

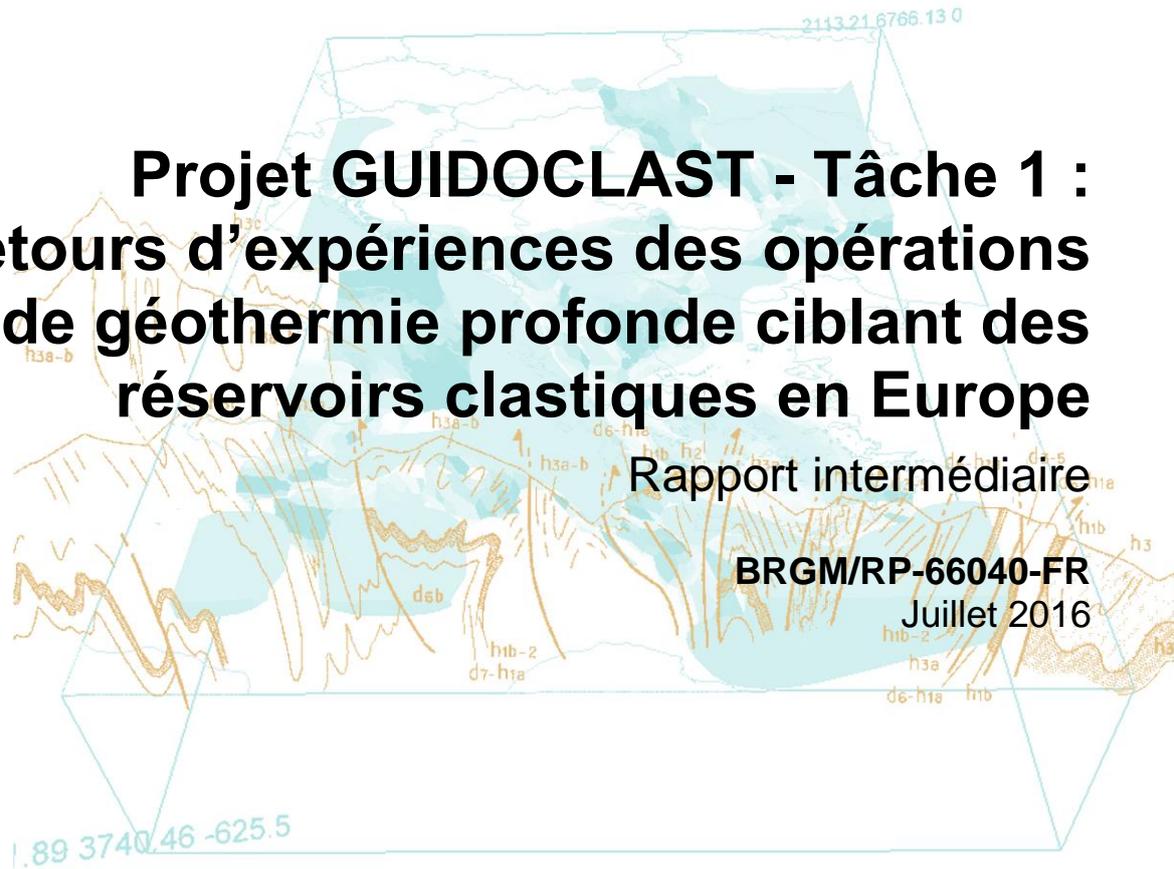


Projet GUIDOCLAST - Tâche 1 : retours d'expériences des opérations de géothermie profonde ciblant des réservoirs clastiques en Europe

Rapport intermédiaire

BRGM/RP-66040-FR

Juillet 2016



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

Rapport intermédiaire

BRGM/RP-66040-FR
Juillet 2016

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

F. BUGAREL
Avec la collaboration de
V. BOUCHOT

Vérificateur :

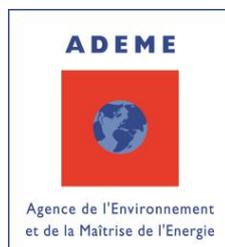
Nom : **Olivier GOYENCHE**
Fonction : Pilote convention ADEME
2016
Date : 20/07/2016
Signature : accord

Approbateur :

Nom : **Philippe ROCHER**
Fonction : Directeur adjoint DGR
Date : 22/07/2016
Signature :



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



Avertissement

Document public à accès différé jusqu'au 15 octobre 2016

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

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

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

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

Synthèse

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

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

Il comprend une synthèse principalement basée sur une analyse des opérations géothermiques menées au Danemark (3 doublets) et aux Pays-Bas (12 doublets), pour lesquelles des informations techniques ont pu être collectées au cours de deux missions distinctes réalisées respectivement en mars et juin 2016. Le choix porté sur ces deux pays a été orienté par le nombre d'opérations réalisées sur les réservoirs cibles du projet (Trias notamment et aussi Crétacé inférieur et Permien) et la relative ancienneté de leur mise en service : plus d'une trentaine d'années pour la plus ancienne exploitation au Danemark et une dizaine d'années pour la première opération hollandaise.

L'analyse des opérations danoises et hollandaises montre que l'ensemble des exploitations ciblant des réservoirs clastiques fonctionne relativement bien, malgré quelques problèmes techniques spécifiques à chaque opération (production de gaz et/ou d'hydrocarbures, dépôts radioactifs, corrosion des équipements, injectivité du réservoir). La poursuite du développement des opérations de géothermie aux Pays-Bas notamment (nouveaux projets en 2016 et 2017) confirme l'intérêt des exploitants (serristes) à se tourner vers ces ressources géothermales, en prenant en compte la problématique d'intégrité des puits pour garantir la pérennité des exploitations.

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

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

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

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

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

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

L'exploration d'un secteur par la réalisation d'un forage vertical semble être une solution permettant de limiter a priori le risque opérationnel (et donc financier) du premier ouvrage et d'acquérir les données (nature et profondeur des formations géologiques traversées, caractéristiques du réservoir) permettant de dimensionner le second ouvrage du doublet. L'inconvénient de cette approche est que le second forage est davantage dévié, ce qui induit un risque opérationnel important pour cet ouvrage. L'alternative consistant à réaliser deux forages verticaux serait confrontée aux difficultés liées à la disponibilité de deux sites d'implantation distincts pour les forages et à la réalisation et gestion d'une canalisation plus longue en surface.

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

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

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

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

Compte tenu des durées de tests et des débits d'exploitation visés, des bassins importants permettant le stockage et un éventuel traitement du fluide géothermal sont à anticiper dès la phase d'étude concernant le site d'implantation (exemple des Pays-Bas avec un volume disponible de 10 000 m³ à proximité immédiate des têtes de puits).

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

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

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

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

- qu'il n'y a pas de problème lié à la réinjection pour 6 cas sur 11, même lorsque les débits sont supérieurs à 200 m³/h (jusqu'à 310 m³/h) avec des pressions d'injection extrêmement variées mais pouvant atteindre des valeurs élevées (45 bars) ;
- que 3 opérations sur 11 rencontrent des difficultés liées à des phénomènes variés (mauvaise connectivité au niveau du réservoir, production de gaz, dépôt / traitement) qui ont été plus ou moins résolues ;
- que 2 opérations sur 11 rencontrent des problèmes majeurs remettant en cause la rentabilité économique des projets, liés à une qualité du réservoir (transmissivité) moins bonne qu'attendue compte tenu des débits visés particulièrement élevés (jusqu'à 400 m³/h).

Les bonnes pratiques identifiées concernent donc principalement :

- un débit d'exploitation maximal de 200 m³/h qui pourrait être la limite à ne pas dépasser, ou à ajuster en fonction de l'épaisseur utile du réservoir, de sa perméabilité et des diamètres mis en œuvre au niveau du réservoir ;

- une procédure de montée en régime de débit progressive afin de mieux équilibrer le fonctionnement du réservoir ;
- des adaptations techniques (filtration notamment) et des remédiations (nettoyage du réservoir du puits injecteur) en cas de baisse constatée de l'injectivité.

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

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

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

- une adaptation du positionnement de la pompe d'exhaure immergée dans le puits de production en fonction de la valeur du point de bulle ;
- la mise en place de procédures spécifiques et d'un dispositif particulier permettant la combustion du gaz ou sa valorisation (CH_4 , voir CO_2 pour des serres).

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

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

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

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

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

Sommaire

1. Présentation du projet GUIDOCLAST et de la tâche relative aux retours d'expériences européennes.....	13
1.1. RAPPEL DU CONTEXTE DE REALISATION DU PROJET GUIDOCLAST	13
1.2. DEROULEMENT DE LA TACHE 1 DU PROJET RELATIVE AUX RETOURS D'EXPERIENCES EUROPEENNES	14
2. Analyse technique des opérations géothermiques menées au Danemark et aux Pays-Bas	17
2.1. ANALYSE DES OPERATIONS GEOTHERMIQUES REALISEES AU DANEMARK	17
2.1.1. Identification et localisation des opérations danoises	18
2.1.2. Caractéristiques des réservoirs géothermiques danois	19
2.1.3. Analyse globale du fonctionnement des doublets géothermiques au Danemark ..	21
2.1.4. Opération géothermique de Copenhague (forages en 2002 et 2003).....	23
2.2. ANALYSE DES OPERATIONS GEOTHERMIQUES REALISEES AUX PAYS-BAS	30
2.2.1. Identification et localisation des opérations hollandaises	30
2.2.2. Caractéristiques des réservoirs géothermiques hollandais.....	32
2.2.3. Analyse globale du fonctionnement des doublets géothermique aux Pays-Bas ...	35
2.2.4. Bilan de fonctionnement des exploitations hollandaises ciblant les aquifères argilo-gréseux.....	40
3. Synthèse des données relative aux opérations géothermiques européennes ciblant les réservoirs clastiques	57
4. Conclusions : première identification des bonnes pratiques relatives aux opérations géothermiques ciblant des réservoirs clastiques	63
4.1. IDENTIFICATION DES BONNES PRATIQUES RELATIVES A LA CONCEPTION DES DOUBLETES GEOTHERMIQUES	63
4.1.1. Constat	63
4.1.2. Bonnes pratiques	64
4.2. IDENTIFICATION DES BONNES PRATIQUES RELATIVES A LA REALISATION DES TRAVAUX DE FORAGE ET DES ESSAIS.....	64
4.2.1. Réalisation des travaux de forage	64
4.2.2. Réalisation de la phase des essais	67
4.3. IDENTIFICATION DES BONNES PRATIQUES RELATIVES A L'EXPLOITATION DES DOUBLETES GEOTHERMIQUES	69
4.3.1. Problématique liée à la baisse d'injectivité	69
4.3.2. Problématique liée aux phénomènes de dépôt et de corrosion	70
4.3.3. Problématique liée à la production de gaz	72

5. Bibliographie73

Liste des figures

Figure 1 : Localisation des trois opérations géothermiques au Trias du Danemark : Thisted (1984),
Copenhague (2005) et Sonderborg (2013)..... 18

Figure 2 : Localisation géographique des réservoirs géothermiques au Danemark (source GEUS). 19

Figure 3 : Têtes de puits du doublet de Copenhague sur le site industriel d'Amager (mars 2016). 23

Figure 4 : Profils des puits MAH-1/1A (injecteur) et MAH-2 (producteur) du doublet de Copenhague. 26

Figure 5 : Coupe technique du puits MAH-2 (producteur) du doublet de Copenhague. 28

Figure 6 : Photographies du site géothermique de Copenhague (mars 2016) 29

Figure 7 : Localisation des opérations géothermiques Basse Energie aux Pays-Bas 31

Figure 8 : Contexte géologique des doublets en exploitation aux Pays-Bas (source : TNO) 33

Figure 9 : Photographie d'un bassin de stockage d'eau sur le site de la centrale de De Lier (juin
2016) 37

Figure 10 : Photographies du site géothermique d'Agriport (juin 2016) 48

Figure 11 : Photographies de l'exploitation et de la centrale de De Lier (juin 2016) 52

Figure 12 : Photographie du séparateur et du brûleur de gaz de la centrale de De Lier (juin 2016) 53

Figure 13 : Photographies des têtes de puits et du système de filtration de la centrale De Lier (juin
2016) 54

Figure 14 : Photographies du système de monitoring et des échangeurs de la centrale géothermique
de De Lier (juin 2016) 55

Liste des tableaux

Tableau 1 : Caractéristiques géologiques des réservoirs géothermiques danois (sources : GEUS &
Mathiesen et al., 2013). 20

Tableau 2 : Caractéristiques principales des réservoirs géothermiques danois (Mathiesen et al.,
2013). 21

Tableau 3 : Calcul des vitesses d'entraînement au niveau de la complétion et du trou..... 22

Tableau 4 : Caractéristiques géologiques des réservoirs géothermiques hollandais 34

Tableau 5 : Caractéristiques principales des réservoirs géothermiques hollandais (Wong & al., 2007) 34

Tableau 6 : Base de données relative aux opérations géothermiques ciblant des réservoirs
clastiques en Europe (version de travail – juillet 2016) 61

Liste des annexes

Annexe 1	Questionnaire technique élaboré à l'attention des interlocuteurs danois et hollandais rencontrés au cours des missions de mars et juin 2016	75
Annexe 2	Noms et coordonnées des interlocuteurs rencontrés au cours des missions au Danemark et aux Pays-Bas	81

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

1.1. RAPPEL DU CONTEXTE DE REALISATION DU PROJET GUIDOCLAST

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

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

Trois tâches sont prévues sur l'année 2016 :

- **Tâche 1** : Synthèse des retours d'expériences des forages géothermiques réalisés en Europe avec la visite d'opérations au Trias (visites initialement envisagées en Allemagne, Danemark, Suède, Pays-Bas et/ou Royaume Uni).
- **Tâche 2** : Synthèse des retours d'expériences des forages géothermiques réalisés en France à l'Albien, au Néocomien, au Trias du centre du bassin de Paris et également du Buntsandstein de Lorraine.
- **Tâche 3** : Synthèse des retours d'expériences des forages hydrogéologiques pour la recherche d'eau en aquifères sableux peu ou pas consolidés.

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

- **Tâche 4** : Elaboration d'une stratégie d'exploration adaptée aux réservoirs clastiques, notamment à grande profondeur comme le Trias.
- **Tâche 5** : Rédaction du guide de bonnes pratiques en collaboration avec les opérateurs (pour validation). Le livrable correspondant au rapport final du projet est attendu pour décembre 2017.

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

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

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

Cette synthèse est principalement basée sur une analyse des opérations géothermiques menées au Danemark (3 doublets) et aux Pays-Bas (12 doublets), pour lesquelles des informations techniques ont été collectées au cours de deux missions distinctes réalisées respectivement en mars et juin 2016. Le choix porté sur ces deux pays a été orienté par le nombre d'opérations réalisées sur les réservoirs cibles du projet (Trias notamment et aussi Crétacé inférieur et Permien) et la relative ancienneté de leur mise en service : plus d'une trentaine d'années pour la plus ancienne exploitation au Danemark (Thisted, 1984) et une dizaine d'années pour la première opération hollandaise (Vand Den Bosch, 2007).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Elle a pour objectifs de connaître :

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

2.1. ANALYSE DES OPERATIONS GEOTHERMIQUES REALISEES AU DANEMARK

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

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

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

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

2.1.1. Identification et localisation des opérations danoises

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

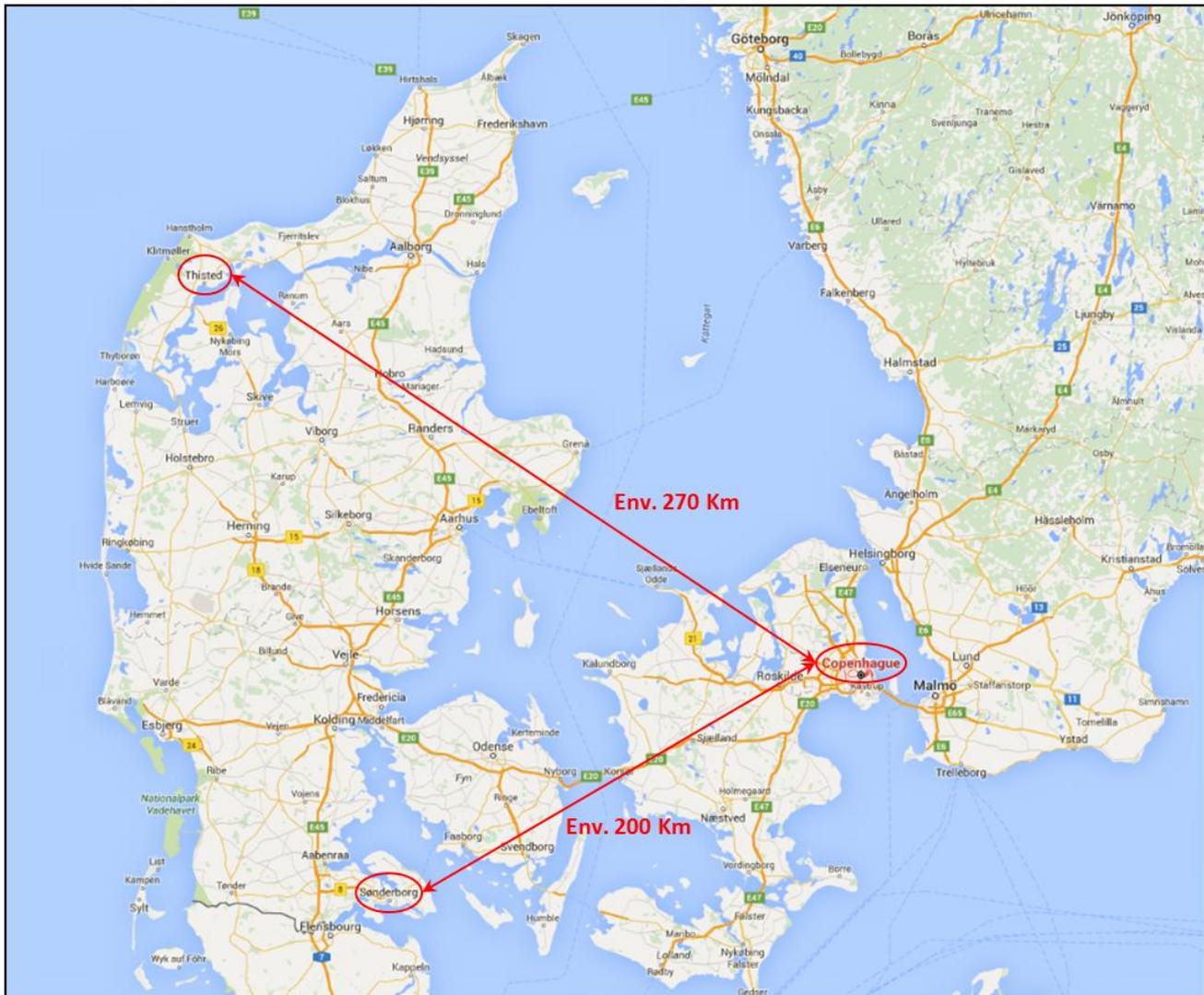


Figure 1 : Localisation des trois opérations géothermiques au Trias du Danemark : Thisted (1984), Copenhague (2005) et Sonderborg (2013).

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

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

2.1.2. Caractéristiques des réservoirs géothermiques danois

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

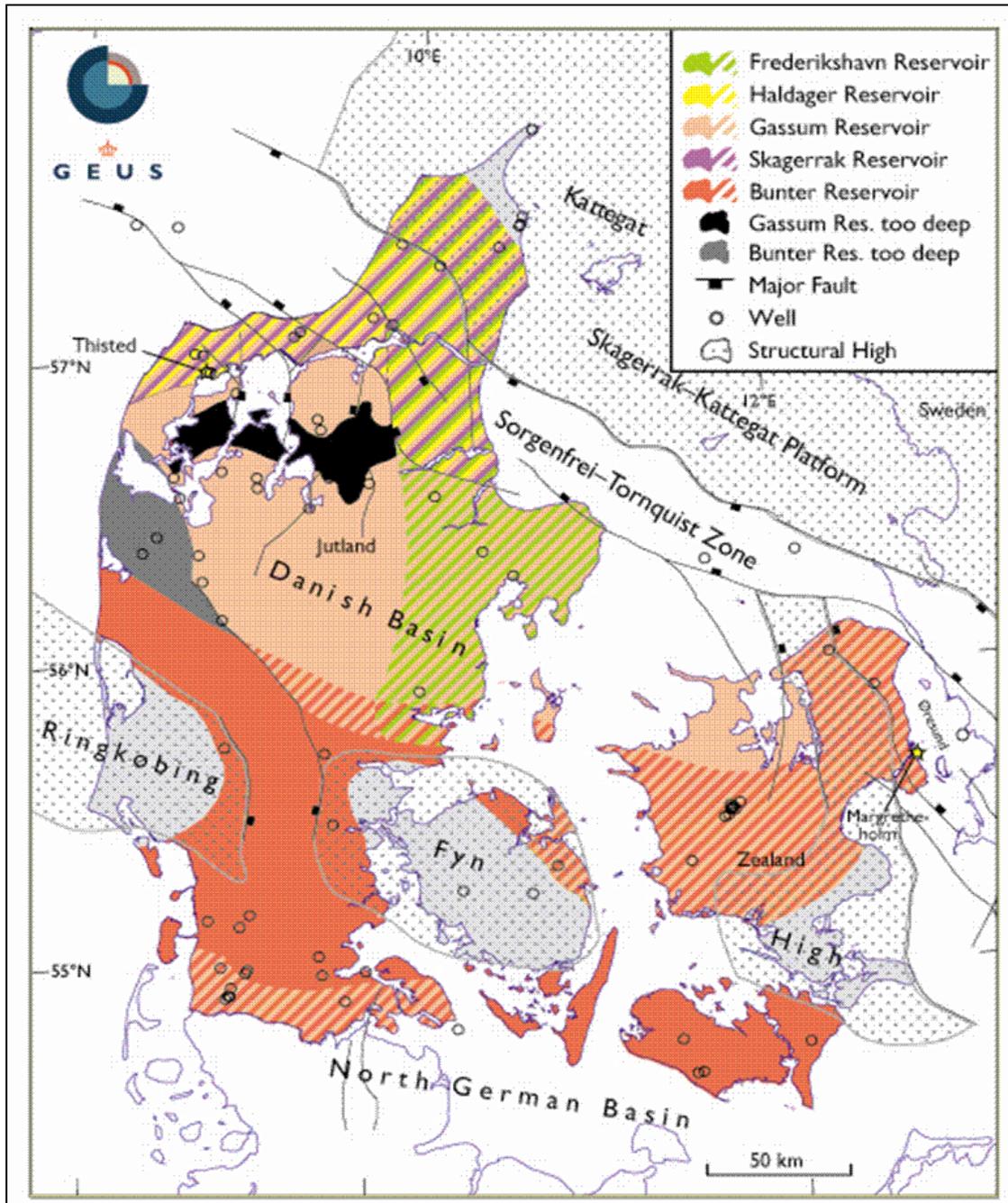


Figure 2 : Localisation géographique des réservoirs géothermiques au Danemark (source GEUS).

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

Réservoir exploité à Copenhague	Lithologie	Environnement de dépôt du Bunter	Epaisseur Mathiesen et al., 2013
Bunter (Trias)	Dominé par des grès à grains fins, alternant avec des niveaux d'argiles. A noter que les failles recoupant le Trias sont susceptibles de réduire la continuité latérale du réservoir (profil sismique).	Environnements continentaux arides sous forme de canaux fluviaux, de dunes éoliennes (avec influence marine locale).	Ep. totale : 299 m (Gross formation) Ep. sable : 60m (Net reservoir sand) Ep.utile : 28 m (Pay zone)
Réservoir exploité à Sonderborg	lithologie	Environnement de dépôt du Gassum	Epaisseur Mathiesen et al., 2013
Gassum (Hettangien et Rhétien)	Généralement bancs continus de grès à grain fin à moyen, et faible teneur en argile.	Environnement fluvial à estuarien marqué par de variations latérales de facies.	Ep. Totale : 61 m (Gross formation) Ep. sable : 39 m (Net reservoir sand) Ep.utile : 28 m (Pay zone)
Réservoir exploité à Thisted	Lithologie	Environnement de dépôt du Gassum	Epaisseur Mathiesen et al., 2013
Gassum (Hettangien et Rhétien)	Généralement bancs continus de grès à grain fin à moyen, et faible teneur en argile.	Environnement fluvial à estuarien marqué par de considérables variations latérales de facies.	Ep. Totale : 135 m (Gross formation) Ep. sable : 83 m (Net reservoir sand) Ep.utile : 30 m (Pay zone)

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

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

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

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

2.1.3. Analyse globale du fonctionnement des doublets géothermiques au Danemark

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

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

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

En termes de productivité des réservoirs clastiques danois, il est à noter que les opérations de Copenhague (235 m³/h donnant une puissance de 14 MWth) et de Sonderborg (335 m³/h donnant une puissance de 12 MWth) fonctionnent sur des **régimes de débits très élevés**, analogues aux débits d'exploitation du Dogger du bassin de Paris, ce qui est contraire à la mauvaise réputation des réservoirs clastiques français. Les débits à Copenhague et Sonderborg sont bien plus importants que celui de Thisted qui a, cependant, augmenté progressivement au cours de ses 32 années d'exploitation : 35 m³/h à l'origine (pilote), puis 150 m³/h en 1988, puis 200 m³/h en 2001 (pour 7 MW de puissance thermique).

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

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

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

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

En dépit de fortes transmissivités des réservoirs exploités (cf. Tableau 2), ces valeurs suggèrent des débits trop importants pour éviter les problèmes d'entraînement. Compte tenu de l'épaisseur du réservoir, de sa porosité / perméabilité et des diamètres classiques, **un débit de 150-200 m³/h semble être la limite à ne pas dépasser.**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Objectif et contexte de réalisation

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

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



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

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

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

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

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

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

Synthèse des opérations de forage

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

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

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

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

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

Le forage des formations du Bunter et du Ljunghusen a été réalisé en deux jours (06 et 07/07/2002) avec une vitesse d'avancement moyen de 12,5 m/h et des pertes de fluide importantes (84 m³ en 24 heures le 06/07/2002). Une boue au Glycol (inhibition des argiles) a été utilisée pour cette phase, avec une densité maintenue à 1.25 en raison des pertes attribuées à un niveau fracturé à la base de la craie. Le réservoir n'a pas été carotté et les mini-carottes latérales prévues non pas pu être réalisées en raison de l'instabilité du trou.

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

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

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

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

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

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

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

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

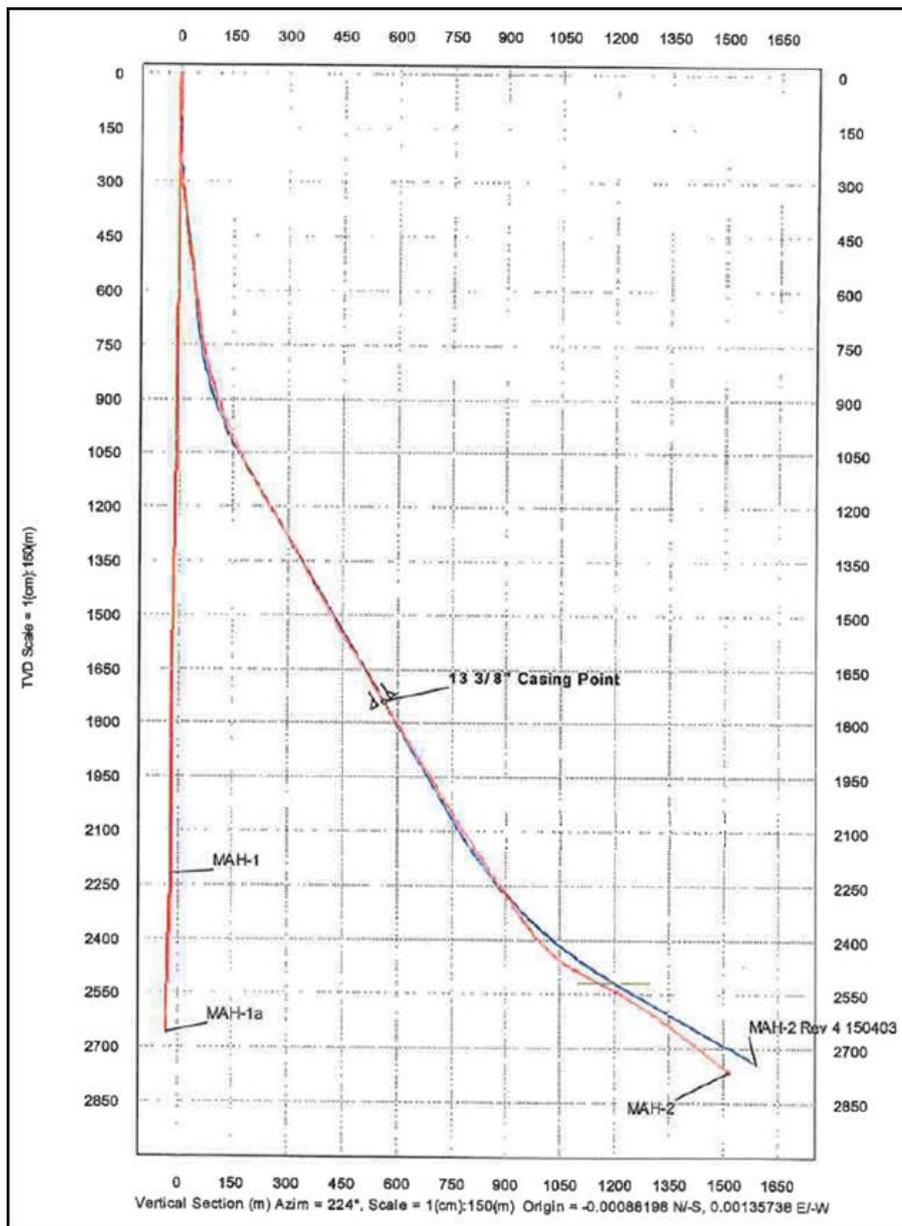


Figure 4 : Profils des puits MAH-1/1A (injecteur) et MAH-2 (producteur) du doublet de Copenhague.

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

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

- les diagraphies et le carottage au câble (du Gassum) au-dessus de la cote 2486 m forés (impossibilité de descendre les instrumentations plus bas), soit au-dessus du réservoir du Bunter repéré entre 2866 et 3046 m forés ;
- la cimentation d'un liner 9"5/8 en acier K55 (sabot à 3114 m forés et top du ciment dans l'annulaire à 2200 m forés) et la résolution du problème technique lié au défaut d'étanchéité du liner (8 jours) ;
- la perforation du liner 9"5/8 (12 trous par intervalle de 30,5 cm) cimenté entre les cotes 2855 et 3056 m forés encadrant d'une dizaine de mètres le réservoir du Bunter.

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

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

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

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

Exploitation du doublet

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

- le dispositif d'injection d'azote au niveau des têtes de puits ;
- le système de double filtration mis en place au sein de la centrale géothermique.

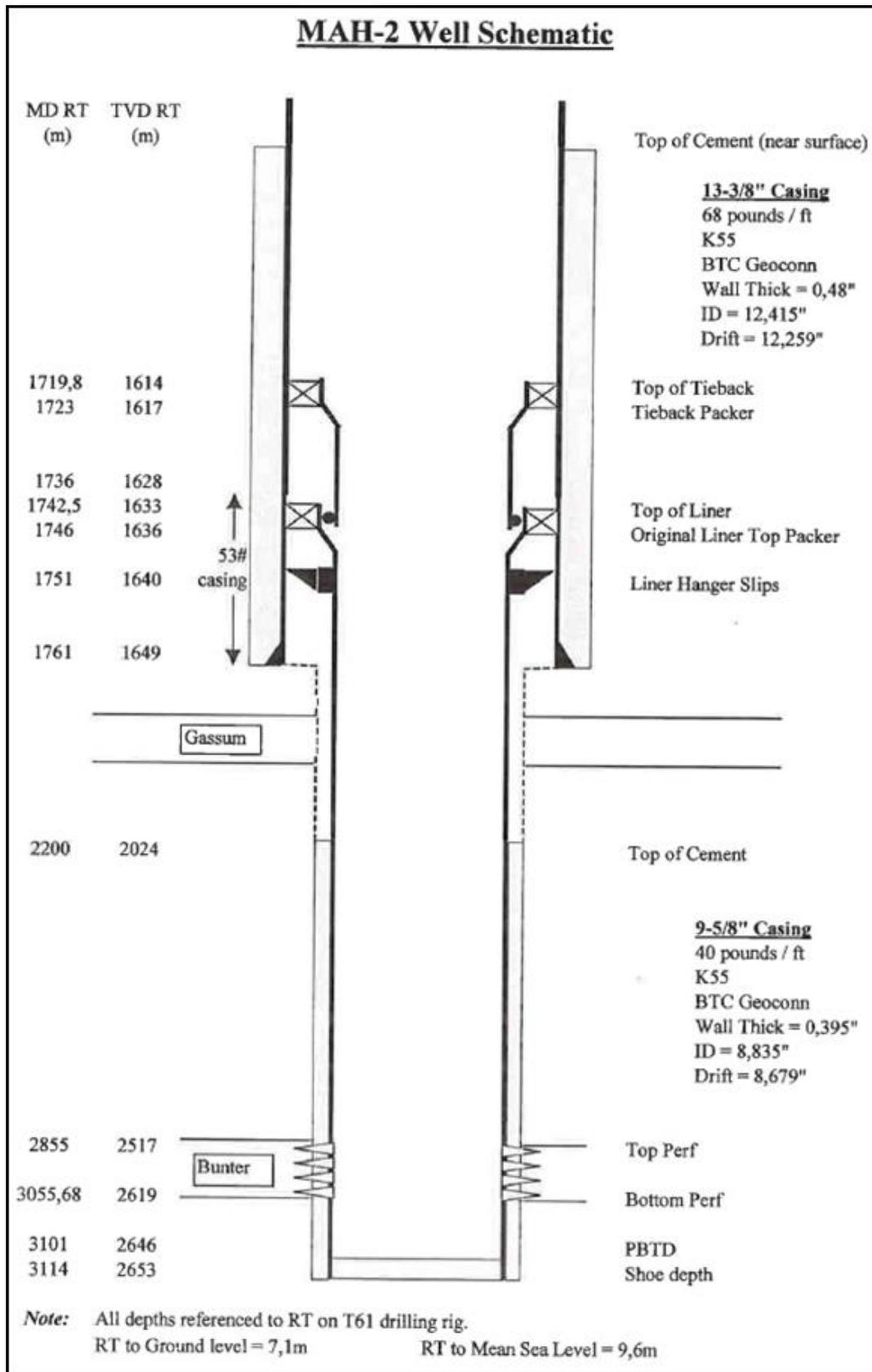


Figure 5 : Coupe technique du puits MAH-2 (producteur) du doublet de Copenhague.

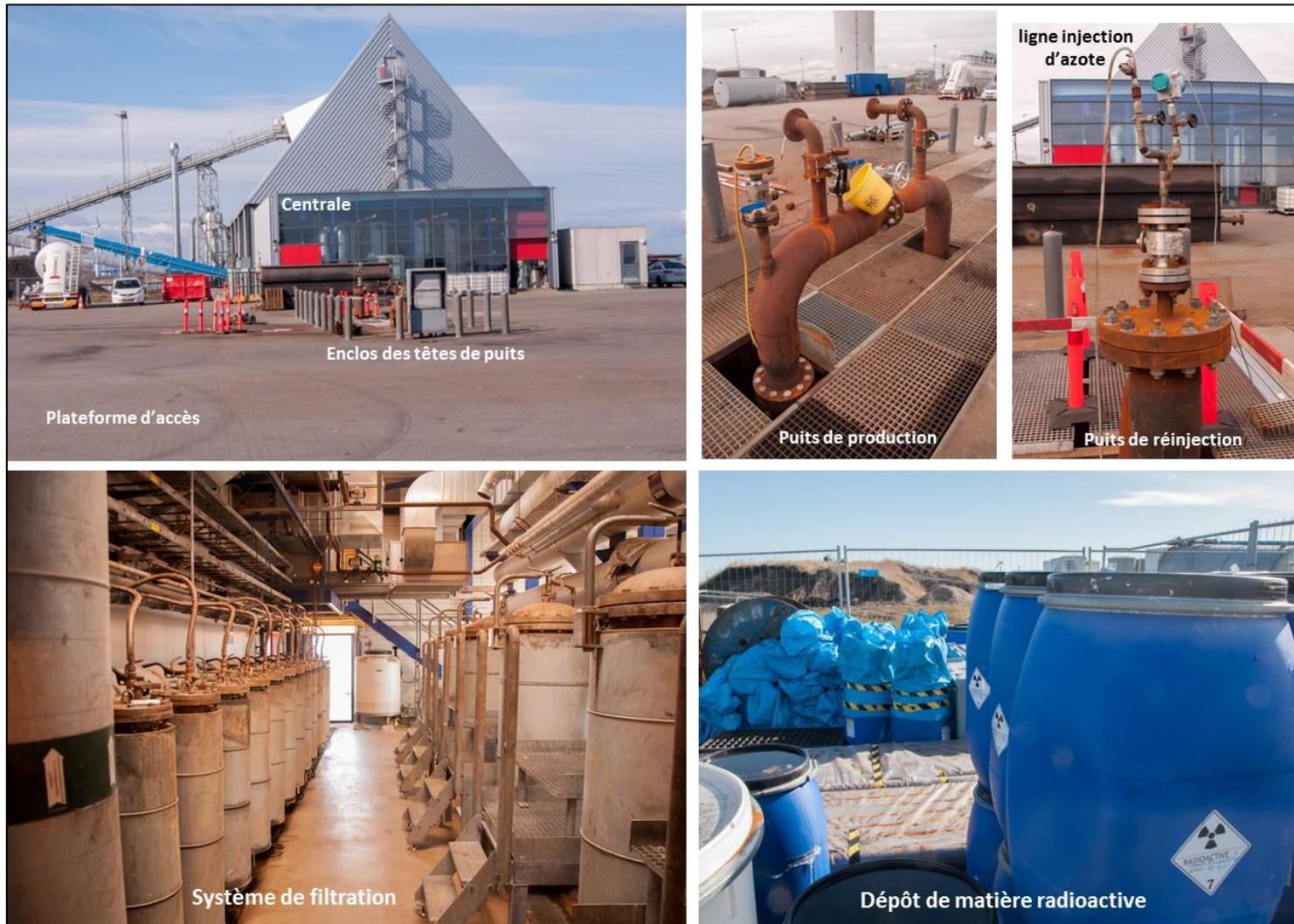


Figure 6 : Photographies du site géothermique de Copenhague (mars 2016)

2.2. ANALYSE DES OPERATIONS GEOTHERMIQUES REALISEES AUX PAYS-BAS

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

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

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

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

2.2.1. Identification et localisation des opérations hollandaises

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

- L'exploitation de l'ancienne mine de charbon Orange Nassau III à Heerlen (projet Mijnwater) où 5 puits servent à l'alimentation énergétique de bâtiments résidentiels et commerciaux (production de chaud et de froid). Après une première phase de forage initiée en mars 2006 (forages HLH-GT-01 et HLH-GT-02), l'exploitation a été mise en service en octobre 2008. Ce dispositif mobilise l'eau contenue dans les galeries de l'ancienne mine (diamètre de 2,5 mètres) situées à environ 700 mètres de profondeur. Compte tenu de la profondeur des ouvrages supérieure à 500 mètres, ces puits sont des ouvrages miniers (réglementation hollandaise) et cette opération est considérée comme la première opération de géothermie profonde aux Pays-Bas.
- L'opération Californie réalisée à Venlo en 2012 pour l'alimentation de serres, cible le réservoir carbonaté karstique du Dinantien (partie inférieure du Carbonifère). En raison de la présence d'une faille active au sud-est du pays et de la sensibilité de la population vis à vis du risque sismique, un suivi de la sismicité a été mis en place pour cette exploitation en triplet de forages constitué initialement de 2 puits producteurs (ciblant chacun une faille) et 1 puits injecteur ayant rencontré un karst au niveau du réservoir (pour les 3 puits, le réservoir est exploité en trou nu). Cette opération a rencontré des problèmes techniques importants liés au contexte faille et karstique : difficulté relative à la cimentation du tubage 9"5/8 en cours de travaux puis collapse au niveau du réservoir du puits injecteur (karst) après un mois d'exploitation, collapse au niveau du réservoir du second puits producteur utilisé comme injecteur suite à l'incident précédent.

2.2.2. Caractéristiques des réservoirs géothermiques hollandais

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

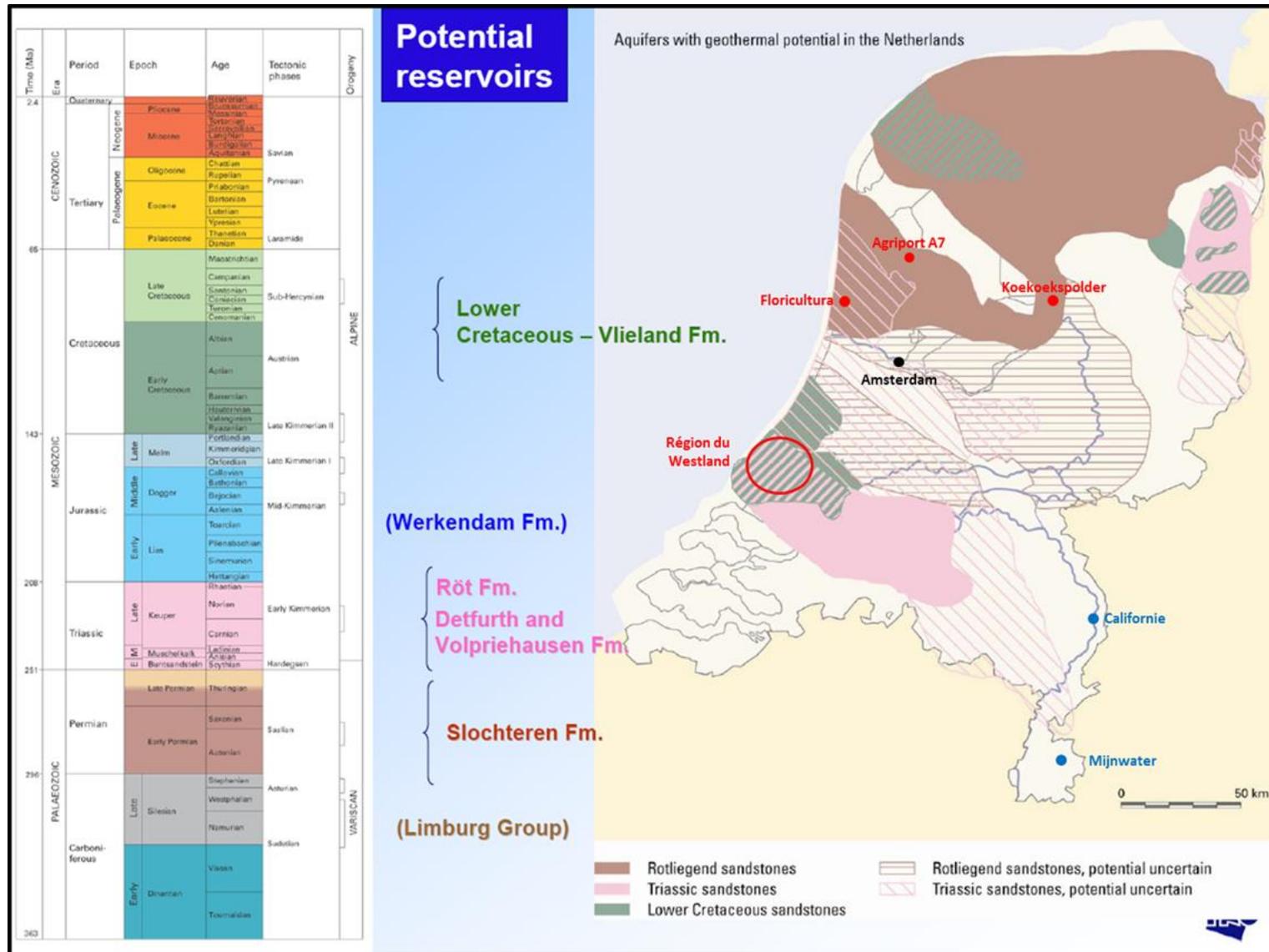


Figure 8 : Contexte géologique des doublets en exploitation aux Pays-Bas (source : TNO)

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

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

Tableau 4 : Caractéristiques géologiques des réservoirs géothermiques hollandais

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- d'un double système de filtration en amont (de type « bag filters » à 10 μm et « candle filters » à 1 ou 2 μm) et en aval (uniquement « candle filters » à 1 ou 2 μm) des échangeurs. Les filtres en aval des échangeurs ont pour objectif d'éliminer les éventuels précipités produits par la baisse de la température du fluide géothermal ;
- au niveau du réservoir, des crépines (fils enroulés, écartement de 250 à 300 μm) sont mises en place sans massif filtrant (auto-gravillonnage). Ces crépines sont commandées auprès de fournisseurs en amont des travaux de forage sans qu'il n'y ait d'ingénierie particulière (pas de localisation des niveaux producteurs par flowmétrerie, pas de carottage, problème de représentativité des échantillons de forage) permettant de les dimensionner en fonction de l'hétérogénéité des réservoirs gréseux avec intercalations de niveaux plus argileux et de la granulométrie des niveaux producteurs : silts (taille des particules inférieure à 62,5 μm) et sables fins à grossiers (taille inférieure à 2 mm).

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

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

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

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

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

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

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

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

Les eaux produites au cours des essais sont stockées dans des bassins de plusieurs milliers de m³ (de l'ordre de 5000 à 10 000 m³) et sont évacuées par camions puis rejetées dans les canaux à proximité du site ou dans la mer (la salinité des fluides géothermaux est de l'ordre de 100 à 150 g/l). Le stockage des volumes produits au cours des essais nécessite donc une surface disponible importante à proximité immédiate du chantier. Aux Pays-Bas, les Maîtres d'ouvrages étant principalement des serristes, ils disposent de surfaces facilement disponibles peu contraintes vis-à-vis du contexte environnant, de fait sans aucun rapport avec un contexte urbain. Pour les besoins en eau de leurs cultures, les exploitants utilisent déjà des bassins de stockage disposant de volumes conséquents (Figure 9).



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

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

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

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

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

Les **architectures de puits** ont également évolué (augmentation d'un diamètre des tubages) avec les débits d'exploitation visés par les exploitants : de l'ordre de 100 à 150 m³/h pour la première génération de doublets (7 opérations ciblant des réservoirs gréseux de 2007 à 2011), puis de 200 m³/h et plus pour la seconde génération (4 opérations ciblant des réservoirs gréseux en 2014 et 2015).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Par rapport aux exploitations du Dogger en Ile-de-France, la nature du fluide géothermal, et la présence d'H₂S notamment, serait à prendre en compte pour analyser de manière comparative les performances des groupes de pompage immergés.

Non impliquée dans le suivi des exploitations, IF Technology livre néanmoins un sentiment global que l'ensemble des exploitations ciblant des réservoirs gréseux (à l'exception de l'opération de Den Haag pour des raisons particulières, non techniques) fonctionne relativement bien, malgré quelques problèmes techniques spécifiques à chaque exploitation (production de gaz et/ou d'hydrocarbures, dépôts radioactifs, corrosion des équipements, injectivité du réservoir). La poursuite du développement des opérations de géothermie aux Pays-Bas (nouveaux projets en 2016 et 2017) confirment l'intérêt des exploitants (serristes) à se tourner vers cette ressource.

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

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

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

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

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

Les informations recueillies auprès de DAGO sont les suivantes :

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

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

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

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

- les informations générales disponibles sur le site Web suivant : <http://geothermie.nl/geothermie/projecten/> ;
- les informations administratives et techniques (forage et production) disponibles sur le site Web « nlog.nl » (<http://www.nlog.nl>) ;
- les informations spécifiques recueillies auprès des exploitants des sites de De Lier et d'Agriport A7 rencontrés au cours des visites du 09/06/2016.

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

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

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

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

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

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

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

Informations administratives relatives au premier doublet (2007) :

- Entreprises de forage : Daldrup & Söhne AG.
- Machines de forage : Schaefer 810.1 (phases 23" et 17"1/2) et Wirth B-12 (phases 12"1/4 et 8"1/2).
- **Forage VDB-GT-01 (producteur) :**
 - Dates de réalisation : 17/10/2006 au 21/03/2007 (soit 156 jours).
 - Profondeur : 2200 m forés / 1547,5 m vert.
 - Incident technique / **side-track**.
- **Forage VDB-GT-01-S1 (producteur) :**
 - Dates de réalisation : 21/03/2007 au 16/04/2007 (soit 27 jours).
 - Profondeur : 2457 m forés / **1697,5 m vert**.
- **Forage VDB-GT-02 (injecteur) :**
 - Dates de réalisation : 04/05/2007 au 13/06/2007 (soit 41 jours).
 - Profondeur : 1625 m forés / 1233,5 m vert.
 - Incident technique / **side-track**.

- **Forage VDB-GT-02-S1 (injecteur) :**
 - Dates de réalisation : 13/06/2007 au 16/07/2007 (soit 34 jours).
 - Profondeur : 2330 m forés / **1621 m vert.**
- **Résultats de production :**
 - Résultats initiaux : température de production mesurée à 60°C avec un débit initial à 160 m³/h légèrement supérieur aux prévisions (150 m³/h).
 - Facteur limitant la production : capacité de la pompe d'exhaure. Changement de pompe pour un débit de production augmenté à environ 200 m³/h.
 - Données de production enregistrées entre janvier 2014 et mars 2016 (volume mensuel maximal enregistré en mars 2016 : 142 613 m³, soit un **débit moyen journalier de 192 m³/h**).
 - **Pas de problème d'exploitation signalé.**

Informations administratives relatives au deuxième doublet (2009) :

- Entreprises de forage : Daldrup & Söhne AG.
- Machines de forage : Wirth B-4 et Wirth B-12.
- **Forage VDB-GT-03 (producteur) :**
 - Dates de réalisation : 06/03/2009 au 20/06/2009 (soit 107 jours).
 - Profondeur : 2140 m forés / **1890,5 m vert.**
- **Forage VDB-GT-04 (injecteur) :**
 - Dates de réalisation : 06/02/2009 au 07/08/2009 (soit 183 jours).
 - Profondeur : 2006 m forés / **1830 m vert.**

RQ : Ces deux forages ont été réalisés simultanément.

- **Résultats de production :**
 - Résultats initiaux : température de production mesurée à 70°C avec un débit initial à 130 m³/h inférieur aux prévisions (150 m³/h).
 - Données de production enregistrées entre janvier 2014 et novembre 2015 (volume mensuel maximal enregistré en mai 2015 : 128 863 m³, soit un **débit moyen journalier de 173 m³/h**).
 - **Pas de problème d'exploitation signalé.**

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

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

Informations administratives relatives au doublet (2010) :

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

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

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

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

- **Problèmes d'exploitation signalés : production d'hydrocarbures** en avril et mai 2011 ayant entraîné l'arrêt de l'exploitation pour rechercher l'origine de cette production qui a par la suite diminué.
Entre janvier 2014 et mars 2016, la production d'hydrocarbures a atteint un total de 654 m³, avec une **moyenne mensuelle sur cette période de 24 m³** et un maximum de 90 m³ enregistré en février 2014.
Dans le même temps, **la production de gaz** atteint un total de près de 1,6 million de m³ (**moyenne mensuelle : 61 000 m³** – maximum proche de 87 000 m³ en mars 2016).

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

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

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

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

Informations administratives relatives au doublet (2010) :

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

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

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

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

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

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

- **Problèmes d'exploitation signalés : mauvaise injectivité liée à une importante production de gaz** ayant rapidement entraîné l'arrêt de l'exploitation en mai 2011 pour mettre en place un séparateur.
Entre janvier 2013 et décembre 2015 (hors période d'arrêt entre avril et octobre 2015), la production de gaz atteint un total de près de 2,1 millions de m³ (**moyenne mensuelle proche de 110 500 m³** – maximum proche de 133 000 m³ en mars 2013).
Un arrêt d'exploitation de l'ordre de 7 mois a été causé par la chute de la pompe immergée dans le puits de production, causée par la corrosion de la colonne d'exhaure.

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

Ce projet visait la production de chaleur pour alimenter 4000 logements (maisons) localisés sur la commune de La Haye. Les forages réalisés en 2010 ont confirmé les caractéristiques prévisionnelles d'exploitation de la ressource (température de 75°C et débit de 150 m³/h) et la construction du réseau de chaleur et de la centrale géothermique a été achevée en 2012. Le consortium à l'origine du projet (sociétés de logements, d'énergie et la municipalité de La Haye) a dû déposer le bilan en juillet 2013 suite à la crise financière et au défaut de construction d'un certain nombre de logements. Certaines parties prenantes du projet envisagent un redémarrage de l'exploitation.

Informations administratives relatives au doublet (2010) :

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

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

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

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

- **Résultats de production :**
 - Résultats initiaux : température de production mesurée à 75°C avec un débit prévisionnel évalué à 150 m³/h.
 - Pas de données de production enregistrées en raison de la **faillite en juillet 2013 du projet de chauffage urbain** (défaut de construction de logements lié à la crise financière).
 - **Problème d'exploitation signalé** : problématique potentielle liée aux concentrations de gaz dissous et de contexte urbain (volume de gaz produit de l'ordre de 1,5 m³/h). Problème potentiel lié à l'injectivité.

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

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

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

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

Informations administratives relatives au doublet (2011) :

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

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

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

- **Résultats de production :**
 - Résultats initiaux : température de production mesurée à 75°C avec un débit de 140 m³/h conforme aux prévisions.
 - Données de production enregistrées entre janvier 2013 et mars 2016 (volume mensuel maximal enregistré en mars 2015 : 102 425 m³, soit un **débit moyen journalier de 138 m³/h**).
RQ : entre juillet et décembre 2013 (6 mois) les valeurs mensuelles de production sont nulles.
 - **Problèmes d'exploitation signalés** : arrêt d'exploitation en 2013 lié au **dépôt de substances radioactives et la nécessité de mettre l'installation en conformité** (sécurité du personnel notamment), et **mise en place d'un traitement** (injection d'inhibiteurs) permettant d'éviter la précipitation de composés à l'origine de la **dégradation de l'injectivité**.
La **présence de gypse** signalée au sein du réservoir serait également le principal facteur responsable d'une faible perméabilité (Veldkamp et al. 2015).
Entre janvier 2013 et mars 2016 (hors période d'arrêt entre juillet et décembre 2013), la **production de gaz** a atteint un total de près de 608 000 m³ (**moyenne mensuelle proche de 22 500 m³** – maximum proche de 27 600 m³ en mars 2015).

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

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

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

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

Informations administratives relatives au doublet (2011) :

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

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

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

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

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

- **Résultats de production :**
 - Résultats initiaux : température de production mesurée à plus de 85°C avec un débit de 180 m³/h conforme aux prévisions.
 - Données de production enregistrées entre janvier 2014 et mars 2016 (volume mensuel maximal enregistré en janvier 2014 : 126 628 m³, soit un **débit moyen journalier de 170 m³/h**).
 - RQ : entre décembre 2014 et juin 2015, les valeurs mensuelles de production sont nulles.
 - Problème d'exploitation signalé : arrêt d'exploitation en 2015 (7 mois) lié à l'intrusion de particules d'argiles dans la partie inférieure du puits de production qui serait liée à un **défaut d'intégrité du cuvelage**.
 - Entre janvier 2014 et mars 2016 (hors période d'arrêt entre décembre 2014 à juin 2015), **la production de gaz** a atteint un total de près de 1,7 million de m³ (**moyenne mensuelle proche de 83 500 m³** – maximum proche de 127 200 m³ en mars 2016).

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

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

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

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



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

Informations administratives relatives au premier doublet (2014) :

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

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

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

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

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

- **Résultats de production :**
 - Résultats initiaux : température de production mesurée à 90,5°C avec un débit initial à 200 m³/h conforme aux prévisions.
 - Données de production enregistrées entre novembre 2014 et décembre 2015 (volume mensuel maximal enregistré en janvier 2015 : 181 434 m³, soit **un débit moyen journalier de 244 m³/h**).
 - **Pas de problème d'exploitation signalé.**
Entre novembre 2014 et décembre 2015, la **production de gaz** a atteint un total de près de 704 000 m³ (**moyenne mensuelle proche de 54 000 m³** – maximum proche de 61 800 m³ en janvier 2015).

Informations administratives relatives au deuxième doublet (2014) :

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

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

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

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

RQ : Ces forages ont été réalisés simultanément.

- **Résultats de production :**

- Données de production enregistrées entre novembre 2014 et décembre 2015 (volume mensuel maximal enregistré en décembre 2015 : 147 201 m³, soit un **débit moyen journalier de 198 m³/h**).
- **Pas de problème d'exploitation signalé.**
Entre novembre 2014 et décembre 2015, la **production de gaz** a atteint un total de près de 516 000 m³ (**moyenne mensuelle proche de 37 000 m³** – maximum proche de 50 000 m³ en décembre 2015).

- **Informations recueillies lors de la visite de site du 09/06/2016 :**

Des **signes de corrosion sur les équipements de surface** (canalisations, vannes...) commencent à apparaître et nécessitent une investigation pour déterminer l'origine et envisager des solutions préventives.

La production de gaz est de l'ordre de 300 litres par m³ d'eau produit. Cette production est valorisée en électricité via un moteur à gaz. La production de 0,5MW sert à alimenter une partie des moteurs électriques de la centrale.

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

Au niveau de l'injection, les **pressions d'injection observées en tête de puits sont relativement élevées, de l'ordre de 45 bars actuellement**, pour le débit maximal de 250 m³/h et une température d'injection d'environ 30 à 35°C. Cette pression est stable depuis la mise en service de l'installation.

Le dispositif est équipé en surface :

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

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

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

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

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

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

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

Informations administratives relatives au doublet (2014) :

- **Forage HEK-GT-01 (producteur / injecteur ?) :**
 - Dates de réalisation : 24/03/2013 au 21/05/2013 (soit 59 jours).
 - Incident technique / **side-track**.
- **Forage HEK-GT-01-S1 (producteur / injecteur ?) :**
 - Dates de réalisation : 21/05/2013 au 03/06/2013 (soit 14 jours).
 - Incident technique / **side-track**.
- **Forage HEK-GT-01-S2 (producteur / injecteur ?) :**
 - Dates de réalisation : 03/06/2013 au 24/09/2013 (soit 114 jours).
- **Forage HEK-GT-02 (producteur / injecteur ?) :**
 - Dates de réalisation : 06/10/2013 au 08/01/2014 (soit 95 jours).
- **Résultats de production :**
 - Résultats initiaux : température de production mesurée à 94°C (débit prévisionnel non renseigné).
 - Données de production non disponibles.
 - **Problème d'exploitation signalé : débit d'exploitation limité par la qualité du réservoir moins bonne qu'attendue.** Test d'injectivité en maintenant la pression hydraulique du fluide dans la boucle géothermale au-dessus du point de bulle, afin d'éviter le dégazage et lutter contre l'encrassement.

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

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



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

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

Par rapport aux exploitations précédentes, il est à noter que le dispositif de De Lier fonctionne à un débit d'exploitation plus important, **de l'ordre de 300 m³/h**, sans difficulté technique apparente malgré une production de gaz très importante, de l'ordre de 200 000 m³ par mois en moyenne depuis fin 2014 (Figure 12).

Informations administratives relatives au doublet (2014) :

- Entreprises de forage : KCA DEUTAG.
- Machines de forage : Bentec T-49.
- **Forage DE LIER-GT-01 (producteur) :**
 - Dates de réalisation : 20/05/2014 au 08/07/2014 (soit 50 jours).
- **Forage DE LIER-GT-02 (injecteur) :**
 - Dates de réalisation : 09/07/2014 au 12/08/2014 (soit 35 jours).
- **Résultats de production :**
 - Résultats initiaux : température de production mesurée à 85°C avec un débit prévisionnel de 250 m³/h.

- Données de production enregistrées entre novembre 2014 et mars 2016 (volume mensuel maximal enregistré en janvier 2015 : 230 937 m³, soit un **débit moyen journalier de 310 m³/h**).
- **Pas de problème d'exploitation signalé.**
Entre novembre 2014 et mars 2016, la **production de gaz** a atteint un total de près de 2,1 million de m³ (**moyenne mensuelle proche de 190 000 m³** – maximum proche de 240 500 m³ en janvier 2016).
- **Informations recueillies lors de la visite de site du 09/06/2016 :**

La pompe d'exhaure (diamètre 8") est descendue à une profondeur proche de 650 mètres. En statique, la pression hydraulique exercée au niveau de l'aspiration de la pompe est de 64 bars et baisse à une valeur de 47 à 48 bars pour un débit de 300 m³/h.

Au débit journalier moyen relevé sur la période d'enregistrement des données (310 m³/h), la pression du fluide au niveau de l'aspiration de la pompe serait donc proche de la valeur du point de bulle (45 bars).

La volonté des exploitants serait d'augmenter encore le débit de production à une valeur proche de 380 m³/h ; ils se questionnent par rapport à la capacité maximale du dispositif. Les bureaux d'étude ayant participé à la conception du dispositif ne semblent pas impliqués dans cette réflexion. Outre les problèmes de corrosion éventuels liés au dégazage dans la boucle géothermale, la résistance mécanique des crépines mises en place au niveau du réservoir pourrait être mise en défaut par une vitesse de circulation excessive.

En été, le débit d'exploitation est réduit à 180 - 190 m³/h. La production de gaz est de l'ordre d'1 m³ par m³ d'eau produit. Cette production est valorisée en chaleur via des brûleurs et sert d'appoint lorsque la demande le nécessite (en hiver notamment).



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

Au niveau de l'injection, **les pressions d'injection observées en tête de puits sur le site de De Lier sont faibles, de l'ordre de 7 bars actuellement (4 bars initialement)**, pour le débit maximal de 300 m³/h et une température d'injection d'environ 30 à 35°C, ce qui traduit la très bonne perméabilité du réservoir dans ce secteur.

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

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

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

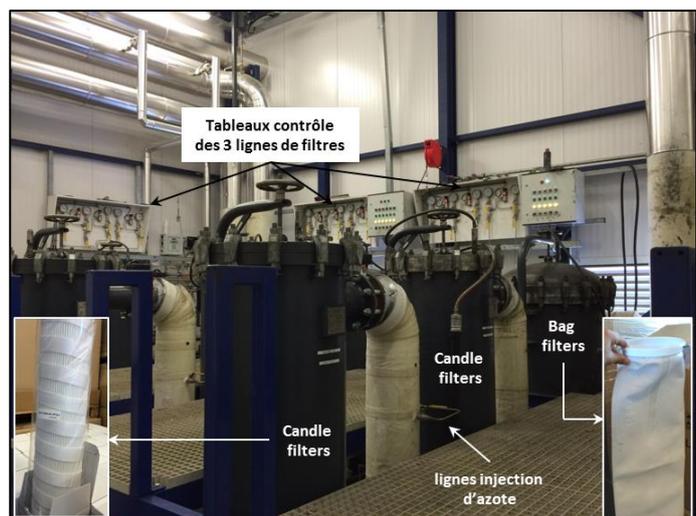
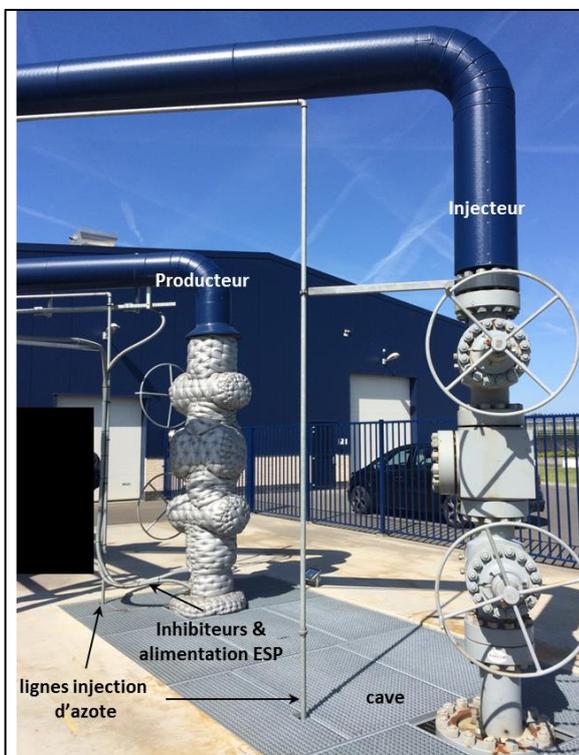


Figure 13 : Photographies des têtes de puits et du système de filtration de la centrale De Lier (juin 2016)

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

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

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

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



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

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

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

Implantée sur la commune de Brielle (à environ 20 km au sud de La Haye), cette exploitation vise à alimenter une surface de 55 ha de serres horticoles, à partir d'une ressource dont la température est estimée entre 80 et 85°C et un débit d'exploitation très important visé à 390 m³/h. La puissance thermique visée serait de 17 MWth avec une probabilité de succès estimée pour cette opération à 90 %.

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

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

Informations administratives relatives au doublet (2015) :

- Entreprises de forage : KCA DEUTAG.
- Machines de forage : Bentec T-49.
- **Forage BRI-GT-01 (producteur) :**
 - Dates de réalisation : 04/07/2015 au 18/08/2015 (soit 46 jours).
- **Forage BRI-GT-02 (injecteur) :**
 - Dates de réalisation : 18/08/2015 au 23/09/2015 (soit 37 jours).
- **Résultats de production :**
 - Résultats initiaux : température de production à 80-85°C avec un débit prévisionnel de 390 m³/h.
 - Données de production enregistrées entre janvier et mars 2016 (volume mensuel maximal enregistré en mars 2016 : 134 188 m³, soit un **débit moyen journalier de 180 m³/h**).
 - **Problème d'exploitation signalé : limitation du débit d'exploitation en raison d'une injectivité inférieure aux prévisions.**
Entre novembre 2014 et mars 2016, la **production de gaz** a atteint un total de près de 253 000 m³ (**moyenne mensuelle proche de 84 300 m³** – maximum proche de 127 500 m³ en mars 2016).

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

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

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

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

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

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

Caractéristiques / Opérations		France								Allemagne								
		Melleray (45)		Achères (78)		Cergy-Pontoise (95)	Paris (75) (Maison de la Radio)		Clermont-Ferrand (63) Les Vergnes I	Plaisir Thiverval Grignon (78)	Bruchsal		Waren	Neubrandebourg	Prenzlau	Neustadt-Glewe		
Forage	Nom du forage																	
	Code	GMY1	GMY2	A1	A2	CGY-1					Bruchsal 1	Bruchsal 2						
	Opérateur																	
	Entreprise de forage																	
	Appareil de forage																	
	Date de réalisation																	
	Durée de forage (jours)																	
	Durée des essais	Test																
		Longue durée																
	Fonction	producteur	injecteur			producteur	chaud	froid			producteur	injecteur				producteur	injecteur	
	Type																	
	Profil	vertical	dévié (30° dans le réservoir)			vertical	vertical	dévié ?	vertical		vertical	vertical						
	Profondeur totale (m MD)										1932	2542	1510	1500	1000			
Ecartement des forages au réservoir (m)																		
Tubage	acier 13"3/8 de 0 à 299,69 m (chambre de pompage)	acier 7" de la surface au toit du réservoir	liner 7" à 1808 m		acier 13"3/8 de 0 à 300 m (chambre de pompage)				acier 7" jusqu'à 1600 m				acier 9"5/8 jusqu'à 120 m					
	acier 9"5/8 jusqu'au toit du réservoir				acier 9"5/8 jusqu'au toit du réservoir				réservoir prévu en 6"				acier 7" jusqu'à 1240 m					
Complétion	crépines inox 6"5/8 slot 0.8 mm	crépines inox 4"1/2 slot 0.8 mm	crépines 4" 1/2	crépines 4" 1/2	crépines inox 6"5/8 slot 1 mm				crépines 4"1/2 à enroulement spirale				crépines fil enroulé	crépines 5"1/2			trou tenu (bonne tenue des formations)	
																	tubage perforé et crépines à fil enroulé	
Massif de gravier	non	non	oui (trou 6" suralésé à 11")	oui (trou 6" suralésé à 11")	non (open-hole 8"1/2)				oui (trou sur-alésé 11")				oui	oui (trou sur-alésé)				
Réservoir	Réservoir cible																	
	Lithologie																	
	Toit du réservoir (m)	totale	1416	1436	1900	1930	1927	492	480	1535	1573	2281		1250		2200 à 2400	2200 à 2400	
		utile		170	60	15		37	> 25	30	300	256		20				
	Epaisseur (m)																	
	Porosité (%)																	
	Température réservoir (°C)																	
	Pression de gisement (bara)																	
	Pression artésienne (bars)		5	5														
	Débit artésien (m³/h)			45	25													non non
	Géochimie (prélèvements fond / surface)																	
	pH																	
Incondensables (m³/m³)		0,15	0,34															
Salinité totale (g/l)		38	93,6															
Point de bulle (bars)		12,2	13,7							< 0,35	125	160	0,1		0,2			
Fluide de forage	boue bentonitique	boue à base de polymères (Flogel)			boue à base de polymères (Flogel)				boue à base de polymères (Flogel)									
Stimulation			acidification						oui²									
Tests																		
Transmissivité (D.m)	avant stimulation		13,2	10,8	11,2		530	300	1,1 à 1,6	56	33					100		
	après stimulation			19,25														
Skin	avant stimulation			15	15													
	après stimulation			-2	10													
Exploitation	Date de mise en service																	
	Durée d'exploitation																	
	Débit maximal (m³/h)		150										50	100	70		120	
	Vitesse circulation max. sortie complétion (cm/s)																	
	Vitesse circulation max. sortie formation (cm/s)																	
	Indice de productivité (m³/h/bar)			1,80 à 6,76	2,46													
	Indice d'injectivité (m³/h/bar)			2,03	décroissance continue avec la durée du test									> 20				55
	Température production (°C)		73	78,6	78			27	27	88		116	60	52	42			95
	Température réinjection minimale (°C)												10	10				50
	Pression d'injection max (bars)																	
	Puissance thermique (MWth)																	5,7
	Système de filtration	avant échangeurs																
		avant réinjection																
Système d'injection d'inhibiteurs de corrosion																		
Système d'injection d'azote en surface																		
Problèmes rencontrés																		

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

		Pays-Bas												
Caractéristiques / Opérations		Asten (sables de Breda)	Asten (sables de Berg)	Van Den Bosch (1 ^{er} doublet)		Van Den Bosch (2 ^{ème} doublet)		Ammerlan		Duijvestijn		Den Haag		
Forage	Nom du forage			Van den Bosch 1	Van den Bosch 2	Van den Bosch 3	Van den Bosch 4	Pijnacker 1	Pijnacker 2	Pijnacker 3	Pijnacker 4	Den Haag 1	Den Haag 2	
	Code			VDB-GT-01(-S1)	VDB-GT-02(-S1)	VDB-GT-03	VDB-GT-04	PNA-GT-01	PNA-GT-02	PNA-GT-03(-S2)	PNA-GT-04	DNA-GT-01	DNA-GT-02	
	Opérateur			DALDRUP & SÖHNE AG		DALDRUP & SÖHNE AG		DALDRUP & SÖHNE AG		DALDRUP & SÖHNE AG		HAITJEMA		
	Entreprise de forage			SCHAFFER 810.1 (phases 23" et 17"1/2) WIRTH B-12 (phases 12"1/4 et 8"1/2)		WIRTH B-4 & WIRTH B-12 (2 puits simultanés)*		WIRTH B-12		WIRTH B-13		NO LIMIT 01 (2 puits simultanés)*		
	Date de réalisation			17/10/06 au 16/04/07	04/05/07 au 16/07/07	06/03/09 au 20/06/09	06/02/09 au 07/08/09	09/03/10 au 14/05/10	26/05/10 au 09/07/10	28/08/10 au 13/11/10	20/11/10 au 22/01/11	10/03/10 au 25/09/10	01/02/10 au 06/11/10	
	Durée de forage (jours)			183 (156+27)	75 (41+34)	(107)*	(183)*	67	45	80 (25+9+46)	64	(200)*	(251)*	
	Durée des essais	Test												
		Longue durée												
	Fonction			producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	injecteur	producteur	injecteur	
	Type			exploration	développement	développement	développement	développement	développement	développement	développement	développement	développement	
	Profil			dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	dévié	
	Profondeur totale (m MD)		1672	2457	2330	2140	2006	2869	2860	3005	2957	2702	2405	
	Ecartement des forages au réservoir (m)													
	Tubage													
Complétion														
Massif de gravier														
Réservoir	Réservoir cible			Vieland (Crétacé inf.)		Vieland (Crétacé inf.)		Vieland (Crétacé inf.)		Vieland (Crétacé inf.)		Vieland (Crétacé inf.)		
	Lithologie			alternance sables et argiles		alternance sables et argiles		alternance sables et argiles		alternance sables et argiles		alternance sables et argiles		
	Toit du réservoir (m)													
	Epaisseur (m)	totale												
		utile												
	Porosité (%)													
	Température réservoir (°C)													
	Pression de gisement (bara)													
	Pression artésienne (bars)													
	Débit artésien (m³/h)													
	Géochimie (prélèvements fond / surface)													
	pH													
		Incondensables (m³/m³)												
	Salinité totale (g/l)													
Point de bulle (bars)														
Fluide de forage														
Stimulation														
Tests														
Transmissivité (D.m)	avant stimulation													
	après stimulation													
Skin	avant stimulation													
	après stimulation													
Date de mise en service														
Durée d'exploitation					9 ans (max.)	7 ans (max.)	6 ans (max.)	5 ans (max.)	5 ans (max.)	0 (non exploité)				
Débit maximal (m³/h)					160 (initial) / 200	173	150	164						
Vitesse circulation max. sortie complétion (cm/s)														
Vitesse circulation max. sortie formation (cm/s)														
Indice de productivité (m³/h/bar)	13,7	2,9												
Indice d'injectivité (m³/h/bar)														
Température production (°C)	35	59,5	60		70		68		70		75			
Température réinjection minimale (°C)														
Pression d'injection max (bars)														
Puissance thermique (MWth)														
Système de filtration	avant échangeurs													
	avant réinjection													
Système d'injection d'inhibiteurs de corrosion			oui		oui		oui		oui		oui			
Système d'injection d'azote en surface			oui		oui		oui		oui		oui			
Problèmes rencontrés					-	-	production HC et gaz + mauvaise connectivité réservoir ?	production de gaz + chute de la pompe d'exhaure (corrosion colonne)	faiille projet chauffage urbain (juin 2013) + prod. gaz / contexte urbain + P. injection					

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

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

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

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

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

4.1.1. Constat

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.1.2. Bonnes pratiques

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

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

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

4.2.1. Réalisation des travaux de forage

Constat

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Bonnes pratiques

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

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

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

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

4.2.2. Réalisation de la phase des essais

Constat

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

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

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

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

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

Les eaux produites au cours des essais sont stockées dans des bassins de plusieurs milliers de m³ (de l'ordre de 5000 à 10 000 m³) et sont évacuées par camions puis rejetées dans les canaux à proximité du site ou dans la mer (la salinité des fluides géothermaux est de l'ordre de 100 à 150 g/l). Le stockage des volumes produits au cours des essais nécessite donc une surface disponible importante à proximité immédiate du chantier. Des problèmes potentiels liés à la gestion des effluents et à la saturation des bassins de stockage par les précipitations peuvent engendrer un débordement et un risque de pollution en surface.

Bonnes pratiques

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

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

Compte tenu des durées de tests et des débits d'exploitation visés, des bassins importants permettant le stockage et un éventuel traitement du fluide géothermal sont à anticiper dès la phase d'étude concernant le site d'implantation (exemple des Pays-Bas avec un volume disponible de 10 000 m³ à proximité immédiate des têtes de puits).

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

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

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

4.3.1. Problématique liée à la baisse d'injectivité

Constat

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

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

Un autre facteur de dégradation de l'injectivité constatée pour les opérations danoises est très probablement lié à l'importance des débits d'exploitation : 235 m³/h pour Copenhague et 335 m³/h pour Sonderborg, alors que l'augmentation a été progressive pour l'exploitation de Thisted (35 m³/h à l'origine, puis 150 m³/h en 1988, puis 200 m³/h en 2001) initiée par une opération pilote. Les débits importants génèrent des vitesses d'entraînement des particules fines à l'interface formation / complétion qui, au-delà d'une valeur de 1 cm/s, pourraient générer des problèmes de colmatage mécanique lors de l'injection. Un débit d'exploitation maximal de 200 m³/h pourrait être la limite à ne pas dépasser, ou à ajuster en fonction de l'épaisseur du réservoir, de sa porosité et des diamètres mis en œuvre au niveau du réservoir (forage et complétion).

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

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

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

- les 4 exploitations suivantes (6 doublets sur 11) ne rencontrent pas, ou peu, de problèmes liés à la réinjection :
 - Van den Bosch (2 doublets fonctionnant à des débits moyens journaliers évalués à 173 et 192 m³/h) ;

- Westland (170 m³/h) ;
 - Agriport (2 doublets : 198 et 244 m³/h) malgré des pressions d'injection élevées (45 bars) ;
 - De Lier (310 m³/h) malgré une légère augmentation des pressions d'injection (de l'ordre de 2 bars par an) mais une pression d'injection extrêmement faible (7 bars actuellement).
- les 3 exploitations suivantes ont rencontré (3 doublets sur 11), ou rencontrent encore, des problèmes de réinjection importants ayant nécessité des remédiations :
- Ammerlan (1 doublet fonctionnant à un débit moyen journalier évalué à 145 m³/h) où le problème pourrait être lié à une mauvaise connexion du réservoir entre les puits producteur et injecteur ;
 - Duijvestijn (164 m³/h) où le problème aurait été lié à la production très importante de gaz (évaluée en moyenne à 110 500 m³ par mois) et aurait nécessité la mise en place d'un séparateur ayant au moins en partie résolu ce problème ;
 - Koekoekspolder (138 m³/h) où le problème aurait été lié à un dépôt (radioactif) ayant nécessité la mise en place d'un traitement qui a au moins en partie résolu ce problème.
- les 2 exploitations suivantes (2 doublets sur 11), les plus récentes, rencontrent des problèmes de réinjection majeurs remettant probablement en cause la rentabilité économique des opérations :
- Floricultura (débits visé et réel non communiqués) et Vierpolders (débit visé 390 m³/h, débit réel évalué à 180 m³/h) où le problème serait lié à la qualité du réservoir moins bonne que prévue.

Bonnes pratiques

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

- un débit d'exploitation maximal de 200 m³/h pourrait être la limite à ne pas dépasser, ou à ajuster en fonction de l'épaisseur utile du réservoir, de sa perméabilité et des diamètres mis en œuvre au niveau du réservoir ;
- une procédure de montée en régime de débit progressive afin de mieux équilibrer le fonctionnement du réservoir ;
- des adaptations techniques (filtration notamment) et des remédiations (nettoyage du réservoir du puits injecteur) en cas de baisse constatée de l'injectivité.

4.3.2. Problématique liée aux phénomènes de dépôt et de corrosion

Constat

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

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

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

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

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

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

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

Bonnes pratiques

Outre l'injection d'inhibiteurs de corrosion et le suivi régulier (diagraphies notamment) des phénomènes de dépôt / corrosion déjà mis en œuvre en France, les bonnes pratiques identifiées pour cette problématique sont les suivantes :

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

4.3.3. Problématique liée à la production de gaz

Constat

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

A la sortie du dégazeur, des dépôts peuvent localement affecter les équipements de surface compte tenu de la modification de la composition géochimique du fluide géothermal (sortie du CO₂ notamment modifiant l'équilibre géochimique du système).

Cette production de gaz relativement importante sur certains sites est valorisée par les exploitants par la production de chaleur supplémentaire ou d'électricité et l'utilisation du CO₂ pour les serres.

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

Bonnes pratiques

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

- une adaptation du positionnement de la pompe d'exhaure immergée dans le puits de production en fonction de la valeur du point de bulle ;
- la mise en place de procédures spécifiques et d'un dispositif particulier permettant la combustion du gaz ou sa valorisation (CH₄, voir CO₂ pour des serres).

5. Bibliographie

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

M.L. Hjuler, H. Vosgerau, C.M. Nielsen, P. Frykman, L. Kristensen, A. Mathiesen, T. Bidstrup, L.H. Nielsen (2014) – A multidisciplinary study of a geothermal reservoir below Thisted, Denmark. Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin 31, p. 51-54.

Disponible sur :

http://www.geus.dk/DK/publications/geol-survey-dk-gl-bull/31/Documents/nr31_p51-54.pdf.

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

A. Mathiesen, L. Kristensen, C.M. Nielsen, R. Weibel, M.L. Hjuler, B. Rogen, A; Mahler, L.H. Nielsen. (2013) – Assessment of sedimentary geothermal aquifer parameters in Denmark with focus on transmissivity, European Geothermal Congress 2013, 9p.

Disponible sur :

http://www.geotermi.dk/media/2040591/EGC2013-Assessment_Geothermal_Aquifer_Mathiesen_etal_2013.pdf.

J.G. Veldkamp, H. Mijnlief, M. Bloemsm, R. Donselaar, S. Henares, A; Redjosentono, G.J. Weltje (2015) - Permian Rotliegend reservoir architecture of the Dutch Koekoespolder geothermal doublet. Proceedings World Geothermal Congress 2015. 5 p.

Disponible sur :

<https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2015/12085.pdf>

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

T.H. Wong, D.A.J. Batjes, J. de Jager (2007) – Royal Netherlands Academy of Arts and Sciences, Geology of the Netherlands, Geothermal Energy p. 341 – 346.

Disponible sur :

http://geothermie.nl/fileadmin/user_upload/documents/bestanden/Engels/Geology_of_The_Netherlands.pdf.

Informations disponibles sur sites Internet pour les Pays-Bas :

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

Annexe 1

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

Questionnaire technique

Caractéristiques des forages :

- **Stratégie d'implantation des forages et d'exploration en phase de conception** (doublet / triplet, réversibilité de la fonction des puits selon les caractéristiques de productivité / injectivité, solution multi-aquifère ?).
- **Désignation du puits :**
 - nom (code) ;
 - fonction (production / injection) ;
 - date de réalisation.
- **Architecture des puits :**
 - tubages (nature, profondeurs, diamètres, épaisseurs, compatibilité acier / inox / revêtement / composite) ;
 - profondeur de la chambre de pompage ;
 - déviation ;
 - « poubelle » (*rathole* ?).
- **Complétion :**
 - nature et caractéristiques de la colonne d'exhaure ;
 - nature et caractéristiques des crépines et du massif filtrant ;
 - positionnement des crépines, mode de mise en place du massif filtrant ;
 - problématique du dimensionnement / approvisionnement au cours des travaux de forage : granulométrie / ouverture crépines / flowmétrie (vitesses / écoulements turbulents).

Caractéristiques du réservoir :

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

- **Lithologie du réservoir :**
 - o composition minéralogique, argilosité et ciment ;
 - o porosité en %,
 - o perméabilité matricielle / fracture.
- **Composition géochimique** du fluide géothermal.
- **Forage du réservoir :**
 - o fluide de forage (nature) ;
 - o disposition particulière (alésage ? injection bactéricide ?).
- **Diagraphies** : type d'instrumentation.
- **Stimulation et développement du réservoir :**
 - o nature : chimique (acide, traitement polyphosphates (argiles)), hydraulique (dégorgement, air-lift, pompage), mécanique (élargissement, fracturation hydraulique) ;
 - o durées ;
 - o contraintes ;
 - o résultats (facteur de skin).
- **Essais de production et d'injection :**
 - o nature ;
 - o durées ;
 - o contraintes.
- **Problématique de la percée thermique :**
 - o conception / modélisation (modèle conceptuel ?) ;
 - o suivi (précurseurs chimiques ?).

Caractéristiques d'exploitation :

- **Date de mise en service et durée de fonctionnement.**
- **Mode de fonctionnement :**
 - o régulation saisonnière du débit (été / hiver) ;
 - o gestion de la pression d'injection ;
 - o problématique du dégazage (point de bulle / immersion pompe d'exhaure,...).
- **Equipement de la boucle géothermale :**
 - o pompes exhaure / injection ;
 - o filtres (type, taille, nombre, positionnement sur la boucle, nettoyage) ;
 - o échangeurs (type, nombre, débit unitaire, nettoyage) ;
 - o canalisations (type, longueur, traitement).

- **Système d'inhibition des phénomènes de dépôt / corrosion** sur l'ensemble de la boucle géothermale.
- **Evolution dans le temps des paramètres d'exploitation** : débit, pressions / températures d'exhaure et d'injection,...
- **Procédures de contrôle et de suivi** des paramètres d'exploitation et de l'état de la boucle géothermale (réglementation danoise ?).
- **Opérations de maintenance** :
 - nature et type (préventive, curative) : remontée de la pompe d'exhaure, dispositif anti-corrosion, acidification tubage / réservoir, curage, rechemisage,...
 - occurrence et coûts associés.
- **Gestion des procédures d'arrêt / redémarrage du pompage** :
 - variation du débit / pression injection ;
 - panne des pompes ;
 - système d'inertion des sections dénoyées ;
 - étanchéité de la boucle géothermale vis-à-vis des entrées d'air.
- **Problèmes d'exploitation éventuels** :
 - nature, occurrence, causes, remédiations ;
 - impacts sur production, injection, équipements ;
 - taux de disponibilité des ouvrages.
- **Rentabilité des opérations** :
 - montant des investissements ;
 - durée de retour sur investissement ;
 - subventions.

Annexe 2

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

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

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

Bentzonsvej 6-8, Parterre, 2000 Frederiksberg, Denmark

Contact :

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

Geological Survey of Denmark and Greenland (GEUS) :

Oster Voldgade 10, DK-1350 Copenhagen K, Denmark

Contacts :

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

HOFOR (Opérateur centrale de Copenhague) :

Orestads Boulevard 35, 2300 Kobenhavn, Denmark

Contact :

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

Danish Energy Agency (DEA) :

Contacts :

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

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

TNO (Netherlands Organization for Applied Scientific Research) :

Princetonlaan 6, 3584 CB Utrecht, The Netherlands

Contact :

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

SodM (State Supervision of Mines) :

Henri Faasdreef 312, 2492 JP Den Haag, The Netherlands

Contact :

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

DAGO (Dutch Association Geothermal Operators):

Agriport 109, 1775 ZG Middenmeer, The Netherlands

Contact :

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

IF TECHNOLOGY (BE sous-sol) :

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

Contact :

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

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

Zijtwende 28, 2678 LJ De Lier, The Netherlands:

Contact :

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

Well Engineering Partners – WEP www.wellengineering.nl

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

Contacts :

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



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