moyen à inférieur : les dépôts fluviatiles du Chaunoy et de Donnemarie (Figure 39 et Figure 40). On retrouve, ensuite, à l'est, les dépôts carbonatés du Muschelkalk (affleurant en Lorraine) et les séquences fluviatiles sous-jacents du Buntsandstein (Trias inférieur, cf. Figure 41).

Les aquifères du Trias représentent, à court terme, une alternative au Dogger, lorsque les températures de ce dernier sont insuffisantes (inférieures à 60 °C dans l'ouest parisien), ou lorsque la densité des opérations est trop grande (e.g. Val de Marne). Sur le long terme, le Trias représente un potentiel majeur, en particulier, au droit de la région parisienne. Les températures, dans ces formations, sont relativement élevées, en particulier, dans le sud de la région parisienne (supérieur à 70 °C suivant les profondeurs) et les transmissivités sont autour de 10 à 15 D.m, d'après les données des quelques forages géothermiques, qui avaient ciblé cette formation.

Quatre opérations de géothermie ont été réalisées, au début des années 1980 (Melleray, Cergy-Pontoise, Achères et Châteauroux), et une opération est en cours de réalisation, à Bobigny-Drancy (forage débuté en décembre 2019). Des difficultés liées à la conception des ouvrages (mise en place des complétions dans les ouvrages) et à la réinjection des eaux dans des formations clastiques avaient été mises en évidence sur l'ensemble des opérations anciennes. Le Trias profond bénéficie, aujourd'hui, d'une connaissance géologique importante, grâce aux recherches menées par l'industrie pétrolière et grâce au retour d'expérience de ces opérations anciennes en échec (Bouchot *et al.*, 2012; Bugarel *et al.*, 2018). L'opération de Bobigny-Drancy a, de ce fait, été dimensionnée de façon à ce que les fluides produits au Trias soient réinjectés, au niveau des formations du Dogger, afin de réduire les risques opérationnels. Les essais et mises en exploitation (prévus en 2020 / 2021) permettront de conclure sur l'efficacité de ces choix opérationnels.

De fortes hétérogénéités sédimentaires liées aux environnements de dépôts en chenal fluviatile existent au sein de ces formations et requièrent une stratégie d'exploration spécifique permettant de réduire les aléas géologiques. Des ajustements opérationnels sont également nécessaires, lors de la conception et de l'exploitation de cette ressource (e.g. adapter les débits d'exploitation, complétions spécifiques pour les réservoirs argilo-gréseux, usage d'inhibiteur de corrosion).

Une stratégie d'exploration a été proposée dans les travaux réalisés par Bugarel *et al.* (2018), à partir du retour d'expérience des opérations françaises de géothermie au Trias pour la réalisation de nouveaux forages.

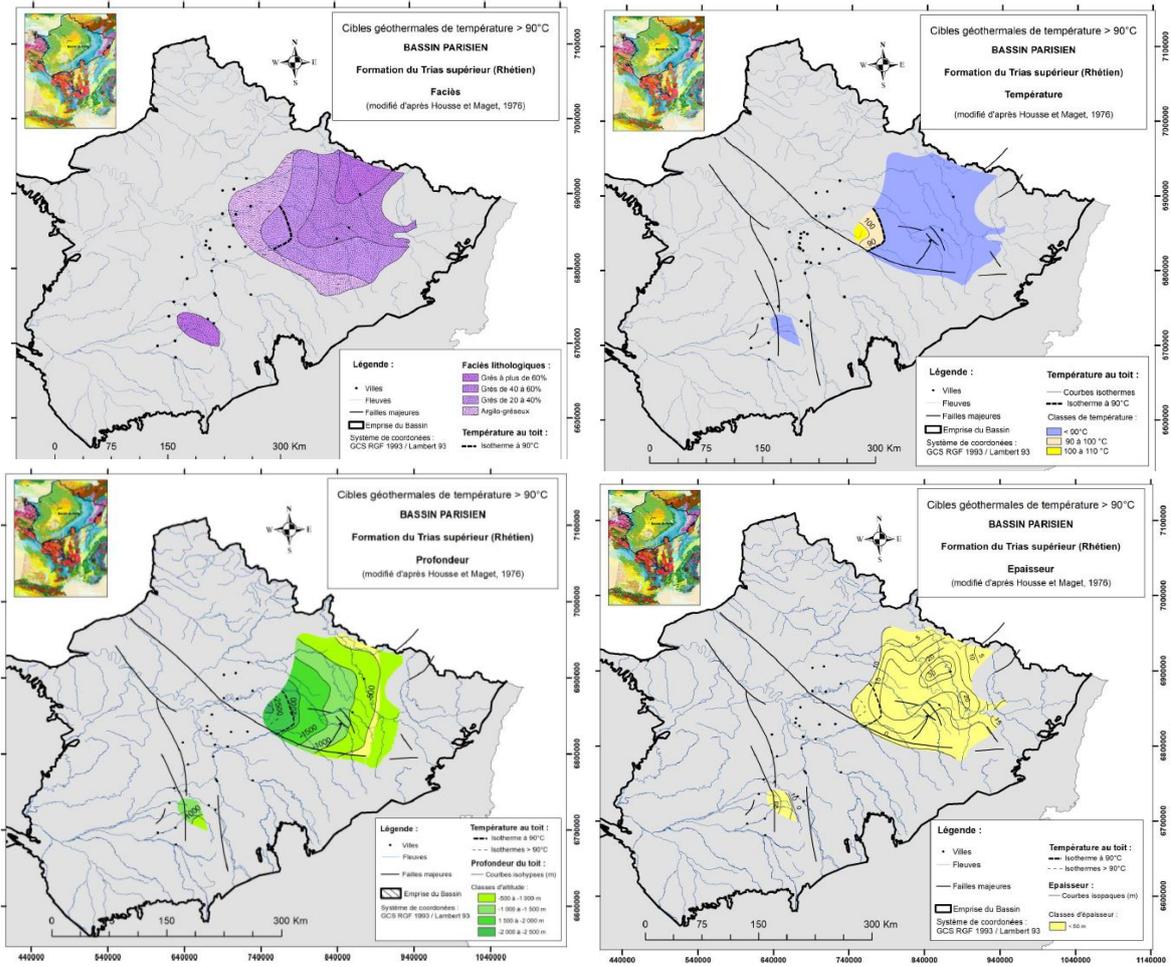


Figure 38 : Cartes des faciès, températures, profondeurs et épaisseurs du Trias supérieur – Rhétien (Housse et al., 1976 ; Caritg et al., 2018).

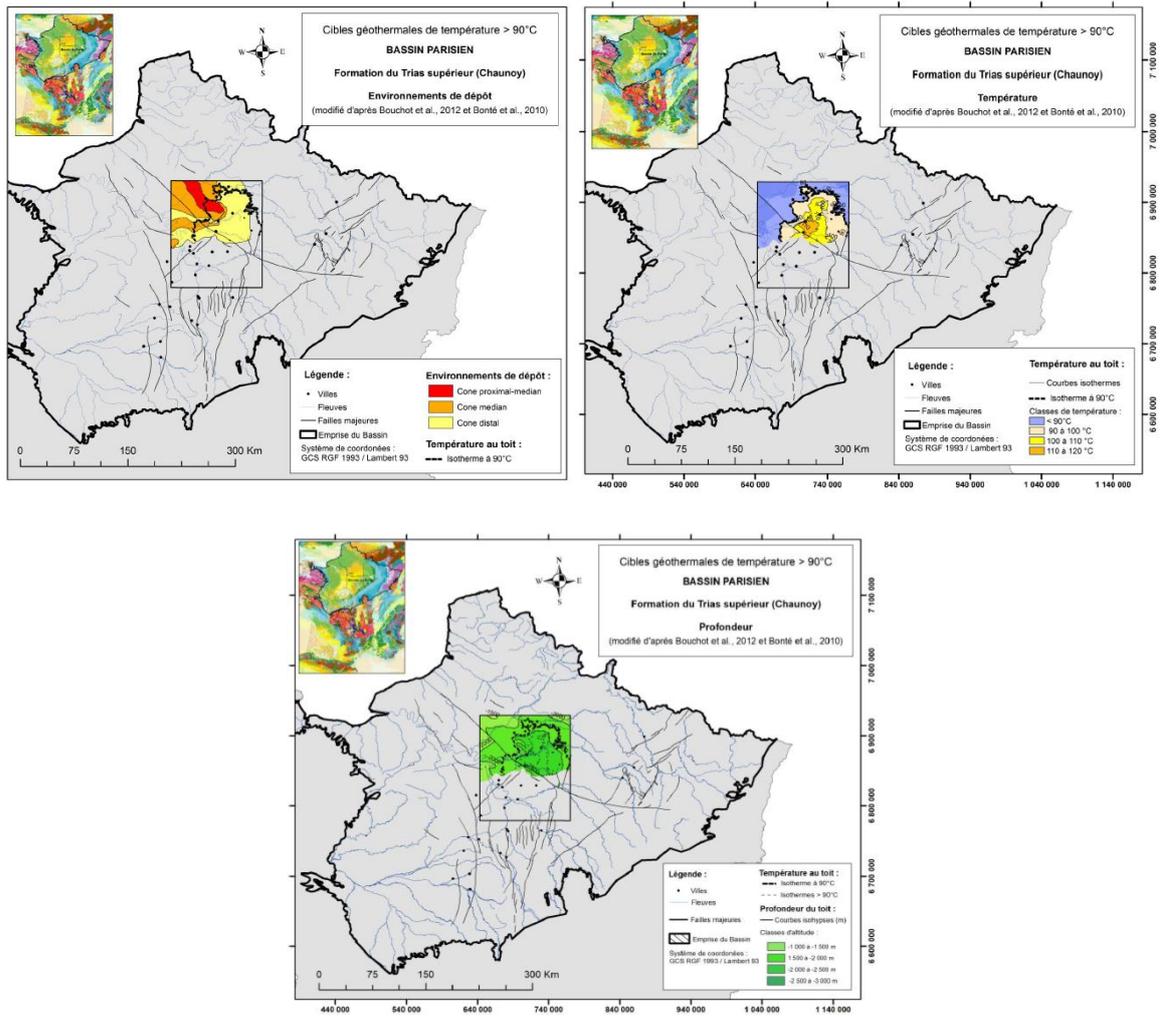


Figure 39 : Cartes des faciès, températures et profondeurs du Trias supérieur – Chaunoy (Bonté et al., 2010; Bouchot et al., 2012; Caritg et al., 2018).

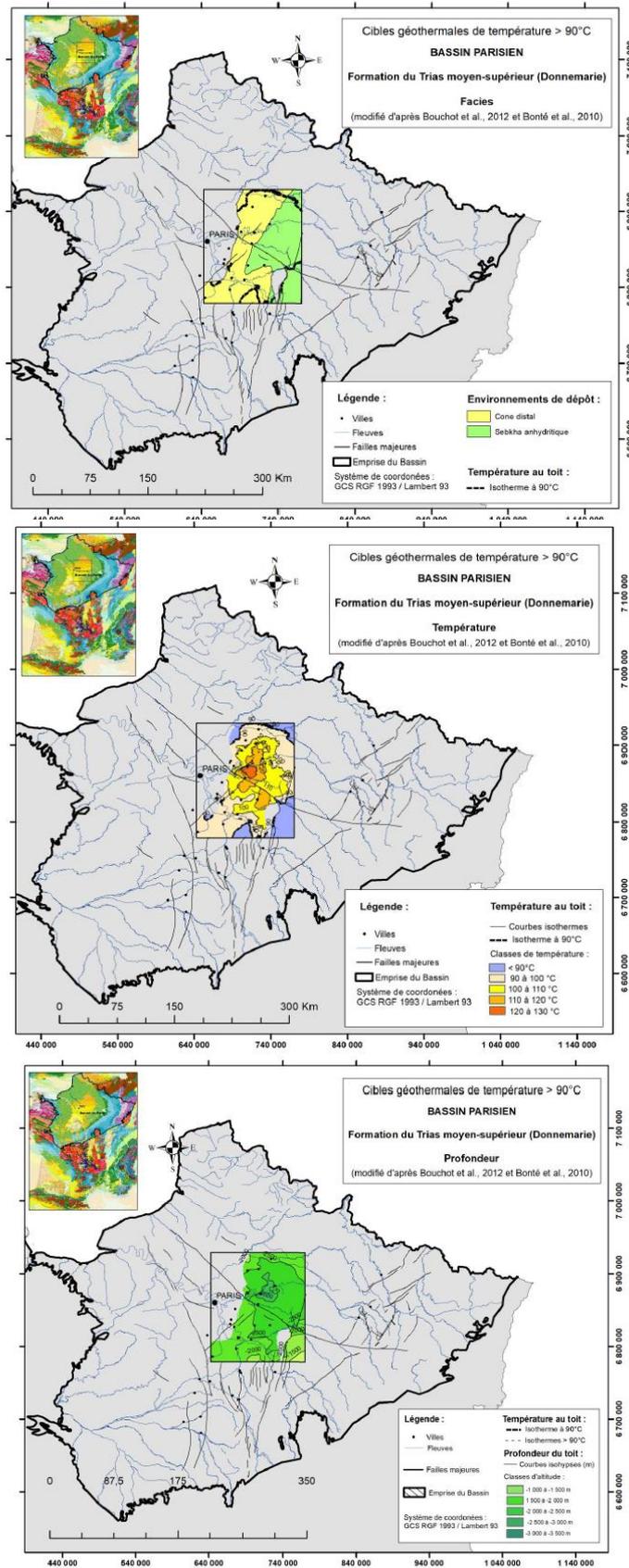


Figure 40 : Cartes des faciès, températures et profondeurs du Trias supérieur – Donnemarie (Bonté et al., 2010; Bouchot et al., 2012; Carity et al., 2018).

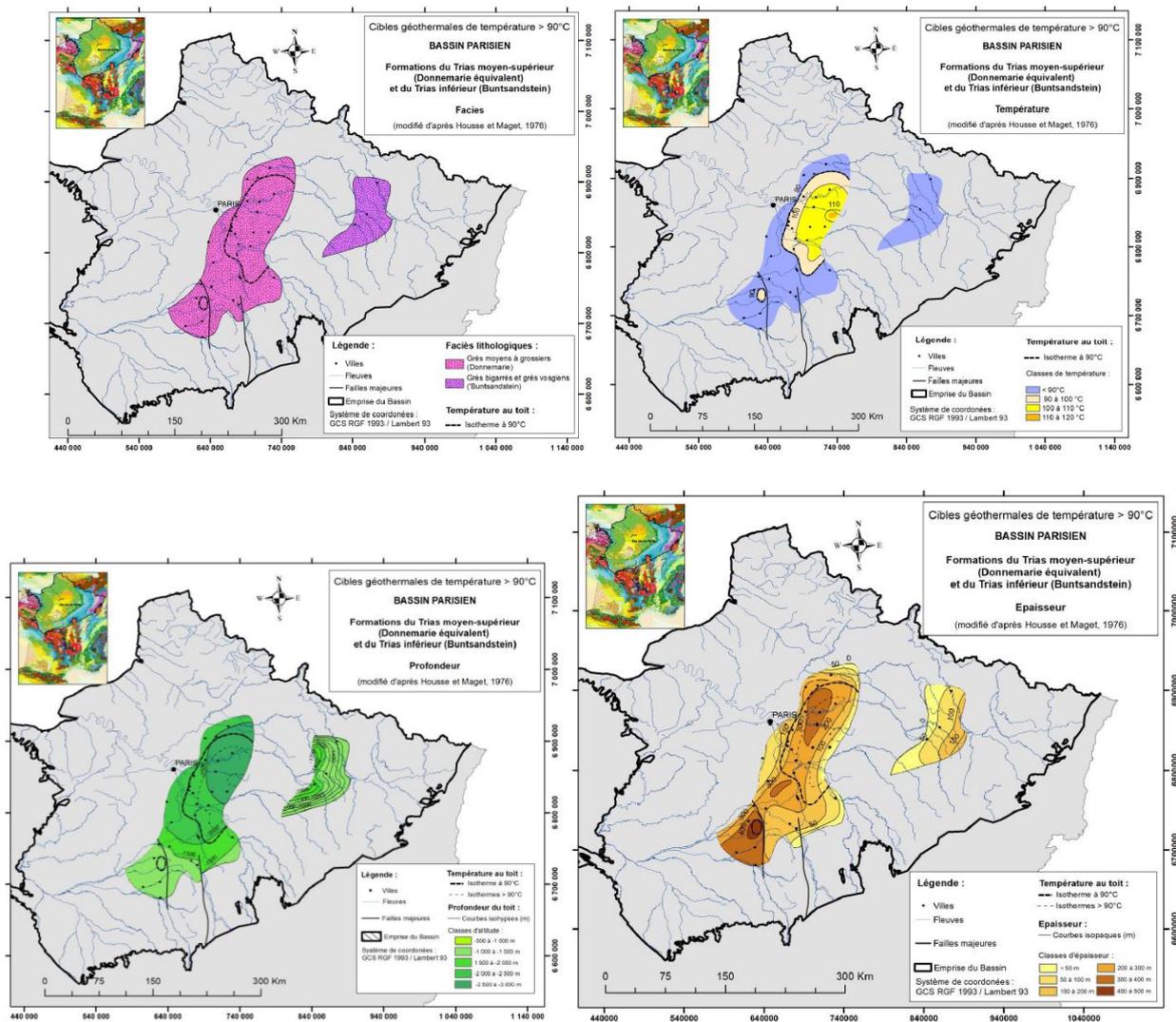


Figure 41 : Cartes des faciès, températures, profondeurs et épaisseurs du Trias moyen supérieur (à l'ouest) et du Trias inférieur (à l'est) : Buntsandstein (Housse et al., 1976 ; Caritg et al., 2018).

Interface socle antétriasique et couverture mésozoïque

L'interface entre le socle du Bassin de Paris et la base des formations sédimentaires mésozoïques sus-jacentes peut présenter une perméabilité de fracture et des températures au toit du socle cristallin allant jusqu'à 120 °C (Grellet *et al.*, 1993 ; Bonté *et al.*, 2010). Les profondeurs d'accès à la ressource sont autour de 3 000 mètres de profondeur, au centre du bassin (est de la région parisienne).

L'intérêt pour l'exploration géothermale est important bien que la connaissance actuelle de l'interface et du socle cristallin soit limitée.

3.2.2. Données disponibles

a) Informations provenant des forages profonds

D'après la base de données des ouvrages profonds d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures (Minergies), et d'après la base de données des ouvrages de géothermie (Hamm *et al.*, 2019), on dénombre, sur le Bassin de Paris, 2461 forages d'hydrocarbures de plus de 200 mètres de profondeur et 178 forages de géothermie, dont 47 en fonctionnement (Figure 42).

Parmi les forages d'exploration et d'exploitation pétrolières, 1 546 forages (soit 60 %) présentent des logs géologiques, dont 96 % ont un niveau de validation d'ordre 1, *i.e.* la donnée a été saisie, mais n'a pas encore été vérifiée et codifiée par un géologue et le reste des logs a été vérifié et codifié. La profondeur des ouvrages varie entre 200 et 5 683 m (Figure 43) et les ouvrages les plus profonds se situent au centre du bassin.

4 % des ouvrages d'hydrocarbures sont encore confidentiels (forage de moins de 10 ans). Environ 6 % des ouvrages atteignent le Crétacé, 55 % des ouvrages ont eu pour cible le Jurassique et 21 % ont atteint le Trias. Les formations anté-triasiques et le socle sont atteints par environ 12 % des forages profonds d'hydrocarbures considérés dans le Bassin de Paris.

Les ouvrages de géothermie ont majoritairement atteint et exploité les calcaires du Dogger (Jurassique moyen), dans le Bassin de Paris. Dix forages ont atteint l'Albien, 2 ouvrages ont atteint le Néocomien et 3 ouvrages en Lorraine ont atteint les formations du Buntsandstein (exploitation en puits simple, mais dont l'état d'exploitation est encore incertain en 2019). Le Trias supérieur a été ciblé par 4 opérations comptabilisant 6 forages (2 à Achères, 1 à Cergy, 2 à Melleray et 1 à Châteauroux, qui est le seul en exploitation en 2019).

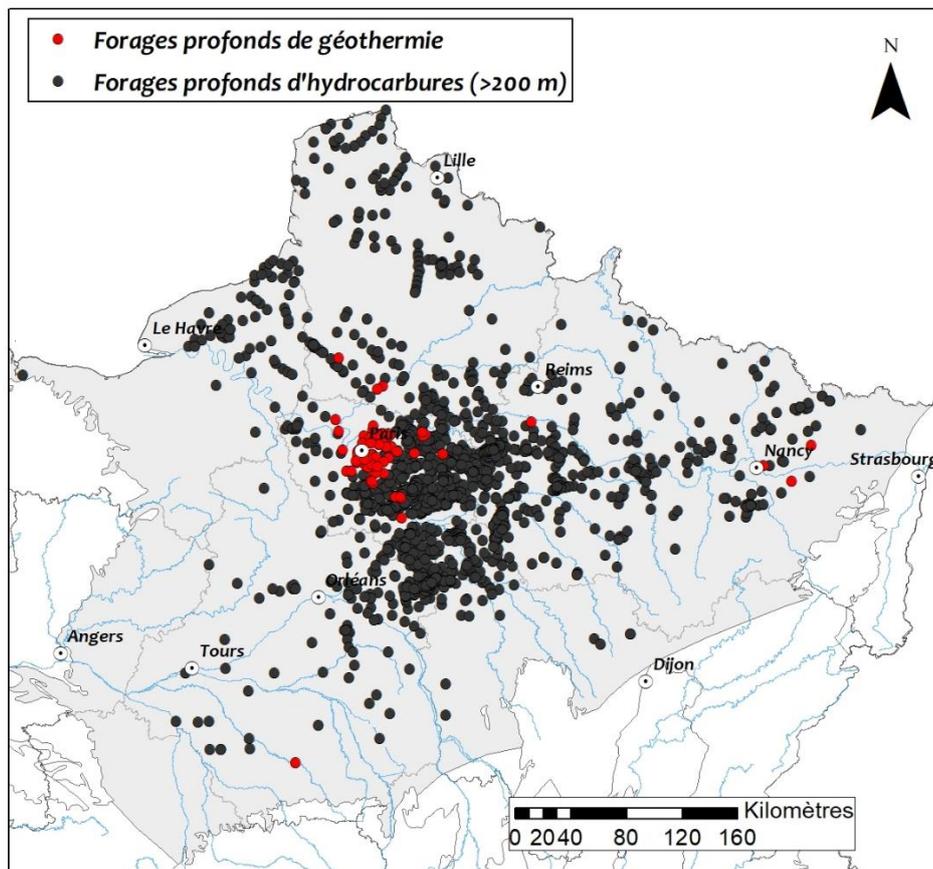


Figure 42 : Localisation des forages profonds de géothermie et d'exploration et exploitation d'hydrocarbures, dans le Bassin de Paris (Minergies et Sybase).

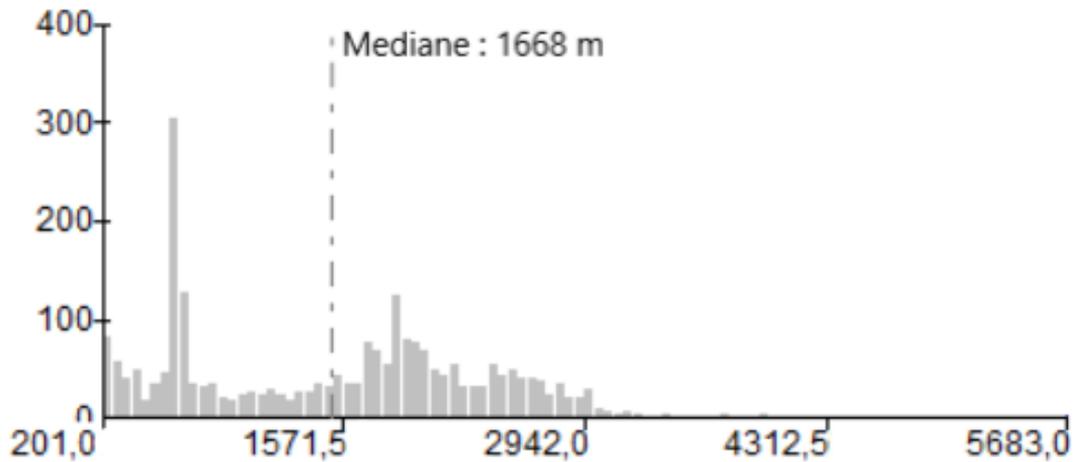


Figure 43 : Histogramme des profondeurs des ouvrages d'hydrocarbures du Bassin de Paris au-delà de 200 mètres.

Les données de forages sont généralement utilisées pour la construction des modèles géologiques, afin d'interpréter la structure des formations traversées, la lithologie ou encore les propriétés intrinsèques des réservoirs (fracturation, porosité, perméabilité, hauteur réservoir et hauteur utile, etc.), ainsi que comme points de calibration pour la sismique. Des outils géostatistiques sont ensuite utilisés pour propager les propriétés entre les forages, à l'échelle du modèle géologique.

b) Géophysique

À l'échelle régionale, avec une ligne sismique environ tous les 1 à 3 km, le Bassin de Paris est très bien couvert par la sismique 2D acquise pour des projets d'exploration pétrolière (Figure 44). Malheureusement, avec l'urbanisation, la densité de lignes diminue au niveau de Paris, avec une ligne tous les 3 à 5 km (Figure 45). Certaines parties du bassin moins propices à l'exploitation pétrolière, comme autour d'Orléans (Figure 46), voient la densité de ligne sismique baisser davantage avec une ligne tous les 10 km. Plusieurs cubes de sismique 3D ont été acquis de ce bassin (Figure 47).

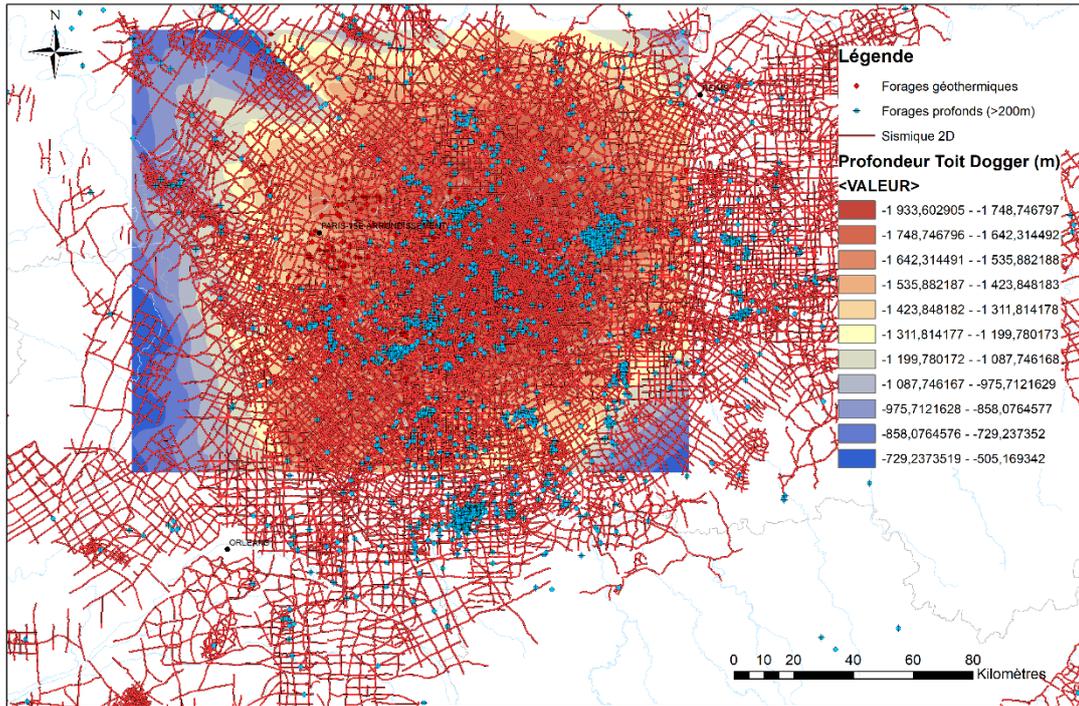


Figure 44 : Lignes sismiques existantes dans le Bassin de Paris (lignes rouges). La profondeur du toit du Dogger (surface colorée) et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges).

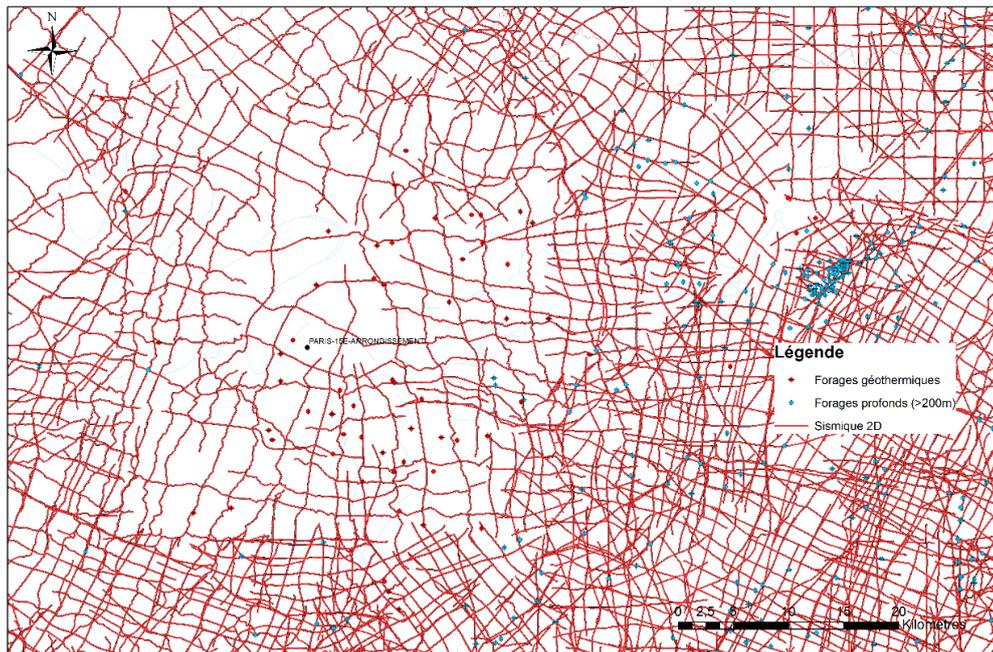


Figure 45 : Lignes sismiques existantes autour de Paris (lignes rouges) et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges).

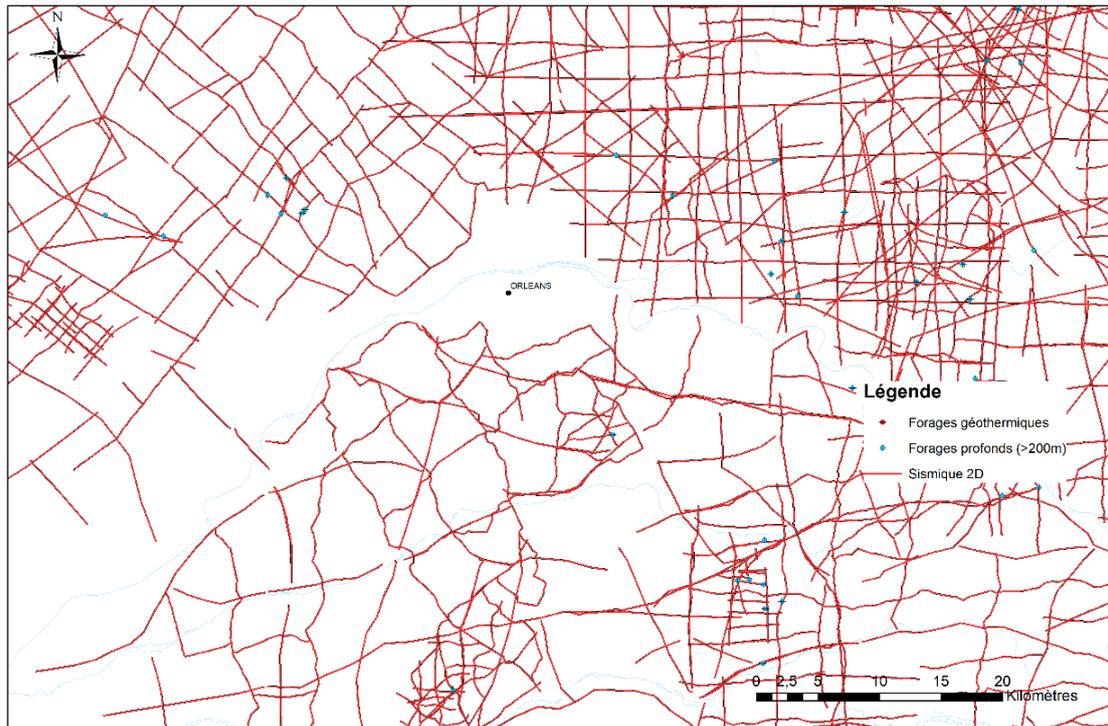


Figure 46 : Lignes sismiques existantes autour d'Orléans (lignes rouges) et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges).

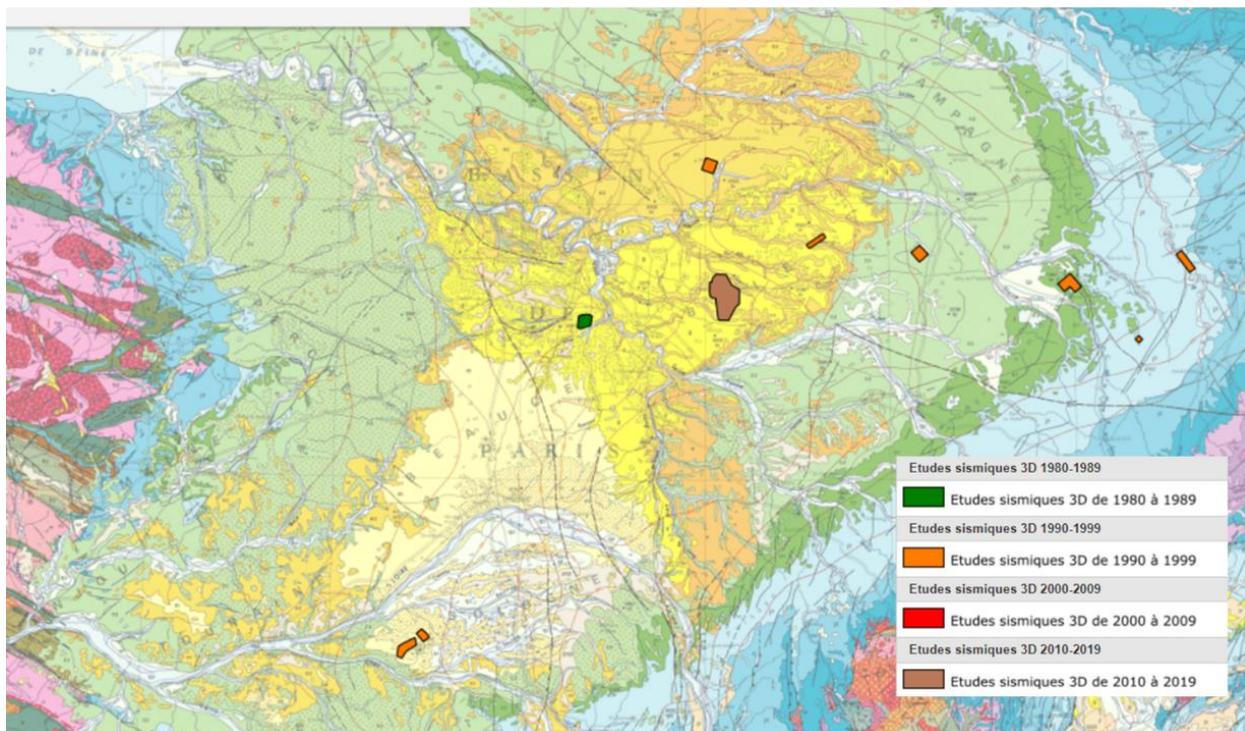


Figure 47 : Cubes sismiques 3D acquis dans le Bassin de Paris (source Minergies).

c) Modélisations géologiques, hydrogéologiques et thermiques

Le Tableau 11 présente une synthèse par formation ciblée des modèles géologiques, hydrogéologiques et autres valorisations des données du sous-sol disponibles, au niveau du Bassin de Paris. Il s'agit d'une liste non exhaustive des modèles disponibles de grande échelle dans laquelle les modèles géologiques et hydrogéologiques, à échelle locale, n'ont pas été répertoriés.

Les modèles listés, ci-après, donnent une représentation, à l'échelle régionale ou du bassin, d'éléments de la structure, la profondeur ou encore, de la température des principaux aquifères actuellement en exploitation ou ciblés pour de futurs développements de la géothermie profonde.

Le nombre d'ouvrages utilisés pour construire et calibrer les modèles diffère suivant les aquifères et l'incertitude devient plus importante, lorsque l'on s'éloigne des points de contrôle (forages pétroliers et de géothermie, lignes sismiques) et suivant la qualité des données disponibles. Les incertitudes n'ont, cependant, pas encore été quantifiées pour la plupart des modèles existants.

Programme d'exploration des cibles géothermiques profonde en France Métropolitaine

Formation	Série	Données disponibles	Échelle	Données interprétées	Améliorations
Albien	Crétacé inférieur	Paramètres géologiques, hydrogéologiques et thermiques issus d'un modèle MARTHE d'après (Seguin <i>et al.</i> , 2015) : toit, mur, épaisseur totale et utile, perméabilité, transmissivité, température. Cartes des débits exploitables et potentiel géothermique (min/max/med) d'après (Hamm <i>et al.</i> , 2017). Piézométrie synchrone (Dupaigne <i>et al.</i> , 2019)	Bassin, maille de 2 km de coté	1950 sondages, 3460 points de cartes géologiques	<ul style="list-style-type: none"> - Identification et quantification des incertitudes - Mise à jour des modèles avec nouvelles données - Raffiner les modèles pour les études à petite échelle
Néocomien	Crétacé inférieur	Paramètres géologiques, hydrogéologiques et thermiques issus d'un modèle MARTHE (Seguin <i>et al.</i> , 2015) : toit, mur, épaisseur totale et utile, perméabilité, transmissivité, température.	Bassin, maille de 2 km de coté	5000 log vérifiés (structure), 24 piézomètres et 6 forages	<ul style="list-style-type: none"> - Identification et quantification des incertitudes - Mise à jour des modèles avec nouvelles données - Raffiner les modèles pour les études à petite échelle
Lusitanien	Malm (Jurassique supérieur)	Paramètres géologiques issus du GDM-Multilayers d'après (Caritg <i>et al.</i> , 2014) : profondeur et épaisseur. Carte de température issue du modèle 3D ISATIS de température des bassins sédimentaires (Bonté <i>et al.</i> , 2010). Carte de la chaleur exploitable issue du croisement entre le besoin énergétique et paramètres géologiques et thermiques (Caritg <i>et al.</i> , 2014)	Bassin et région IDF, maille 250 m de coté	213 forages pétroliers et 78 forages de géothermie	<ul style="list-style-type: none"> - Modélisation TH - Acquisition des données dynamiques (e.g. perméabilité, productivité) - Identification et quantification des incertitudes - Raffiner les modèles pour les études à petite échelle
Dogger	Jurassique moyen	Paramètres géologiques et hydrogéologiques issus du krigeage des données de puits (profondeur toit, mur, épaisseur totale et utile, transmissivité hydraulique et intrinsèque, salinité, pression de gisement) et carte des débits exploitables et du potentiel géothermie (min/max/med) d'après (Hamm <i>et al.</i> , 2017). Carte de température issue du krigeage des données de température en utilisant le gradient de température d'après (Bonté <i>et al.</i> , 2010)	Région IDF, maille 250 m coté	155 forages géothermiques	<ul style="list-style-type: none"> - Mise à jour des modèles avec nouvelles données - Raffiner les modèles pour les études à petite échelle - Améliorer l'identification et la quantification des incertitudes - Améliorer l'identification des impacts thermiques et en pression
Rhétien, Keuper, Buntsandstein	Trias supérieur à inférieur	Paramètres géologiques et hydrogéologiques issus des études de (Housse <i>et al.</i> , 1976) à partir des interprétations géologiques et géophysiques (logs fondamentaux, diagraphie différées des ouvrages pétroliers et géothermiques)	Bassin	logs, diagraphie, ouvrages pétroliers et géothermiques	<ul style="list-style-type: none"> - Améliorer la connaissance structurale, géologique et hydrogéologique à partir de l'analyse des données de sismique, de forages et échantillons disponibles
Chaunoy, Donnemarie	Trias supérieur	Paramètres géologiques issus du modèle stratigraphique 3D sous PETREL (Bouchot <i>et al.</i> , 2012) et de la synthèse réalisée par (Housse <i>et al.</i> , 1976). Modèle habillé en porosité, perméabilité, transmissivité, hauteur utile. Cartes de la température au toit des aquifères issues du modèle 3D ISATIS de température (Bonté <i>et al.</i> , 2010). Modélisation thermo-hydrodynamique (TH) (Bouchot <i>et al.</i> , 2012; Hamm <i>et al.</i> , 2016, 2012)	Partie du bassin, 500 m de coté	75 forages pétroliers	<ul style="list-style-type: none"> - Identification et quantification des incertitudes - Acquisition de nouvelles données pour calibrer les modélisations et raffiner les modèles TH
Interface socle antétriasique et couverture sédimentaire	Anté-triasique	Paramètres géologiques issus de l'étude sismo-tectonique en France (Greillet <i>et al.</i> , 1993). Carte de température issues du modèle 3D ISATIS de température des bassins sédimentaires (Bonté <i>et al.</i> , 2010)	Bassin	logs, diagraphie, ouvrages pétroliers et géothermiques	<ul style="list-style-type: none"> - Améliorer la connaissance structurale, géologique et thermo-hydrodynamique à partir de l'analyse des données de sismique, de forages et échantillons disponibles (échelle locale, au droit des besoins)

Tableau 11 : Synthèse des modèles disponibles pour les cibles géothermiques du Bassin de Paris et pistes d'améliorations envisageables.

Les modélisations géologiques et hydrogéologiques de l'Albien, du Néocomien et du Dogger bénéficient d'un nombre important de données disponibles (diagraphies, essais de production et d'injection, chroniques d'exploitation). Cependant, bien que la connaissance géologique et hydrogéologique, à l'échelle du bassin, soit bonne (*i.e.* épaisseur de formation, gamme de température, transmissivité, productivité), grâce notamment aux exploitations de géothermie ou forage d'alimentation en eau potable, des incertitudes sur les propriétés intrinsèques, à l'échelle locale ou entre deux ouvrages, résident.

Pour le Dogger, des modélisations TH ont été réalisées (Hamm *et al.*, 2011), à une maille plus fine (250 m de côté), pour caractériser l'impact thermique (bulle froide) des doublets en exploitation sur le réservoir à long terme. L'analyse des eaux de production a également permis de suivre l'évolution des paramètres physico-chimiques et d'identifier les paramètres influant sur les phénomènes de corrosion et de dépôts, au niveau des installations.

La caractérisation des formations du Lusitanien est encore limitée à l'échelle du bassin. En effet, l'aquifère n'a pas encore fait l'objet d'essais de production. Les données utilisées pour la création du modèle géologique (Caritg *et al.*, 2014) proviennent des logs géologiques de forages ayant traversé la formation. Des modélisations hydrogéologiques pourront être envisagées, lorsque les caractéristiques dynamiques (e.g. transmissivité, productivité) auront été estimées.

Pour les aquifères plus profonds, seul le Chaunoy et Donnemarie ont fait l'objet d'une étude approfondie, à l'échelle de la région parisienne (à l'est de Paris), et bénéficie donc d'une connaissance géologique relativement bonne, bien que la construction du modèle ait été faite, à partir d'un nombre de forages limité (75 ouvrages pétroliers utilisés ; Bouchot *et al.*, 2012).

Les formations du Rhétien, Keuper, Muschelkalk et Buntsandstein et les formations anté-triasiques ont été décrites par Grellet *et al.* (1993) et Housse *et al.* (1976), à partir des interprétations géologiques et géophysiques (logs fondamentaux, diagraphie différées des ouvrages pétroliers et géothermiques) ou sismo-tectoniques.

L'impact des hétérogénéités sédimentaires dans les environnements fluviaux (formations du Trias : Chaunoy et Donnemarie) a été étudié, notamment, à travers le projet CLASTIQ-2 (Bouchot *et al.*, 2012; Hamm *et al.*, 2012). Les modélisations hydrothermiques réalisées ont permis de préciser le rôle des hétérogénéités sédimentaires, lors du fonctionnement du doublet et les impacts de l'exploitation sur la décroissance thermique. Les travaux de Hamm *et al.* (2016) ont également permis d'identifier des implantations des forages optimales pour l'exploitation dans ce type d'environnement fluvial.

3.2.3. Programme d'exploration

Ce chapitre décrit, pour chaque échelle d'étude, le programme d'exploration recommandé. Celui-ci est basé sur la sélection de méthodes du chapitre précédent (Tableau 2), adaptée aux cibles géothermiques identifiées dans le Bassin de Paris (Tableau 10).

a) Échelle régionale

Afin d'améliorer l'imagerie sur ce bassin, un retraitement des lignes 2D existantes et de qualité suffisante (Figure 44) est nécessaire pour en extraire le maximum d'information structurale. Une analyse des lignes disponibles montre qu'entre 2 000 et 4 000 km de lignes sismiques 2D pourraient être retraitées avec des techniques modernes de traitement pour couvrir l'ensemble du bassin, et ainsi, alimenter les modèles structuraux régionaux.

Les caractéristiques géologiques, hydrogéologiques et thermo-hydrodynamiques des aquifères ciblés pour le développement de la géothermie sont bien connues dans le Bassin de Paris pour

la majeure partie des cibles. En effet, les potentiels théoriques (chaleur en place) ou technique (chaleur exploitable) ont déjà été estimés pour plusieurs des aquifères profonds (Albien, Dogger, Lusitanien, Chaunoy et Donnemarie).

De façon générale, sur l'ensemble des aquifères cibles, les améliorations envisageables en matière de modélisations géologiques, hydrogéologiques et thermo-hydrodynamique, à l'échelle régionale ou du bassin, consistent, notamment, à :

- mettre à jour les modélisations existantes, grâce aux données récentes (nouveaux forages, sismiques 2D, essais de production, etc.) ;
- identifier et quantifier les incertitudes associées aux paramètres statiques (structuraux, faciès, pétrophysique, etc.) et dynamiques des modèles (géochimie des fluides, transmissivité, hauteur utile, etc.). Les incertitudes peuvent porter sur les données, elles-mêmes, ou bien sur la propagation et le remplissage des modèles par méthode statistique.

Pour les formations profondes, il convient d'améliorer la compréhension à partir des synthèses déjà réalisés (Housse *et al.*, 1976) et de l'interprétation des données récentes ou retraitées de forages, carottes ou lignes sismiques.

b) Échelle locale

De la même façon que dans le Bassin aquitain (cf. section 3.1.3 b), les programmes pour la caractérisation hydrogéologique et hydro-thermique des cibles comprend plusieurs étapes. La première correspond à la synthèse et à l'analyse des données ponctuelles et linéaires disponibles, qu'elles soient dynamiques ou statiques (e.g. description des faciès, diagraphie de production, carotte, sismique 2D ...). À partir de ces informations, un modèle géologique peut alors être produit ou raffiné, à partir d'un modèle existant à plus grande échelle ou à l'échelle de la zone d'étude. Les modèles locaux intégreront, en plus, les informations hydrogéologiques et les données de températures des réservoirs. La géométrie et les propriétés intrinsèques pourront, notamment, être affinées sur la base des études locales et des interprétations de pompages, afin d'intégrer les structurations parfois complexes des réservoirs et de calibrer les modélisations. Les connaissances, à grande échelle, permettent de fournir des contraintes aux limites pour les modélisations dynamiques, à l'échelle locale.

Bien souvent, ces étapes sont limitées par la quantité de données disponibles et il est alors primordial d'identifier et de quantifier les incertitudes, afin de limiter les aléas géologiques et thermo-hydrodynamiques, lors de la réalisation des forages d'exploitation (*i.e.* ne pas obtenir le débit et la température attendues).

Des études de sensibilité, à partir des modèles TH, à l'échelle locale, peuvent être réalisées, afin d'améliorer la compréhension du système et la variabilité des réponses et des estimations de quantités de chaleur extractibles.

Dans les formations profondes triasiques et anté-triasiques, où la connaissance est relativement limitée du fait des grandes profondeurs, au centre du bassin, il convient d'améliorer, dans un premier temps, la connaissance des structures géologiques des réservoirs, leur extension et ensuite, de caractériser les systèmes hydrothermaux que l'on peut trouver à ces profondeurs, à partir des lignes sismiques réinterprétés et des données ponctuelles de forages (porosité, perméabilité, fracturation, productivité par exemple).

Afin d'améliorer l'imagerie du sous-sol à cette échelle, un retraitement des lignes 2D existantes et de qualité suffisante est nécessaire pour en extraire le maximum d'information structurale. Si ces lignes n'ont pas déjà été retraitées, lors de l'étude régionale, entre 100 et 300 km de lignes 2D seront à retraiter pour couvrir une zone de 20 x 20 km. Si la densité de ligne sismique 2D est trop faible (e.g. Orléans), une nouvelle acquisition sismique 2D d'environ 400 km devra être

considérée (Figure 48). Il est, par ailleurs, recommandé de considérer une acquisition sismique 2D Haute Résolution, afin d'obtenir une image structurale fine sur ces profils, mais également pour pouvoir y conduire des études d'interprétation quantitative, et ainsi, accéder aux propriétés pétro-physiques des réservoirs ciblés (e.g. porosité, net to gross). Il est à noter que ces acquisitions sismiques 2D ne permettent pas d'obtenir une image structurale fine en 3D car la position des plans de faille sur ces profils 2D est généralement approximative. L'idéal serait de réaliser une acquisition sismique 3D, mais à cette échelle, le coût-bénéfice d'une telle campagne n'est pas évident. En effet, 400 km² de sismique 3D coûtent entre 5 et 20 mln EUR. Afin de compléter la description pétro-physique du bassin et des réservoirs ciblés, des campagnes de sismique passive, d'électromagnétisme et de gravimétrie, sont également recommandées.

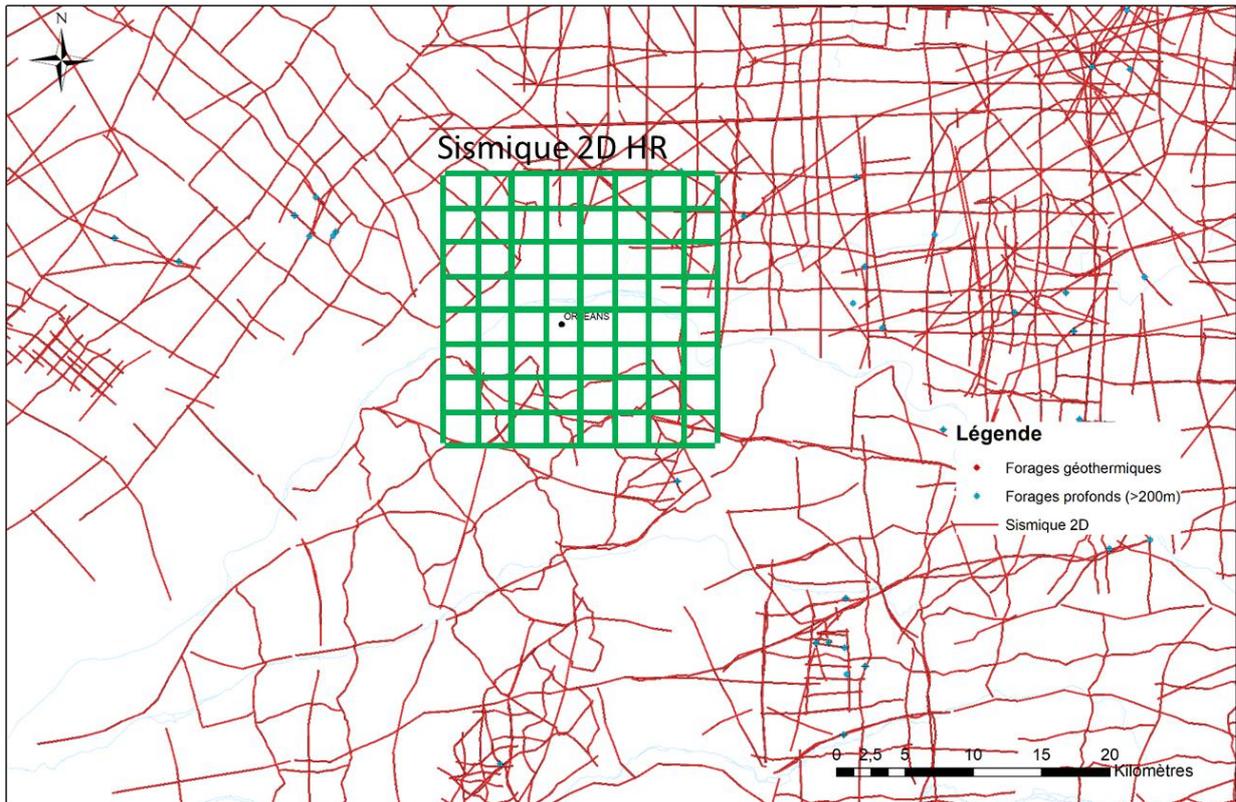


Figure 48 : Lignes sismiques existantes (lignes rouges) et nouvelles acquisitions proposées (lignes vertes) autour d'Orléans et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges).

c) Échelle projet

De la même façon qu'à l'échelle locale, il est possible de définir un modèle TH à petite échelle, à partir de la caractérisation fine de la structure et de la géologie du réservoir ciblé. Le modèle TH se base ainsi sur le retraitement ou l'acquisition de lignes sismiques et l'interprétation des données de forages alentours (diagraphie, essai de production, imagerie, etc.). L'incertitude sur les différents paramètres (structure, répartition des faciès, porosité, transmissivité, etc.) pourra être quantifiée de façon relativement fine, à cette échelle. Elle sera d'autant plus faible, lorsque la qualité et la quantité de point de contrôle augmentent (forage, ligne sismique). Les modèles existant à plus grande échelle (locale ou régionale) peuvent être utilisés pour définir les contraintes aux limites de modélisation, à l'échelle du site.

Afin d'améliorer l'imagerie du sous-sol à cette échelle, un retraitement des lignes 2D existantes et de qualité suffisante est nécessaire pour en extraire le maximum d'information structurale. Si ces lignes n'ont pas déjà été retraitées, lors de l'étude régionale et/ou locale, entre 50 et

100 km de lignes 2D seront à retraiter pour couvrir une zone de 5 x 5 km. Si la densité de ligne sismique 2D est trop faible (e.g. Orléans), une option est d'acquérir une nouvelle sismique 2D Haute Résolution dense (1 ligne tous les 2,5 km), soit environ 50 à 100 km de lignes. Cette option permet d'obtenir une image structurale fine sur ces profils 2D, mais également d'y conduire des études d'interprétation quantitative, et ainsi, accéder aux propriétés pétro-physiques des réservoirs ciblés (e.g. porosité, net to gross). Elle ne permet, cependant, pas d'obtenir une image structurale fine en 3D, car la position des plans de faille sur ces profils 2D est généralement approximative. Pour obtenir une image structurale et pétro-physique fine en 3D, la meilleure option est l'acquisition d'un cube sismique 3D pour couvrir une zone d'environ 25 km² (Figure 49). Afin de compléter la description pétro-physique du bassin et des réservoirs ciblés, des campagnes de sismique passive, d'électromagnétisme et de gravimétrie sont également recommandées.

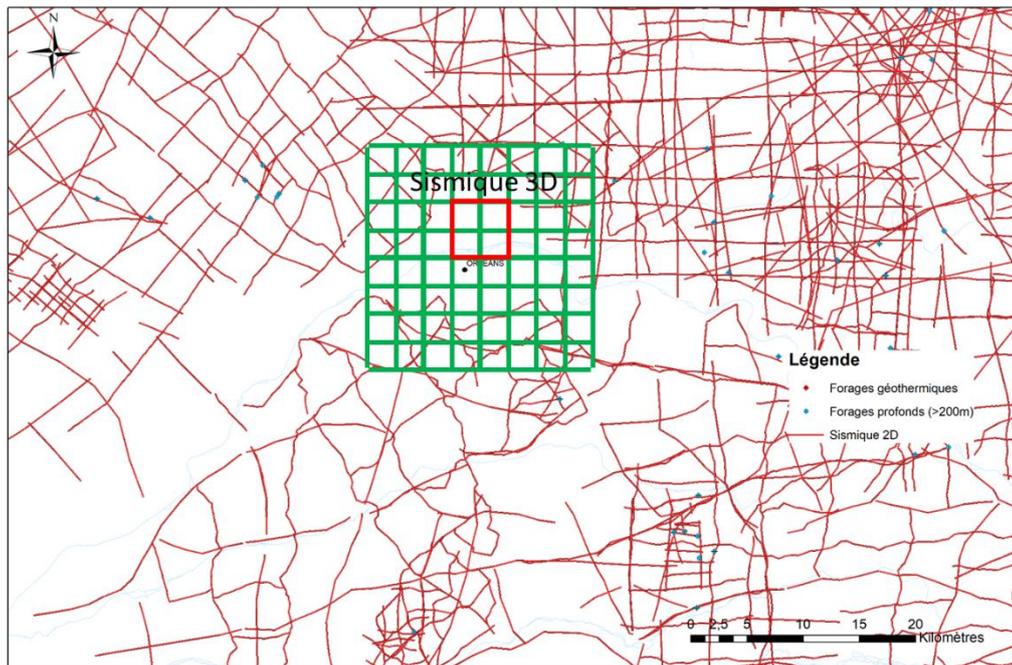


Figure 49 : Lignes sismiques existantes (lignes rouges) et nouvelles acquisitions proposées (lignes verte : sismique 2D, carré rouge : sismique 3D) autour d'Orléans et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges).

3.2.4. Synthèse

À partir du Tableau 2 et des éléments présents dans les sections précédentes, nous avons esquissé un programme d'exploration des ressources géothermales profondes du Bassin Parisien (Tableau 12). Ce tableau donne une idée des grands types d'activités à mettre en œuvre et un ordre de grandeur des budgets nécessaires. Il est toutefois indispensable de réaliser une étude complémentaire de définition du programme d'exploration, afin d'affiner ce programme au contexte et enjeu du projet considéré. Pour ce bassin, des activités en géophysique, géologie et en modélisations sont envisagées, quelle que soit l'échelle du projet considéré. D'une manière générale, les activités les plus coûteuses sont liées à l'acquisition de nouvelles données géophysiques, notamment à l'échelle locale et projet, pour densifier la couverture sismique existante. À l'échelle régionale, le budget pour une campagne d'exploration oscille entre 1,5 et 2,5 mln EUR avec, notamment, une grande partie du budget dédiée au retraitement de la sismique existante avec de nouvelles techniques modernes. À l'échelle locale et à l'échelle projet, le budget est similaire et varie entre 1,5 et 3,5 mln EUR, avec encore ici une grande partie du budget dédiée à l'acquisition de nouvelles données géophysiques, et notamment sismique (les trois quarts du budget).

	Activité	Echelle régionale 200km x 200km			Echelle locale 20km x 20km			Echelle concession 5km x 5km		
		Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute	Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute	Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute
Géophysique	Retraitement sismique	2000 à 4000km	1 000 000 €	2 000 000 €	100 à 300 km	50 000 €	100 000 €	50 à 100 km	25 000 €	50 000 €
	Acquisition Sismique 2D HD				400km	1 000 000 €	3 000 000 €			
	Acquisition Sismique 3D							25km2	1 000 000 €	3 000 000 €
	Acquisitions Non-Sismiques (EM, sismique passive, gravimétrie)				400 km2	150 000 €	300 000 €	25km2	100 000 €	200 000 €
		Sous-Total	1 000 000 €	2 000 000 €	Sous-Total	1 200 000 €	3 400 000 €	Sous-Total	1 125 000 €	3 250 000 €
Géologie	Analyse structurale, Lithologie / Mineralogie, Pétrophysique		150 000 €	300 000 €		50 000 €	100 000 €		100 000 €	200 000 €
Géochimie	Géochimie des fluides, Géothermomètres									
Intégration	Modélisation géologique/structurale, thermo-hydrodynamique, géomécanique. Evaluation de la ressource géothermale		150 000 €	300 000 €		100 000 €	250 000 €		100 000 €	250 000 €
		TOTAL	1 300 000 €	2 600 000 €	TOTAL	1 350 000 €	3 750 000 €	TOTAL	1 325 000 €	3 700 000 €

Tableau 12 : Programme d'exploration proposé pour l'estimation des ressources géothermale du Bassin Parisien.

3.3. COULOIR RHODANIEN, FOSSÉ BRESSAN ET BASSIN DU SUD-EST

On distingue, dans le sud-est de la France, trois principaux bassins propices au développement de la géothermie profonde : le Bassin provençal (ou Bassin du Sud-Est), le Fossé bressan et le Fossé rhodanien (Figure 50).

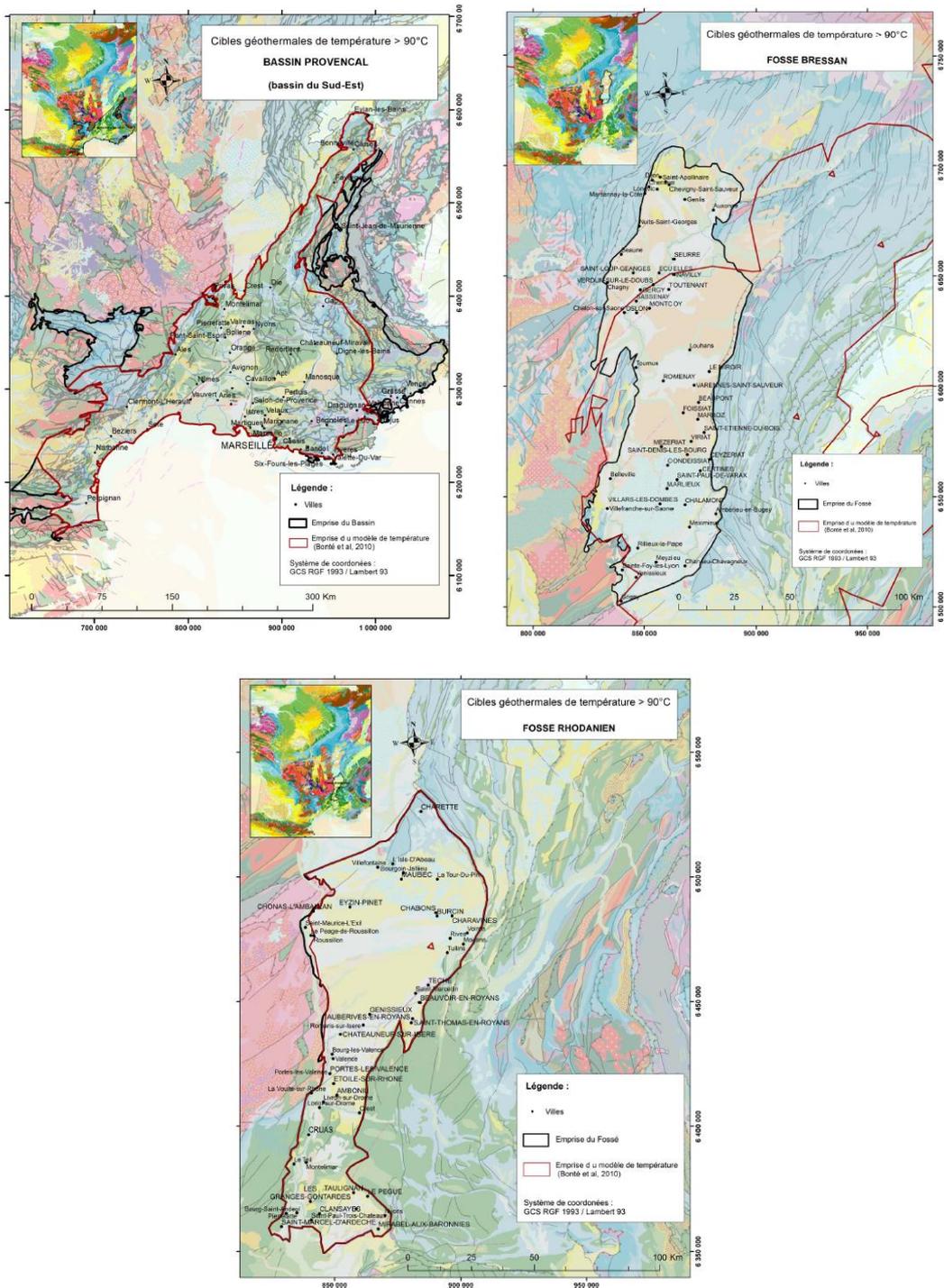


Figure 50 : Bassins sédimentaires ciblés pour le développement de la géothermie dans le quart sud-est de la France (haut droit : Fossée bressan, haut-gauche : Bassin du Sud-Est, bas : Fossée rhodanien), d'après Carity et al., (2018).

Dans ce secteur, la géothermie profonde s'est assez peu développée jusqu'à présent (Figure 51), avec seulement 8 forages, au niveau du Bassin du Sud-Est, dont 3 sont encore en activité, en 2019, au niveau de Montpellier (doublet de Mas Rouge) et de Pézenas (puits simple). Les opérations ciblent les aquifères calcaires et dolomitiques du Jurassique supérieur et moyen.

3.3.1. Cibles géothermiques

Les formations retenues comme cibles potentielles pour la géothermie profonde de basse et haute température sont présentés dans le Tableau 13, à partir des travaux réalisés par Debrand-Passard *et al.* (1984) et Caritg *et al.* (2018). La majorité des cibles sont des formations carbonatées, à des profondeurs allant jusqu'à 5000 mètres et des températures variant entre 30 et 260 °C pour les profondeurs les plus importantes.

Formation	Lithologie	Bassin sédimentaire	Température	Profondeur (m/sol)	Épaisseur totale (m)
Jurassique supérieur : Tithonien, Portlandien	Calcaires potentiellement fracturés	Fossé rhodanien	30 à 120 °C	0 à 3 500	
		Bassin du Sud-Est	30 à 120 °C	0 à 2 000	
Jurassique inférieur (Lias) : Domérien, Carixien, Sinémurien, Hettangien	Calcaires bioclastiques, passage gréseux et argileux ou marneux	Fossé rhodanien	30 à 230 °C	0 à 5 000	Jusqu'à 300
		Bassin du Sud-Est	30 à 250 °C	0 à 5 000	Jusqu'à 400
		Fossé bressan	30 à 110 °C	0 à 3 000	Jusqu'à 100
Trias moyen : Muschelkalk	Carbonates, argilites et grès	Fossé rhodanien	30 à 230 °C	0 à 5 000	Jusqu'à 200
		Bassin du Sud-Est	30 à 240 °C	0 à 5 000	Jusqu'à 500
		Fossé bressan	30 à 120 °C	0 à 3 200	Jusqu'à 200
Trias inférieur : Buntsandstein	Grès	Fossé rhodanien	30 à 210 °C	0 à 5 000	Jusqu'à 400
		Bassin du Sud-Est	30 à 250 °C	0 à 5 000	Jusqu'à 500
		Fossé bressan	30 à 120 °C	0 à 3 200	Jusqu'à 500
Interface socle antétriasique et couverture Mésozoïque	Cristallin	Fossé rhodanien	30 à 250 °C	0 à 5 000	
		Bassin du Sud-Est	30 à 260 °C	0 à 5 000	
		Fossé bressan	30 à 130 °C	0 à 3 200	

Tableau 13 : Cibles potentielles pour la géothermie profonde du Couloir rhodanien, Bassin du Sud-Est et Fossé bressan (Debrand-Passard *et al.*, 1984 ; Caritg *et al.*, 2018).

3.3.2. Données disponibles

a) Informations provenant des forages profonds d'hydrocarbures et de géothermie

D'après la base de données des ouvrages profonds d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures (Minergies), et d'après la base de données des ouvrages de géothermie (Hamm *et al.*, 2019), on dénombre, dans le Bassin du Sud-Est, le Fossé bressan et le Fossé rhodanien, 417 forages de recherche d'hydrocarbures et de stockage sous-terrain de plus de 200 mètres de profondeur et 8 forages de géothermie (Figure 51), dont 3 sont en fonctionnement, en 2019 (doublet de Montpellier et forage de Pézenas).

Parmi les forages d'exploration et d'exploitation pétrolières, 200 forages présentent des logs géologiques de niveau de validation d'ordre 1, *i.e.* la donnée a été saisie, mais n'a pas encore été vérifiée et codifiée par un géologue. Les profondeurs des forages atteignent jusqu'à 5 600

mètres. Environ 12 % des ouvrages atteignent le Tertiaire, 13 % atteignent le Crétacé, 34 % atteignent le Jurassique, 122 % atteignent le Trias, 26 % atteignent les formations anté-triasiques et du socle.

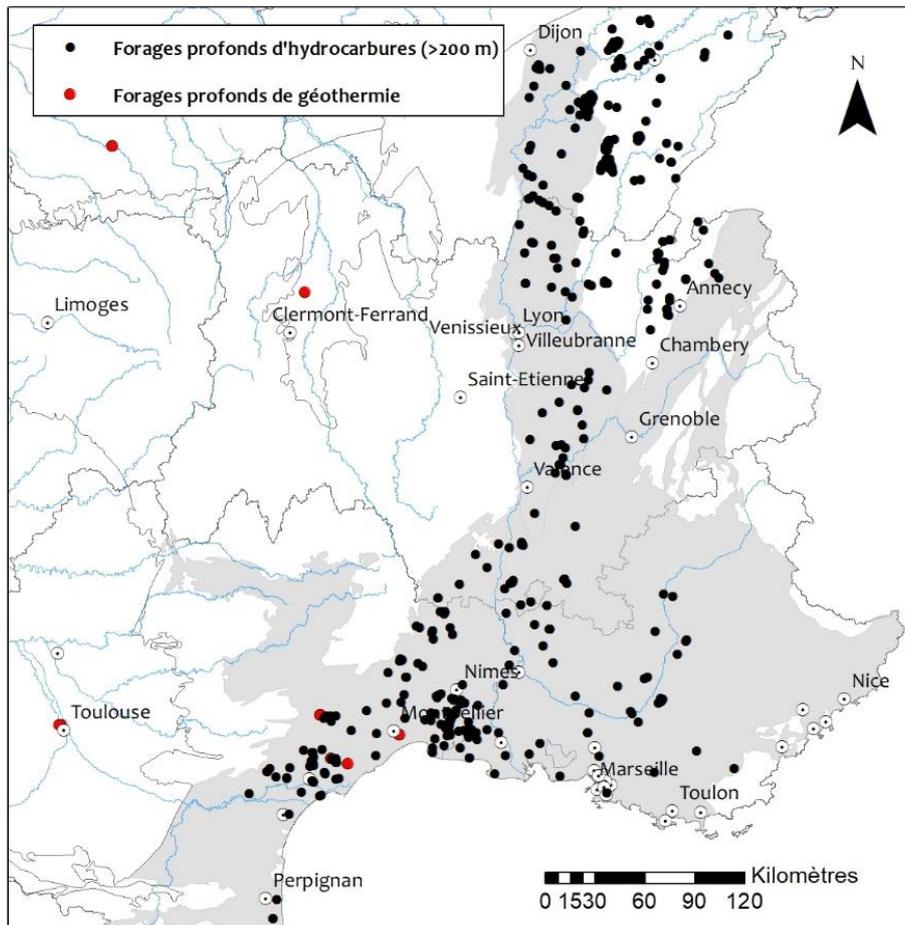


Figure 51 : Localisation des forages profonds de géothermie et d'exploration et exploitation d'hydrocarbures, dans le Bassin du Sud-Est, le Fossé bressan et le Fossé rhodanien (Minergies et Sybase).

b) Géophysique

À l'échelle régionale, le Couloir Rhodanien n'est pas couvert de manière homogène par de la sismique 2D et d'importantes zones d'ombre existent où la densité de lignes sismiques est de l'ordre d'une ligne tous les 20 km (Figure 52). Localement (e.g. sud de Nîmes), la couverture est bonne, avec une ligne sismique environ tous les 3 à 5 km. Malheureusement, avec l'urbanisation, la densité de lignes est faible, voire nulle, au niveau des grands agglomérations, comme Marseille (Figure 53). Un seul cube de sismique 3D a été acquis en marge de ce bassin (Figure 54).

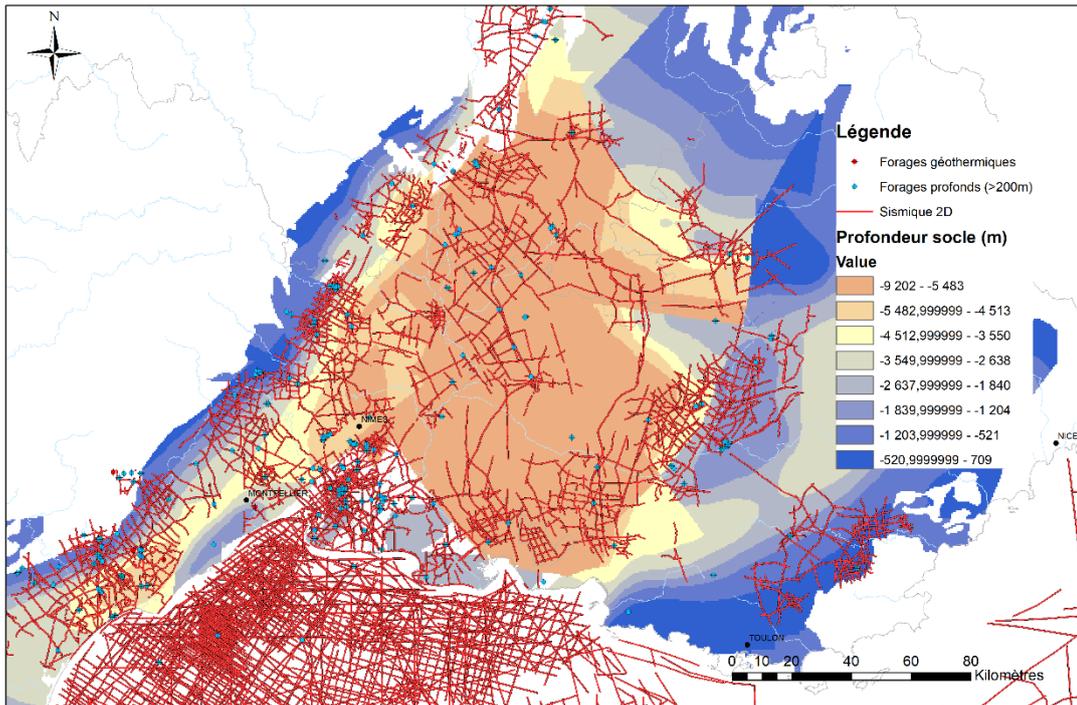


Figure 52 : Lignes sismiques existantes dans le Bassin du Sud-Est et Fossé rhodanien (lignes rouges). La profondeur du socle (surface colorée) et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges).

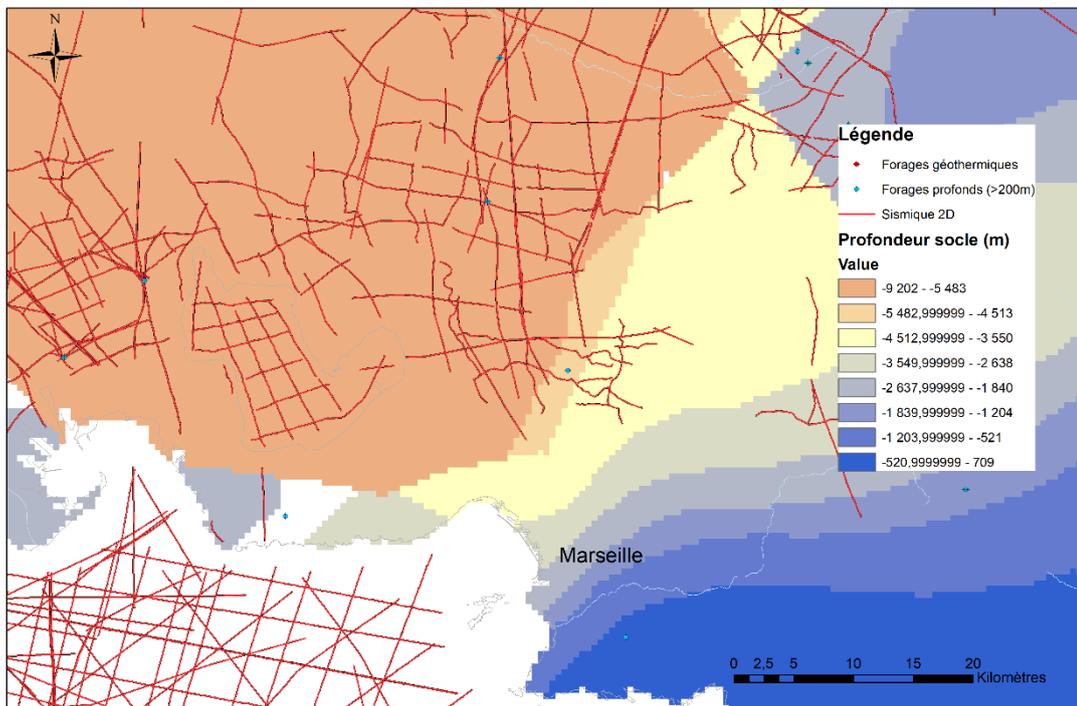


Figure 53 : Lignes sismiques existantes autour de Marseille (lignes rouges). La profondeur du socle (surface colorée) et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges).

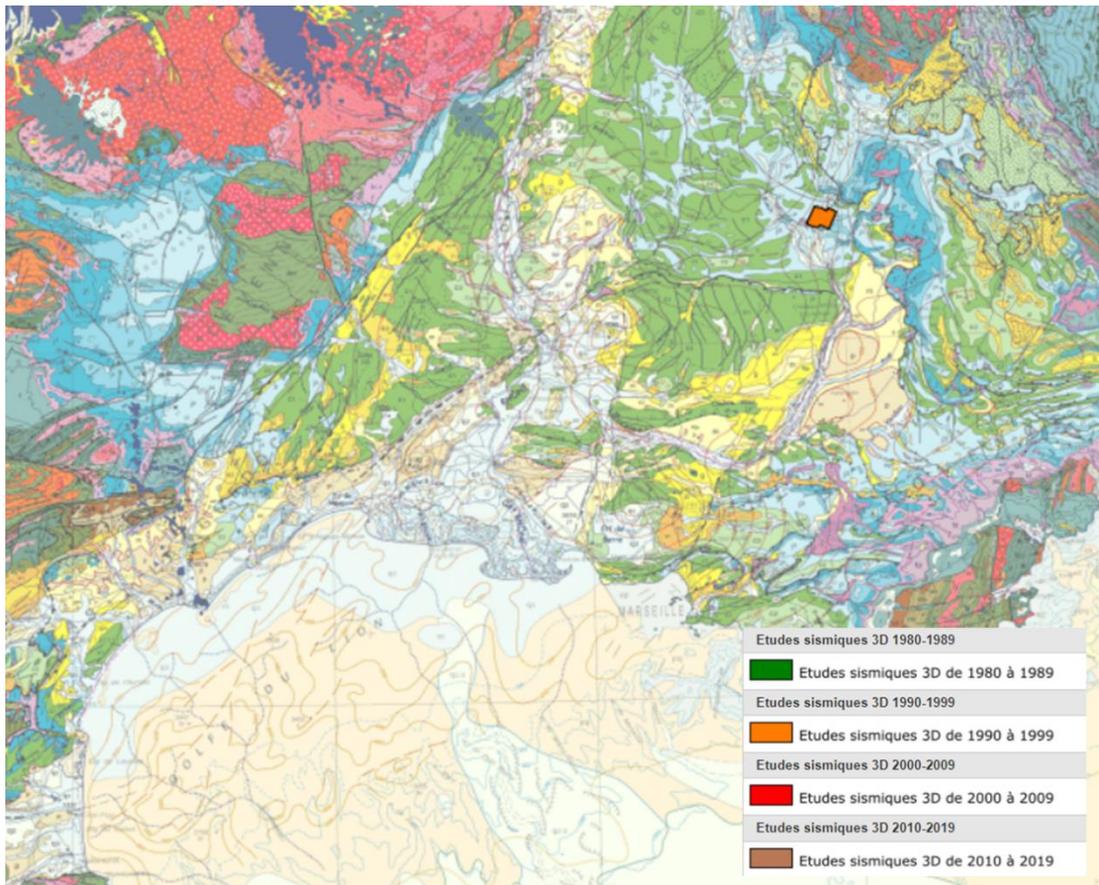


Figure 54 : Cubes sismiques 3D disponibles, dans le Bassin du Sud-Est et Fossé rhodanien (source Minergies).

c) Modélisation

Debrand-Passard *et al.* (1984) ont réalisé une synthèse géologique des formations rencontrées dans le Bassin du Sud-Est, à partir des données de forages, de sismique et des informations de terrain. Cette synthèse a été réalisée à l'échelle du million et donne des informations sur la stratigraphie et la paléogéographie des formations géologiques. Les améliorations principales envisagées, à partir de ces éléments, correspondent aux mises à jour des caractérisations géologiques et à l'intégration des données hydrogéologiques issues des forages (diagraphies, essais, carottes), qui n'ont pas été traitées jusqu'à présent.

Les travaux de Bonté *et al.* (2010) et de Guillou-Frottier *et al.* (2010) ont permis de définir des cartes de températures en fonction de la profondeur, au niveau du Bassin du Sud-Est, à partir des données de température en fond de forage d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures. À partir des températures corrigées, Garibaldi (2010) a ensuite réalisé une étude du régime thermique du bassin. Ces études ont permis de montrer que le gradient moyen se situe à 31,1 °C/km (*i.e.* proche du gradient moyen en France), avec des gradients locaux pouvant atteindre 45 °C/km. Un modèle thermique 3D de la surface jusqu'à 6 km de profondeur a été produit, à partir d'une analyse géostatistique des données de forages, à l'échelle du Bassin du Sud-Est et a permis de rendre compte, notamment, du rôle de la circulation de fluides dans la mise en place et l'évolution des anomalies thermiques au sein des zones de faille. En revanche, les travaux n'ont pas été réalisés sur le Fossé rhodanien et le Fossé bressan.

Les modélisations géologiques réalisées par Couëffé *et al.* (2008), avec le logiciel GDM MultiLayer, dans le secteur de la Bresse, des Dombes, du Bas-Dauphiné et du couloir Rhodanien (Figure 55), ont permis d'identifier les profondeurs et caractéristiques géologiques des formations

de la pile sédimentaire, depuis les formations du Quaternaire jusqu'au Jurassique moyen et Substratum (cf. Figure 56).

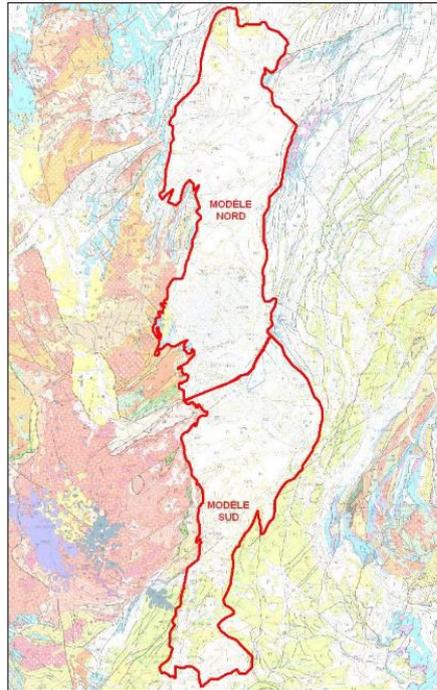


Figure 55 : Limite de la zone de modélisation du Fossé bressan et couloir rhodanien de l'étude de Couëffé et al. (2008).

A - Modèle Nord					B - Modèle sud				
Formation	Surf. type	Description	Surf. name	n° FORM	Formation	Surf. type	Description	Surf. name	n° FORM
QPCN	EROD	Quaternaire	T09	F10	QPCN	EROD	Quaternaire	T09	F10
MIOC		Miocène	M09	F09	MIOC		Miocène	M09	F09
OLIG		Oligocène	T07	F08	OLIG		Oligocène	T07	F08
EOCN		Eocène	T06	F07	EOCN		Eocène	T06	F07
CRNC		Cretace sup	T05	F06	CRNC		Cretace sup	T05	F06
CRJN		Cretace inf	T04	F05	CRJN		Cretace inf	T04	F05
JURS		Jurassique sup	T03	F04	JURS		Jurassique sup	T03	F04
CALO		Callovien	T02	F03	DOGG		Dogger Mameux	T02	F03
BACA		Bathonien	T01	F02	AABJ		Dogger Calloaire	T01	F02
SUBS		Substratum	T01	F01	SUBS		Substratum	T01	F01

Figure 56 : Piles lithostratigraphiques synthétiques des modèles du Fossé bressan et couloir rhodanien réalisés par Couëffé et al. (2008).

Les connaissances géologiques et de température, au niveau de l'interface entre la couverture sédimentaire et le socle, sont issues de l'étude sismo-tectonique de la France métropolitaine de Grellet *et al.* (1993) et du modèle de température de Bonté *et al.* (2010).

D'après les synthèses et modèles disponibles à l'échelle du bassin (liste non exhaustive présentée ci-dessus, ne mentionnant pas les modèles à échelle locale), il apparaît que la géologie et les caractéristiques structurales des formations des bassins sont peu connues, et en particulier, au niveau du Bassin du Sud-Est. Les propriétés aquifères des formations sont très mal connues sur l'ensemble des bassins sédimentaires et fossés dans ce secteur.

3.3.3. Programme d'exploration

Ce chapitre décrit, pour chaque échelle d'étude, le programme d'exploration recommandé. Celui-ci est basé sur la sélection de méthodes du chapitre précédent (Tableau 2), adaptée aux cibles géothermiques identifiées dans le Couloir Rhodanien (Tableau 13).

a) *Échelle régionale*

À l'échelle régionale, les synthèses géologiques réalisées par Debrand-Passard *et al.* (1984) donnent des informations sur la stratigraphie et la paléogéographie des formations, au niveau du Bassin du Sud-Est. Ils permettent, avec les travaux de Bonté *et al.* (2010), Garibaldi (2010) et Guillou-Frottier *et al.* (2010), d'identifier plusieurs formations pouvant contenir des réservoirs géothermiques profonds. Cependant, la connaissance d'un point de vue structural et géologique (profondeur des formations, nature des facies, etc.) est encore limitée sur une partie des bassins considérés et doit donc être approfondie.

Comme identifié pour le Bassin parisien et aquitain, les éléments déjà synthétisés peuvent bénéficier d'une mise à jour, à partir des éléments nouveaux de forages et de retraitements des lignes sismiques réalisés, depuis les années 1990, et d'autre part, intégrer les données hydrogéologiques et géothermiques issues des forages et exploitations actuelles ou passées (diagraphies, essais, description de carottes, etc.). Ces éléments permettront de définir *a minima* le potentiel théorique des formations, à l'échelle régionale.

L'identification et la quantification des incertitudes liées aux données et leur interpolation, à l'échelle du bassin ou à l'échelle régionale, sont primordiales. Cette quantification permet, en effet, de définir plusieurs niveaux de probabilité, lors des estimations de potentiels géothermiques théoriques ou techniques (P10, P50, P90), ou simplement, lors de la caractérisation des structures et épaisseur des formations, et donc, de tenir compte de l'aléa géologique.

Afin d'améliorer l'imagerie du sous-sol à cette échelle, un retraitement des lignes 2D existantes et de qualité suffisante (Figure 52) est nécessaire pour en extraire le maximum d'information structurale. Une analyse détaillée des lignes disponible montre qu'environ 3 400 km de lignes sismiques 2D (Figure 57) peuvent être retraitées et pourraient alimenter les modèles structuraux régionaux (Capar et Marc, 2018).

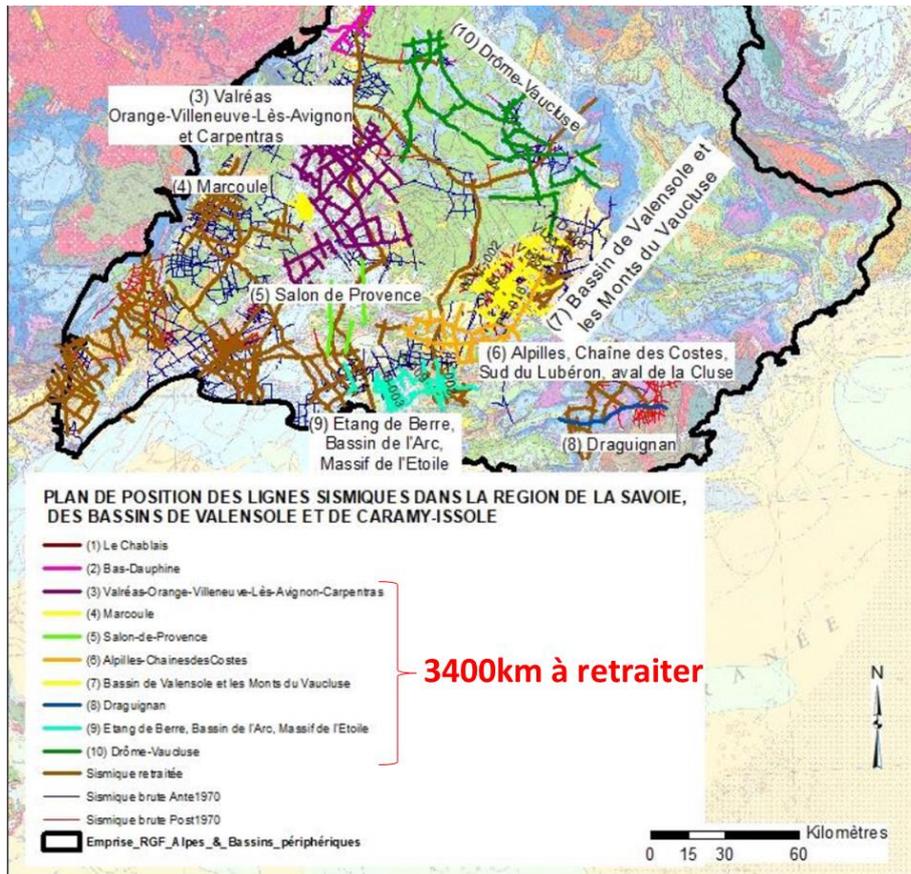


Figure 57 : Sismique 2D existante et pouvant être retraitée dans le Bassin du Sud-Est (d'après Capar et Marc, 2018).

b) Échelle locale

Comme illustré dans la section 3.1.3 b), l'analyse des données de forages, de carottes et des interprétations de sismique correspond à la première étape, avant d'initier la création ou la mise à jour de modèles géologiques, hydrogéologiques et thermo-hydrodynamiques, à l'échelle locale.

Les modèles peuvent être produits ou raffinés, à partir d'un modèle existant à plus grande échelle ou à l'échelle de la zone d'étude. Les modèles locaux intégreront, en plus, des structures fines des formations ciblées et des caractéristiques géologiques (faciès, nature des aquifères, pétrophysiques etc.), les informations hydrogéologiques et les données de températures des réservoirs. Les modèles dynamiques devront être calibrés, à partir de chroniques d'exploitation, le cas échéant, ou bien, à partir des données de forages (essais de production, diagraphies de réservoir, etc.). Les connaissances, à grande échelle, permettent de fournir des contraintes aux limites pour les modélisations dynamiques, à l'échelle locale.

Ces étapes peuvent être limitées par la quantité de données disponibles et, de manière générale, l'analyse des données doit permettre d'identifier et de quantifier les incertitudes, au niveau de données ponctuelles, linéaires et de leur interpolation, pour peupler les couches des modèles. Des études de sensibilité paramétrique peuvent également apporter des informations et améliorer la compréhension du système et de la variabilité des réponses ou des estimations de quantités de chaleur extractibles, dans les réservoirs ciblés.

Afin d'améliorer l'imagerie du sous-sol à cette échelle, un retraitement des lignes 2D existantes et de qualité suffisante est nécessaire pour en extraire le maximum d'information structurale. Si ces lignes n'ont pas déjà été retraitées lors de l'étude régionale, entre 100 et 300 km de lignes 2D seront à retraiter pour couvrir une zone de 20 x 20 km. Si la densité de ligne sismique 2D est

trop faible (e.g. Marseille), une nouvelle acquisition sismique 2D d'environ 400 km devra être considérée (Figure 58). Il est, par ailleurs, recommandé de considérer une acquisition sismique 2D Haute Résolution, afin d'obtenir une image structurale fine sur ces profils, mais également pour pouvoir y conduire des études d'interprétation quantitative, et ainsi, accéder aux propriétés pétro-physiques des réservoirs ciblés (e.g. porosité, net to gross). Il est à noter que ces acquisitions sismiques 2D ne permettent pas d'obtenir une image structurale fine en 3D, car la position des plans de faille sur ces profils 2D est généralement approximative. L'idéal serait de réaliser une acquisition sismique 3D, mais à cette échelle, le coût-bénéfice d'une telle campagne n'est pas évident. En effet, 400 km² de sismique 3D coûtent entre 5 et 20 mln EUR. Afin de compléter la description pétro-physique du bassin et des réservoirs ciblés, des campagnes de sismique passive, d'électromagnétisme et de gravimétrie sont également recommandées.

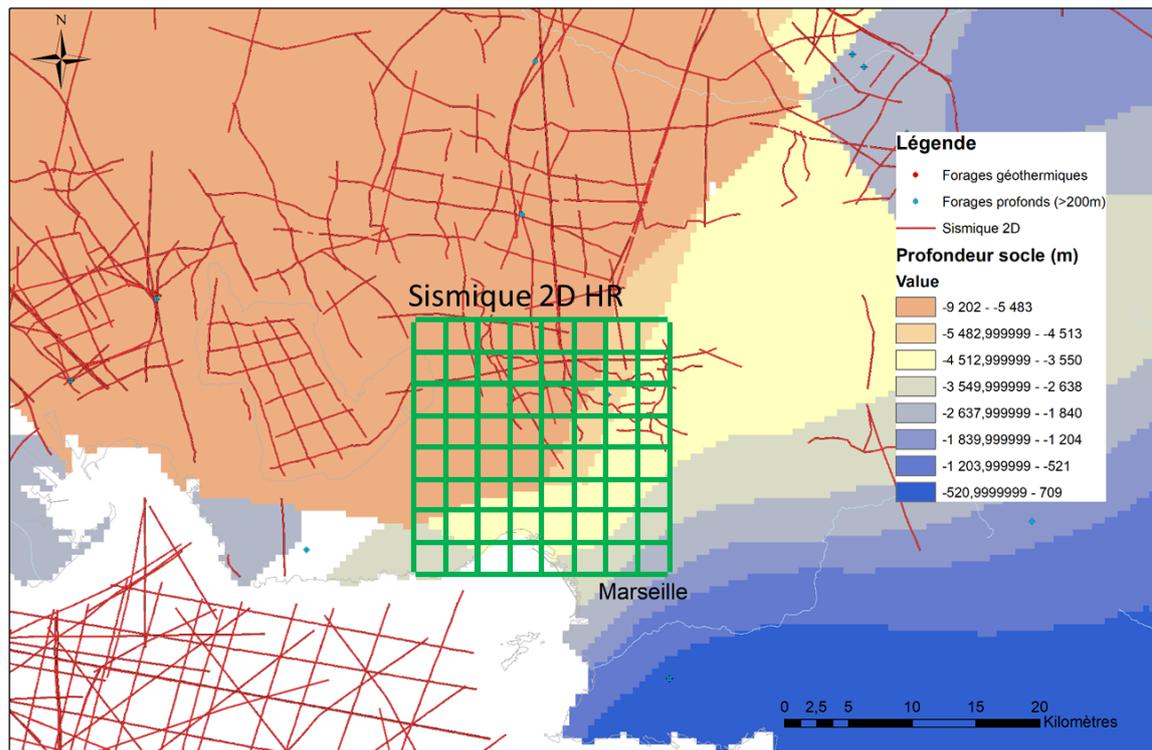


Figure 58 : Lignes sismiques existantes (lignes rouges) et nouvelles acquisitions proposées (lignes vertes) autour de Marseille et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges).

c) Échelle projet

À l'échelle du projet, il est nécessaire de raffiner davantage les modélisations géologiques, hydrogéologiques et thermo-hydrodynamiques réalisées, à plus grande échelle. Bien souvent, ces étapes sont limitées par la quantité de données disponibles et il est alors primordial d'identifier et de quantifier les incertitudes, afin de limiter les aléas géologiques et thermo-hydrodynamiques, lors de la réalisation des forages d'exploitation (*i.e.* ne pas obtenir le débit et la température attendues).

Les étapes présentées à l'échelle locale pour caractériser la ressource géothermale et le potentiel sont alors applicables, à l'échelle plus fine du site (cf. section 3.1.3 b). Elles correspondent, d'une part, à l'analyse des données disponibles (statiques et dynamique), puis à l'intégration de ces éléments et des données linéaires (sismique 2D) pour la mise à jour ou la création de modèles géologiques, hydrogéologies ou TH et leur calibration.

Des études de sensibilité ainsi que des analyses d'incertitudes sont généralement recommandées, lors des modélisations thermo-hydrodynamiques (échelle fine du site), afin de quantifier l'impact de variations des paramètres sur les températures et débits d'exploitation permettant de définir, par exemple, les puissances extractibles sur un site donné.

Afin d'améliorer l'imagerie du sous-sol à cette échelle, un retraitement des lignes 2D existantes et de qualité suffisante est nécessaire pour en extraire le maximum d'information structurale. Si ces lignes n'ont pas déjà été retraitées, lors de l'étude régionale et/ou locale, entre 50 et 100 km de lignes 2D seront à retraiter pour couvrir une zone de 5 x 5 km. Si la densité de ligne sismique 2D est trop faible (e.g. Marseille), une option est d'acquérir une nouvelle sismique 2D Haute Résolution dense (1 ligne tous les 2,5 km), soit environ 50 à 100 km de lignes. Cette option permet d'obtenir une image structurale fine sur ces profils 2D, mais également d'y conduire des études d'interprétation quantitative, et ainsi, accéder aux propriétés pétro-physiques des réservoirs ciblés (e.g. porosité, net to gross). Elle ne permet, cependant, pas d'obtenir une image structurale fine en 3D, car la position des plans de faille sur ces profils 2D est généralement approximative. Pour obtenir une image structurale et pétro-physique fine en 3D, la meilleure option est l'acquisition d'un cube sismique 3D pour couvrir une zone d'environ 25 km² (Figure 59). Afin de compléter la description pétro-physique du bassin et des réservoirs ciblés, des campagnes de sismique passive, d'électromagnétisme et de gravimétrie sont également recommandées.

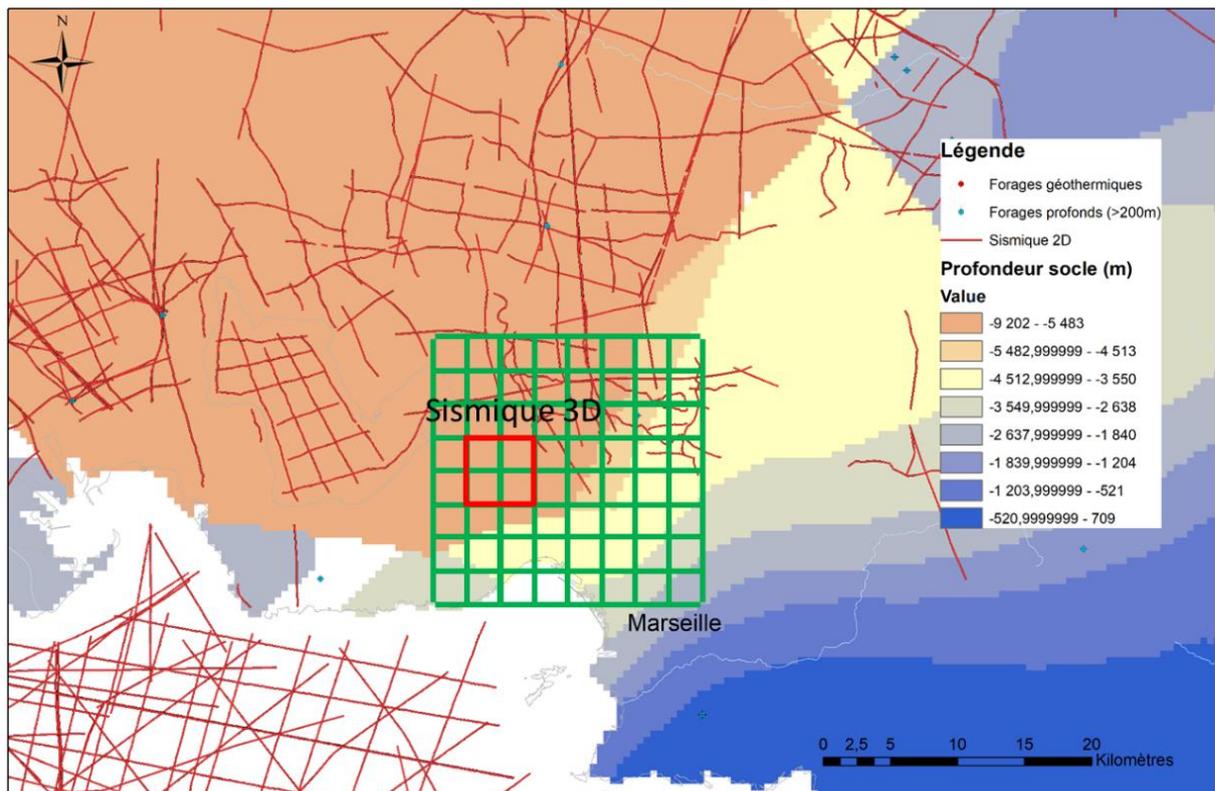


Figure 59 : Lignes sismiques existantes (lignes rouges) et nouvelles acquisitions proposées (lignes verte : sismique 2D, carré rouge : sismique 3D), autour de Marseille, et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges).

3.3.4. Synthèse

À partir du Tableau 2 et des éléments présents dans les sections précédentes, nous avons esquissé un programme d'exploration des ressources géothermales profondes du Couloir Rhodanien et du Bassin du Sud-Est (Tableau 14). Ce tableau donne une idée des grands types d'activités à mettre en œuvre et un ordre de grandeur des budgets nécessaires. Il est toutefois indispensable de réaliser une étude complémentaire de définition du programme d'exploration afin d'affiner ce programme au contexte et enjeu du projet considéré. Pour ce bassin, des activités en géophysique, géologie, géochimie et en modélisations sont envisagées, quelle que soit l'échelle du projet considéré. D'une manière générale, les activités les plus coûteuses sont liées à l'acquisition de nouvelles données géophysiques, notamment à l'échelle locale et projet, pour densifier la couverture sismique existante. À l'échelle régionale, **le budget pour une campagne d'exploration oscille entre 2 et 3 mln EUR** avec, notamment, une grande partie du budget dédiée au retraitement avec des techniques modernes la sismique existante. À l'échelle locale ou projet, **le budget est similaire et varie entre 1,5 et 4 mln EUR**, avec encore ici une grande partie du budget dédiée à l'acquisition de nouvelles données géophysiques, et notamment de la sismique (les trois quarts du budget).

Programme d'exploration des cibles géothermiques profonde en France Métropolitaine

	Activité	Echelle régionale 200km x 200km		Echelle locale 20km x 20km		Echelle concession 5km x 5km				
		Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute	Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute	Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation Haute
Géophysique	Retraitement sismique	3000 à 4000km	1 500 000 €	2 000 000 €	100 à 300 km	50 000 €	100 000 €	50 à 100 km	25 000 €	50 000 €
	Acquisition Sismique 2D HD				400km	1 000 000 €	3 000 000 €			
	Acquisition Sismique 3D							25km2	1 000 000 €	3 000 000 €
	Acquisitions Non-Sismiques (EM, sismique passive, gravimétrie)				400 km2	150 000 €	300 000 €	25km2	100 000 €	200 000 €
		Sous-Total	1 500 000 €	2 000 000 €	Sous-Total	1 200 000 €	3 400 000 €	Sous-Total	1 125 000 €	3 250 000 €
Géologie	Analyse structurale, Lithologie / Mineralogie, Pétrophysique		250 000 €	400 000 €		100 000 €	150 000 €		75 000 €	150 000 €
Géochimie	Géochimie des fluides, Géothermomètres		25 000 €	50 000 €						
Intégration	Modélisation géologique/structurale, thermo-hydrodynamique, géomécanique. Evaluation de la ressource géothermale		150 000 €	300 000 €		100 000 €	250 000 €		100 000 €	250 000 €
		TOTAL	1 925 000 €	2 750 000 €	TOTAL	1 400 000 €	3 800 000 €	TOTAL	1 300 000 €	3 650 000 €

Tableau 14 : Programme d'exploration proposé pour l'estimation des ressources géothermale du Couloir Rhodanien et du Bassin du Sud-Est.

3.4. FOSSÉ RHENAN

Le Fossé rhénan supérieur est un fossé tectonique complexe, qui possède une histoire longue et mouvementée. Il s'est formé, il y a 45 millions d'années. Des fractures et des zones de failles sont apparues. L'intérieur du fossé s'est affaissé de 4,5 kilomètres de profondeur et s'est rempli de sédiments.

3.4.1. Cibles géothermiques

Cinq formations (Tableau 15) ont été retenues comme cibles potentielles pour la géothermie profonde de basse et haute température, dans le Fossé rhénan (Munck *et al.*, 1979 ; Caritg *et al.*, 2018). Les cibles sont des formations carbonatées (calcaires) et clastiques (grès), ainsi que le socle cristallin. Le gradient thermique est anormal, pouvant atteindre 100 °C/km, trois fois le gradient moyen d'une croûte continentale. Ce gradient est dû à l'amincissement crustal lié au rifting, ainsi qu'à des circulations plus locales de fluides profonds.

Formation	Lithologie	Température	Profondeur (m/sol)	Epaisseur totale (m)
Jurassique supérieur : Séquanien – Rauracien (malm)	Calcaires	30 à 80 °C	0 à 2 000	0 à 130
Jurassique moyen : Grande Oolithe (Dogger)	Calcaires	30 à 170 °C	0 à 3 000	0 à 200
Trias moyen : Muschelkalk	Calcaires	30 à 200 °C	300 à 4 000	
Trias inférieur : Buntsandstein	Grès	40 à 200 °C	500 à 4 300	
Interface socle antétriasique et couverture Mésozoïque	Granite	50 à 270 °C	700 à 5 600	

Tableau 15 : Cibles potentielles pour la géothermie profonde de basse et haute température du Fossé rhénan (Munck *et al.*, 1979 ; Caritg *et al.*, 2018).

Actuellement, deux opérations exploitent la géothermie profonde dans le Fossé : Rittershoffen, qui exploite à 2 700 m de profondeur, à l'interface entre le socle et la couverture Mésozoïque, pour la production de chaleur industrielle, et Soultz-sous-Forêts, qui exploite le granite à 5 km de profondeur, pour la production d'électricité, exclusivement. Plusieurs opérations sont en cours de développement à Illkirch et à Vendenheim. Elles ciblent également les zones profondes, autour de 4 000 et 5 000 mètres.

3.4.2. Données disponibles

d) Informations provenant des forages profonds d'hydrocarbures et de géothermie

D'après la base de données des ouvrages profonds d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures (Minergies), et d'après la base de données des ouvrages de géothermie (Hamm *et al.*, 2019), 3 428 forages d'hydrocarbures de plus de 200 mètres de profondeur ont été forés dans le Fossé rhénan et 11 forages de géothermie (Figure 60), dont 5 en fonctionnement, en début d'année 2020 (2 forages sur Soultz et 2 forages sur Rittershoffen).

Parmi les forages d'exploration et d'exploitation pétrolières, 200 forages présentent des logs géologiques de niveau de validation d'ordre 1, c'est-à-dire que la donnée a été saisie, mais n'a pas encore été vérifiée et codifiée par un géologue. 2 896 ouvrages (84 %) sont issus du champ pétrolier de Pechelbronn. La profondeur des ouvrages varie entre 200 et 5 260 m (Figure 61). On dispose de renseignements des niveaux atteints pour 10 % des ouvrages et, parmi ces ouvrages, 163 atteignent le Tertiaire, 89 atteignent le Jurassique, 59 les formations du Trias et 12 atteignent les formations du Permien et du socle.

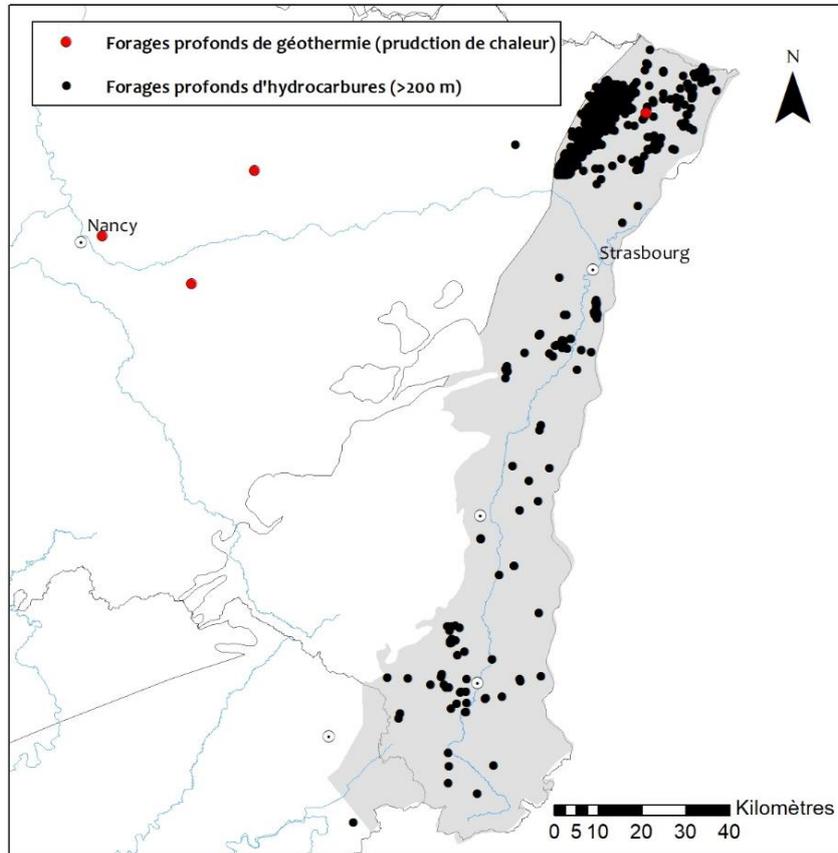


Figure 60 : Localisation des forages profonds de géothermie et d'exploration et exploitation d'hydrocarbures dans le Fossé rhénan (Minergies et Sybase).

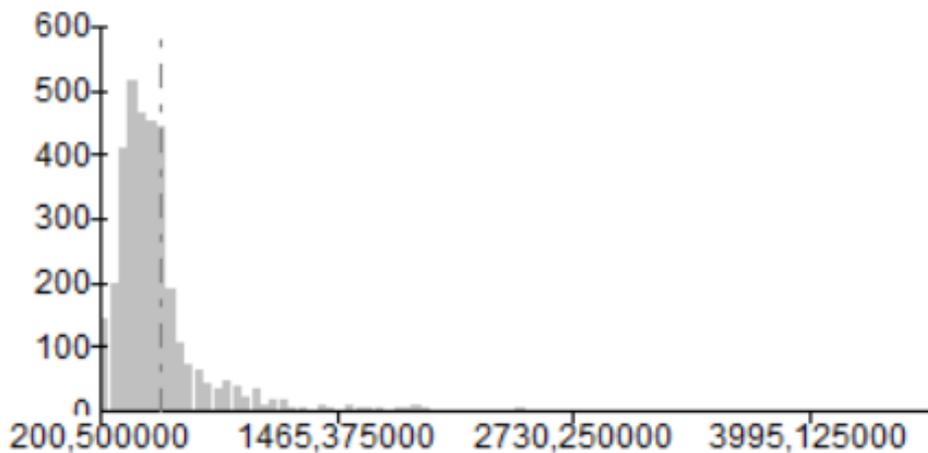


Figure 61 : Histogramme des profondeurs des ouvrages d'hydrocarbures du Fossé rhénan au-delà de 200 mètres (moyenne en pointillet).

e) Géophysique

À l'échelle régionale, le Fossé rhénan est bien couvert par de la sismique 2D, avec environ une ligne tous 1 à 3 km (Figure 62). Localement (par exemple, Strasbourg, Figure 63), la couverture est moins bonne avec une ligne sismique environ tous les 3 à 5 km. Un seul cube de sismique 3D a été acquis dans le Nord de l'Alsace (Figure 64).

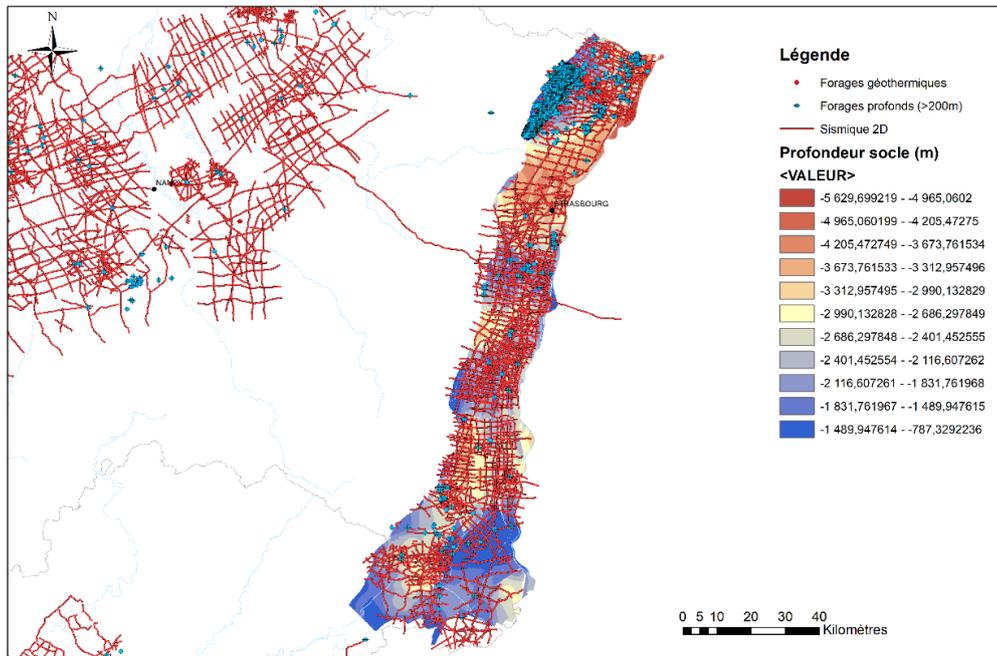


Figure 62 : Lignes sismiques existantes dans le Fossé rhénan (lignes rouges). La profondeur du socle (surface colorée) et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges).

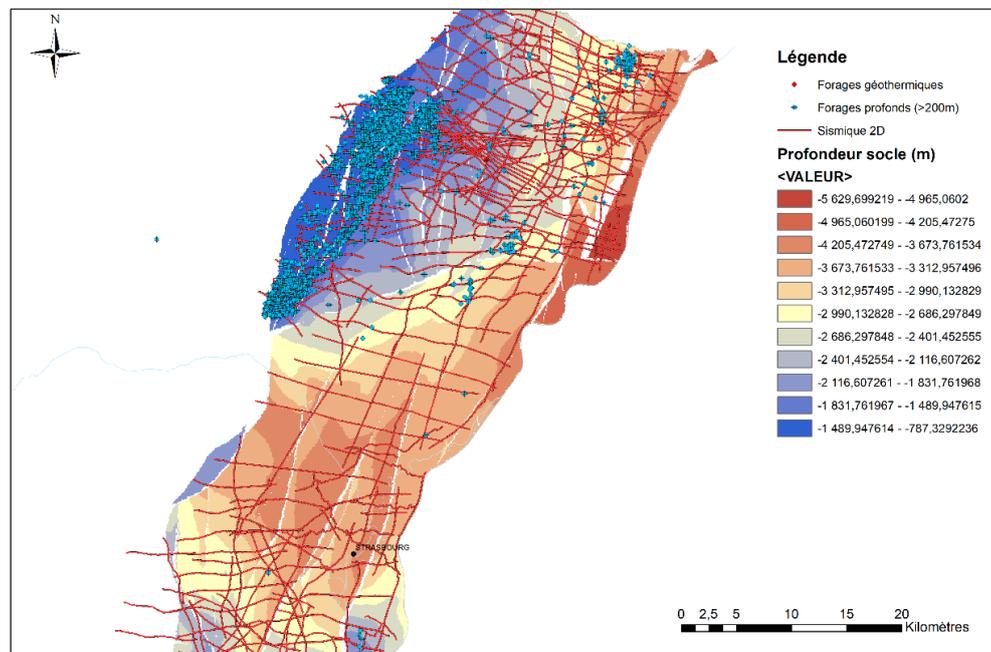


Figure 63 : Lignes sismiques existantes autour de Strasbourg (lignes rouges). La profondeur du socle (surface colorée) et les forages profonds sont également représentés (pétroliers par des points bleus et géothermiques par des points rouges).

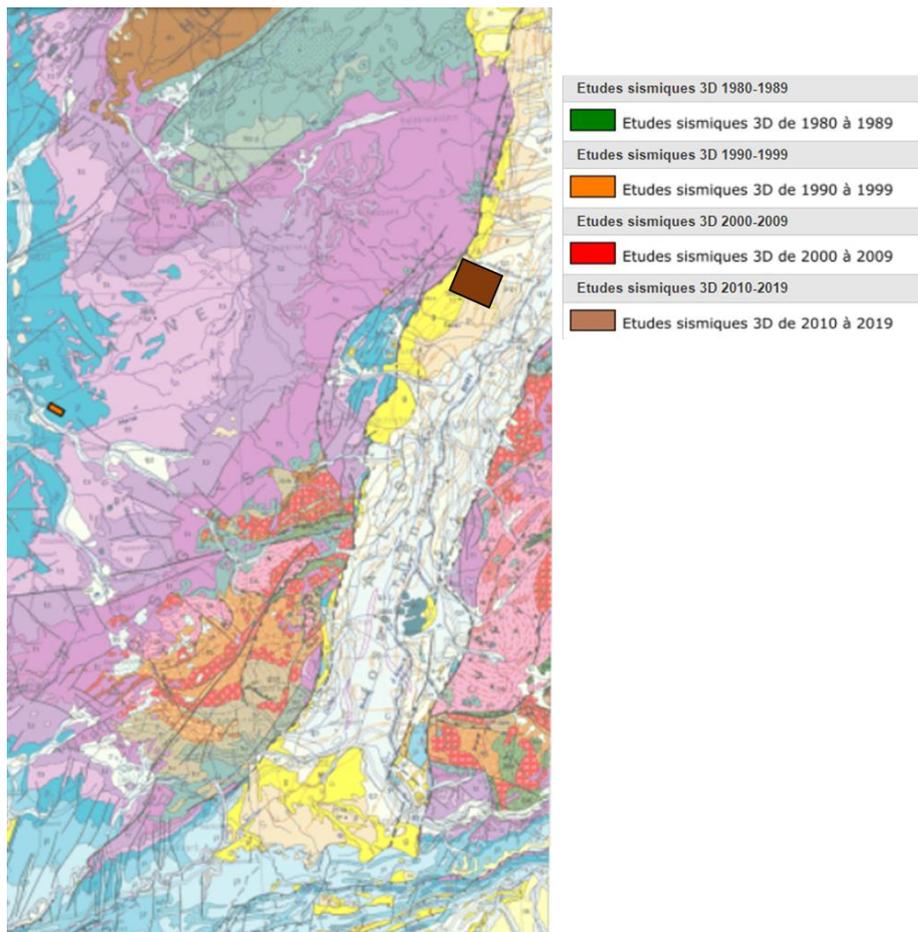


Figure 64 : Cubes sismiques 3D acquis dans le Fossé rhénan.

f) Modélisation

Les travaux de Munck *et al.* (1979) présentent une synthèse des cibles de géothermie établie, à partir des logs fondamentaux de nombreux forages, des résultats de campagnes géophysiques et des cartes et publications géologiques. L'étude a permis de cartographier la profondeur, la puissance des aquifères du Rauracien-Séquanien, de la Grande Oolithe, du Muschelkalk supérieur et du Buntsandstein, ainsi que la base du Tertiaire.

Le projet Interreg GeORG (Beccaletto *et al.*, 2013) a permis d'évaluer le potentiel géologique, au niveau du Fossé rhénan supérieur. Il s'agit d'un projet collaboratif entre l'Allemagne, la Suisse et la France qui a abouti à la création d'un modèle géologique 3D, avec le logiciel GoCAD, depuis les formations du Tertiaire jusqu'au toit du socle granitique. Le projet a permis également de créer une base de données numériques de la structure du sous-sol, de la distribution des températures, afin d'évaluer le potentiel géothermique profond du Fossé rhénan (par exemple, en Figure 65 des températures au toit du Muschelkalk). Les données produites sont consultables sur le site www.geopotenziale.eu. Les profondeurs et épaisseurs des formations ont été estimées, à partir de l'interprétation géologique et géophysique des forages et profils sismiques. Les données de température sont issues des données de forages. L'incertitude associée aux données (en fonction du type de mesures) a été estimée dans le cadre du projet. Les incertitudes associées à la propagation spatiale ont également été estimées, grâce à l'analyse de l'écart type entre les données modélisées et les mesures effectives (Figure 65).

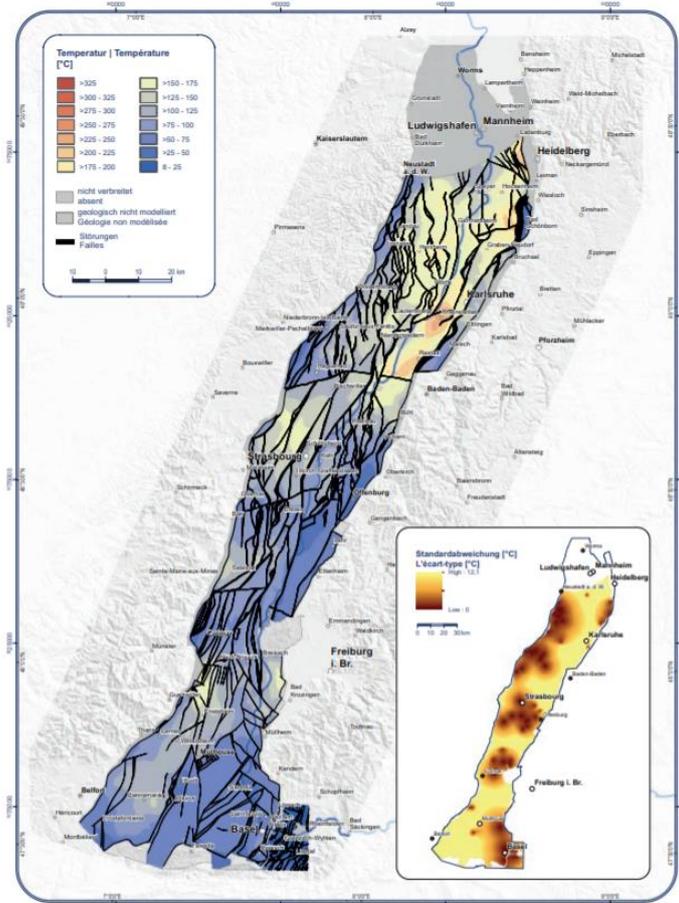


Figure 65 : Températures au toit du Muschelkalk supérieur et écart-types d'après (Équipe de projet GeORG, 2013).

La seconde source de données, dans le secteur, correspond au démonstrateur du référentiel géologique de France (RGF), qui a été réalisé sur le massif des Vosges et le Fossé rhénan (Gabalda *et al.*, 2013). L'objectif du démonstrateur est de représenter la géologie de façon cohérente et homogène et de proposer une représentation en 3D des formations du sous-sol. L'extension du modèle des Vosges et du Fossé rhénan est donnée en Figure 66. Les formations modélisées sont illustrées en Figure 67.



Figure 66 : Limites d'extension du démonstrateur RGF des Vosges et du Fossé rhénan (infoterre, BRGM).

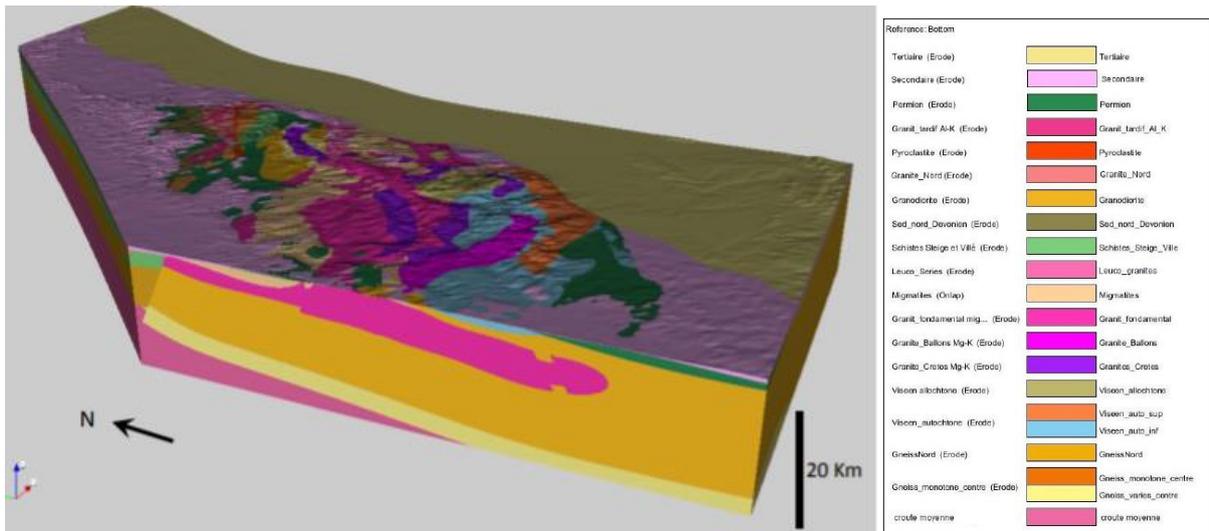


Figure 67 : Modèle régional RGF Vosges - Fossé rhénan et pile géologique, d'après (Gabalda et al., 2013).

Dans le Fossé rhénan, les modélisations réalisées jusqu'ici ont permis de caractériser la géologie et la structure des formations profondes. De nombreux modèles géologiques, hydrodynamiques et thermiques ont été produits, au niveau des zones d'exploitation géothermique de Soultz et Rittershoffen, qui ciblent les zones fracturées profondes, à l'interface entre la couverture sédimentaire et le socle granitique fracturé.

3.4.3. Programme d'exploration

Ce chapitre décrit, pour chaque échelle d'étude, le programme d'exploration recommandé. Celui-ci est basé sur la sélection de méthodes du chapitre précédent (Tableau 2), adaptée aux cibles géothermiques identifiées dans le Fossé rhénan (Tableau 16).

a) Échelle régionale

Comme identifié pour le Bassin parisien et aquitain, les éléments déjà synthétisés dans les études des formations du Fossé rhénan (Munck *et al.*, 1979) ; Equipe de projet GeORG, 2013; Gabalda *et al.*, 2013 peuvent bénéficier d'une mise à jour, à partir des éléments nouveaux de forages et de retraitements des lignes sismiques réalisés, depuis les années 1990, et d'autre part, intégrer les données hydrogéologiques et géothermiques issues des forages et exploitations actuelles ou passées (diagraphie, essai, description de carotte, etc.). Ces éléments permettront de définir *a minima* le potentiel théorique des formations à l'échelle régionale.

L'identification et la quantification des incertitudes liées aux données et leur interpolation, à l'échelle du bassin ou à l'échelle régionale, sont alors primordiales. Cette quantification permet en effet de définir plusieurs niveaux de probabilité, lors des estimations de potentiels géothermiques théoriques ou techniques (P10, P50, P90), ou simplement, lors de la caractérisation des structures et épaisseur des formations, et donc, de tenir compte de l'aléa géologique.

Afin d'améliorer l'imagerie du sous-sol à cette échelle, un retraitement des lignes 2D existantes et de qualité suffisante (Figure 62) est nécessaire pour 'en extraire le maximum d'information structurale. À cet effet, de 1500 à 3000 km de lignes sismiques 2D (Figure 63) peuvent être retraitées et pourraient alimenter les modèles structuraux régionaux.

b) Échelle locale

Comme illustré dans la section 3.1.3 b), l'analyse des données de forages, de carottes et des interprétations de sismique correspond à la première étape, avant d'initier la création ou la mise à jour de modèles géologiques, hydrogéologiques et thermo-hydrodynamiques, à l'échelle locale.

Les modèles peuvent être produits ou raffinés, à partir d'un modèle existant à plus grande échelle ou à l'échelle de la zone d'étude. Les modèles locaux intégreront, en plus, des structures fines des formations ciblées et des caractéristiques géologiques (faciès, nature des aquifères, pétro-physiques etc.), les informations hydrogéologiques et les données de températures des réservoirs. Les modèles dynamiques devront être calibrés, à partir de chroniques d'exploitation, le cas échéant, ou bien, à partir des données de forages (essais de production, diagraphies de réservoir, etc.). Les connaissances, à grande échelle, permettent de fournir des contraintes aux limites pour les modélisations dynamiques, à l'échelle locale.

Ces étapes peuvent être limitées par la quantité de données disponibles et, de manière générale, l'analyse des données doit permettre d'identifier et de quantifier les incertitudes, au niveau de données ponctuelles, linéaires et de leur interpolation pour peupler les couches des modèles. Des études de sensibilité paramétrique peuvent également apporter des informations et améliorer la compréhension du système et de la variabilité des réponses, ou des estimations de quantités de chaleur extractibles dans les réservoirs ciblés.

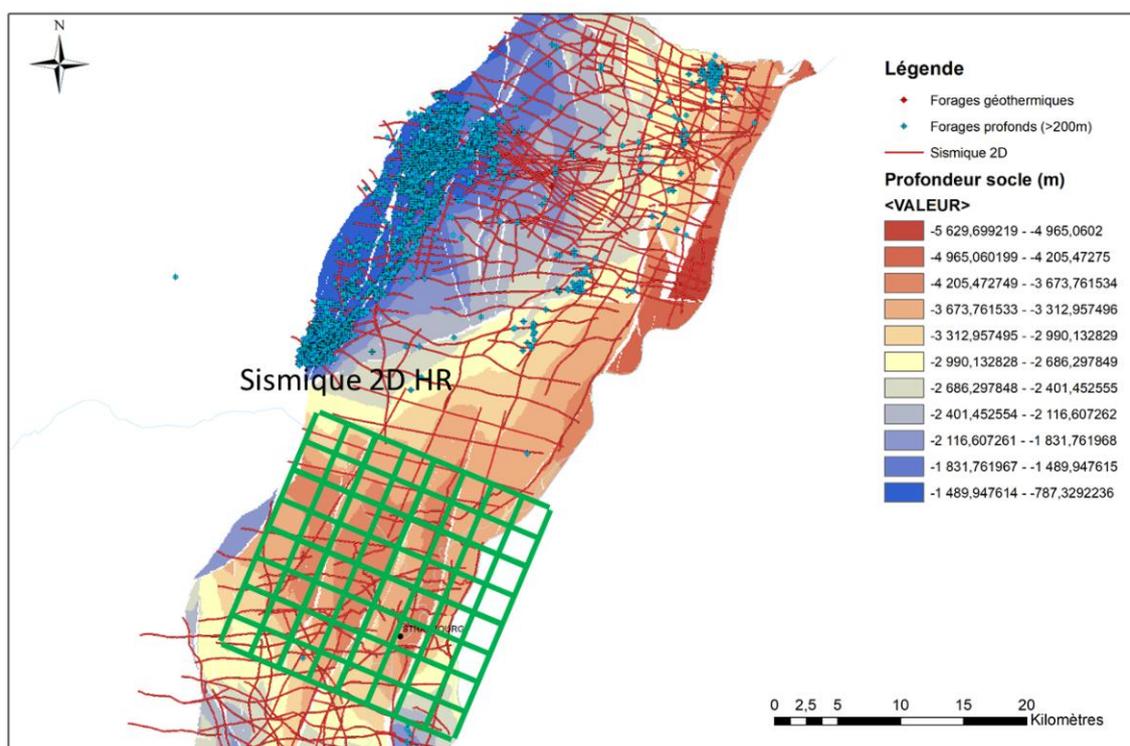


Figure 68 : Lignes sismiques existantes (lignes rouges) et nouvelles acquisitions proposées (lignes vertes) autour de Strasbourg. La profondeur du socle (surface colorée) et les forages (profonds par des points bleus et géothermiques par des points rouges) sont également représentés.

Afin d'améliorer l'imagerie du sous-sol à cette échelle, un retraitement des lignes 2D existantes et de qualité suffisante est nécessaire pour en extraire le maximum d'information structurale. Si ces lignes n'ont pas déjà été retraitées lors de l'étude régionale, entre 100 et 300 km de lignes 2D seront à retraiter pour couvrir une zone de 20 x 20 km. Si la densité de ligne sismique 2D est trop faible (e.g. Strasbourg), une nouvelle acquisition sismique 2D d'environ 400 km devra être considérée (Figure 68). Il est, par ailleurs, recommandé de considérer une acquisition sismique

2D Haute Résolution, afin d'obtenir une image structurale fine sur ces profils, mais également pour pouvoir y conduire des études d'interprétation quantitative, et ainsi, accéder aux propriétés pétro-physiques des réservoirs ciblés (e.g. porosité, net to gross). Il est à noter que ces acquisitions sismiques 2D ne permettent pas d'obtenir une image structurale fine en 3D, car la position des plans de faille, sur ces profils 2D, est généralement approximative. L'idéal serait de réaliser une acquisition sismique 3D, mais à cette échelle, le coût-bénéfice d'une telle campagne n'est pas évident. En effet, 400 km² de sismique 3D coûtent entre 5 et 20 mln EUR. Afin de compléter la description pétro-physique du bassin et des réservoirs ciblés, des campagnes de sismique passive, d'électromagnétisme et de gravimétrie, sont également recommandées.

c) Échelle projet

À l'échelle du projet, il est nécessaire de raffiner davantage les modélisations géologiques, hydrogéologiques et thermo-hydrodynamiques, réalisées à plus grande échelle. Bien souvent, ces étapes sont limitées par la quantité de données disponibles et il est alors primordial d'identifier et de quantifier les incertitudes, afin de limiter les aléas géologiques et thermo-hydrodynamiques, lors de la réalisation des forages d'exploitation (*i.e.* ne pas obtenir le débit et la température attendues).

Les étapes présentées à l'échelle locale pour caractériser la ressource géothermale et le potentiel sont alors applicables à l'échelle plus fine du site (cf. section 3.1.3 b). Elles correspondent, d'une part, à l'analyse des données disponibles (statiques et dynamiques), puis à l'intégration de ces éléments et des données linéaires (sismique 2D) pour la mise à jour ou la création de modèles géologiques, hydrogéologies ou TH et leur calibration.

Des études de sensibilité ainsi que des analyses d'incertitudes sont généralement recommandées, lors des modélisations thermo-hydrodynamiques (échelle fine du site), afin de quantifier l'impact de variations des paramètres sur les températures et débits d'exploitation permettant de définir, par exemple, les puissances extractibles sur un site donné.

Afin d'améliorer l'imagerie du sous-sol à cette échelle, un retraitement des lignes 2D existantes et de qualité suffisante est nécessaire pour en extraire le maximum d'information structurale. Si ces lignes n'ont pas déjà été retraitées, lors de l'étude régionale et/ou locale, entre 50 et 100 km de lignes 2D seront à retraiter pour couvrir une zone de 5 x 5 km. Si la densité de ligne sismique 2D est trop faible (e.g. Strasbourg), une option est d'acquérir une nouvelle sismique 2D Haute Résolution dense (1 ligne tous les 2,5 km), soit environ 50 à 100 km de lignes. Cette option permet d'obtenir une image structurale fine sur ces profils 2D, mais également d'y conduire des études d'interprétation quantitative, et ainsi, accéder aux propriétés pétro-physiques des réservoirs ciblés (e.g. porosité, net to gross). Elle ne permet, cependant, pas d'obtenir une image structurale fine en 3D, car la position des plans de faille, sur ces profils 2D, est généralement approximative. Pour obtenir une image structurale et pétro-physique fine en 3D, la meilleure option est l'acquisition d'un cube sismique 3D pour couvrir une zone d'environ 25 km² (Figure 69). Afin de compléter la description pétro-physique du bassin et des réservoirs ciblés, des campagnes de sismique passive, d'électromagnétisme et de gravimétrie, sont également recommandées.

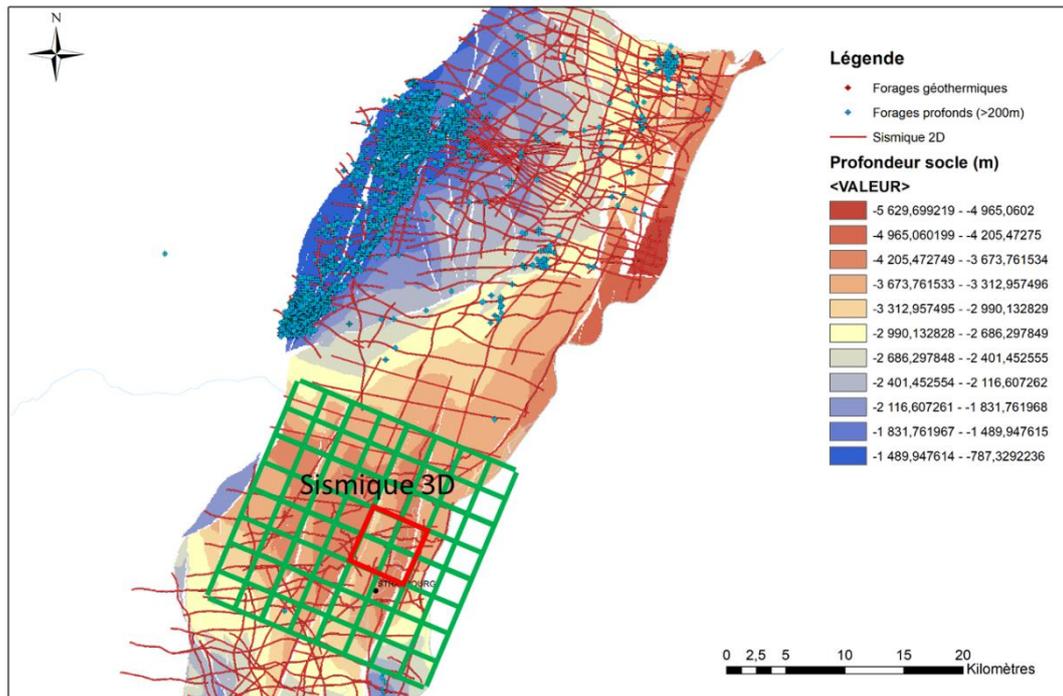


Figure 69 : Lignes sismiques existantes (lignes rouges) et nouvelles acquisitions proposées (lignes verte : sismique 2D, carré rouge : sismique 3D) autour de Strasbourg. La profondeur du socle (surface colorée) et les forages (profonds par des points bleus et géothermiques par des points rouges) sont également représentés.

3.4.4. Synthèse

À partir du Tableau 2 et des éléments présents dans les sections précédentes, nous avons esquissé un programme d'exploration des ressources géothermales profondes du Fossé rhénan (Tableau 16). Ce tableau donne une idée des grands types d'activités à mettre en œuvre et un ordre de grandeur des budgets nécessaires. Il est toutefois indispensable de réaliser une étude complémentaire de définition du programme d'exploration, afin d'affiner ce programme au contexte et enjeu du projet considéré. Pour ce bassin, des activités en géophysique, géologie, géochimie et en modélisations sont envisagées, quelle que soit l'échelle du projet considéré. D'une manière générale, les activités les plus coûteuses sont liées à l'acquisition de nouvelles données géophysiques, notamment à l'échelle locale et projet, pour densifier la couverture sismique existante. À l'échelle régionale, **le budget pour une campagne d'exploration oscille entre 1 et 2 mln EUR** avec, notamment, une grande partie du budget dédiée au retraitement avec des techniques modernes la sismique existante. À l'échelle locale ou projet, **le budget varie entre 1,5 et 3,5 mln EUR**, avec encore ici une grande partie du budget dédiée à l'acquisition de nouvelles données géophysiques, et notamment sismiques (les trois quarts du budget).

	Activité	Echelle régionale 200km x 200km		Echelle locale 20km x 20km		Echelle concession 5km x 5km				
		Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation	Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation	Programme	Coût - Estimation Basse	Coût - Estimation
Géophysique	Retraitement sismique	1500 à 3000km	750 000 €	1 500 000 €	100 à 300 km	50 000 €	100 000 €	50 à 100 km	25 000 €	50 000 €
	Acquisition Sismique 2D HD				400km	1 000 000 €	3 000 000 €			
	Acquisition Sismique 3D							25km2	1 000 000 €	3 000 000 €
	Acquisitions Non-Sismiques (EM, sismique passive, gravimétrie)				400 km2	150 000 €	300 000 €	25km2	100 000 €	200 000 €
		Sous-Total	750 000 €	1 500 000 €	Sous-Total	1 200 000 €	3 400 000 €	Sous-Total	1 125 000 €	3 250 000 €
Géologie	Analyse structurale, Lithologie / Mineralogie, Pétrophysique		150 000 €	300 000 €		50 000 €	100 000 €		50 000 €	100 000 €
Géochimie	Géochimie des fluides, Géothermomètres		25 000 €	50 000 €						
Intégration	Modélisation géologique/structurale, thermo-hydrodynamique, géomécanique. Evaluation de la ressource géothermale		150 000 €	300 000 €		100 000 €	250 000 €		100 000 €	250 000 €
		TOTAL	1 075 000 €	2 150 000 €	TOTAL	1 350 000 €	3 750 000 €	TOTAL	1 275 000 €	3 600 000 €

Tableau 16 : Programme d'exploration proposé pour l'estimation des ressources géothermale du Fossé rhénan.

4. Conclusions

L'estimation d'une ressource géothermale exploitable en France métropolitaine nécessite d'aborder le problème à différentes échelles, afin de prendre en compte, au mieux, la variabilité des formations géologiques ciblées et les différents objectifs des études, à savoir :

1. l'échelle régionale, typiquement la taille du bassin sédimentaire considéré (e.g. 200 x 200 km), afin de localiser les zones d'intérêt géothermique ;
2. l'échelle locale, typiquement la taille d'une agglomération (e.g. 20 x 20 km), afin de délimiter les zones favorables à l'implantation d'un projet géothermique. À cette échelle, des forages d'exploration peuvent être réalisés dans le cadre d'autorisations de recherches ou permis exclusif de recherche ;
3. l'échelle du projet géothermique, typiquement la taille d'une concession ou permis d'exploitation en géothermie suivant la puissance exploitée (e.g. 5 x 5 km), afin d'établir le schéma d'exploitation de la ressource géothermale. À cette échelle, les forages de production sont généralement réalisés.

À chaque échelle, le programme d'exploration doit être défini en fonction des paramètres à estimer (e.g. température, porosité, perméabilité) et des incertitudes sur ces paramètres à lever. Les données géo-scientifiques permettent d'estimer ces paramètres et doivent être sélectionnées en fonction de leur capacité à réduire les incertitudes sur les paramètres à estimer. Des modèles géologiques, hydrodynamiques, thermiques et mécaniques du sous-sol ainsi que des versions couplées, entre elles, permettent d'interpréter et intégrer ces observations géo-scientifiques et d'estimer *in fine* la ressource potentiellement exploitable.

Ce rapport présente un programme d'exploration adapté aux différentes cibles de géothermie profonde présentes dans les quatre grands bassins sédimentaires métropolitains : Bassin parisien, Bassin aquitain, Couloir rhodanien/Bassin du Sud-Est et Fossé rhénan. Il met en lumière l'intérêt d'études pluridisciplinaires, afin de caractériser, au mieux, ces différentes cibles, aux différentes échelles de travail, mais également la nécessité d'acquérir de nouvelles données, notamment géophysiques, afin d'estimer, de manière homogène, les ressources sur tout le territoire. Ces programmes d'exploration nécessitent des investissements de l'ordre **de 1 à 7,5 mln EUR, à l'échelle régionale, et de 1,5 à 4 mln EUR, à l'échelle locale ou du projet**. Bien que ces investissements paraissent importants au vu du coût d'un forage d'exploration/production géothermique (plusieurs millions d'euros, en général), une étude économique pour un projet géothermique « classique » du type doublet du Bassin Parisien de 10 MWth montre que, si le programme d'exploration permet d'augmenter la probabilité de succès de 10 % d'un seul projet, alors le retour sur investissement est garanti par cet unique projet. Les techniques proposées dans ce rapport ont été sélectionnées sur leur capacité à augmenter de façon significative la probabilité de succès des projets. Nous recommandons, donc, vivement de mettre ces solutions en œuvre pour dérisquer, au mieux, les futurs projets d'exploration de nouveaux aquifères, en France métropolitaine.

5. Bibliographie

- Beccaletto, L., Nitsch, E., Anders, B., Dressman, H., Rupf, I., 2013. Structural control and 3D modelling of a wrench rift basin: the Upper Rhine Graben of NW Europe as a case study - Contribution of the EU GeORG project.. EGU General Assembly 2013, Apr 2013, Vienna, Austria.
- Bichot, F., Mauroux, B., Sourisseau, B., 1997. Synthèse des connaissances sur la nappe d'Eocène en Gironde, Dordogne, Lot-et-Garonne en préalable à l'établissement d'un SAGE. Rapport BRGM R 38332.
- Bonté, D., Guillou-Frottier, L., Garibaldi, C., Bourguine, B., Opez, S., Bouchot, V., Lucazeau, F., 2010. Subsurface temperature maps in French sedimentary basins: New data compilation and interpolation. Bulletin de la Société Géologique de France 181, 377–390.
- Bouchot, V., Bader, A.-G., Bialkowski, A., Bonté, D., Bourguine, B., Caritg, S., Castillo, C., Dezayes, C., Gabalda, S., Guillou-Frottier, L., Haffen, S., Hamm, V., Kervévan, C., Lopez, S., Peter-Borie, M., Beccaletto, L., Blaisonneau, A., Bourquin, S., Capar, L., Carré, C., Castagnac, C., Colnot, A., Le Guenan, T., Lerouge, C., Rigollet, C., Thiéry, D., 2012. CLASTIQ-2 : projet de recherche sur les ressources géothermiques des réservoirs clastiques en France (bassin de Paris et Fossé rhénan), Rapport final BRGM/RP-61472-FR.
- Bugarel, F., Bouchot, V., Jérôme, B., 2018. Projet GUIDOCLAST – Guide de bonnes pratiques pour une exploitation optimale et durable d'opérations géothermiques de basse température en réservoir argilo-gréseux ou sableux. Rapport final BRGM/RP-67113-FR 45.
- Caritg, S., Bourguine, B., Foissard, D., Lopez, S., Allanic, C., Zammit, C., 2014. Projet Lusitanien. Evaluation 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., Bugarel, F., Goyénèche, O., Audouin, O., 2016. RECOMmandations pour l'acquisition de données sur l'aquifère carbonaté du Lusitanien traversé à l'occasion des FORages géothermiques au Dogger (bassin de Paris) - Projet RECOMFOR. 50 p., 5 fig., 9 tabl. Rapport final. BRGM/RP-65639-FR 181–182, 441.
- Caritg, S., Tourlière, B., Bourguine, B., 2018. Cartographie des cibles géothermiques de moyenne température pour la production d'électricité et de chaleur par cogénération en France métropolitaine, Rapport final BRGM/RP-67853-FR.
- Couëffé, R., Tourlière, B., 2008. Modélisation géologique multi-couches Bresse, Dombes, Bas-Dauphiné, Couloir Rhodanien : méthodologie de réalisation, guide d'utilisation des produits numériques. Rapport final BRGM/RP-57712-FR 62.
- 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.
- Dezayes, C., IMAGE Team, 2017. Main results of exploration method development for basement and sedimentary basins. IMAGE Final Conference, Akureyri, Iceland 4-6 October 2017.
- Doré, A.G., Sinding-Larsen, R., 1996. Quantification and Prediction of hydrocarbon Resources, Elsevier.
- Dupaigne, T., Bault, V., Meire, B., 2019. Réalisation d'une carte piézométrique synchrone de la nappe de l'Albien et nouvelles thermométries du Bassin parisien. Rapport final BRGM/RP-68536-FR.
- Durst, P., Ayache, B., Saltel, M., Abou Akar, A., 2011. Outil d'aide à la décision en matière de géothermie très basse et basse énergie en région Aquitaine - Atlas du potentiel géothermique

des aquifères. Rapport final BRGM/RP-59761-FR 175.

Equipe de projet GeORG, 2013. Potentiel géologique profond du Fossé Rhénan supérieur. Partie 1 à 4. www.geopotenziale.eu.

Gabalda, S., Vernhet, Y., Rambourg, D., Prognon, C., Chévremont, P., Capar, L., Courrioux, G., Guillen, A., Leynet, A., Martelet, G., Bayon, B. Le, Baudin, T., Allier, D., Beccaletto, L., Charles, N., Dessandier, D., Dezayes, C., Roulle, A., Tertre, F., 2013. Élaboration d'un chantier RGF : retour d'expérience du chantier pilote Vosges - Fossé rhénan.

Garibaldi, C., 2010. Détermination des températures profondes du Bassin du Sud-Est de la France et relations entre anomalies thermiques, géologie et circulation hydrothermales par modélisation 3D. Thèse 284.

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

Guillou-Frottier, L., Lucazeau, F., Garibaldi, C., Bonte, D., Coueffe, R., 2010. Heat flow and deep temperatures in the Southeast Basin of France: Implications for local rheological contrasts. Bulletin de la Société Géologique de France 181, 531–546.

Hamm, V., Arnaud, L., 2017. Etude des opportunités de valorisation énergétique du potentiel géothermique en France métropolitaine – Cas de l'Albien et du Dogger. 78 p., 26 fig., 3 ann., Rapport final. BRGM/RP-67262-FR.

Hamm, V., Bouzit, M., Lopez, S., 2016. Assessment of complex well architecture performance for geothermal exploitation of the Paris basin: A modeling and economic analysis. Geothermics 64, 300–313.

Hamm, V., Le Brun, M., Castillo, C., Ausseur, J.-Y., Borozdine, O., Cordier, R., Gille, A.-L., Goblet, P., Ungemach, P., 2011. Gestion de la ressource géothermique du Dogger de la région Île-de-France – Année 2011. Rapport intermédiaire BRGM/RP-60399-FR 94.

Hamm, V., Lopez, S., 2012. Impact of Fluvial Sedimentary Heterogeneities on Heat Transfer at a Geothermal Doublet Scale. Proceedings of the 37th Stanford Geothermal Workshop.

Hamm, V., Maurel, C., 2019. Projet Sybase: synthèse de bancarisation et suivi des opérations de géothermie de basse température en France métropolitaine. Rapport final BRGM/RP-68601-FR.

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.

Mégnien, C., Mégnien, F., 1980. Synthèse géologique du bassin de Paris. Mémoire du BRGM n°101.

Munck, F., Walgenwitz, F., Maget, P., Zacher, A., 1979. Synthèse géothermique du Fossé Rhénan supérieur. BRGM Service Géologique Régional Alsace.

Perrodon, A., Zabek, J., 1990. Paris Basin, in Interior Cratonic Basins. AAPG Memoir 51, 633–679.

Raoult, Y., 1999. La nappe de l'Albien dans le bassin de Paris, de nouvelles idées pour de vieilles eaux. Thèse de doctorat de l'université Paris VI.

Saltel, M., Wulleumier, A., Cabaret, O., 2016. Gestion des eaux souterraines en Région Aquitaine - Développements et maintenance du Modèle Nord-aquitain de gestion des nappes, Rapport final BRGM/RP-65039-FR. 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.

Serrano, O., Delmas, J., Hanot, F., Vially, R., Herbin, J.-P., Houel, P., Tourlière, B., 2006. Le bassin d'Aquitaine: valorisation des données sismiques, cartographie structurale et potentiel pétrolier 245.

Vernoux, J.-F., Maget, P., Afzali, H., Blanchin, R., Donsimoni, M., Vairon, J., 1997. Synthèse hydrogéologique du Crétacé inférieur du bassin de Paris, Rapport final BRGM/RP-39702-FR.



**Centre scientifique et technique
Direction des Géoressources**

3, avenue Claude Guillemin
BP 36009 - 45060 Orléans cedex 2 - France - Tél. : 02 38 64 34 34
www.brgm.fr