



RÉPUBLIQUE  
FRANÇAISE

*Liberté  
Égalité  
Fraternité*

INERIS

maîtriser le risque |  
pour un développement durable |



(ID Modèle = 454913)

Ineris - 227408 - 2790429 - v2.0

22/05/2025

**Risques spécifiques aux centrales  
géothermiques à haute enthalpie**

## **PRÉAMBULE**

Le présent document a été réalisé au titre de la mission d'appui aux pouvoirs publics confiée à l'Ineris, en vertu des dispositions de l'article R131-36 du Code de l'environnement.

La responsabilité de l'Ineris ne peut pas être engagée, directement ou indirectement, du fait d'inexactitudes, d'omissions ou d'erreurs ou tous faits équivalents relatifs aux informations utilisées.

L'exactitude de ce document doit être appréciée en fonction des connaissances disponibles et objectives et, le cas échéant, de la réglementation en vigueur à la date d'établissement du document. Par conséquent, l'Ineris ne peut pas être tenu responsable en raison de l'évolution de ces éléments postérieurement à cette date. La mission ne comporte aucune obligation pour l'Ineris d'actualiser ce document après cette date.

Au vu de ses missions qui lui incombent, l'Ineris, n'est pas décideur. Les avis, recommandations, préconisations ou équivalents qui seraient proposés par l'Ineris dans le cadre des missions qui lui sont confiées, ont uniquement pour objectif de conseiller le décideur dans sa prise de décision. Par conséquent, la responsabilité de l'Ineris ne peut pas se substituer à celle du décideur qui est donc notamment seul responsable des interprétations qu'il pourrait réaliser sur la base de ce document. Tout destinataire du document utilisera les résultats qui y sont inclus intégralement ou sinon de manière objective. L'utilisation du document sous forme d'extraits ou de notes de synthèse s'effectuera également sous la seule et entière responsabilité de ce destinataire. Il en est de même pour toute autre modification qui y serait apportée. L'Ineris dégage également toute responsabilité pour chaque utilisation du document en dehors de l'objet de la mission.

Nom de la Direction en charge du rapport : DIRECTION SITES ET TERRITOIRES

Rédaction : CONTRUCCI Isabelle

Vérification : THORAVAL ALAIN; DE SANTIS FRANCESCA; KLEIN EMMANUELLE

Approbation : DUPLANTIER STEPHANE - le 22/05/2025

Liste des personnes ayant participé à l'étude : GOMBERT Philippe

## Avant-Propos

La transition énergétique et la recherche de sources d'énergie renouvelables sont devenues des enjeux cruciaux dans le contexte actuel de changement climatique et d'épuisement des ressources fossiles. Parmi les solutions émergentes, l'énergie géothermique se distingue par son potentiel significatif et sa capacité à fournir une énergie durable et constante. Cependant, l'exploitation des centrales géothermiques à haute enthalpie n'est pas sans risques, tant sur le plan environnemental que sociétal.

La centrale géothermique de Bouillante, située au cœur de la ville éponyme en Guadeloupe, illustre parfaitement ces enjeux. Avec deux turbines produisant 15 MW brut d'électricité, elle représente environ 8 % de l'électricité du territoire. Son implantation en milieu urbain soulève des préoccupations humaines et environnementales, nécessitant une attention particulière.

Son histoire a débuté en 1986, année de sa construction par EDF. Après quelques années, son exploitation a cessé en 1992, puis repris en 1996 suite à son rachat par Géothermie Bouillante (GB), filiale d'EDF et du BRGM. Dès lors, l'exploitation a été conduite sur des bases commerciales, fournissant au réseau une puissance nette de l'ordre de 3 MW. Parallèlement, des travaux de recherche et d'exploration réalisés par le BRGM dans les années 1995-2000 ont conclu à une large extension du réservoir géothermique à l'aplomb et autour de la baie de Bouillante. Ces résultats, ainsi que les bonnes performances de l'unité Bouillante 1, ont conduit GB à engager en 1999 le projet de développement Bouillante 2 visant à accroître l'exploitation du réservoir en bordure sud de la baie. Il a donné lieu au forage de trois nouveaux puits de production en 2000-2001 (BO-5, BO-6 et BO-7) et à la mise en place d'une conduite de transport des fluides géothermaux de 600 mètres de long entre les puits et l'usine, ce qui a permis la construction d'une nouvelle unité de production Bouillante 2 d'une capacité de 11 MW bruts, mise en service en 2005. Trois autres forages BO-8, BO-9 et BO-12 ont été réalisés entre 2022 et 2023, pour l'exploitation d'une nouvelle turbine d'une puissance de 11 MW, qui porterait la production de l'usine à environ 25 MW courant 2026.

La Direction de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DEAL) Guadeloupe, responsable du contrôle du site, doit posséder des connaissances suffisantes en matière d'exploitation, de suivi, de sécurité mais aussi de durabilité du réservoir. En effet, l'exploitation du gîte géothermique doit être réalisée de manière raisonnée afin d'assurer la régénération du réservoir, sa viabilité à long terme et atteindre les objectifs de 75 MW fournie d'énergie géothermique en 2033, fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) du territoire. Les paramètres thermodynamiques sont donc surveillés pour deux raisons : garantir la sécurité et assurer la durabilité. La complexité du sujet, fondé notamment sur des connaissances empiriques, ont conduit la DEAL Guadeloupe à se tourner vers la Direction Générale de la Prévention des Risques (DGPR) pour obtenir un soutien dans l'évaluation de la situation. C'est dans ce contexte que l'INERIS a été missionné pour rédiger un rapport sur l'exploitation des centrales géothermiques haute enthalpie et les risques qui y sont associés.

Ce rapport, en se basant sur des connaissances techniques et des analyses rigoureuses, vise à combler ce manque et à fournir des outils utiles à tous les collègues de la DEAL. L'objectif est de leur permettre de réglementer et de superviser au mieux les installations dont ils ont la charge, tout en garantissant la sécurité des populations et la protection de l'environnement.

Nous remercions la DGPR et le Bureau du Sol et du Sous-Sol (BSSS) et plus spécifiquement Guillaume Bailly, ainsi que l'INERIS, Isabelle CONTRUCCI et Emmanuelle KLEIN, qui nous ont apporté leur appui et leur expertise sur ce sujet émergent.

Nous espérons que ce document contribuera à une meilleure compréhension des enjeux liés à la géothermie à haute enthalpie et servira de guide pour les inspecteurs, les industriels et les décideurs.

Philippe EDOM

Ingénieur divisionnaire Industrie et des Mines

Chef du pôle Energie Climat et Sécurité des Véhicules de la DEAL Guadeloupe

## Remerciements

Ce rapport a été rédigé dans le cadre de la mission d'appui aux pouvoirs publics de l'Ineris.

L'auteur et les personnes contributaires à cette étude au sein de l'Ineris, remercient la DEAL Guadeloupe pour la confiance accordée et pour la qualité des échanges dont au long de cette étude. En particulier, les questionnements techniques de la DEAL sur le développement d'un voile vapeur (steam cap) au toit du réservoir à Bouillante et les risques associés, ont été le point de départ de cette étude.

Ce rapport bénéficie aussi d'échanges techniques avec des opérateurs géothermiques, en Islande, Italie et Guadeloupe. Il inclut aussi l'éclairage des administrations Islandaise et Italienne sur la gestion des risques spécifiques à la géothermie haute enthalpie dans ces deux pays.

Nos remerciements s'adressent ainsi aux opérateurs pour leur disponibilité et leur accueil à l'occasion de visites et réunions techniques, ainsi que pour leurs acceptations quant à la publication en annexe de ce rapport des comptes-rendus de visite associés. Nos remerciements s'adressent en particulier :

- En Islande : à Mme Valdís Guðmundsdóttir (HSorka) et à Mme Harpa Petursdottir (ON) ;
- En Italie : M. Alessandro Lenzi et M. Pierre De Terrasson De Montleau (ENEL) ;
- En Guadeloupe : M. François Joubert et M. Bernard Hira (Ormat).

Nous remercions également M. Steinþór Níelsson et Mme Helga Tulinius (ISOR) pour leurs explications sur leur vue globale de la géothermie aussi bien en Islande qu'au niveau mondial. Nous remercions aussi M. Omar Sigurdsson (retraité de HSorka) avec qui nous avons pu longuement échanger sur son expérience professionnelle en tant qu'ingénieur géothermique et de ses missions comme expert forage au début de l'exploitation de la centrale de Bouillante.

Enfin, nos remerciements s'adressent à M. Hervé Traineau (CFG) et à M. Ywenn de la Torre du BRGM en Guadeloupe pour leurs éclairages sur l'historique complet du site de Bouillante.

## Table des matières

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 1     | Introduction .....   | 9  |
| 2     | La ressource géothermale à haute enthalpie .....   | 10 |
| 2.1   | Géothermie Haute Enthalpie et systèmes hydrothermaux .....                               | 10 |
| 2.2   | Qu'est-ce qu'un système hydrothermal ? .....   | 11 |
| 2.3   | Systèmes magmatiques .....   | 12 |
| 2.4   | Système hydrothermal convectif.....  | 13 |
| 3     | Exploitation de la ressource .....   | 16 |
| 3.1   | Le fluide géothermal .....   | 16 |
| 3.2   | La réalisation de forages géothermiques .....  | 17 |
| 3.3   | La connexion des puits à la centrale géothermique .....                                  | 18 |
| 3.4   | Description générale du fonctionnement d'une centrale géothermique haute enthalpie ..... | 19 |
| 4     | Comportement du réservoir à l'exploitation .....   | 22 |
| 4.1   | Principes généraux : Production / Injection .....  | 22 |
| 4.2   | Production et apparition d'un Steam Cap .....  | 22 |
| 4.3   | Injection et durabilité de la ressource .....  | 24 |
| 4.3.1 | L'injection pour la recharge du réservoir.....   | 24 |
| 4.3.2 | L'injection pour l'élimination.....  | 25 |
| 4.4   | Problèmes liés à la réinjection.....   | 26 |
| 5     | Risques généralement associés à la géothermie haute enthalpie .....                      | 28 |
| 5.1   | Risques techniques .....   | 29 |
| 5.1.1 | Risque de blow-out ou éruption de puits .....  | 29 |
| 5.1.2 | Risques liés à la corrosion.....   | 32 |
| 5.1.3 | Risques liés aux dépôts minéraux (précipitations) .....                                  | 33 |
| 5.2   | Risques Environnementaux.....  | 34 |
| 5.2.1 | Risque de contamination des eaux souterraines.....                                       | 34 |
| 5.2.2 | Risque d'émission de gaz.....  | 35 |
| 5.2.3 | Risques de perte de chaleur.....   | 40 |
| 5.2.4 | Risque d'émission de substances radioactives .....                                       | 42 |
| 5.3   | Risques géologiques .....  | 43 |
| 5.3.1 | Risque sismique .....  | 43 |
| 5.3.2 | Risque de mouvements de terrain.....   | 47 |
| 5.3.3 | Risque d'éruption hydrothermale.....   | 51 |
| 6     | Programme de surveillance pour la mitigation des risques .....                           | 55 |
| 6.1   | Principes généraux.....  | 55 |
| 6.2   | La surveillance du réservoir.....  | 55 |
| 6.3   | La surveillance environnementale .....   | 57 |
| 6.4   | Conduite du programme de surveillance .....  | 57 |
| 6.5   | Gouvernance des données .....  | 58 |
| 7     | Conclusions .....  | 60 |
| 8     | Références bibliographiques .....  | 62 |
| 9     | Annexes.....   | 68 |

|  |    |
|--|----|
| Annexe 1 : Cas d'exploitations géothermiques haute enthalpie en Islande .....        | 69 |
| Introduction.....  | 69 |
| Contexte géologique.....   | 70 |
| La centrale géothermique de Svartsengi.....  | 70 |
| La centrale géothermique d'Hellisheiði.....  | 72 |
| Aperçu réglementaire en Islande.....   | 74 |
| Annexe 2 : Cas d'exploitations géothermiques haute enthalpie en Italie .....         | 75 |
| Introduction.....  | 75 |
| Contexte géologique.....   | 75 |
| Contexte géothermique .....  | 76 |
| La centrale géothermique de Valle Secolo.....  | 78 |
| Activités autour de la géothermie .....  | 80 |
| Aperçu réglementaire .....   | 80 |
| Annexe 3 : L'exploitation géothermique haute enthalpie à Bouillante .....            | 83 |
| Introduction.....  | 83 |
| Contexte géologique du site de Bouillante .....                                      | 83 |
| Exploitation du gisement géothermique .....  | 85 |
| Risque d'ébullition ou de steam cap dans le réservoir de Bouillante .....            | 88 |
| Historique du risque d'ébullition à Bouillante de 1997 à 2015.....                   | 88 |
| Historique du risque d'ébullition à Bouillante de 2015 à 2023.....                   | 89 |
| Risque d'ébullition ou d'éruption phréatique dans le recouvrement du réservoir ..... | 90 |
| Risque d'émissions de gaz.....   | 91 |

## Résumé

La géothermie haute enthalpie est une forme d'énergie renouvelable qui exploite la chaleur des sous-sols dans des régions où le gradient géothermal est exceptionnellement élevé, atteignant jusqu'à 200 °C par kilomètre. Ces ressources se trouvent généralement dans des zones volcaniques situées aux limites des plaques tectoniques.

En France, la centrale de Bouillante en Guadeloupe est la seule centrale géothermique haute enthalpie, en exploitation. Le retour d'expérience français sur les risques inhérents à ce type de centrale est donc limité. Face à la perspective de la mise en service d'autres centrales dans les années à venir, tant en Guadeloupe que dans les territoires ultra-marins, et aux interrogations concernant le fonctionnement spécifique de ce type de centrale, la DEAL Guadeloupe et la DGPR ont demandé à l'Ineris de réaliser un document de synthèse sur les risques associés à la géothermie haute enthalpie.

Ce rapport fournit une base de connaissances pour la bonne compréhension du fonctionnement d'une centrale géothermique haute enthalpie en domaine volcanique. Il s'adresse aux agents de l'Etat amenés à donner des avis sur les projets en cours et futurs ; il s'adresse aussi aux exploitants.

Il a été établi sur la base d'une revue de la littérature technique et scientifique et d'échanges et visites avec les administrations et des exploitants en Italie et en Islande, deux pays européens possédant une longue expérience dans l'exploitation de la géothermie haute enthalpie. Il s'appuie également sur des informations échangées avec la DEAL Guadeloupe, l'opérateur de la centrale de Bouillante ainsi que d'échanges avec des experts nationaux et internationaux du domaine.

Ce rapport fait la synthèse de cette démarche et aborde les principaux enseignements sur les aspects suivants :

- **La ressource hydrothermale** (caractéristiques et conditions géologiques associées) ;
- **Les méthodes d'exploitation** de la ressource ;
- **La réponse du réservoir** avec un accent particulier sur les conditions d'apparition d'un « steam cap » ;
- **Les risques associés** à la géothermie haute enthalpie et les stratégies pour les minimiser ;
- **Le programme de surveillance** à mettre en place avec des recommandations sur les protocoles de surveillance à établir pour garantir la sécurité de l'exploitation et environnementale du site.

Ce rapport complète « [L'état des connaissances sur les risques, impacts et nuisances potentiels liés à la géothermie profonde](#) » édité par l'Ineris en 2017 et le « [Guide de bonnes pratiques pour la maîtrise de la sismicité induite par les opérations de géothermie profonde](#) » édité en 2023 par l'Ineris et le BRGM.

### Pour citer ce document :

Institut national de l'environnement industriel et des risques, Verneuil-en-Halatte : Ineris - 227408 - 2790429 - v2.0, 22/05/20252024.

### Mots-clés :

Géothermie haute enthalpie, risques, steam cap, surveillance, Bouillante

## Abstract

High-enthalpy geothermal energy is a renewable form of energy that uses the heat from deep undergrounds in regions where the geothermal gradient is exceptionally high, reaching up to 200°C per kilometer. These geothermal resources are generally found in volcanic zones at the boundaries of tectonic plates.

In France, the Bouillante power plant in Guadeloupe is the only high-enthalpy geothermal power plant in operation. French experience of the risks inherent in this type of plant is therefore limited. Faced with the prospect of other power plants being commissioned in the coming years, both in Guadeloupe and in the overseas territories, and questions concerning the specific operation of this type of power plant, DEAL Guadeloupe and the DGPR have asked Ineris to produce a summary document on the risks associated with high enthalpy geothermal energy..

This report provides a knowledge base for understanding the operation of a high-enthalpy geothermal power plant in a volcanic environment. It is intended for government officials called upon to advise on current and future projects, as well as for operators.

It has been drawn up on the basis of a review of technical and scientific literature, as well as exchanges and visits with government departments and operators in Italy and Iceland, two European countries with long experience in high-enthalpy geothermal energy. It also draws on information exchanged with DEAL Guadeloupe, the operator of the Bouillante power plant, as well as exchanges with national and international experts in the field.

This report addresses the main lessons on the following aspects:

- **The hydrothermal resource** (characteristics and associated geological conditions);
- **Methods for resource exploitation;**
- **Reservoir response**, with a particular focus on the conditions for the formation of a "steam cap";
- **Risks associated with high-enthalpy geothermal energy** and strategies to minimize them;
- **The monitoring program to be implemented**, including recommendations on monitoring protocols to ensure the safety of operations and the environmental sustainability of the site.

This report complements "[State of knowledge about the risks, impacts and potential inconveniences associated with deep geothermal](#)" published by Ineris in English in 2018 and the "[Good practices guide for managing seismicity induced by deep geothermal operations](#)" published in 2023 by Ineris and BRGM.

### To cite this document:

Institut national de l'environnement industriel et des risques, Verneuil-en-Halatte : Ineris - 227408 - 2790429 - v2.0, 22/05/20252024.

22/05/2025

### Keywords:

High enthalpy geothermal energy, risks, steam cap, monitoring, Bouillante

# 1 Introduction

La géothermie haute enthalpie est une forme d'énergie renouvelable qui exploite la chaleur des sous-sols dans des régions où le gradient géothermal est exceptionnellement élevé, atteignant jusqu'à 200 °C par kilomètre. Ces ressources se trouvent généralement dans des zones volcaniques situées aux limites des plaques tectoniques. Les centrales géothermiques tirent parti des systèmes hydrothermaux naturels présents dans ces régions en utilisant la chaleur souterraine pour produire de l'électricité.

En France, la centrale de Bouillante en Guadeloupe est l'unique installation en activité exploitant ce procédé depuis 1986. Le retour d'expérience français sur les risques inhérents à ce type de centrale est donc limité. Face à la perspective de la mise en service d'autres centrales dans les années à venir, tant en Guadeloupe que dans les territoires ultra-marins, et aux interrogations concernant le fonctionnement spécifique de ce type de centrale, la DEAL Guadeloupe et la DGPR ont demandé à l'Ineris de réaliser un document de synthèse sur les risques associés à la géothermie haute enthalpie. Ainsi dans le cadre de sa mission d'appui aux pouvoirs publics, l'administration a sollicité l'Ineris pour constituer une base de connaissance des risques associés à la géothermie haute enthalpie et les solutions de mitigation possibles.

Pour répondre à ces attentes, notre démarche s'est appuyée sur :

- une revue de la littérature technique et scientifique, mettant l'accent sur les risques liés à l'exploitation des réservoirs géothermiques à haute enthalpie, et ses conséquences potentielles ;
- des échanges avec les administrations en charge des activités géothermiques en Italie et en Islande, deux pays européens possédant une longue expérience dans l'exploitation de la géothermie haute enthalpie. A cette fin, des visites de sites en Islande et en Italie ont été réalisées dont les comptes rendus sont donnés en annexes 1 et 2 ;
- une collecte d'informations auprès de la DEAL Guadeloupe et des opérateurs de la centrale de Bouillante. Le compte rendu de la visite de la centrale de Bouillante également présenté en annexe 3 ;
- la rencontre avec des experts nationaux et internationaux, notamment du BRGM (Bureau de Recherches Géologiques et Minières) et de la CFG (Compagnie Française de Géothermie), pour renforcer l'analyse et formuler des recommandations pour la gestion de ces risques.

Ce rapport commence par une présentation des ressources naturelles exploitées pour la géothermie haute enthalpie en domaine volcanique et plutonique. En effet, une présentation du fonctionnement des systèmes hydrothermaux va permettre de comprendre la dynamique de l'écoulement naturel du fluide qui conditionne le dimensionnement de l'exploitation.

Sont abordés ensuite les aspects techniques liés à l'exploitation de la ressource, incluant la nature du fluide géothermal, la réalisation des forages géothermiques et la connexion des puits à la centrale géothermique. Une description générale du fonctionnement d'une centrale géothermique haute enthalpie est également présentée, permettant de mieux comprendre les processus en jeu.

L'impact de l'exploitation sur le comportement du réservoir géothermal est ensuite examiné, avec un accent particulier sur les opérations de production, les conditions d'apparition d'un "steam cap" (ou voile de vapeur) dans le réservoir, et les enjeux de la réinjection pour la durabilité de la ressource. Les problèmes potentiels liés à la réinjection sont aussi discutés.

Les derniers chapitres du rapport se concentrent sur les risques spécifiques généralement associés à la géothermie haute enthalpie, regroupés en risques techniques, environnementaux et géologiques, et les moyens de maîtrise associés. Chaque catégorie de risque est explorée en détail, en mettant en avant l'influence des différents facteurs rencontrés, spécifiquement en domaine volcanique. Parmi les moyens de maîtrise des risques proposés, on détaille différentes méthodes de surveillance susceptible d'assurer la sécurité et l'exploitation durable de la ressource géothermique.

## 2 La ressource géothermale à haute enthalpie

### 2.1 Géothermie Haute Enthalpie et systèmes hydrothermaux

La géothermie est une énergie renouvelable qui exploite la chaleur provenant de l'intérieur de la Terre, pour produire de l'électricité ou de la chaleur. La classification des différents systèmes utilisée est celle de Moeck (2014), qui s'appuie sur des concepts de l'industrie pétrolière, et prend en compte les aspects géologiques et hydrogéologiques pour définir des "types de systèmes géothermiques". Cette classification oriente aussi les méthodes d'exploitation<sup>1</sup>. Ainsi, les systèmes géothermiques moyenne et haute enthalpie sont divisés en deux grandes catégories selon le mode de transfert de chaleur à savoir (De Santis et al., 2023; Moeck, 2014) :

- **Systèmes dominés par la convection<sup>2</sup>** : Dans ces systèmes, la chaleur se transmet principalement par la circulation de fluides à travers des failles et fractures naturelles. On distingue :
  - Les systèmes volcaniques actifs, où la chaleur provient du magma, c'est le cas de la centrale de Bouillante ;
  - Les systèmes plutoniques<sup>3</sup> récents, chauffés par des magmas en cours de refroidissement, c'est le cas de Larderello en Italie ;
  - Les domaines en extension, caractérisés par des failles normales qui délimitent des fossés d'effondrement ou grabens, qui facilitent la circulation des fluides, comme à Soultz-Sous-Forêts en Alsace ;
- **Systèmes dominés par la conduction<sup>2</sup>** : Ici, la chaleur se transmet principalement par conduction thermique, avec une possible circulation lente des fluides dans les pores de la roche ou les discontinuités naturelles. Ces systèmes incluent :
  - Les bassins intracratoniques, où des aquifères se forment dans des couches sédimentaires poreuses, comme dans le bassin de Paris ;
  - Les systèmes de ceinture orogénique, qui combinent dépôts sédimentaires aquifères et failles tectoniques, comme dans le bassin molassique Bavarois en Allemagne ;
  - Les systèmes pétrothermaux de socle, formés dans des roches anciennes peu perméables, où la chaleur provient surtout de l'énergie radiogénique (Projet Forge, Etats-Unis).

Les régions favorables à la géothermie de moyenne et haute enthalpie sont généralement liées à une situation de tectonique des plaques spécifique et au magmatisme qui en résulte (Figure 1). Elles se situent (Figure 2) :

- aux limites constructives de plaques (Figure 1), caractérisées par des rifts d'extension où deux plaques s'écartent, comme par exemple :
  - l'Islande, située à la jonction de plaques océaniques, qui offre un exemple de géothermie en contexte de dorsale océanique ;
  - en domaine continental, le Kenya et l'Éthiopie en Afrique, ainsi que le fossé rhénan en Europe, qui se situent au niveau d'un amincissement important de la croûte continentale, ou fossé d'effondrement, qui favorise la remontée de la chaleur ;
- aux limites destructives de plaques avec un volcanisme lié à la subduction où une plaque océanique plonge sous une autre plaque (Figure 1) :

---

<sup>1</sup> Pour plus de détails sur cette classification, le lecteur pourra se référer au « [Guide de bonnes pratiques pour la maîtrise de la sismicité induite par les opérations de géothermie profonde](#) ».

<sup>2</sup> La convection et la conduction sont deux modes possibles de transferts de la chaleur. La convection est le transfert thermique qui accompagne les déplacements macroscopiques de la matière (eau, air par exemple) ; la conduction, due à la diffusion progressive de l'agitation thermique dans la matière (roche, métaux par exemple) ;

<sup>3</sup> En géologie, un pluton est un massif cristallin formé de roches plutoniques, constituant une grosse masse ovoïde ou une grosse lentille. Les plutons sont le devenir des magmas lorsqu'ils sont retenus en profondeur dans la croûte, par opposition aux cônes volcaniques, qui sont le résultat de la remontée en surface de ces derniers.

- c'est le cas par exemple, de la ceinture de feu du Pacifique, comprenant des zones telles que le Japon, les Philippines, la Californie, la Nouvelle-Zélande ;
- la Malaisie, située dans l'océan Indien, bénéficie également de manifestations géothermales liées à la subduction ;
- l'arc volcanique des petites Antilles dans l'océan Atlantique et l'Italie se distinguent également par leurs ressources géothermiques associées à des zones de subduction.

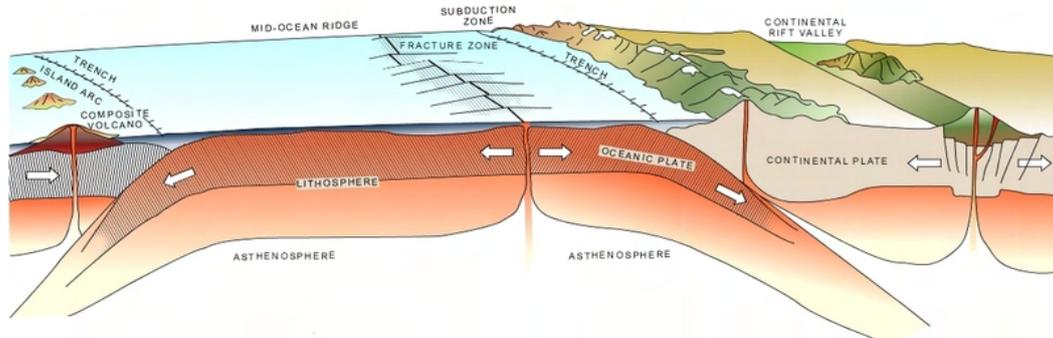


Figure 1 : Coupe transversale schématisée montrant les processus de la tectonique des plaques (Dickson and Fanelli, 2013).

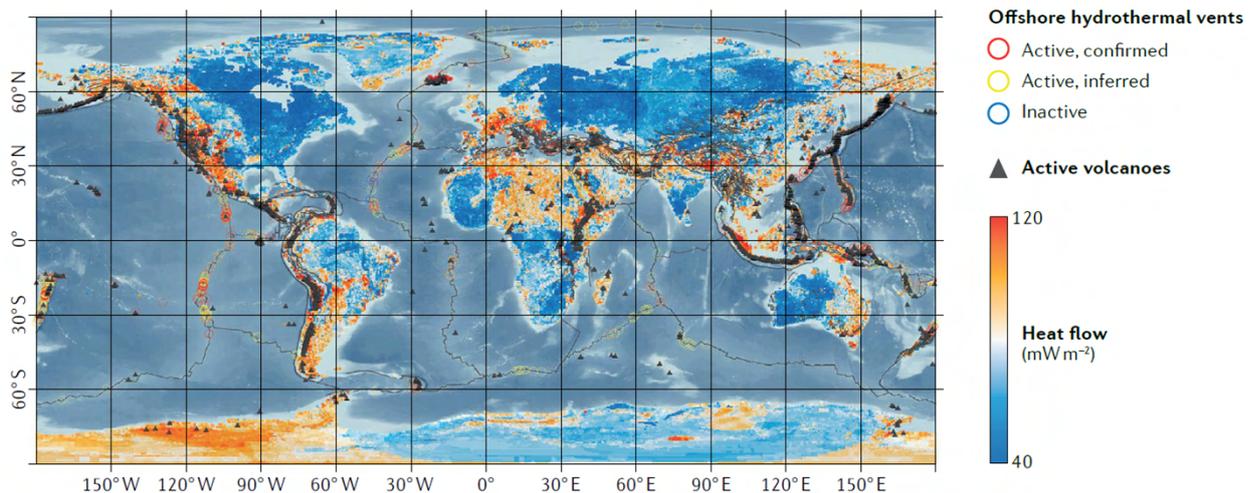


Figure 2 : Répartition mondiale des ressources géothermiques à moyenne et haute enthalpie. Interaction volcano-tectonique, y compris les limites des plaques tectoniques, les zones de failles majeures, le flux de chaleur continental, les champs hydrothermaux offshore et les volcans actifs (Jolie et al., 2021).

## 2.2 Qu'est-ce qu'un système hydrothermal ?

Un système hydrothermal se caractérise par une circulation naturelle assurant le transfert d'énergie thermique de l'intérieur de la croûte terrestre vers la surface, par le biais d'un fluide aqueux (eau, saumure). Ce système est composé de trois éléments principaux : une source de chaleur, un réservoir, et un fluide caloporteur (Figure 3). Ainsi, les systèmes hydrothermaux peuvent être catégorisés en fonction de :

- l'origine de la chaleur, qu'elle soit volcanique, plutonique, ou autre ;
- le type de réservoir (poreux ou fissuré), constitué par un volume de roches chaudes et perméables, d'où les fluides en circulation extraient la chaleur ; ce réservoir est généralement surmonté d'une couverture de roches imperméables ;
- le fluide caloporteur qui est en général une saumure présentant les caractéristiques suivantes :

- il se trouve en phase liquide ou vapeur, selon sa température et sa pression ;
- il contient des éléments dissous (sels) et des gaz tels que le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) ... ;
- il permet des échanges de chaleur, par conduction et convection, à travers des failles et fractures, ou des espaces interstitiels. En domaine volcanique la circulation des fluides est généralement contrôlée par la convection et se fait à travers des failles et fractures ;
- la zone de recharge du réservoir est alimentée par des eaux météoriques et/ou marines (en zone littorale), qui peuvent remplacer en tout ou partie des fluides profonds du réservoir.

Ces configurations se rencontrent dans plusieurs contextes géologiques, engendrant ainsi une grande diversité de systèmes hydrothermaux.

Dans la suite de ce rapport, sont étudiés plus spécifiquement les systèmes hydrothermaux à haute enthalpie situés en domaine volcanique et plutonique.

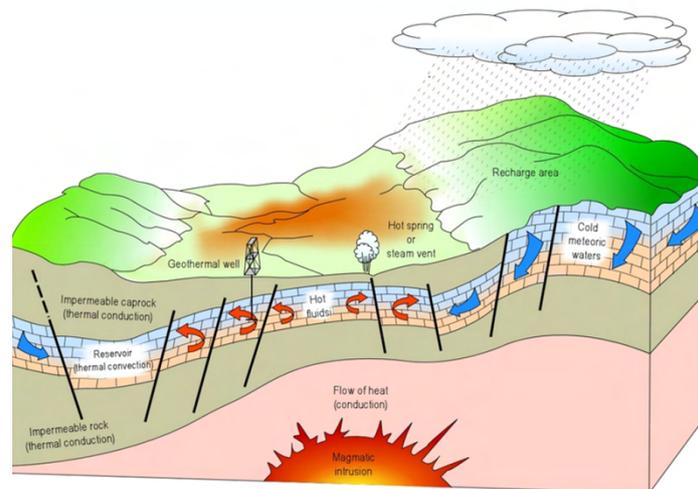


Figure 3 : Représentation simplifiée d'un système hydrothermal (Dickson and Fanelli, 2013).

## 2.3 Systèmes magmatiques

On considère que les systèmes hydrothermaux volcaniques ou plutoniques représentent le potentiel géothermique le plus favorable ou facilement exploitable car la source de chaleur est située à faible profondeur (< 3 km) et la température peut y dépasser plusieurs centaines de degrés.

Ces systèmes hydrothermaux sont généralement reconnaissables sur le terrain à diverses manifestations de surface (Figure 4), comme les zones de fumerolles, les dépôts hydrothermaux, les minéraux d'altération, ou la présence d'eaux chaudes sous forme de sources thermales, geysers ou lacs acides (Stober and Bucher, 2021). Ils se distinguent également par l'état du fluide qui circule dans le réservoir. On a ainsi des:

- systèmes à phase vapeur dominante (relativement rares) :
  - la vapeur est la phase dominante qui contrôle la pression (celle-ci est quasiment constante et on parle alors de pression vapostatique) et la température (très élevée de l'ordre de 205°C) ;
  - les exemples les plus connus sont le site de Larderello en Italie et le site « The Geysers » en Californie ;
- systèmes à la phase liquide dominante (les plus répandus) :
  - l'eau liquide est la phase qui contrôle la pression dans le réservoir (il s'agit d'une pression hydrostatique qui augmente avec la profondeur) ;
  - avec la présence de vapeur sous forme minoritaire ; selon les conditions de pression et température du réservoir, il peut donc y avoir une production d'eau chaude, d'un mélange d'eau et de vapeur, ou de vapeur humide (qui contient des gouttelettes de liquide) ;

- citons les exemples de la Guadeloupe, de l'Islande, de la nouvelle Zélande.

A noter qu'une des conséquences de ces circulations hydrothermales peut être l'altération et la fragilisation des terrains où elles se produisent indépendamment de toute exploitation (Finizola, 2002). Ces zones de fragilité sont alors à prendre en considération dans l'établissement de cartes de risques de mouvements de terrain (voir paragraphe 5.3.2).

De plus des processus de dissolution et de recristallisation peuvent modifier significativement la perméabilité du milieu et donc la circulation d'eau dans le système hydrothermal (Finizola, 2002). Dans ces conditions, une zone hydrothermale peut interagir avec le réservoir magmatique pour donner naissance à des dynamiques fortement explosives (voir paragraphe 5.3.3).

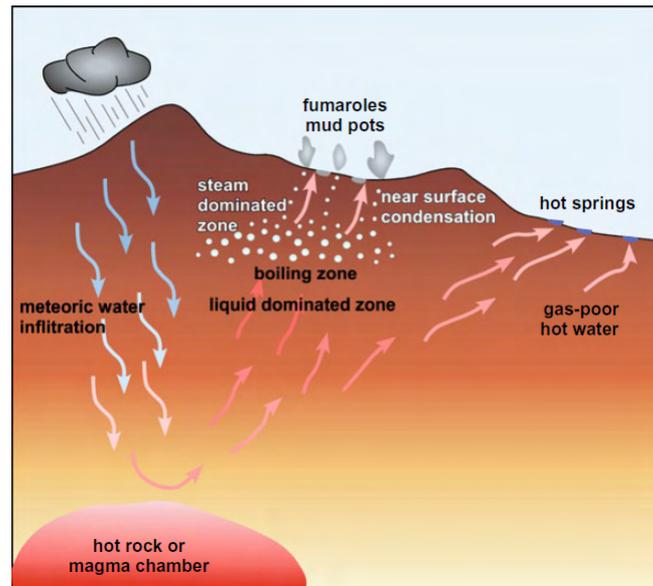


Figure 4 : Représentation schématique d'un système géothermal à haute enthalpie montrant le développement de phénomènes de surface typiques allant de l'infiltration d'eau météorique aux manifestations de surface (Stober and Bucher, 2021).

## 2.4 Système hydrothermal convectif

À l'heure actuelle, toutes les grandes centrales géothermiques dites à haute enthalpie exploitent les systèmes hydrothermaux naturels situés en domaine volcanique ou plutonique (Grant and Bixley, 2011). Dans ces systèmes, la dynamique des fluides est gouvernée par la convection, et la connaissance de l'écoulement naturel du fluide est essentielle pour le dimensionnement de la centrale. Les principes généraux de cette circulation peuvent être décrits de la manière suivante pour un système hydrothermal à dominante liquide (White 1971, Figure 5) :

- une infiltration des eaux météoriques par gravité ;
- l'échauffement et la dilatation thermique des fluides au contact du réservoir perméable profond ;
- la chaleur, fournie à la base du réservoir géothermique par la proximité du magma, est l'énergie qui alimente la circulation ;
- le fluide chauffé, de plus faible densité, a tendance à monter et à être remplacé par un fluide plus froid, plus dense, venant des marges du système. En remontant, la pression décroît et le fluide chauffé peut alors passer en phase vapeur ou rester en phase liquide en fonction des conditions de pression et température (Courbe 1 de la Figure 5).

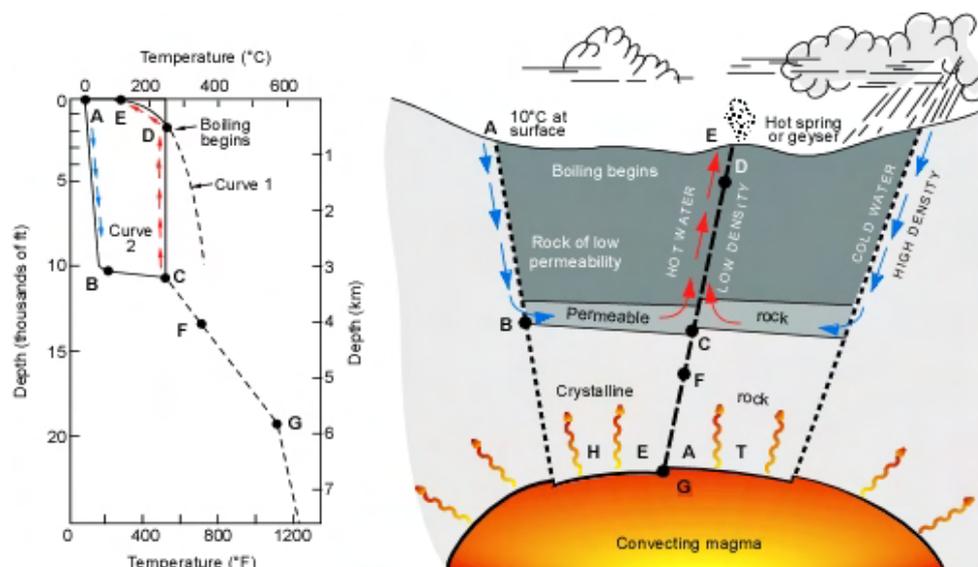


Figure 5 : Modèle conceptuel simplifié d'un système géothermique (à droite) et sa représentation dans un diagramme profondeur/température (à gauche). La courbe 1 est la courbe de référence du point d'ébullition de l'eau pure. La courbe 2 montre le profil de température le long d'un itinéraire de circulation typique, depuis la recharge au point A jusqu'à la décharge au point E (White, 1973).

La Figure 5 montre un modèle conceptuel simplifié pour décrire le phénomène de convection ou de boucle de convection géothermique. Cependant, la réalité est généralement plus complexe car elle doit prendre en compte les spécificités géologiques, hydrologiques, géochimiques et géophysiques du site, et, en particulier, la « plomberie » magmatique qui correspond au réseau de circulation du magma.

Sur un site d'exploitation donné, l'élaboration d'un tel modèle représente un travail important de synthèse des données disponibles, essentiel pour caractériser la ressource et l'exploiter de façon durable. La Figure 6 présente un exemple de modèle conceptuel complexe élaboré pour l'exploration du champ géothermal de Wae Sano en Indonésie (Widiatmoko et al., 2020). Ce modèle est le résultat de l'analyse combinée :

- des images satellites, qui permettent l'identification des zones de fractures, et donnent ainsi une évaluation de la densité de fracturation du site, et donc des informations sur les fuites possibles en surface du fluide hydrothermal qui passera à travers les fractures existantes ;
- de la cartographie géologique, qui comprend les observations géomorphologiques, la collecte de données sur les roches de surface, les observations pétrographiques, la réalisation de colonnes stratigraphiques, la détermination de l'âge des formations par des méthodes de datation, la réalisation de la reconstruction de l'histoire géologique de la zone de recherche ;
- de la composition géochimique du fluide géothermal, qui a permis d'estimer la profondeur du réservoir à environ 1 500 mètres et de conclure que le système de réservoir est en phase liquide, avec une température d'environ 230 °C, ce qui correspond à des ressources à haute enthalpie, favorables à l'exploitation géothermique ;
- de la géochimie du sol qui permet de quantifier, notamment, la concentration en mercure (Hg) et le pourcentage de CO<sub>2</sub> dans le sous-sol.

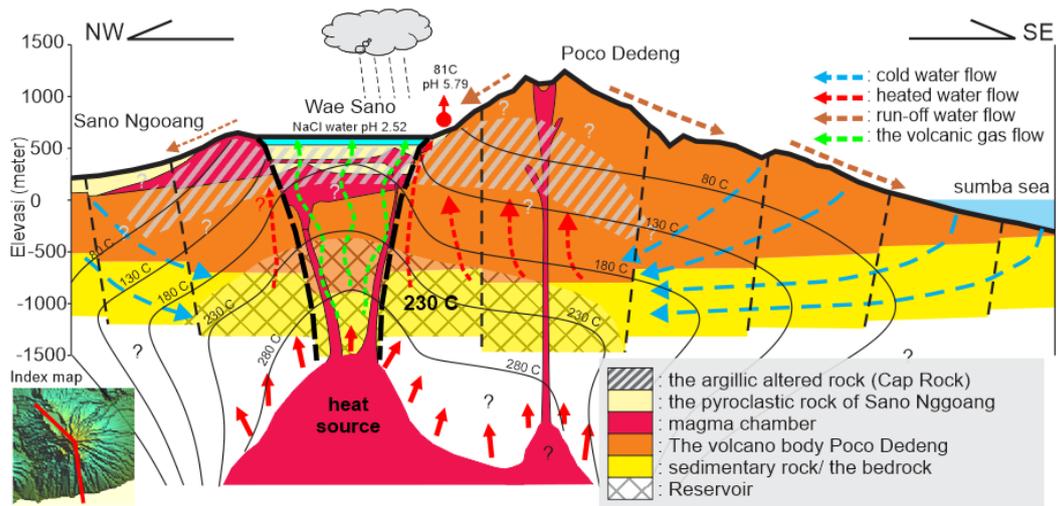


Figure 6 : Exemple du modèle conceptuel du champ géothermique de Wae Sano en Indonésie (Widiatmoko et al., 2020).

### 3 Exploitation de la ressource

Après avoir identifié et caractérisé le système hydrothermal, puis effectué une étude de faisabilité, l'exploitant prend une décision quant à la continuation ou l'abandon du projet. Un résultat favorable entraîne le début des premiers forages. De nombreuses campagnes de forage débutent par des puits peu profonds et de faible diamètre, afin de cartographier le gradient de température sur le site. Lorsqu'une zone de remontée de fluide chaud est identifiée, un puits d'exploration plus profond et de plus grand diamètre est foré au centre de cette zone productive supposée. Étant donné que la réussite du premier puits profond est souvent déterminante pour l'avenir du projet, la localisation de ce puits doit maximiser les chances de succès. L'analyse des données issues de ce puits, telles que les débits, la température et la pression, fournit des informations essentielles pour le dimensionnement de la future centrale électrique, notamment le nombre de puits de production et d'injection, si cette dernière option est envisagée (DiPippo, 2016).

#### 3.1 Le fluide géothermal

Pour appréhender le fonctionnement d'une centrale géothermique haute enthalpie depuis l'extraction de la ressource, son utilisation et son recyclage éventuel, il est essentiel de revenir sur les fondamentaux du diagramme de phase de l'eau (Figure 7). Les différentes phases de l'eau, solide (glace), liquide et gazeuse (vapeur), sont déterminées par la combinaison de la pression et de la température.

Classiquement, à la pression atmosphérique, soit 1 bar (ou 0 bar-g), l'eau se trouve sous forme de glace à 0°C et sous forme de vapeur à 100°C. Cependant lorsque la température est maintenue constante, par exemple à 200°C, une augmentation de la pression conduit l'eau à passer en phase liquide, tandis qu'une diminution de la pression la fait passer en phase vapeur.

Toutefois, la présence de gaz non condensables et de sels dissous, comme c'est le cas pour le fluide géothermique, altère cette relation établie pour l'eau pure. En conséquence, la pression d'ébullition devient supérieure à celle de l'eau pure, ce qui signifie que l'ébullition se déclenche à une profondeur plus importante dans le réservoir que s'il s'agissait d'eau pure.

Le terme "fluide géothermal" ou "géofluide" englobe l'eau géothermique, la vapeur et les gaz, qu'ils soient séparés ou mélangés. L'état du fluide, liquide ou gazeux, est déterminé par sa température et sa pression. Lorsque le fluide circule sous forme d'un mélange de liquide et de vapeur, on parle d'écoulement diphasique. Les minéraux dissous, comme la silice et les sels, se trouvent principalement dans la phase liquide. Les gaz, en particulier le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), peuvent également se trouver sous forme dissoute dans la phase liquide, mais ils en sont éliminés pendant l'ébullition, et se retrouvent donc dans la phase vapeur. D'autres gaz peuvent également être présents, tels que le sulfure d'hydrogène, l'hydrogène, l'azote et le méthane, selon la composition spécifique du géofluide (Thorhallsson, 2012).

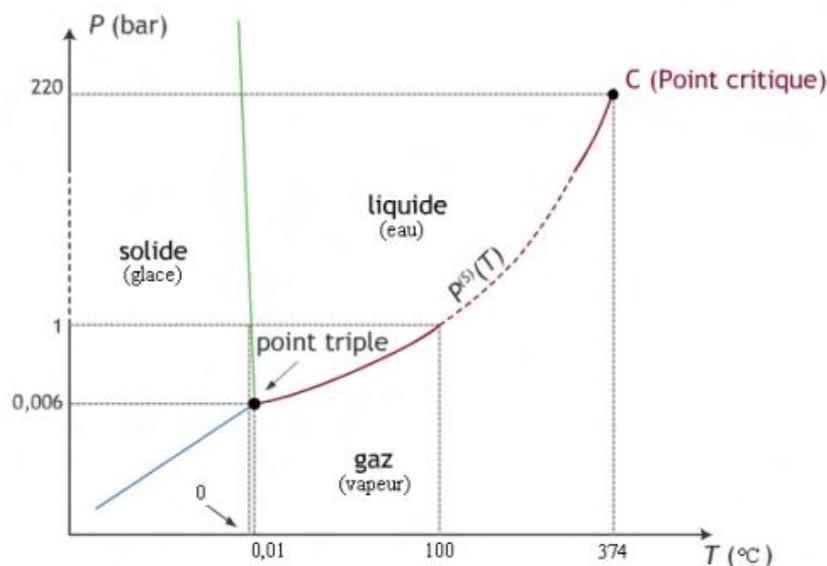


Figure 7 : diagramme de phase de l'eau.

## 3.2 La réalisation de forages géothermiques

Ce paragraphe se contente d'aborder quelques aspects spécifiques à la réalisation des ouvrages pour la géothermie haute enthalpie en domaine volcanique. L'objectif est de donner un aperçu général, et non exhaustif, du type de difficultés qui peut être rencontré lors des opérations de forage<sup>4</sup> en lien avec la spécificité des exploitations géothermiques haute enthalpie.

Il convient de souligner que les conditions de forage pour la géothermie haute enthalpie sont généralement plus difficiles que celles rencontrées dans les formations sédimentaires (Capuano Jr, 2016; Finger and Blankenship, 2012). En effet, les principales différences portent sur :

- **le type de roche foré** : dans les systèmes à haute enthalpie les fluides géothermiques (en phase liquide ou vapeur) se situent dans les milieux fracturés et fissurés du réservoir, constitué par des roches ignées et métamorphiques dures plutôt que dans des formations sédimentaires poreuses. De plus ces roches sont plus abrasives, du fait notamment de teneurs en quartz plus importantes, que les formations sédimentaires ;
- **les températures élevées** : les formations géothermiques sont, par définition, chaudes, avec des températures de production de l'ordre 150°C en surface pouvant aller jusqu'à plus de 350°C à environ 2 500 m de profondeur. A titre de comparaison, le gradient géothermique « normal » terrestre est d'environ 1 à 3°C par 100 m de profondeur, ce qui conduit à des températures de 25 à 75 °C à une profondeur d'environ 2 500 m. Certains puits très profonds atteignent une température de fond de trou de l'ordre de 150°C à 4 500 m de profondeur ;
- **les pressions** : les réservoirs géothermiques sont souvent en conditions sub-hydrostatiques, c'est à dire que la pression dans le réservoir est inférieure à la pression hydrostatique qui serait due uniquement à la colonne d'eau. Dans ces conditions, les techniques utilisant une boue pour faciliter le forage pourraient ne pas être adaptées. En effet, s'il y a une perte de boue dans les fractures, cela pourrait les obstruer et réduire ou même supprimer la perméabilité du réservoir. Une réduction de la perméabilité peut entraver la circulation du fluide géothermique et donc la capacité du réservoir à produire de l'énergie géothermique.

Dans ce contexte, les opérations de forage peuvent devenir délicates avec comme conséquences : un taux de pénétration et une durée de vie du trépan<sup>5</sup> généralement plus faibles, ainsi qu'une forte corrosion due à la nature des fluides (Finger and Blankenship, 2012).

Il en résulte qu'un forage géothermique est plus coûteux (en coût/profondeur) qu'un forage onshore, car les conditions décrites précédemment nécessitent l'utilisation d'outils et de techniques adaptés. De plus, étant donné que le taux de production du fluide dépend du diamètre du puits, il faut donc, pour générer des débits élevés, réaliser des trous et des tubages de forage de diamètre les plus importants possibles. Il faut aussi, lors de la cimentation, utiliser des ciments résistants aux fortes températures et à un fluide géothermal agressif sur le long terme.

Ces exigences peuvent augmenter le coût des forages du champ de puits de production et d'injection jusqu'à atteindre 50% du coût total d'un projet de centrale géothermique (Finger and Blankenship, 2012). Il est donc important de forer les puits de la manière la plus efficace et la moins coûteuse possible.

A noter que le système de tête de puits, qui représente la partie supérieure du tubage de production, reste en place une fois que le forage est terminé. Il comprend des vannes et des dispositifs de sécurité, comme les obturateurs anti-éruption (Blow-Out Preventers ou BOP), qui sont utilisés pour contrôler le flux de fluides pendant la production du puits. Pour les réservoirs dominés par la phase liquide, un manchon d'expansion est utilisé pour absorber les variations de longueur du tubage de production dues aux changements de température pendant la production (Capuano Jr, 2016).

Les mesures dans les puits sont le seul moyen direct de quantifier les paramètres nécessaires pour comprendre les propriétés du réservoir, prévoir ses performances futures, et concevoir une stratégie de

---

<sup>4</sup> Notons que le document qui fait référence en matière de bonnes pratiques pour la réalisation de forages en domaine géothermique est le standard néozélandais qui a été édité une première fois en 1991 et réactualisé en 2015 : ce manuel, réalisé par l'association des standards de Nouvelle Zélande, combine les exigences réglementaires avec des suggestions sur les pratiques opérationnelles pour le forage, l'entretien, la réparation et l'abandon : Standards, N.Z., 2015, Code of Practice for Deep Geothermal Wells, NZS2403:2015, Report .

<sup>5</sup> Un [trépan](#) est un outil de forage rotatif.

développement de la ressource (Horne, 2016). Les principales mesures effectuées dans les puits géothermiques concernent la température, la pression et le débit. Ces mesures sont réalisées à différentes profondeurs et à différents moments, pour obtenir une vue complète et dynamique du réservoir géothermique. Les profils ou « logs » de pression et de température dans le forage, sont utilisés pour localiser les zones d'alimentation du réservoir. Ils fournissent des estimations de la pression et de la température du réservoir à des profondeurs spécifiques. Les tests d'injectivité, de débit et l'analyse des pressions transitoires, sont réalisés pour comprendre les propriétés d'écoulement du réservoir. Ces données aident à déterminer le débit maximal que le puits peut produire.

L'objectif de ces mesures et analyses est de comprendre le comportement du réservoir géothermique, d'optimiser la production, et de planifier efficacement le développement du champ géothermique, y compris le nombre de puits nécessaires et leur potentiel de production à long terme (Horne, 2016).

### 3.3 La connexion des puits à la centrale géothermique

L'acheminement du fluide géothermal depuis les puits géothermiques jusqu'à la centrale électrique est ensuite réalisé grâce à un réseau de canalisations. Ce réseau comprend divers éléments comme des vannes, des tuyaux droits et courbés, des boucles d'expansion, des supports de tuyaux, des purgeurs de vapeur, des drains, etc. La conception du système de tuyauterie dépend de différents facteurs techniques, économiques et environnementaux (DiPippo, 2016), comme par exemple :

- **La topographie** (Figure 8) du site, qui influence la conception du système de tuyauterie : la gravité peut augmenter la pression dans les descentes et provoquer des réductions de pression dans les colonnes montantes ;
- **Les options d'acheminement du géofluide** : plusieurs méthodes peuvent être utilisées pour transporter le fluide, notamment des canalisations liquide-vapeur biphasées ou des séparateurs dans chaque puits. Le choix dépend de la localisation des puits et du type de centrale électrique ;
- **L'équilibre thermodynamique et économique** : l'exploitant doit trouver un équilibre entre l'efficacité thermodynamique du transport du fluide et les coûts. Par exemple, les pertes de charge dans les tuyaux doivent être minimisées pour optimiser la puissance du géofluide. Cela peut nécessiter l'utilisation de tuyaux de plus grand diamètre, bien que cela augmente les coûts ;
- **Le traitement des géofluides difficiles** : certains géofluides peuvent être difficiles à traiter en raison de leur température élevée ou de leur contamination. Des techniques spéciales, comme le flash-cristalliseur/réacteur-clarificateur<sup>6</sup> ou la modification du pH, peuvent être nécessaires pour purifier le géofluide avant son utilisation dans une turbine.

Citons le cas de la centrale géothermique de Cerro Prieto au Mexique, l'une des plus grandes du monde : d'une capacité de 570 MW, elle utilise un système de collecte comprenant 140 km de conduites, reliant 165 puits à quatre centrales électriques différentes (DiPippo, 2016).

---

<sup>6</sup> Flash-cristalliseur : lorsqu'un fluide géothermique sous haute pression est relâché à une pression plus basse, une partie de l'eau s'évapore rapidement (flash). Cette décompression entraîne la précipitation des solides dissous sous forme de cristaux, qui peuvent ensuite être séparés du fluide.

Réacteur-clarificateur : il s'agit d'un dispositif où le pH du fluide géothermique est ajusté pour favoriser la précipitation et la séparation des solides dissous. Le fluide géothermique est traité avec des produits chimiques pour ajuster son pH et favoriser la précipitation. Ensuite, le fluide passe à travers des clarificateurs où les solides précipités sont séparés du fluide clarifié.



*Figure 8 : exemple de système de tuyauterie de la centrale géothermale d'Hellisheiði en Islande (photo Ineris, septembre 2023).*

### 3.4 Description générale du fonctionnement d'une centrale géothermique haute enthalpie

La centrale géothermique exploite la chaleur du fluide géothermal pour générer de l'électricité. Ce fluide est extrait des puits de production et peut être, soit de la vapeur sèche, soit de l'eau chaude sous pression, ou encore un fluide biphasique, selon les caractéristiques du réservoir géothermique. La Figure 9 représente schématiquement le trajet du géofluide depuis sa production, son passage dans la centrale, jusqu'à l'injection (Thorhallsson, 2012).

Lorsque le fluide est sous forme liquide ou biphasique, sa pression diminue naturellement en remontant vers la surface, ce qui augmente le volume de la phase vapeur. Ce phénomène appelé "flash", durant lequel le fluide est rapidement décomprimé, entraîne l'évaporation partielle de l'eau pour former de la vapeur. Cette vapeur est ensuite dirigée vers un séparateur où elle est séparée de la phase liquide.

Le fluide liquide résiduel peut être soumis à un nouveau processus de "flash", si les niveaux de pression et de température le permettent, pour maximiser l'exploitation de la chaleur qu'il contient et augmenter ainsi l'efficacité globale de la centrale. La saumure refroidie, issue du séparateur, est généralement réinjectée à nouveau dans le réservoir (cf. paragraphe 4.3), mais elle peut aussi être rejetée en surface, dans la mer par exemple.

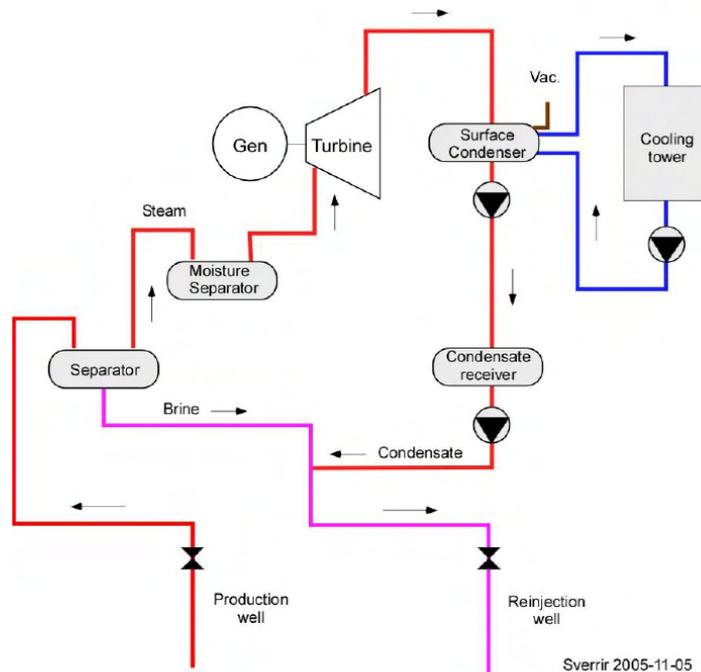


Figure 9 : représentation du trajet du fluide dans une centrale géothermique conventionnelle (Thorhallsson, 2012).

La vapeur ainsi obtenue, soit par flashage soit directement depuis les puits de production, peut être envoyée directement dans une turbine, ou bien le géofluide peut servir à vaporiser un fluide de travail, généralement de nature organique. Ainsi, il existe trois principaux types de centrales géothermiques (Figure 10) :

- **Les centrales à vapeur sèche** (dry steam), qui utilisent la vapeur directement issue d'un réservoir géothermique pour faire tourner les turbines des générateurs. La première centrale géothermique de ce type a été construite en 1904 en Toscane, en Italie ;
- **Les centrales à vapeur instantanée** (flash steam), qui prélèvent de l'eau chaude ou un fluide biphasique pour le convertir en vapeur en faisant chuter sa pression (flash) afin d'entraîner les turbines des générateurs. La plupart des centrales géothermiques sont des centrales à vapeur instantanée ;
- **Les centrales électriques à cycle binaire** (binary cycle). Dans cette configuration, la chaleur du fluide géothermique est transmise à un autre liquide, généralement organique, dont le point d'ébullition est plus bas. Ce liquide se vaporise alors et sa vapeur entraîne une turbine de générateur. Cette vapeur est ensuite intégralement condensée au sein d'un circuit fermé, pour reformer un liquide qui pourra servir à nouveau.

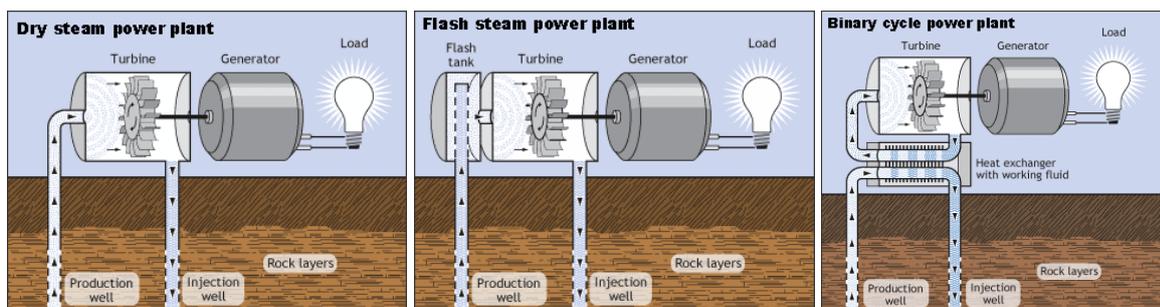


Figure 10 : représentation schématique du mode de fonctionnement des centrales géothermiques (Source : US Department of Energy, Geothermal Technologies Office).

Après passage dans les turbines, la vapeur est généralement envoyée dans des condenseurs. A ce stade la vapeur se condense rapidement par baisse de la température, mais des gaz non condensables persistent. Ils sont généralement constitués de CO<sub>2</sub> et de H<sub>2</sub>S, et doivent être continuellement éliminés par des pompes à vide. Ces gaz non condensables peuvent être traités et/ou réinjectés en profondeur (cf. paragraphe 4.3), dans certains pays ils sont encore rejetés directement dans l'atmosphère.

La vapeur condensée forme un condensat qui est aussi pompé hors du condenseur. Une partie est envoyée vers les tours de refroidissement et revient au condensateur, tandis que l'autre partie est renvoyée dans les puits de réinjection (cf. paragraphe 4.3).

Il est important de noter que le fonctionnement détaillé d'une centrale géothermique peut varier en fonction de la conception spécifique de l'usine, du type de réservoir géothermique et des caractéristiques géologiques de la région.

## 4 Comportement du réservoir à l'exploitation

L'exploitation provoque un écoulement de fluides chauds et froids supplémentaire par rapport à l'écoulement naturel qui existe dans le système hydrothermal. Cela peut conduire à la formation d'une surface libre et à une augmentation de l'ébullition dans le réservoir, ou bien à l'épuisement de la ressource. Nous allons voir dans ce paragraphe les principes généraux du comportement du réservoir à l'exploitation et décrire les principes généraux de la conduite d'une exploitation.

### 4.1 Principes généraux : Production / Injection

La production et l'injection induisent des transferts de chaleur et de masse à partir des fluides géothermiques. Une fois que l'exploitation commence, le débit de fluide vers, et depuis les puits, est généralement beaucoup plus élevé que le débit naturel. Cela peut créer un écoulement significatif au-delà de la profondeur ou de l'étendue des puits d'exploitation. Ainsi lors de l'exploitation d'un réservoir géothermique, de la chaleur et (presque toujours) de la masse sont retirées, une partie de celle-ci pouvant être réinjectée. Du liquide de recharge supplémentaire, chaud ou froid, peut s'infiltrer dans le réservoir.

Cet écoulement de fluide déclenche des changements de pression et de température du réservoir et a un impact direct sur les performances de la centrale géothermique et les manifestations hydrothermales en surface (Grant and Bixley, 2011). Si l'on considère un modèle simple conceptuel de circulation de fluide comme représenté sur la Figure 11, alors :

- L'injection de fluide froid provoque une baisse de température et participe au maintien de la pression dans le réservoir ;
- La production provoque une baisse de pression dans le réservoir et une augmentation de température du fluide injecté qui se réchauffe au contact de la roche.

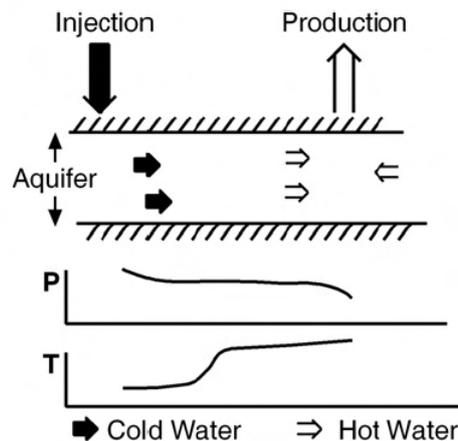


Figure 11 : Modèle conceptuel de circulation de fluides dans un réservoir exploité liquide (Grant and Bixley, 2011).

### 4.2 Production et apparition d'un Steam Cap

Dans les réservoirs géothermiques à haute température, une baisse de pression provoquée par l'exploitation peut déclencher l'ébullition d'une partie ou de la totalité du réservoir. L'ébullition augmentera la sécheresse et l'enthalpie du fluide dans le réservoir pour former un steam cap, ou couche de vapeur, qui va s'accumuler au toit du réservoir.

Les changements ainsi provoqués dans le réservoir par l'exploitation produiront des variations dans le rapport vapeur/eau, avec une réduction de la quantité de fluide. La Figure 12 montre le modèle conceptuel de formation d'un steam cap (Grant and Bixley, 2011; Pratama, 2015). A l'état initial, le profil de pression dans le réservoir, qui comporte une partie liquide et une partie biphasique, est considéré comme quasi-hydrostatique. Avec la production, la pression dans le réservoir diminue et, au niveau de la profondeur de rabattement, c'est à la profondeur à laquelle le fluide est prélevé. Ainsi le gradient vertical devient inférieur au gradient hydrostatique. L'eau va alors s'écouler vers le bas. Au fur et à

mesure de cet écoulement, la saturation du liquide diminue et la phase vapeur devient de plus en plus importante. Dans ce modèle, du liquide diphasique se trouve alors à la base et au-dessus de la phase vapeur (Figure 12), vapeur qui s'est formée au point de prélèvement à la suite de la baisse de pression.

Avec le temps, la ségrégation est généralement suffisante pour que presque toute l'eau mobile s'écoule hors du toit du réservoir. Ainsi, une région distincte, dominée par la vapeur, se forme au niveau de la partie supérieure du réservoir, ou steam cap. Le sommet du steam cap est généralement surmonté par une couche géologique de plus faible perméabilité et le liquide comprimé reste au fond du réservoir. La ségrégation entre les deux phases dépendra de la perméabilité verticale du réservoir. Elle sera d'autant plus rapide si la perméabilité verticale est élevée, s'il y a peu de variations de température (Grant and Bixley, 2011).

En plus des effets d'ébullition, il est probable qu'il y ait un afflux latéral ou vertical d'eau chaude ou froide, ainsi que des changements thermiques et chimiques associés (Grant and Bixley, 2011). Dans des conditions de production, la perte de masse nette du réservoir en ébullition est le résultat du remplacement du liquide par de la vapeur. La perte nette de chaleur du réservoir correspond au refroidissement de la roche résultant de l'ébullition de l'eau et de l'avancée des eaux périphériques plus froides (Grant & Bixley, 2011). A noter que l'exploitation de la vapeur réduit les manifestations de surface, telles que les fumerolles.

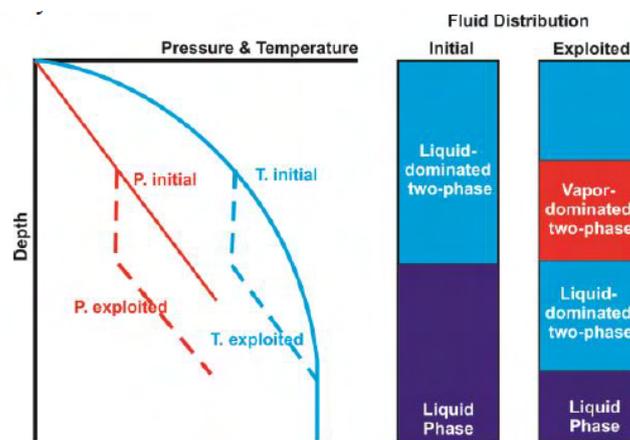


Figure 12 : modèle conceptuel de formation d'un Steam Cap, avec une représentation de la distribution des fluides dans les états naturel et exploité d'un réservoir dominé par le liquide (Pratama, 2015 d'après Grant & Bixley, 2011).

En général, une fois la couche de vapeur formée (ou steam cap), les stratégies de production se concentrent sur cette couche formée à une profondeur relativement faible, au-dessus de la phase liquide (Pratama and Saptadji, 2015), en effet cela présente plusieurs avantages :

- les coûts des nouveaux forages seront réduits dans la mesure où ils seront moins profonds, puisque la vapeur se situe au toit du réservoir (Figure 13) ;
- le séparateur de saumure sera également réduit, ce qui entraînera une diminution du nombre de puits d'injection nécessaires ;
- de plus, l'utilisation du séparateur diminue, car la fraction de vapeur entrant dans le séparateur augmente.

Ainsi, les raisons économiques poussent l'exploitant à tenter de produire de la masse et de la chaleur à partir du Steam Cap, qui présente une enthalpie plus importante. C'est le cas dans de nombreux pays, car il est économiquement plus rentable. C'est le cas en Islande, Italie, Nouvelle-Zélande, Indonésie, États-Unis ...

Cependant, dans certaines situations, plutôt rares, la formation d'un steam cap n'est pas souhaitée. C'est le cas à Bouillante en Guadeloupe, où les paramètres d'exploitation sont maintenus, autant que possible, de façon à éviter la formation de vapeur dans le réservoir. Cette décision a été prise pour réduire les manifestations de surface car la centrale est située au cœur du bourg (cf. Annexe 3 pour plus de détails sur le cas de Bouillante).

Toutefois, l'utilisation de la vapeur générée par le steam cap produit aussi un déclin de la ressource, et par conséquent, une réduction de la production de vapeur, ne permettant pas d'assurer à terme les objectifs de production prévus. Ainsi, il est important d'équilibrer les stratégies de production avec des stratégies de réinjection, même en présence d'un steam cap (Grant and Bixley, 2011; Pratama and Saptadji, 2015), cela fait l'objet du paragraphe suivant.

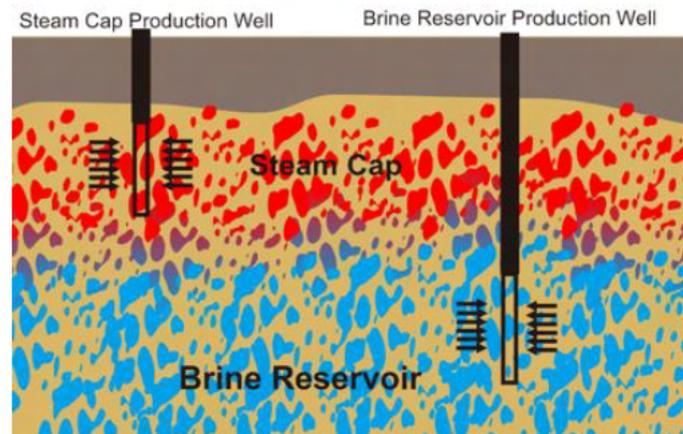


Figure 13 : représentation schématique d'un puits de production à partir du Steam Cap et à partir du réservoir liquide (Pratama & Saptadji, 2015).

### 4.3 Injection et durabilité de la ressource

Le recours à la réinjection dans la gestion des ressources géothermiques a de multiples intérêts (Axelsson, 2012; Kamila et al., 2021; Kaya et al., 2011). Il permet, d'une part la recharge des systèmes géothermiques, et d'autre part, l'élimination d'un certain nombre de rejets des centrales comme : les eaux usées (eau séparée et condensats de vapeur), le CO<sub>2</sub> (pour atteindre la neutralité carbone) et l'H<sub>2</sub>S issus de la production. Ainsi, la réinjection est devenue une pratique courante dans l'industrie géothermique car elle permet une exploitation plus durable de la ressource, en minimisant l'impact environnemental.

#### 4.3.1 L'injection pour la recharge du réservoir

Les puits de recharge contribuent au maintien de la pression pour compenser ou réduire la baisse produite par l'extraction de masse. De plus, l'injection améliore l'extraction thermique des roches réservoirs le long des trajets d'écoulement des puits d'injection. C'est en général la saumure issue du séparateur et la phase liquide issue du condenseur des turbines qui sont injectées dans ces puits.

La Figure 14 illustre comment la réinjection peut augmenter la capacité de production, cette dernière étant contrôlée par le niveau de pression (Axelsson, 2012; Pratama, 2015). La production provoque une baisse du niveau d'eau et un épaississement du steam cap, tandis que l'injection de saumure et de condensat de vapeur dans le réservoir provoque les phénomènes inverses. Avec une production excessive, le niveau d'eau diminue et la pression diminue également.

Par ce processus, l'injection est aussi utile pour compenser l'affaissement de surface, ou subsidence, provoqué par la baisse de pression due à la production. Enfin, une réinjection ciblée peut améliorer ou revitaliser les caractéristiques thermiques de surface, telles que les sources chaudes et les fumerolles, notamment pour des objectifs touristiques.

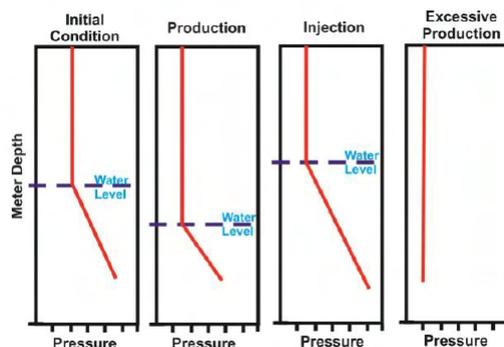


Figure 14 : changement de niveau d'eau et des pressions lors de la production et de l'injection (Pratama, 2015)

Les stratégies de réinjection pour la préservation de la ressource dépendront du type de réservoir. Ces choix stratégiques ne sont pas anodins car ils peuvent conduire au déclin de la ressource (Kamila et al., 2021; Kaya et al., 2011; Mannington et al., 2004). Pour décider de la meilleure stratégie de réinjection pour chaque type de système géothermal (à dominante vapeur, biphasique ou à dominante liquide), il est important de reconnaître les mécanismes principaux de déplétion du réservoir (Kamila et al., 2021; Kaya et al., 2011; Mannington et al., 2004). Ainsi plusieurs auteurs suggèrent trois stratégies d'injection principales pour chacun de ces trois types, à savoir :

- **les systèmes dominés par la vapeur manquent d'eau**, alors que la chaleur reste encore dans la matrice rocheuse. Il est donc utile de réinjecter l'eau directement dans le réservoir exploité ;
- **les systèmes diphasiques dominés par le liquide manquent de chaleur plutôt que de masse**, et la pression et la température diminuent ensemble. Par conséquent, il n'est pas nécessaire d'injecter de l'eau supplémentaire dans le réservoir et le surcroît de pression provenant de la réinjection n'est pas efficace. Les auteurs suggèrent dans ce cas de réinjecter ou d'évacuer l'eau loin du champ de forage de production ;
- **dans les systèmes dominés par l'eau en phase liquide, le problème majeur est la baisse de pression**, qui peut aller jusqu'à l'interruption de la production dans les puits. La stratégie de réinjection idéale nécessite que les puits de réinjection soient suffisamment proches des puits de production pour fournir un surcroît de pression, mais suffisamment éloignés pour éviter un refroidissement prématuré du réservoir par l'eau plus froide injectée. La conception d'un tel système dépend de la structure du champ géothermal et de la localisation des puits.

#### 4.3.2 L'injection pour l'élimination

Pendant l'exploitation d'un réservoir géothermique à haute température, le fluide géothermique, enrichi en gaz, subit une série d'étapes : ébullition, séparation de phases et refroidissement. Les phases aqueuses, la saumure et le condensat, sont ensuite éliminés par réinjection (cf. § 4.3.1) ou rejetés en surface. Les gaz sont concentrés dans les condenseurs des turbines, où seule une fraction se condense avec la vapeur, le reste demeurant sous forme de gaz non condensables qui sont évacués du condenseur à l'aide de pompes à vide. Avant la mise en place, dans certains pays, de réglementations sur les rejets, ces gaz (généralement H<sub>2</sub>S et CO<sub>2</sub>) étaient libérés dans l'atmosphère. Ils le sont encore aujourd'hui dans les exploitations éloignées des zones habitées, ou dans les pays qui possèdent une réglementation plus souple.

Dans ce contexte, l'objectif de la réinjection des gaz non condensables est de rendre la production d'énergie géothermique plus respectueuse de l'environnement, en réduisant les émissions d'hydrogène sulfuré (H<sub>2</sub>S) pour diminuer la pollution atmosphérique locale causée par son odeur caractéristique « d'œuf pourri » et ses propriétés toxiques et corrosives, et pour réduire les émissions de gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) participant à l'effet de serre anthropique (Gunnarsson et al., 2015).

En Islande, une des méthodes de réduction de l'H<sub>2</sub>S et du CO<sub>2</sub> consiste à dissoudre ces gaz dans les eaux usées de la centrale électrique et à les réinjecter dans les formations volcaniques profondes (Matter et al., 2015). Une fois dissous, les gaz ne sont plus volatils, améliorant ainsi la sécurité de l'injection grâce à une diminution des risques de fuite. La méthode développée conduit au piégeage des gaz injectés par réaction chimique avec la roche réservoir (Matter et al., 2015). Ainsi le CO<sub>2</sub> injecté est

piégé sous forme de calcite dans les laves basaltiques et l'H<sub>2</sub>S sous forme de sulfure (Stefánsson et al., 2011).

En plus de l'injection, diverses alternatives existent pour l'élimination ou le recyclage du CO<sub>2</sub>. Le CO<sub>2</sub> capturé peut être utilisé pour enrichir l'air dans les serres agricoles, stimulant ainsi la croissance des plantes (DiPippo, 2016). Dans certains pays, comme en Turquie et en Islande, le CO<sub>2</sub> géothermique purifié est récupéré à des fins industrielles, notamment pour l'embouteillage de boissons gazeuses (DiPippo, 2016).

Enfin, il existe en Islande une usine de méthanol renouvelable (« George Olah », gérée par Carbon Recycling), qui capture le CO<sub>2</sub> des gaz d'échappement de la centrale géothermique de Svartsengi. Ce gaz est ensuite combiné à de l'hydrogène produit par électrolyse, pour fabriquer du méthanol, ensuite utilisé comme carburant pour les véhicules (DiPippo, 2016).

#### 4.4 Problèmes liés à la réinjection

La réinjection, en particulier des fluides issus du séparateur, peut aussi poser quelques problèmes si elle n'est pas conduite correctement. Les principaux d'entre eux sont (Axelsson, 2012; Kamila et al., 2021; Kaya et al., 2011) :

- **Le refroidissement des puits de production**, ou « percée du front froid », souvent en raison d'un court-circuit hydraulique le long de chemins d'écoulement directs tels que des fractures ouvertes depuis le puits d'injection ;
- **La précipitation de la silice dans les pipelines de surface et les puits d'injection**. Après flashage dans le séparateur, le fluide séparé devient sursaturé en SiO<sub>2</sub> et la silice précipitera si le fluide refroidi atteint la température de solidification de la silice (en général, de l'ordre de 120°C ; Dixit, 2014) ;
- **D'autres types de précipitation et de corrosion** dans les opérations à basse et à haute température. Cela inclut par exemple le tartre carbonaté dans les systèmes à basse température ;
- **Le colmatage des aquifères** proches des puits d'injection, possible dans certains types de réservoirs, par du sable fin et des matériaux de précipitation ;
- L'apparition possible d'une **sismicité induite**.

Pour éviter le refroidissement du réservoir au niveau des puits de production, il convient d'adopter des stratégies de réinjection adaptées au type de réservoir, comme décrit dans le paragraphe 4.3.

Concernant la précipitation de certains composants, notamment la silice, ce processus est influencé par la température, le pH du fluide et la concentration de SiO<sub>2</sub> (Figure 15). Cette précipitation peut être évitée en optant pour une injection dite « chaude », lorsque l'eau séparée est directement injectée depuis le séparateur dans le réservoir à une température comprise entre 160 et 200°C, c'est-à-dire au-dessus de la température de précipitation de la silice (Axelsson, 2012; Luo et al., 2023).

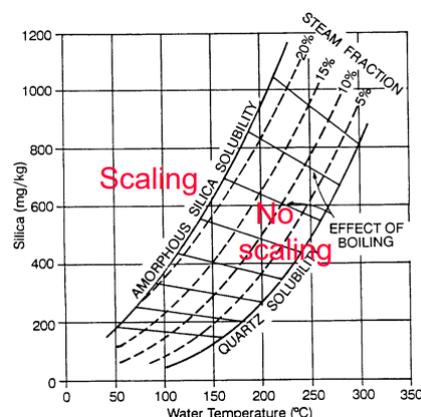


Figure 15 : Solubilité de la silice dans l'eau. La précipitation (scaling) se produit au-dessus de la courbe de solubilité (Thorhallsson, 2012).

D'autres approches utilisent une injection « froide », où la température de l'eau est inférieure à la température de précipitation de la silice. Dans ce cas, avant la réinjection, des mesures préventives comme le dépôt préalable de la silice dans des bassins de surface ou l'utilisation d'inhibiteurs de précipitation, principalement pour abaisser le pH, sont nécessaires (Klein, 1995). Le célèbre « Blue Lagoon » en Islande est alimenté par les eaux de rejet de la centrale de Svartsengi, dont la couleur bleutée est due aux précipitations de silice colloïdale (Figure 16).



*Figure 16 : photo de la centrale de Svartsengi et du bassin, le fameux « Blue Lagoon », alimenté par les eaux de rejet de la centrale (Photo Ineris, septembre 2023).*

Pour minimiser la précipitation des carbonates, il est souvent efficace de maintenir le système de production/réinjection à des pressions suffisamment élevées, ou d'utiliser des inhibiteurs de tartre, généralement injectés dans les puits en profondeur. La corrosion peut également être maîtrisée à l'aide d'inhibiteurs appropriés (Axelsson, 2012).

Enfin, de la sismicité induite peut apparaître lors des opérations d'injection. Elle est souvent de faible magnitude. Cependant, des magnitudes plus fortes peuvent être déclenchées dans certaines conditions (De Santis et al., 2023). Les principaux paramètres à contrôler pendant l'exploitation pour éviter, autant que possible, l'apparition d'une telle sismicité sont la pression, la température et les volumes de fluides injectés, et s'assurer de les envoyer dans des formations géologiques possédant une bonne perméabilité (De Santis et al., 2023).

## 5 Risques généralement associés à la géothermie haute enthalpie

La géothermie haute enthalpie comporte plusieurs risques potentiels, principalement liés aux environnements volcaniques sur lesquels les centrales sont implantées. A noter que nombre de ces risques sont aussi propres à l'exploitation de la géothermie profonde dans d'autres type de systèmes géologiques. Ils peuvent être catégorisés en risques techniques, environnementaux et géologiques (Barbier, 2002; Bayer et al., 2013; De Santis et al., 2023; Gombert et al., 2018; Stober and Bucher, 2021).

Les principaux risques qui en résultent, présentés sur la Figure 17, sont les suivants :

- **Risques techniques :**
  - **Blow-out (éruption de puits) :** un blow-out est une éruption violente de fluide géothermique due à une perte de contrôle de la pression dans le puits ;
  - **Corrosion et dépôts minéraux :** les fluides géothermiques peuvent contenir des substances corrosives (acides dus à la dissolution du H<sub>2</sub>S ou du CO<sub>2</sub>) et former des dépôts minéraux (silice, calcite), endommageant les équipements ;
- **Risques environnementaux :**
  - **Contamination des eaux souterraines :** la fuite de fluides géothermiques, généralement chauds et très salés, peut contaminer les nappes phréatiques avec des substances toxiques (gaz dissous) ;
  - **Émission de gaz toxiques :** les centrales géothermiques peuvent émettre des gaz toxiques tels que le CO<sub>2</sub> et l'H<sub>2</sub>S, pour les plus connus, posant des risques pour la santé humaine et l'environnement ;
  - **Pertes de chaleur :** la chaleur excédentaire émise sous forme de vapeur peut modifier le climat localement. Les eaux usées déversées dans les rivières, lacs, nappes phréatiques ou en mer peuvent impacter les écosystèmes si leur température est plus élevée que celle de l'eau naturelle ;
  - **Risque d'émission de substances radioactives :** les fluides géothermiques peuvent véhiculer des substances radioactives naturelles (sels d'uranium) qui peuvent précipiter en surface ;
- **Risques géologiques :**
  - **Risque sismique (séismes induits) :** les opérations géothermiques peuvent déclencher des séismes induits en favorisant le glissement de fractures et failles géologiques préexistantes ;
  - **Risque de mouvements de terrains :** l'extraction de fluides géothermiques peut provoquer une baisse de pression dans le réservoir, entraînant un affaissement ou subsidence du sol en surface, mais également une surrection des terrains ;
  - **Éruption hydrothermale :** un aquifère situé au-dessus du réservoir géothermique peut entrer en ébullition à cause d'une augmentation de température ou d'une diminution de pression ;

La plupart de ces risques peuvent être liés ou exacerbés par la présence d'un steam cap naturel ou par la création et l'exploitation d'un steam cap anthropique.

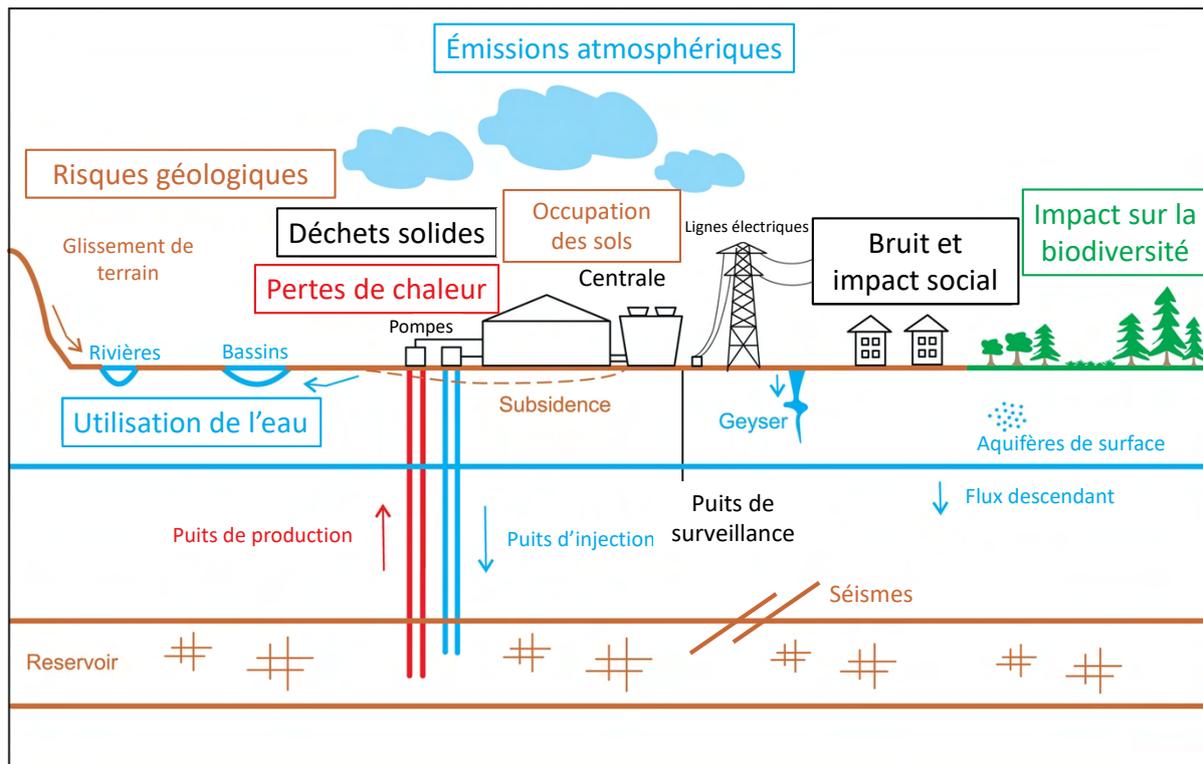


Figure 17 : Impacts environnementaux directs sur le cycle de vie de la production d'énergie géothermique (Bayer et al., 2013).

## 5.1 Risques techniques

### 5.1.1 Risque de blow-out ou éruption de puits

#### 5.1.1.1 Conditions favorables à un blow-out

Un blow-out, ou éruption de puits, est un événement dangereux qui se produit lorsqu'il y a une perte de contrôle de la pression dans un puits, entraînant une éruption violente de fluide géothermique. Plusieurs conditions peuvent favoriser la survenue d'un blow-out (DiPippo, 2016; Standards, 2015).

Tout d'abord, si la pression dans le puits n'est pas maintenue à un niveau adéquat, elle peut entraîner une perte de charge dans le puits qui peut conduire à une remontée incontrôlée de fluide géothermique. Les causes de cette pression insuffisante peuvent être dues à :

- **une boue de forage trop légère** : la boue de forage est utilisée pour équilibrer la pression dans le puits. Si cette boue est trop légère, elle ne peut pas contrer efficacement la pression des fluides géothermiques, ce qui peut entraîner leur remontée rapide et incontrôlée ;
- **un niveau d'eau trop bas** : si le niveau d'eau dans le puits est trop bas, il y a moins de pression hydrostatique pour contenir les fluides géothermiques, augmentant ainsi le risque d'une éruption ;
- **une eau trop chaude** : l'eau à haute température peut se vaporiser rapidement lorsqu'elle remonte, augmentant ainsi la pression dans le puits et favorisant un blow-out.

D'autre part, des problèmes avec le casing, tubage qui maintient les parois du puits et empêche les échanges de fluides avec le milieu encaissant, peuvent entraîner des blow-outs, si :

- **le casing est trop court** : si le casing ne s'étend pas assez profondément, il ne peut pas bien sceller le puits, permettant aux fluides de s'échapper ;
- il y a **perforation du casing** : une perforation accidentelle ou due à la corrosion peut créer un point de faiblesse par lequel les fluides peuvent s'échapper de manière incontrôlée ;
- il y a une **mauvaise cimentation** : une mauvaise cimentation du casing peut occasionner des fuites entre le casing et la formation rocheuse, facilitant la remontée des fluides géothermiques.

Une fuite de vapeur sous pression dans les installations de surface ou de la tête de forage peut aussi provoquer un blow-out, notamment si les équipements comme les valves ou les équipements de contrôle de pression sont défectueux, ou par manque de maintenance. Ces défaillances permettent à la vapeur de s'échapper de manière incontrôlée, à l'origine d'un blow-out.

Enfin, forer directement dans un steam cap naturel peut entraîner des conditions propices à un blow-out. Cela peut se produire notamment lors de la réalisation des premiers forages sur le site, en phase d'exploration. La pression de la vapeur dans un steam cap peut être extrêmement élevée. Forer dans cette zone sans préparation adéquate peut provoquer une éruption violente. De plus, les températures élevées dans un steam cap augmentent le risque de vaporisation rapide des fluides, exacerbant la pression dans le puits.

#### 5.1.1.2 Cas de Blow-out

Dans la littérature scientifique ont été rapportés plusieurs éruptions de puits dans des projets géothermiques haute-enthalpie, en phase d'exploration ou de test, dans différents pays dont le Japon, les États-Unis, l'Islande et l'Indonésie. Voici quelques exemples :

- Ebinokogen Ioyama, Japon (1950) :

Sur le site volcanique d'Ebinokogen Ioyama, sur l'île de Kyushu, des forages de reconnaissance ont subi des « steam kicks » ou « coups de vapeur » à une profondeur d'environ 18 m, juste avant de déclencher de véritables éruptions ou blow-out (Tajima et al., 2020). Les forages traversaient une zone aquifère chaude et confinée à plus de 50 m de profondeur. Ce confinement était dû à des dépôts d'alunite formant des couches de faible perméabilité, sous lesquelles se seraient développées des poches de fluides hydrothermaux ou d'eaux souterraines chaudes et confinées. Lors de l'incident, de l'eau chaude et de la vapeur ont jailli après une augmentation soudaine de la température dans les forages.

- Cove Fort-Sulphurdale, Utah, USA (1983) :

En 1983, un blow-out s'est produit dans le gisement géothermique de Cove Fort-Sulphurdale (Ross and Moore, 1985). Ce gisement est situé au droit d'une ancienne mine de soufre où avaient été préalablement observées des émissions de gaz renfermant du H<sub>2</sub>S. Ces éléments laissaient supposer l'existence d'une ressource géothermique exploitable à faible profondeur. Celle-ci a été investiguée dès 1974 par plus de 200 sondages et par quatre premiers puits profonds de 500 à 1 500 m environ. En 1983, le premier puits profond (référéncé 34-7) pénètre, en cours de forage, à 507 m de profondeur dans une zone de vapeur sèche à la pression de 6,9 bars et à la température de 177°C, piégée dans des grès fracturés situés sous une formation volcanique. Il s'en suit une émission de vapeur (blow-out) qui n'avait pas été anticipée et qui n'a pas pu être immédiatement contrôlée : le puits s'est alors déchargé pendant 24 jours, jusqu'à ce que des techniques d'exploitation pétrolière soient mises en œuvre pour le boucher. Cette éruption de puits n'a pas eu d'autres conséquences que la perte de l'ouvrage mais elle a mis en évidence l'existence d'un réservoir de vapeur (steam cap) à faible profondeur. Le site a ensuite été complété par huit autres puits de production de vapeur sèche, dont deux implantés à moins de 60 m du puits original qui avait été rebouché. Ces nouveaux puits ont tous pénétré le steam cap et permis de produire de la vapeur sans qu'aucun nouveau problème ne soit signalé.

- Krafla, Islande :

En Islande, un blow-out est survenu lors du forage du puits géothermique KR-4 à Krafla (Thorhallsson, 2007). La séquence accidentelle est la suivante :

- après l'extraction de la boue lourde présente dans le puits, la pression a chuté de 38 à 0 bar et du fluide a commencé à s'écouler du puits 10-20 minutes plus tard ; le tube de forage a alors été expulsé du puits par la pression de gaz ;
- le BOP est déclenché mais il ne parvient pas à obturer le puits ; la vanne maîtresse<sup>7</sup> est alors actionnée, mais ne peut pas être fermée complètement et il subsiste une ouverture de 3 cm (Figure 18-a) ;

---

<sup>7</sup> Un [Blow Out Preventer](#) (BOP ; en français, bloc obturateur de puits ou obturateur anti-éruption) est une valve de sécurité utilisée sur les appareils de forage.

→ le puits devient hors de contrôle et la décision est prise de l'abandonner et de déplacer la machine de forage hors de cette zone ; l'éruption se poursuit et crée, au sein des formations superficielles meubles, un cratère de plusieurs dizaines de mètres de diamètre (Figure 18-b).

- Blawan Ijen, Java, Indonésie (2020) :

En 2020, à Blawan Ijen, dans l'est de l'île de Java (Indonésie), un steam kick (« coup de vapeur ») s'est produit lors du forage du puits IJN 6-1 dans le cadre du projet PLTP IJEN (Richter, 2020). Cela est arrivé lorsque le forage a pénétré dans un steam cap naturel à haute température et à faible profondeur (630 m). Pendant l'incident, le BOP a fonctionné correctement mais, en raison de l'augmentation de la pression et de la température du puits, de la vapeur a été émise en surface sans toutefois renfermer de gaz nocif (Figure 18-c). L'entreprise a pu gérer cet incident en utilisant une boue de forage lourde.



a) Krafla, Islande forage KR-4



b) Cratère résultant du blow-out de Krafla



c) Blawan Ijen, Indonésie

Figure 18 : Exemples de blow-out sur des sites géothermiques en cours de forage. a) et b) photos de Thorhallsson (2007) et c) photo de Richter (2020).

### 5.1.1.3 Mesures de prévention des blow-outs

Pour prévenir les blow-outs, plusieurs mesures peuvent être mises en place (DiPippo, 2016; Standards, 2015) :

- **Utilisation de boues de forage adéquates** : s'assurer que les boues de forage ont la densité appropriée pour équilibrer la pression dans le puits ;
- **Contrôle régulier des niveaux d'eau** : maintenir des niveaux d'eau adéquats pour garantir une pression hydrostatique suffisante ;
- **Inspection et maintenance du casing** : réaliser des inspections régulières et des maintenances du casing pour détecter et réparer les perforations ou les zones de corrosion ;
- **Contrôle de la pression de surface** : installer et entretenir des équipements de contrôle de la pression de surface pour prévenir les fuites de vapeur sous pression ;
- **Évaluation précise des steam caps** : effectuer des évaluations précises des steam caps avant le forage pour anticiper les zones de pressions et de températures élevées et, après le forage, pendant l'exploitation.

En mettant en œuvre ces mesures, il est possible de réduire le risque de blow-out et d'assurer une exploitation plus sûre des ressources géothermiques (DiPippo, 2016; Standards, 2015).

## 5.1.2 Risques liés à la corrosion

### 5.1.2.1 Conditions favorables à la corrosion

L'extraction des fluides géothermiques naturels amène en surface de nombreux composés chimiques dissous, qui peuvent être corrosifs pour les matériaux de construction courants, tels que les métaux et le ciment (Allahvirdizadeh, 2020; Miller, 1980; Nogara and Zarrouk, 2018).

Ainsi, les conditions suivantes favorisent la corrosion :

- **Présence de gaz corrosifs** : les fluides géothermiques peuvent contenir des gaz corrosifs comme le sulfure d'hydrogène ( $H_2S$ ), le dioxyde de carbone ( $CO_2$ ) et parfois du chlorure d'hydrogène ( $HCl$ ) ;
- **Acidité élevée** : ces gaz peuvent se dissoudre et former des acides qui attaquent les matériaux métalliques des équipements car un pH bas favorise la corrosion, entraînant une dégradation rapide des équipements ;
- **Haute température** : les températures élevées augmentent la vitesse des réactions chimiques, accélérant les processus de corrosion ;
- **Présence d'oxygène** : bien que moins courant dans les systèmes géothermiques profonds, généralement en milieu réducteur, l'oxygène peut pénétrer dans ces systèmes lors de travaux de maintenance ou de réparations, favorisant la corrosion.

Dans les centrales électriques binaires, la concentration du fluide géothermique est généralement connue et reste inchangée tout au long du processus d'exploitation. Cependant, des changements peuvent se produire sur les propriétés physiques du fluide, à cause des variations de température et de pression (Nogara and Zarrouk, 2018). Ces variations affectent le pH des fluides géothermiques et par conséquent la corrosivité du fluide (Nogara and Zarrouk, 2018).

Ces environnements corrosifs se situent principalement en surface, où diverses solutions d'ingénierie contre la corrosion sont disponibles. En revanche, les solutions aux problèmes de corrosion agissant à l'intérieur des puits de forage sont très limitées (Nogara and Zarrouk, 2018). Les conditions de fond des puits géothermiques sont plus extrêmes en termes de température et de pression, et la sélection des matériaux appropriés pour les équipements utilisés pendant toute la durée de vie d'un puits est technologiquement et économiquement complexe (Nogara and Zarrouk, 2018).

### 5.1.2.2 Cas d'accidents survenus suite à la corrosion

Les phénomènes de corrosion peuvent avoir des conséquences graves sur la production. On peut citer comme exemples les incidents suivants :

- The Geysers, Californie, USA

En 1999, des puits et des équipements en surface ont subi des dégradations sévères dues à la corrosion causée par des niveaux élevés de H<sub>2</sub>S et de CO<sub>2</sub> dans les fluides géothermiques (Hirtz et al., 1991). Cela a entraîné des fuites importantes et des arrêts de production, ainsi que l'abandon de certains puits.

Des techniques ont été développées pour atténuer ces problèmes de corrosion. Les matériaux ont été améliorés avec l'adoption d'alliages plus résistants à la corrosion pour les puits et les pipelines. De plus un programme d'injection d'inhibiteurs de corrosion pour protéger les équipements a été mis en place.

- Larderello, Italie

Sur le champ géothermique de Larderello, des pipelines et des turbines ont été corrodées par des fluides acides riches en chlorure d'hydrogène (HCl) et en chlorure d'ammonium (NH<sub>4</sub>Cl) (Bracaloni et al., 1995 ; Culivicchi et al., 2005). Cela a conduit à des fuites de vapeur et à des interruptions de production. Des revêtements époxy ont été appliqués à l'intérieur des pipelines pour prévenir la corrosion, et des procédés permettant l'ajustement du pH des fluides afin de le maintenir proche de la neutralité sont maintenant mis en œuvre (Culivicchi et al., 2005).

### 5.1.2.3 Mesures de prévention de la corrosion

Pour tenter de prévenir ce phénomène, plusieurs approches et solutions sont possibles comme, par exemple (Allahvirdizadeh, 2020; Miller, 1980; Nogara and Zarrouk, 2018) :

- **L'utilisation de matériaux résistants à la corrosion** : choisir des matériaux pour les équipements et les conduites qui sont résistants à la corrosion, comme l'acier inoxydable, les alliages spéciaux et les revêtements protecteurs ;
- **L'injection d'inhibiteurs de corrosion** : utiliser des inhibiteurs chimiques spécifiques qui réagissent avec les substances corrosives pour former des couches protectrices sur les surfaces métalliques ;
- **Le contrôle du pH** : ajuster le pH des fluides géothermiques pour le maintenir dans une plage non corrosive, souvent en injectant des solutions basiques ou acides selon les besoins ;
- **La gestion des gaz non condensables** : éliminer les gaz corrosifs comme le H<sub>2</sub>S et le CO<sub>2</sub> en utilisant des dégazeurs ou des unités de traitement chimique.

## 5.1.3 Risques liés aux dépôts minéraux (précipitations)

### 5.1.3.1 Conditions favorables aux dépôts minéraux

Les dépôts minéraux se forment lorsque des espèces chimiques présentes en solution dans les fluides géothermiques précipitent et se déposent sur les parois des équipements et des conduites (DiPippo, 2016; Thorhallsson, 2012). Les conditions suivantes favorisent la formation de tels dépôts :

- **La sursaturation** : les fluides géothermiques contiennent souvent des concentrations élevées de minéraux dissous. Lorsque ces fluides refroidissent, ou subissent une baisse de pression, ils peuvent devenir sursaturés et conduire à une précipitation de minéraux ;
- **Les variations de température et de pression** : les changements soudains de température et de pression, souvent rencontrés lors de l'exploitation et du traitement des fluides, favorisent la précipitation de minéraux tels que la silice, le carbonate de calcium et les sulfates ;
- **Le pH élevé** : un pH élevé peut favoriser la précipitation de certains minéraux comme les carbonates et les hydroxydes.

### 5.1.3.2 Cas d'accidents survenus après la précipitation de minéraux

Les dépôts de silice constituent un problème général dans tous les champs à haute enthalpie. Pour de nombreuses centrales géothermiques, le degré de sursaturation en silice amorphe représente le paramètre limitant la production d'électricité (Stober and Bucher, 2021). En effet, si le fluide géothermique est refroidi au cours du processus de production en dessous d'une valeur seuil critique (cf. § 4.4), les dépôts de silice deviennent incontrôlables sur toute l'exploitation. Voici quelques exemples :

- Larderello, Italie (Parri and Lazzeri, 2016) :

Le champ géothermique de Larderello a connu des problèmes d'entartrage, en particulier avec les dépôts de carbonate de calcium et de silice. Ces précipités ont entraîné des blocages dans les puits de

production et les installations de surface, provoquant des perturbations opérationnelles et des risques potentiels pour la sécurité, avec des surpressions ou des défaillances des équipements.

- Nesjavellir, Islande (Mainar-Toledo et al., 2023) :

À Nesjavellir, le dépôt de la silice est un problème important. Le fluide géothermique de Nesjavellir a une teneur élevée en silice, qui a tendance à précipiter à mesure que le fluide refroidit, entraînant des blocages dans les canalisations et les échangeurs de chaleur. Cette précipitation peut nécessiter des entretiens et des nettoyages fréquents et, si elle n'est pas traitée à temps, entraîner des dommages aux équipements et des pannes opérationnelles.

#### 5.1.3.3 Mesures de prévention des dépôts minéraux

Pour tenter de prévenir ce phénomène, plusieurs approches et solutions sont possibles (DiPippo, 2016; Stober and Bucher, 2021; Thorhallsson, 2012), comme par exemple :

- **Le traitement chimique des fluides** : ajouter des inhibiteurs de dépôt qui empêchent la précipitation des minéraux dissous, tels que la silice et le carbonate de calcium ;
- **Le contrôle des températures et pressions** : optimiser les opérations pour minimiser les variations soudaines de température et de pression, réduisant ainsi la tendance des minéraux à précipiter ;
- **Le nettoyage régulier des équipements** : mettre en place des programmes de nettoyage et de maintenance réguliers pour éliminer les dépôts minéraux avant qu'ils ne causent des problèmes majeurs de blocages graves ou de dommages à l'équipement ;
- **L'utilisation de filtres et de séparateurs** : installer des systèmes de filtration et de séparation pour éliminer les particules et les minéraux précipités issus des fluides géothermiques avant qu'ils n'atteignent les équipements sensibles ;
- **L'emploi d'un échangeur de chaleur** : mettre en place un échangeur de chaleur avec un fluide de travail qui ne précipite pas dans les équipements.

## 5.2 Risques Environnementaux

### 5.2.1 Risque de contamination des eaux souterraines

#### 5.2.1.1 Conditions favorables aux fuites de fluide géothermique

La fuite de fluides géothermiques dans les aquifères peut contaminer les nappes et, éventuellement, le système hydrologique en surface, avec des substances toxiques et/ou chaudes (Aksoy et al., 2009; Allahvirdizadeh, 2020; Birkle and Merkel, 2000; Mainar-Toledo et al., 2023; Parri and Lazzeri, 2016).

La contamination par les fluides géothermiques dans les centrales à haute enthalpie peut être favorisée par plusieurs facteurs :

- **La perte d'intégrité des puits** : des puits mal construits ou endommagés peuvent permettre aux fluides géothermiques de s'infiltrer dans les nappes aquifères ;
- **Pratiques inappropriées d'injection** : une injection inappropriée de fluides géothermiques usés peut entraîner une contamination si les fluides ne sont pas suffisamment traités ;
- **Déversements en surface** : les déversements accidentels ou les fuites à la surface peuvent favoriser l'infiltration dans le sol et la contamination des eaux souterraines ;
- **Conditions géologiques** : des formations rocheuses fracturées ou poreuses peuvent faciliter la migration des fluides géothermiques vers les aquifères.

#### 5.2.1.2 Cas de contamination des eaux souterraines

- Le champ géothermique de Balçova-Narlıdere, Turquie (Aksoy et al., 2009)

Le champ géothermique de Balçova à Izmir, en Turquie, a connu des problèmes de contamination des eaux souterraines liés à l'exploitation géothermique. Les eaux géothermiques chaudes et les eaux souterraines froides de l'aquifère superficiel se sont mélangées dans une zone fracturée à cause d'activités naturelles et anthropiques, notamment :

- La remontée naturelle des fluides géothermiques le long de la ligne de faille ;

- L'infiltration accélérée de fluides géothermiques par des forages défectueux ;
- Des pratiques de réinjection inadéquates ;
- Le rejet incontrôlé de fluides géothermiques dans le réseau de drainage naturel.

Ces activités ont entraîné une contamination thermique et chimique des eaux souterraines de l'aquifère, introduisant des produits chimiques toxiques tels que l'arsenic, l'antimoine et le bore dans les eaux de l'aquifère superficiel. Cela a rendu ces eaux impropres à la consommation humaine et à l'irrigation agricole.

- Le champ géothermique de Los Azufres, Mexique (Birkle and Merkel, 2000)

La surveillance des eaux de surface et des aquifères peu profonds dans le champ géothermique de Los Azufres, de novembre 1994 à mai 1996, a révélé une contamination due à l'exploitation des saumures profondes. Les fuites des bassins d'évaporation et des canalisations, les débordements des puits de réinjection et des bassins, ainsi que les écoulements lors des opérations de réhabilitation ou de forage, ont constitué des sources potentielles de contamination.

Des concentrations accrues de fer, manganèse, fluor, bore et arsenic ont été observées dans les eaux de surface, jusqu'à 10 km à l'extérieur du champ géothermique. Les valeurs maximales de bore et d'arsenic étaient respectivement de 125 et 8 mg/L. Une salinisation des sols environnants a également été causée par le rejet des saumures géothermiques hypersalines, avec un risque pour que la consommation de ces eaux par le bétail et leur utilisation pour l'irrigation et l'approvisionnement en eau potable introduise des éléments toxiques dans la chaîne alimentaire humaine, mettant en jeu la santé publique.

Pour prévenir la contamination, il est possible de mettre en place un cycle de production géothermique fermé, grâce à des techniques d'assainissement telles que le scellement des parois des bassins, la suppression des canaux de trop-plein, la réinjection directe des saumures sans temps de repos dans les bassins d'évaporation, ainsi qu'un système de sécurité et de contrôle amélioré.

#### 5.2.1.3 Mesures de prévention de la contamination des eaux souterraines

Voici quelques mesures (Aksoy et al., 2009; Allahvirdizadeh, 2020; Birkle and Merkel, 2000; Mainar-Toledo et al., 2023; Parri and Lazzeri, 2016) qui permettent de gérer cette contamination :

- **Construction et entretien rigoureux des puits** : utiliser des matériaux de haute qualité et inspecter régulièrement les puits pour détecter et réparer les dommages potentiels ;
- **Traitement adéquat des fluides géothermiques avant l'injection** : s'assurer que les fluides sont traités pour éliminer les contaminants avant leur réinjection dans le sous-sol ;
- **Gestion des déversements** : mettre en place des protocoles stricts pour gérer les déversements accidentels et minimiser leur impact sur l'environnement ;
- **Surveillance chimique continue** : utiliser des systèmes de surveillance pour détecter rapidement toute contamination potentielle des eaux souterraines et prendre des mesures correctives immédiates.

## 5.2.2 Risque d'émission de gaz

### 5.2.2.1 Conditions favorables aux émissions de gaz

Les conditions favorables aux émissions de gaz dans les centrales géothermiques à haute enthalpie incluent plusieurs facteurs (Basosi et al., 2020; Bayer et al., 2013; DiPippo, 1991; Fridriksson et al., 2017), comme par exemple :

- **La nature des fluides géothermiques** : les fluides géothermiques contiennent souvent des gaz dissous comme le sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S), le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), et parfois des traces d'arsenic, de mercure et d'autres éléments toxiques, posant des risques pour la santé humaine et l'environnement (Tableau 1) ;
- **Des pressions et températures élevées** : les hautes pressions et températures dans les réservoirs géothermiques favorisent la dissolution de ces gaz toxiques dans les fluides. Lorsque ces fluides sont extraits et que leur pression diminue, les gaz se libèrent ;

- **Les gaz non condensables** : ces gaz, qui ne se condensent pas dans le condenseur en sortie de turbine, incluent principalement le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S), mais aussi dans une moindre mesure le méthane (CH<sub>4</sub>), l'azote (N<sub>2</sub>) et l'hélium (He) :
  - Le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) contribue aux émissions de gaz à effet de serre, augmentant l'empreinte carbone de la centrale. Il peut aussi être toxique à haute teneur ;
  - Le sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) toxique, peut causer des problèmes respiratoires et de santé pour les travailleurs et les populations avoisinantes. Les émissions de H<sub>2</sub>S peuvent entraîner des nuisances olfactives (qui surviennent avant les concentrations toxiques) et sont corrosives pour les infrastructures ;
  - La présence de gaz non condensables peut réduire l'efficacité des turbines à vapeur, nécessitant des systèmes de purge et de séparation supplémentaires pour les extraire du flux de vapeur ;
- **Conception et entretien des installations** : des fuites peuvent survenir en raison de défauts dans les puits, les pipelines ou les systèmes de confinement, surtout s'ils ne sont pas entretenus ;
- **Opérations de forage** : les opérations de forage peuvent libérer des gaz stockés dans les fissures et les pores des formations rocheuses.

La baisse de pression dans le réservoir liée à l'exploitation entraîne une augmentation de l'ébullition du fluide géothermal et l'apparition d'une zone de vapeur dominante ou steam cap (cf. § 4.2), au sein de laquelle les gaz dissous vont préférentiellement se diffuser (Fridriksson et al., 2017). Ce processus conduit à la formation de vapeur d'eau riche en gaz non condensables, tandis que le liquide du réservoir affecté par l'ébullition s'appauvrit en gaz. Ainsi la mise en production a tendance à augmenter la teneur de la vapeur en gaz non condensables dont une partie peut être libérée dans l'atmosphère, soit de manière continue, soit accidentellement.

Le dégagement permanent de vapeur pendant le fonctionnement d'une centrale géothermique joue aussi un rôle important dans la dispersion atmosphériques des différents gaz, ce qui est courant dans les installations à vapeur flash ou à vapeur sèche (Bayer et al., 2013).

A noter cependant que les émissions de gaz se produisent également naturellement dans les régions géothermiques en domaine volcanique ou plutonique. Plusieurs études essaient de quantifier les modifications des émissions des différents gaz induites par l'exploitation de l'énergie géothermique et qui pourraient être à l'origine d'une libération supplémentaire ou potentiellement accélérée de gaz à effet de serre dans l'atmosphère et l'environnement (Bayer et al., 2013; Bertani and Thain, 2002; O'Sullivan et al., 2021).

|                  | Median <sup>1</sup> | Maximum <sup>1</sup> | Minimum <sup>1</sup> | GHG | Toxic            | Odor             | Corrosive | Flammable |
|------------------|---------------------|----------------------|----------------------|-----|------------------|------------------|-----------|-----------|
| CO <sub>2</sub>  | 95.4                | 99.8                 | 75.7                 | Yes |                  |                  |           |           |
| H <sub>2</sub> S | 3.0                 | 21.2                 | 0.1                  |     | Yes <sup>2</sup> | Yes <sup>2</sup> | Yes       | Yes       |
| CH <sub>4</sub>  | 0.15                | 1.7                  | 0.0045               | Yes |                  |                  |           | Yes       |
| H <sub>2</sub>   | 0.012               | 2.2                  | 0.001                |     |                  |                  |           | Yes       |
| NH <sub>3</sub>  | 0.29                | 1.8                  | 0.005                |     | Yes              | Yes              |           |           |
| N <sub>2</sub>   | 0.84                | 3.0                  | 0.17                 |     |                  |                  |           |           |
| Ar               | 0.02                | 0.04                 | 0.004                |     |                  |                  |           |           |
| Hg, B, Rn        | Trace               |                      |                      |     | Yes              |                  |           |           |

Tableau 1 : Composition du gaz géothermal en % massique de gaz sec et impacts potentiels (Fridriksson et al., 2017) ; <sup>1</sup> d'après (Arnórsson et al., 2007), <sup>2</sup> gaz potentiellement léthal

#### 5.2.2.2 Cas d'émissions de gaz

- Les émissions de CO<sub>2</sub>

Bien que la production d'énergie géothermique soit plus respectueuse de l'environnement que celle provenant de sources comme le charbon, le pétrole et le gaz, les centrales géothermiques contribuent tout de même à la pollution atmosphérique en émettant majoritairement du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>)

et du sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S), mais aussi d'autres gaz comme le méthane (CH<sub>4</sub>), l'hydrogène (H<sub>2</sub>), l'ammoniac (NH<sub>3</sub>), etc. (DiPippo, 2016).

La Figure 19 permet de comparer la production de CO<sub>2</sub> par kWh produit par des centrales à énergie conventionnelle et géothermique (Fridriksson et al., 2017). La moyenne des émissions de CO<sub>2</sub> produite par les centrales géothermiques en Islande n'est que de 34 g/kWh, alors qu'elle est d'un ordre de grandeur plus élevée en Italie et encore plus en Turquie, où le facteur d'émission moyen atteint 1 050 g/kWh pour les centrales situées à l'ouest du pays (Fridriksson et al., 2017). Ces chiffres restent cependant inférieurs en moyenne à ceux des centrales conventionnelles, notamment au charbon.

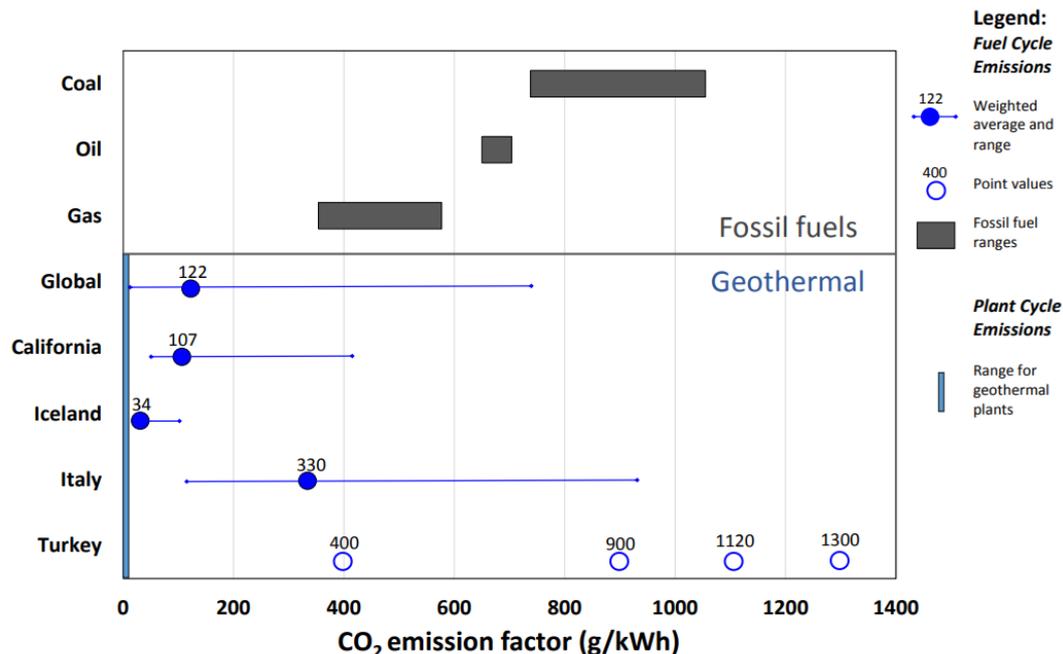


Figure 19 : Moyenne pondérée et plage des facteurs d'émission des centrales géothermiques. La plage des émissions du cycle de production est représentée par un cadre bleu clair. Les plages d'émissions des centrales électriques utilisant des combustibles fossiles sont indiquées par des barres grises (Fridriksson et al., 2017).

Des émissions de CO<sub>2</sub> se produisent naturellement dans les régions à potentiel géothermique, mais l'exploitation de l'énergie géothermique peut les modifier en les augmentant ou, parfois, en les diminuant. À Larderello, en Italie, les émissions naturelles de CO<sub>2</sub> ont diminué depuis l'exploitation géothermique (Bertani and Thain, 2002), tandis qu'en Islande, les centrales géothermiques contribuent à 8 -16 % aux émissions nationales de CO<sub>2</sub> (Ármansson et al., 2005). Les rejets naturels restent cependant toujours élevés. Par exemple, les émissions naturelles de Krafla, en Islande, sont environ trois fois plus élevées que celles de la centrale géothermique proche (Dereinda and Ármansson, 2010). En Nouvelle-Zélande, après 20 ans de production, les émissions d'Ohaaki n'ont pas changé (Rissmann et al., 2012), tandis qu'à Wairakei, elles ont doublé à cause de l'exploitation géothermique (Sheppard and Mroczek, 2004).

La Figure 20 illustre l'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> de trois centrales géothermiques en Islande (Fridriksson et al., 2017). À Svartsengi (courbe rouge), les émissions de CO<sub>2</sub> étaient initialement de 100 à 160 g/kWh à la fin des années 1980. Elles ont atteint 300 à 470 g/kWh au milieu des années 1990 en raison de l'augmentation de la production à partir du steam cap apparu à faible profondeur, où la teneur massique en gaz de la vapeur était d'environ 5 %, contre 0,5 % pour la vapeur produite à partir du flashage en surface de la saumure. Depuis 2000, les émissions ont diminué pour se stabiliser à environ 100 g/kWh, grâce à une baisse de la teneur massique en CO<sub>2</sub> du steam cap à moins de 2 % et à une production accrue dans d'autres parties du réservoir.

À Krafla (Figure 20, courbe en pointillés noirs), la teneur en CO<sub>2</sub> du fluide géothermique a fortement augmenté après les événements volcano-tectoniques de 1975 à 1984. Durant cette période, du magma basaltique a été libéré provoquant neuf éruptions. Ces mouvements de magma ont injecté de grandes quantités de CO<sub>2</sub> dans le réservoir géothermique. Après l'arrêt des éruptions en 1984, la teneur en gaz a progressivement diminué. Les facteurs d'émission ont également augmenté temporairement en 1999

avec l'ajout d'une unité de 30 MW et la mise en production de nouveaux puits. Depuis 2005, les émissions de CO<sub>2</sub> à Krafla suivent une tendance à la baisse.

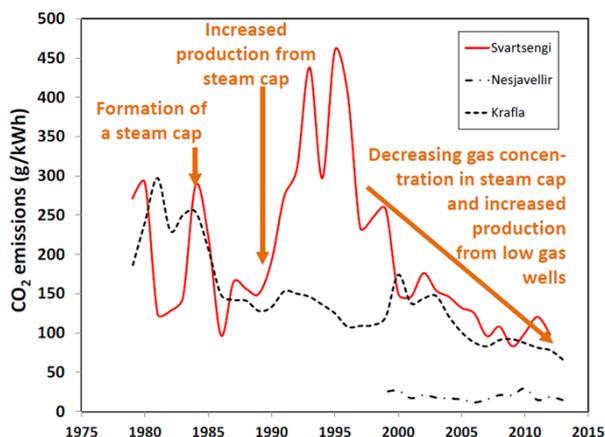


Figure 20 : Émissions de CO<sub>2</sub> dans trois centrales géothermiques islandaises (Fridriksson et al., 2017)

En Islande, le projet [CarbFix](#), lancé en 2006, vise à capturer et stocker le CO<sub>2</sub> (mais aussi du H<sub>2</sub>S, cf. § suivant) provenant des centrales géothermiques (Aradóttir et al., 2011; Matter et al., 2009). Le processus consiste à dissoudre le CO<sub>2</sub> dans la vapeur condensée et les eaux de rejet puis à injecter ces fluides dans des formations géologiques souterraines où le CO<sub>2</sub> dissous va réagir avec les roches basaltiques pour former des minéraux carbonatés stables. Cela permet de transformer théoriquement le CO<sub>2</sub> en roche solide en moins de deux ans, réduisant ainsi les émissions de gaz à effet de serre de manière significative. Le projet a montré des résultats prometteurs, devenant un modèle pour la capture et le stockage du carbone. Par exemple, dans la centrale géothermique d'Hellisheiði, les émissions de CO<sub>2</sub> sont passées de 800 g/kWh au début de l'exploitation à seulement 7 g/kWh en 2023 grâce à ce procédé (Ratouis et al., 2022).

- Les émissions d'H<sub>2</sub>S

Parmi les émissions gazeuses des centrales géothermiques, le sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) est le gaz non condensable le plus fréquent après le CO<sub>2</sub> (Bayer et al., 2013; Bertani and Thain, 2002). Le contact de l'oxygène de l'air avec ce gaz peut provoquer son oxydation en soufre élémentaire (S), en dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>) ou en acide sulfurique (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>), et entraîner ainsi la formation de pluies acides qui endommagent les structures, bâtiments, cultures agricoles et autres végétaux (Greaver et al., 2012; Prikryl et al., 2018).

En 2011, la centrale d'Hellisheiði en Islande, d'une capacité de 213 MW, a émis 13 kt/an de H<sub>2</sub>S à raison de 6,96 g/kWh, provoquant une augmentation de 140 % de la pollution par le soufre à Reykjavik situé à 30 km de distance (Bayer et al., 2013; Carlsen et al., 2012). Depuis, les émissions de H<sub>2</sub>S ont considérablement diminué grâce à des technologies de réduction efficaces, notamment le système Sulfix, homologue du procédé CarbFix pour le CO<sub>2</sub>. Un mélange d'H<sub>2</sub>S et de CO<sub>2</sub> est injecté avec de la vapeur condensée et des eaux usées dans le réservoir géothermique (Gunnarsson et al., 2013; Stefánsson et al., 2011). L'interaction entre les roches basaltiques hôtes et l'eau chargée en gaz à des températures supérieures à 230°C entraîne la précipitation de l'H<sub>2</sub>S sous forme de minéraux sulfurés (Stefánsson et al., 2011).

En Italie, le système AMIS (Abatement du mercure et de l'hydrogène sulfuré<sup>8</sup>) est mis en œuvre pour réduire les émissions de mercure et d'hydrogène sulfuré des centrales géothermiques (Baldacci et al., 2005). Installé notamment sur les sites géothermiques de Larderello en Toscane, ce système capture ces éléments dans les émissions des centrales géothermiques et les transforme en composés solides, réduisant ainsi leur libération dans l'atmosphère. Il élimine ainsi jusqu'à 99 % du H<sub>2</sub>S et 80 % du mercure des gaz émis. A noter cependant, qu'en Italie, les émissions de CO<sub>2</sub> ne sont pas réinjectées dans le

<sup>8</sup> AMIS (Abbattimento Mercurio ed Idrogeno Solforato) technologie développée par l'entreprise italienne Enel Green Power, Baldacci, A., Mannari, M. and Sansone, F., Year, Greening of geothermal power: an innovative technology for abatement of hydrogen sulphide and mercury emission. Proceedings of the World Geothermal Congress, Antalya, Turkey

sous-sol comme en Islande. Elles sont libérées dans l'atmosphère. Des études sont en cours pour trouver des solutions alternatives permettant également de traiter aussi le CO<sub>2</sub> (Manente et al., 2019).

Ainsi malgré l'essor de l'utilisation de la géothermie, depuis les années 1970, les émissions totales de H<sub>2</sub>S ont continuellement diminué d'environ un ordre de grandeur (Kagel et al., 2005). Cela reflète l'application accrue de technologies de réduction efficaces (Aradóttir et al., 2011; Baldacci et al., 2005; Kristjánadóttir and Kristjánadóttir, 2021; Rodríguez et al., 2014).

- Autres émissions de gaz

Outre le dioxyde de carbone et le sulfure d'hydrogène, d'autres gaz non condensables peuvent être trouvés dans un fluide géothermique (voir Tableau 1). Leur concentration peut varier en fonction de la géologie et de la composition du réservoir géothermique (Bayer et al., 2013; DiPippo, 2016).

C'est le cas du méthane qui est présent en faibles teneurs dans la vapeur géothermique, mais qui possède un fort potentiel d'effet de serre. En Nouvelle-Zélande, la production géothermique de 2007 a généré un facteur d'émission de 0,85 g/kWh de CH<sub>4</sub> (Hung and Bodger, 2009), comparable aux 0,75 g/kWh estimés pour les États-Unis (Bloomfield et al., 2003).

Pour l'ammoniac, une moyenne pondérée de 0,06 g/kWh est rapportée aux États-Unis (Bloomfield et al., 2003).

Le bore, sous forme d'acide borique, est émis à des niveaux significatifs dans des sites comme Larderello en Italie et Kizildere en Turquie (Arnórsson, 2004).

Le mercure, détecté en concentrations élevées dans la végétation, les poissons et l'atmosphère près des centrales, peut aussi être préoccupant (Bacci et al., 2000). Par exemple, à Larderello, jusqu'au début des années 2000, les teneurs ont pu atteindre jusqu'à 1,8 µg/g de mercure dans des mousses situées à 0,6 km de distance des exploitations géothermiques (Baldi, 1988). Sur le site de Monte Amiata en Italie, les émissions de mercure étaient de 3 à 4 g/kWh (Bacci et al., 2000). Depuis, en Italie des mesures ont été prises pour l'élimination du mercure (cf. Système AMIS<sup>8</sup> (Baldacci et al., 2005)).

A noter que le bore, l'ammoniac, le mercure mais aussi possiblement l'arsenic, présents dans l'atmosphère, sont rabattus par la pluie, menaçant d'altérer les sols et les eaux de surface près des centrales géothermiques. Ces zones sont souvent naturellement déjà polluées par l'activité hydrothermale naturelle, rendant nécessaire la comparaison avec ces conditions naturelles pour évaluer l'impact net de la centrale géothermique (Bayer et al., 2013).

### 5.2.2.3 Exemples de mesures de prévention des émissions de gaz dangereux

Pour prévenir et gérer ces émissions, plusieurs mesures peuvent être mises en place :

- **Des systèmes de réinjection :**
  - Réinjection des fluides géothermiques après extraction de la chaleur avec la mise en place de technologies de capture du CO<sub>2</sub> et de l'H<sub>2</sub>S pour les séquestrer dans le sous-sol ;
- **Équipements de traitement des gaz :**
  - Utilisation de systèmes de réduction des gaz comme l'AMIS<sup>8</sup> pour éliminer le H<sub>2</sub>S, le mercure, et autres gaz toxiques ;
- **Surveillance et contrôle :**
  - Surveillance continue des émissions de gaz pour détecter les fuites et ajuster les processus en conséquence ;
  - Utilisation de capteurs et de systèmes de contrôle pour gérer les concentrations de gaz toxiques ;
  - Mise en place de systèmes d'alarme pour protéger les travailleurs en cas de libération accidentelle de gaz toxiques ;
- **Ventilation et dispersion :**
  - Installation de systèmes de ventilation pour diluer et disperser les gaz émis, afin de réduire localement les concentrations ;
- **Utilisation de nouvelles technologies de production d'électricité :**
  - Les centrales qui intègrent des systèmes fermés ou des systèmes de **cycle binaire**, où la vapeur n'est pas libérée dans l'atmosphère, tendent à produire moins de gaz non condensables.

## 5.2.3 Risques de perte de chaleur

### 5.2.3.1 Conditions d'apparition de la perte de chaleur

Tous les systèmes de conversion d'énergie thermique produisent de la chaleur résiduelle (Figure 21). Les centrales géothermiques en génèrent particulièrement beaucoup en raison de leur faible rendement de conversion (DiPippo, 2016; Rybach, 2003; Zarrouk and Moon, 2014). Cette chaleur est souvent rejetée sur le site de la centrale, dans l'atmosphère et les plans d'eau. Les tours de refroidissement dissipent cette chaleur excédentaire dans l'atmosphère. Le rendement de conversion dépend principalement de la température du fluide géothermique. Les centrales électriques binaires, ayant un rendement de conversion faible, produisent plus de chaleur résiduelle comparativement aux centrales à vapeur directe et à vapeur flash (Figure 21).

Le flux thermique géothermique est défini comme le taux de transfert de chaleur des systèmes géothermiques vers l'environnement en surface. La chaleur est transférée depuis le sous-sol par convection et conduction du fluide. La chaleur peut alors être évacuée à la surface sous forme de fluide (vapeur ou eau chaude), ou être transférée dans l'atmosphère par convection de l'air, ou rayonnée depuis la surface terrestre (Mia et al., 2012).

La chaleur excédentaire émise sous forme de vapeur peut influencer la formation des nuages et modifier le climat localement. De plus, même après traitement, les eaux usées déversées dans les rivières, lacs, nappes phréatiques ou en mer peuvent considérablement impacter les écosystèmes si leur température est plus élevée que celle de l'eau naturelle. Par exemple, une augmentation de la température d'une rivière de seulement 2 degrés peut compromettre la survie de certaines espèces (Kristmannsdóttir and Ármannsson, 2003).

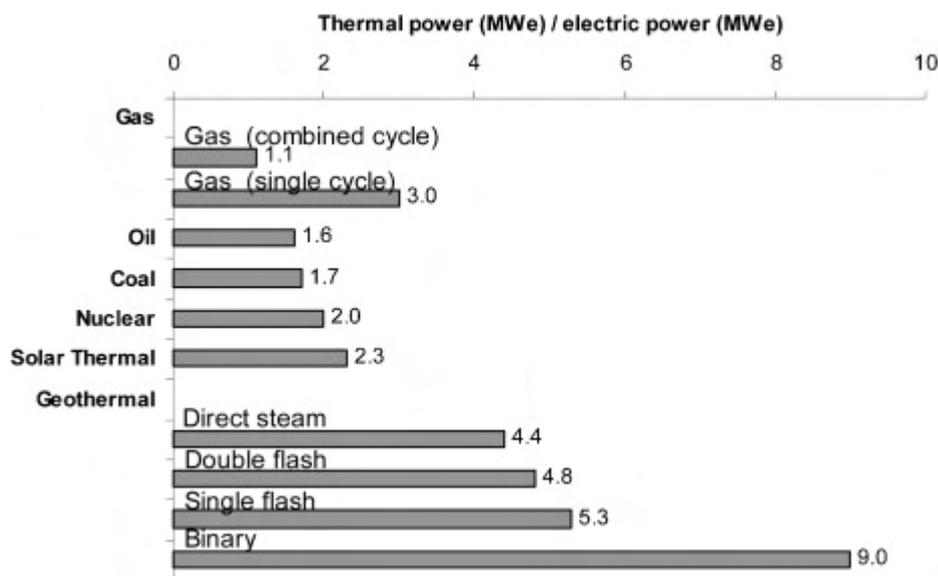


Figure 21 : Chaleur résiduelle par unité de capacité électrique (MWh / MWe) des centrales géothermiques, en comparaison avec d'autres types de production d'électricité (DiPippo, 1991; Rybach, 2003)

### 5.2.3.2 Cas de perte de chaleur

Des études ont été réalisées pour surveiller et quantifier les pertes de chaleur de surface sur le site de Karapiti à Wairakei-Tauhara, Nouvelle Zélande (Bromley et al., 2015; Bromley et al., 2018; Mia et al., 2012; Seward et al., 2018). Ces études avaient pour objectif de quantifier les impacts sur l'environnement, mais aussi d'apporter des contraintes à la modélisation du réservoir. Un graphique de l'historique de toutes les estimations de pertes de chaleur à Karapiti est présenté sur la Figure 22-a. Les pertes de chaleur de surface sur le site ont été estimées en 2014 à partir de différentes mesures issues d'un calorimètre à eau, dont les mesures ont été comparées aux flux de chaleur de surface déduits des images thermiques collectées par le satellite Landsat 8 et d'une caméra infrarouge thermique aéroportée.

Une diminution graduelle de la perte de chaleur de surface totale de Karapiti au cours des 15 dernières années est observée. Cela résulte de la réduction de la taille des nuages de vapeur aux plus grandes fumarolles, de la diminution de la zone de sol chaud des campagnes de mesure TIR, de l'augmentation de la densité et de la hauteur de la végétation (alors que les températures du sol peu profond refroidissent), et de la réduction des températures du sol aux sites de mesure répétée (Mia et al., 2012). Une telle diminution est conforme à l'historique observé d'une baisse de la pression dans la zone de vapeur sous-jacente du sud-ouest.

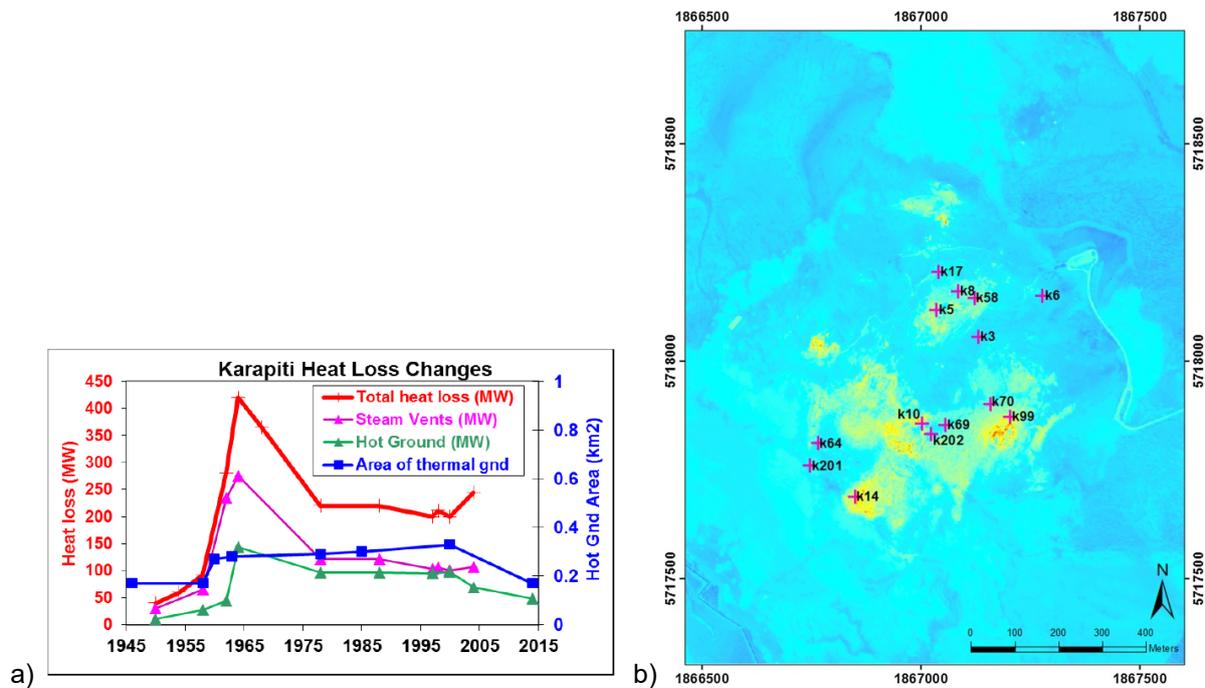


Figure 22 : a) évolution dans le temps de la perte de chaleur en surface de Karapiti b) Image infrarouge thermique aéroportée de Karapiti et sites de mesures calorimétriques (+), février 2014. Les jaunes et les rouges indiquent les zones avec des températures de surface déduites élevées (Seward et al., 2018).

### 5.2.3.3 Mesures de mitigation de la perte de chaleur

Les meilleures solutions pour éviter les rejets atmosphériques et hydrosphériques de la chaleur reposent sur 3 approches : l'augmentation de l'efficacité de la centrale, l'injection des fluides et l'utilisation de la chaleur résiduelle (cogénération) pour d'autres applications (Lund and Toth, 2021; Rubio-Maya et al., 2015; Rybach, 2003).

Les pertes de chaleur diminuent considérablement avec une meilleure efficacité. L'efficacité d'un cycle dépend principalement de la plage de température, ainsi les pertes de chaleur sont réduites pour des températures plus élevées.

La réinjection dans le sous-sol est la technique la plus souvent utilisée pour éliminer la chaleur résiduelle géothermique. Les fluides refroidis, après avoir rempli leurs tâches dans le cycle de production d'énergie (ou dans l'application d'utilisation directe), peuvent être réinjectés dans le même réservoir géothermique à partir duquel le fluide chaud a été produit.

La rentabilité de la production d'électricité peut aussi être améliorée, si la chaleur qui autrement serait gaspillée, peut-être réutilisée. Un concept important pour l'utilisation de la chaleur perdue est ce que l'on appelle l'utilisation en cascade. Les systèmes de production combinée de chaleur et d'électricité (« cogénération ») constituent donc une solution offrant d'importants avantages économiques.

Les applications géothermiques de chaleur directe peuvent également être associées efficacement aux systèmes de production d'énergie géothermique. Les applications nécessitant des températures ne dépassant pas 65 °C peuvent être raccordées (en cascade) en série à la conduite de sortie de fluide de la centrale électrique. Il existe toute une gamme d'applications d'utilisation directe possibles, adaptées

à des niveaux de température réduits par étapes, garantissant ainsi une énergie de rejet des effluents minimale.

Les applications à usage direct dépendent de la température du fluide requise ; à température décroissante, les applications suivantes peuvent être envisagées en cascade : usage industriel, chauffage des locaux ou urbain, utilisations diverses balnéologiques et balnéaires, chauffage des serres et des sols, dégivrage des parkings et trottoirs, production d'eau chaude sanitaire, climatisation, pompe à chaleur, séchage à basse température, pisciculture, etc.

#### 5.2.4 Risque d'émission de substances radioactives

Concernant ce risque il convient de se référer aux rapport Ineris sur « Etat des connaissances sur les risques, impacts et nuisances potentiels liés à la géothermie profonde » (Gombert et al., 2017).

Des éléments radioactifs sont souvent présents dans les minéraux des roches profondes, comme les zircons des granites et des gneiss. Certains d'entre eux, comme le radium ou son descendant le radon, peuvent se dissoudre dans le fluide géothermique et remonter en surface lors de l'exploitation du site. Ils peuvent alors être émis avec les autres gaz non condensables (cas du radon) ou précipiter dans les canalisations, notamment dans les zones mortes des jonctions et des coudes ou dans les filtres et pompes des échangeurs de chaleur (Stober and Bucher, 2021). On a alors affaire à des « matériaux naturellement radioactifs » ou NORM (Naturally Occuring Radioactive Materials) pour lesquels il existe une réglementation spécifique.

## 5.3 Risques géologiques

La production d'énergie géothermique génère une circulation de fluide dans le sous-sol, à grande échelle et à différentes profondeurs. Cela peut être à l'origine d'importantes variations de contraintes dans le réservoir et les roches avoisinantes.

### 5.3.1 Risque sismique

#### 5.3.1.1 Conditions d'apparition d'une sismicité induite

La sismicité induite par les opérations de géothermie profonde est liée à des modifications de la pression, de la température et de contraintes dans le sous-sol, souvent provoquées par l'injection ou l'extraction de fluides. Cependant l'occurrence et l'intensité de cette sismicité sont le résultat de l'interaction entre plusieurs facteurs, à la fois naturels et anthropiques, concomitants et souvent dépendants les uns des autres (De Santis et al., 2023).

Voici ici brièvement résumés les paramètres et conditions propices à l'apparition d'une sismicité induite d'origine géothermique, d'après De Santis et al. (2023) :

- **Composition et structure géologique :**
  - Failles préexistantes : présence de failles critiqueusement chargées, prêtes à se réactiver ;
  - Conditions naturelles d'écoulement des fluides : le potentiel sismogène augmente lorsque la porosité des formations cibles est inférieure à 15 % ;
  - Température du réservoir : plus la température du réservoir est élevée, plus la différence de température avec le fluide injecté sera grande, induisant ainsi des variations de contraintes thermoélastiques plus importantes ;
- **Mécanismes à l'origine de la sismicité induite** (Variation de la pression des fluides) :
  - Injection de fluides : augmentation de la pression interstitielle au sein des failles, réduisant leur friction et favorisant leurs mouvements ;
  - Exploitation de réservoirs : extraction de fluides réduisant la pression et pouvant provoquer des compactions ou des réorganisations de contraintes le long des failles ;
- **Volume et taux de fluide injecté ou extrait pendant les opérations :**
  - Taux d'injection/extraction élevé : changements rapides et significatifs de la pression du réservoir ;
  - Volume net injecté élevé : le potentiel sismogène peu augmenter avec les volumes nets injectés dans le réservoir ;
  - Le recours à des opérations de stimulation (hydraulique, thermique, chimique) pour l'amélioration des propriétés hydrauliques du système puits-réservoir peut être un facteur aggravant à l'occurrence de sismicité induite.

#### 5.3.1.2 Cas de sismicité induite

En domaine volcanique ou plutonique, De Santis et al. (2023) soulignent que les études existantes montrent une proportion plus élevée d'événements sismiques de magnitude supérieure à 2. Cependant, certains projets comme Ohaaki et Ngawha en Nouvelle-Zélande, ou Bouillante en Guadeloupe, n'ont pas été associés à des sismicités notables (Tableau 2). À l'exception de deux opérations à Latera en Italie, ayant généré des séismes de magnitude inférieure à 2, tous les autres cas ont produit des séismes de magnitude supérieure ou égale à 2. A noter que la distinction entre séismes naturels et induits est souvent difficile, surtout dans les zones géothermiques volcaniques et plutoniques où la sismicité naturelle est généralement modérée à forte.

| Contexte            | Projet       | Bassin                 | Pays             | Technologie d'exploitation | M <sub>max</sub>          | Date M <sub>max</sub> |
|---------------------|--------------|------------------------|------------------|----------------------------|---------------------------|-----------------------|
| Contexte plutonique | Cesano       | Toscane-Latium         | Italie           | Champ non-EGS <sup>9</sup> | 2                         | ?                     |
|                     | Latera       |                        | Italie           |                            | 2,9                       | 09/12/1984            |
|                     | Torre Alfina |                        | Italie           |                            | 3                         | ?                     |
|                     | Larderello   |                        | Italie           |                            | 3,2                       | ?                     |
|                     | The Geysers  | Geysers                | Etats-Unis       | En opération               | 5                         | 14/12/2016            |
| Contexte volcanique | Bouillante   | -                      | Guadeloupe       | Site non-EGS               | Aucune sismicité observée |                       |
|                     | Ngawha       | Taupo Volcanic Zone    | Nouvelle Zélande | Champ non-EGS              |                           |                       |
|                     | Ohaaki       |                        |                  |                            |                           |                       |
|                     | Rotokawa     |                        |                  |                            | 3,1                       | 2012                  |
|                     | Kawerau      | 3,2                    |                  |                            |                           |                       |
|                     | Krafla       | Iceland Volcanic Zones | Islande          | Champ non-EGS              | 2,2                       | ?                     |
|                     | Reykjanes    |                        |                  | 3                          | 2006                      |                       |
|                     | Hellisheiði  |                        |                  | Champ EGS et non-EGS       | 4                         | 2011                  |
| Newberry            | -            | Etats-Unis             | Site EGS         | 2,4                        | ?                         |                       |

Tableau 2 : Liste des séismes anthropiques associés à des sites géothermiques situés dans des réservoirs de type volcanique ou plutonique, qui recense les séismes en lien avec les activités géothermiques (De Santis et al., 2023).

- The Geysers, USA

Le champ Geysers en Californie du Nord est le plus grand champ géothermique en production au monde. Il se trouve à 80 km de la faille de San Andreas, entre de grandes failles décrochantes actives (Garcia et al., 2016). Le champ lui-même repose sur un pluton granitique, et est délimité par deux failles d'orientation NNO-SSE inactives depuis au moins 15 000 ans.

Le réservoir est dominé par la vapeur, et situé dans des roches métamorphiques faillées. Le réservoir peut être divisé en un réservoir à température normale (NTR) (~1–2,6 km, T < 240°C), et un réservoir à haute température (HTR) qui sous-tend le NTR dans les Geysers du nord-ouest (T > 400 ° C) (Garcia et al., 2016). La production géothermique a commencé en 1960 et la réinjection au début des années 1980, alors que les pressions sur le terrain diminuaient (Majer and Peterson, 2007). Actuellement, 60 à 80 % du fluide extrait est réinjecté.

Depuis le début des années 1980, plus de 750 événements ont été enregistrés chaque année dans le champ géothermique des Geysers (Buijze et al., 2019). Depuis 2003, 20 événements de magnitude M > 4,0 y ont été enregistrés, avec un maximum (M<sub>w</sub> 5,0) survenus en 2016 (Buijze et al., 2019; Majer et al., 2017). Les événements montrent une forte corrélation spatiale avec les puits de réinjection (Martínez-Garzón et al., 2014) et une corrélation temporelle avec les volumes injectés (Trugman et al., 2016).

- Islande

La sismicité induite observée dans les champs géothermiques islandais est principalement liée aux opérations d'injection qui sont réalisées à la fois pour la stimulation du réservoir et à la fois pour le maintien de la pression ou la recharge de la ressource (Evans et al., 2012). Dans la plupart des cas, l'injection est gravitaire, ou a lieu à des pressions faibles, car les réservoirs de basalte ont tendance à

<sup>9</sup> EGS : « EGS » pour Enhanced/Engineered Geothermal System (systèmes géothermiques améliorés). Terme qui se réfère aux projets géothermiques ayant bénéficié de stimulation hydraulique et/ou de stimulation thermique et chimique à des pressions de fluide significativement supérieures à la pression initiale du réservoir dans des contextes nouveaux, ou non-usuels (il sera alors précisé en quoi) afin d'améliorer la perméabilité du réservoir autour du puits

avoir une transmissivité naturelle relativement élevée. Les réservoirs et les horizons d'injection ont également tendance à être relativement peu profonds, le puits d'injection le plus profond étant de 2,8 km. De nombreuses zones géothermiques connaissent des phases intermittentes d'activité sismique naturelle qui ne sont clairement pas liées à l'injection de fluide ou à d'autres activités humaines (Evans et al., 2012; Flóvenz et al., 2015).

On peut citer l'exemple de la centrale géothermique d'Hellisheiði, d'une capacité de 303 MW<sub>e</sub>, qui a commencé sa production entre 2006 et 2011, avec une capacité supplémentaire de 133 MW<sub>th</sub> pour le chauffage domestique de Reykjavík. Située dans le système volcanique de Hengill, elle produit environ 500 L/s d'effluents, réinjectés selon le permis de production (Ágústsson et al., 2015). Initialement, ils étaient réinjectés à Gráuhnjúkar depuis 2006 (Figure 23) mais, les puits ayant des températures élevées, cette réinjection a été réduite en 2011 au profit du site d'Húsmúli situé à 1 km au nord de la centrale, où les puits d'injection ciblent les failles NNE du graben (Figure 23).

Une activité sismique est apparue après le début de la réinjection, principalement autour des puits nord. Les débits d'injection ont varié, influençant la sismicité, qui a été intensivement surveillée après le début de l'injection à Húsmúli en 2011. Cette zone a connu environ 4 600 événements sismiques entre septembre 2011 et mai 2012, avec des magnitudes allant jusqu'à 4,0. La plupart des événements de magnitude supérieure à 2,5 ont été ressentis dans le village de Hveragerði, à une distance de 10 km du site d'injection, et les plus gros séismes ont également été ressentis à Reykjavík à une distance de 20 à 30 km (Ágústsson et al., 2015). Les séismes induits ont suscité des protestations locales, d'autant que le village de Hveragerði avait été touché quelques années plus tôt par des séismes naturels. Cela a poussé l'exploitant de la centrale à créer un groupe d'experts pour gérer la situation et élaborer des directives d'injection. Un traffic light system (TLS<sup>10</sup>) a été installé pour adapter les opérations à la sismicité induite sur le site (Hjörleifsdóttir et al., 2020). D'autre part, la réinjection sur le site de Húsmúli a également causé une surrection des terrains de 2 cm au cours de la première année (Juncu et al., 2020).

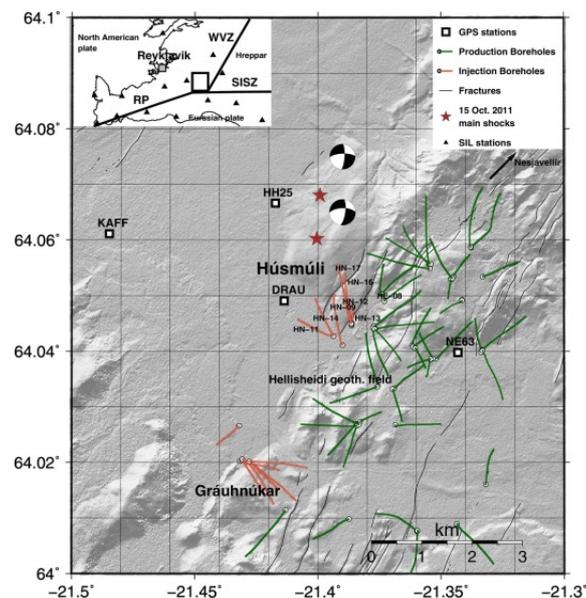


Figure 23 : Le champ géothermique Hellisheiði et les zones de réinjection de Húsmúli et de Gráuhnjúkar. Les carrés blancs désignent les repères GPS, les lignes vertes et rouges montrent respectivement les trajectoires des forages de production et d'injection. Les étoiles rouges montrent la localisation des principaux événements sismiques du 15 octobre 2011, avec leurs mécanismes au foyer. Les stations sismiques du réseau SIL sont représentées par des triangles noirs dans l'encadré en haut à gauche. Les segments de limite de plaque sont marqués par des lignes noires : péninsule de Reykjanes (RP), zone volcanique occidentale (WVZ) et zone sismique du sud de l'Islande (SISZ) (Juncu et al., 2020).

<sup>10</sup> TLS - Traffic Light System - système indiquant un niveau de vigilance ou d'alerte basé sur des critères et seuils déclenchant des feux de signalisation vert, (parfois jaune), orange ou rouge afin d'atténuer la sismicité induite.

- Italie

La région géothermique de Toscane-Latium, située à l'ouest de l'Italie entre Rome et Pise, est caractérisée par un flux de chaleur élevé dû à l'effondrement post-orogénique des Apennins, provoquant un régime d'extension et du magmatisme. Cela a entraîné des gradients géothermiques importants, dépassant parfois 100 °C/km, en raison de la présence de corps magmatiques peu profonds (Batini et al., 2003). Depuis les années 1970, plusieurs sites géothermiques y sont exploités : Larderello-Travale et Monte Amiata en Toscane, et Latera, Torre Alfina et Cesano dans le Latium. Tous ces champs, sauf Cesano, montrent une sismicité naturelle notable, indiquant des réservoirs sous un champ de contraintes critique (Batini et al., 2003).

Des réseaux sismiques locaux ont été installés dès les années 1970 pour évaluer la réponse sismique des réservoirs à l'injection de fluide, permettant de distinguer les événements induits du bruit de fond. Ces réseaux ont été actifs durant toute la phase d'exploration (1977-1992), et continuent de fonctionner dans les champs en production, comme Larderello-Travale et Monte Amiata (Evans et al., 2012).

La sismicité dans les champs géothermiques de Toscane-Latium s'est concentrée autour des puits de réinjection, atteignant des magnitudes modérées allant jusqu'à  $M_L$  3,2 dans le champ de Larderello-Travale (Batini et al., 1985). En avril 2000, un séisme de magnitude  $M_w$  4,5 ( $M_L$  3,9) s'est produit près du champ de Piancastagnaio à Monte Amiata. Cependant, en raison de la forte sismicité naturelle de la région, il était difficile de relier cet événement directement aux opérations géothermiques (Braun et al., 2018; Mazzoldi et al., 2015).

Divers tests d'injection ont été réalisés dans ces champs, mais tous n'ont pas abouti à une sismicité significative. Par exemple, à Latera, plusieurs tests d'injection n'ont induit que des séismes de magnitude allant jusqu'à 0,8 (Moia, 2008).

### 5.3.1.3 Mesures de prévention du risque sismique

Les mesures de prévention du risque sismique dans les centrales géothermiques à haute enthalpie combinent plusieurs approches pour maîtriser l'aléa sismique (De Santis et al., 2023). La mitigation de l'impact des opérations géothermiques sur la génération de sismicité induite commence dès l'élaboration du projet, se poursuit durant son exploitation, et se termine lors de son arrêt ou abandon. Tous les détails de cette approche sont présentés dans le « Guide de bonnes pratiques pour la maîtrise de la sismicité induite par les opérations de géothermie profonde » sorti en 2023 par De Santis et al. Nous rappelons ici les aspects principaux pour caractériser et maîtriser le risque sismique.

Avant toute implantation d'une centrale géothermique, des études détaillées sont nécessaires pour caractériser l'état initial et sa prédisposition à la sismicité induite pendant les opérations de géothermie, incluant :

- **La cartographie des failles et fractures** : essentielle pour identifier les structures géologiques susceptibles de générer des séismes ;
- **L'estimation du tenseur de contraintes** : une première estimation des contraintes auxquelles sont soumises les failles permet de déterminer les valeurs et orientations des contraintes principales locales. En l'absence d'estimations précises, le régime tectonique (normal, inverse ou décrochant) à la profondeur du réservoir doit être déterminé afin d'identifier une gamme de valeurs en fonction de la profondeur ;
- **L'évaluation des circulations fluides dans le réservoir** : une analyse préliminaire permet d'anticiper les comportements hydrodynamiques ;
- **L'identification et la caractérisation de la sismicité naturelle.**

Les informations ainsi recueillies sont ensuite complétées après la réalisation des premiers forages, ce qui permet d'affiner la compréhension des paramètres géologiques et géophysiques précédemment identifiés. À ce stade, le premier forage, ainsi que les premiers tests hydrauliques, permettent d'évaluer de manière plus précise :

- **La réponse sismique du réservoir aux sollicitations hydrauliques** : cela permet de comprendre la réaction du réservoir à l'injection ou à l'extraction de fluides ;
- **La capacité du réservoir à supporter de nouvelles contraintes** : une meilleure évaluation de la résilience du réservoir face aux sollicitations mécaniques est réalisée.

Puis, tout au long du cycle de vie du projet, la surveillance microsismique joue un rôle clé dans la gestion du risque sismique. Son objectif est double :

- **La gestion du risque sismique** : assurer que les seuils du système TLS (Traffic Light System) ne sont pas dépassés ;
- **Le pilotage des opérations** : adapter les opérations en temps réel en fonction de la réponse sismique.

Cette surveillance sismique doit s'accompagner d'une interprétation croisée des données opérationnelles, telles que les pressions d'injection, les volumes de fluides injectés et extraits, ainsi que les températures d'injection. Une telle analyse intégrée est essentielle pour comprendre les mécanismes en jeu dans le réservoir, affiner les modèles de comportement, et optimiser la gestion des opérations géothermiques sur la base de la sismicité observée.

Un séisme étant une réponse mécanique à une sollicitation thermo-hydro-mécanique, il est nécessaire, pour anticiper l'apparition de sismicité de réaliser des modèles prenant en compte ces différentes physiques. Selon la complexité du réservoir et le niveau de connaissance, ces modèles peuvent aller de calculs analytiques relativement simples, aux simulations numériques multiphysiques les plus complexes.

## 5.3.2 Risque de mouvements de terrain

### 5.3.2.1 Conditions d'apparition de la subsidence

La subsidence dans les champs géothermiques haute enthalpie se produit généralement en raison de la déplétion du réservoir géothermique. Dans ce cas, le volume de fluide géothermal extrait n'est pas entièrement compensé par celui des apports naturels ou par la réinjection, lorsque celle-ci est réalisée. Toutes les centrales géothermiques n'utilisent pas encore la réinjection, bien que cette pratique tende à se généraliser.

Ainsi le phénomène de subsidence apparaît dans les situations suivantes (Bayer et al., 2013; DiPippo, 2016; Grant and Bixley, 2011) :

- **Une extraction intense et prolongée de fluides géothermiques** peut diminuer la pression du réservoir, provoquant l'effondrement des structures géologiques situées au-dessus ;
- **Une baisse de température** peut provoquer une contraction thermique de la roche à l'origine d'une subsidence ;
- **Une réinjection insuffisante des fluides extraits** dans le réservoir peut aggraver la baisse de pression et favoriser la subsidence. La réinjection doit être soigneusement équilibrée et bien ciblée pour maintenir la pression du réservoir ;
- **Les réservoirs composés de roches poreuses ou fracturées** sont plus susceptibles de se compacter lorsque la pression diminue, augmentant le risque de subsidence. Les roches jeunes volcaniques non consolidées sont particulièrement sensibles à ce phénomène ;
- **L'altération hydrothermale des roches**, due à l'action des condensats acides, crée des minéraux argileux moins compétents ;
- **Une épaisse couverture sédimentaire** au-dessus du réservoir peut exacerber la subsidence en raison du poids supplémentaire ;
- **Les réservoirs peu profonds ou mal confinés** peuvent être plus sujets à la subsidence car les pressions exercées par les couches sus-jacentes ne sont pas suffisamment équilibrées par la pression du fluide dans le réservoir.

L'affaissement est généralement plus prononcé au début de l'exploitation du réservoir. La subsidence est plus fréquemment observée dans les champs dominés par la phase liquide. Cela peut entraîner localement une perte de terres due à l'inondation des zones ainsi abaissées et, potentiellement, des modifications du régime d'écoulement hydrologique. Les conséquences peuvent inclure des dommages aux bâtiments et aux infrastructures tels que les pipelines, les canalisations, les routes et les tubages de puits. Cependant, un effet positif de l'affaissement est la création de zones humides favorisant de nouveaux habitats écologiques.

Certains auteurs rapportent aussi la formation d'un vaste gouffre à la suite d'un captage intense d'eau hydrothermale dans une zone karstique du champ géothermique de Kozakli en Turquie (Pasvanoğlu et al., 2012). Enfin des cas de surrection ont été aussi observés après les opérations d'injection.

### 5.3.2.2 Cas de subsidence

- Nouvelle Zélande

En Nouvelle-Zélande, la subsidence due aux opérations géothermiques est étudiée depuis des décennies (Bromley et al., 2015). Des campagnes de nivellement régulières ont mesuré des affaissements significatifs dans les champs de Wairakei, Tauhara et Ohaaki, avec des affaissements cumulés ayant atteint jusqu'à près de 15 m et des vitesses dépassant 100 mm/an (Figure 24). Initialement attribuée à la baisse de pression de l'exploitation en profondeur, les études menées montrent que cette subsidence peut également résulter de :

- La transition entre la déformation fragile et ductile à haute température ;
- L'altération hydrothermale due aux condensats acides. Cependant la structure rocheuse peut aussi être renforcée par le dépôt de minéraux comme le quartz ;
- Des variations de compressibilité des fluides géothermiques dues aux changements de phase ;
- Un tassement issu de secousses d'origine sismique ou de vibrations provenant de diverses sources locales.

Ces processus affectent la déformation via des modifications de la contrainte effective ou de la charge verticale.

Concernant le phénomène des variations de compressibilité des fluides géothermiques dues aux changements de phase, Bromley et al. (2015) suggèrent que l'augmentation de pression de la vapeur due à l'ébullition du fluide réinjecté serait la principale cause de la subsidence. En effet, l'injection de fluide froid dans la zone liquide sous-jacente au steam cap pourrait avoir eu deux effets antagonistes : d'une part, augmenter la pression de la phase liquide et stopper la subsidence, mais d'autre part réduire l'ébullition et la pression de la vapeur, favorisant ainsi la subsidence. Ce mécanisme pourrait expliquer la subsidence continue observée à Spa Bowl, Tauhara, malgré l'augmentation de la pression due à la réinjection, comme illustré sur la Figure 24. En revanche, à Rakaunui, la subsidence diminue, probablement en raison de la resaturation de la zone de vapeur par la réinjection, provoquant une disparition de la zone de vapeur (Figure 24).

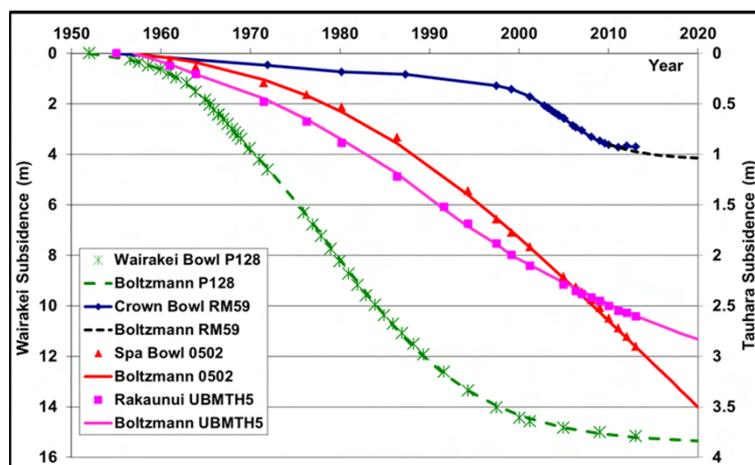


Figure 24 : différences du taux de subsidence du système géothermique de Wairakei-Tauhara (Bromley et al., 2015)

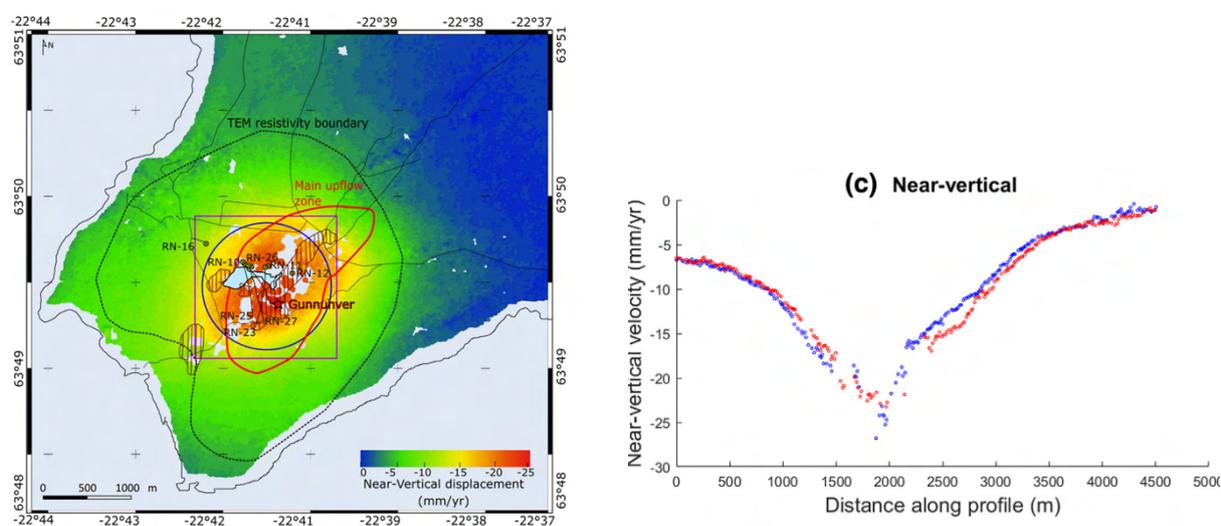
- Islande

En Islande, la subsidence liée à la géothermie est un phénomène bien documenté, notamment dans les champs géothermiques de Svartsengi et de Reykjanes. La subsidence y est principalement causée par la baisse de pression du réservoir à la suite de l'extraction de fluides géothermiques (Receveur et al., 2019).

Receveur et al. (2019) ont étudié les mouvements de terrain liés à l'exploitation du système géothermique de Reykjanes, qui possède un steam cap situé dans la partie supérieure du réservoir, entre 800 et 1 200 m de profondeur. Ce steam cap s'est étendu à partir de 2006 en réponse à une chute de pression due à l'augmentation de l'extraction de fluide géothermique liée à la mise en exploitation d'une nouvelle centrale. La vitesse de chute de pression a été d'environ 1 bar/an au centre du réservoir, ce qui a créé une baisse de pression cumulée de 38 bars vers 1 600 m de profondeur.

En réponse, il s'est produit un affaissement régulier et linéaire à un taux maximal proche de la verticale d'environ 25 mm/an, ainsi qu'une contraction horizontale, à l'intérieur d'une cuvette subcirculaire centrée sur le champ exploité (Figure 25). Cet affaissement résulte d'une contraction des terrains dont le volume cumulé a pu être estimé à environ 3,5 Mm<sup>3</sup> par l'analyse interférométrique des données du radar à synthèse d'ouverture InSAR.

La modélisation des mécanismes de déformation révèle que cette variation de volume peut être expliquée par une combinaison de deux processus survenant au sein du steam cap : une compaction du steam cap sous l'effet de la diminution de pression, et une contraction thermique liée au refroidissement au rythme de 4-5°C/an des roches situées à l'intérieur ou à proximité du steam cap.



a) champ de vitesses d'affaissement

b) Vitesse d'affaissement le long de deux profils E-W

Figure 25 : Affaissement des terrains (composante verticale) au droit de la centrale géothermique de Reykjanes (Receveur et al., 2019)

- Italie

En 1922-1923, dans la région de Larderello, les changements d'altitude du sol ont été surveillés pour la première fois à l'aide d'un réseau de nivellement précis (Figure 26). En 1985-1986, les mesures ont été répétées et ont défini un taux d'affaissement moyen de 26 mm/an (Dini et al., 1990). Des mesures périodiques réalisées après 1986 ont montré une diminution des taux d'affaissement, jusqu'à des valeurs maximales de 12 mm/an entre 1986 et 1993 (Dini et al., 1995). Récemment, Rosi et al. (2016) ont cartographié les phénomènes d'affaissement en Toscane à l'aide d'InSAR et ont découvert qu'une vaste zone de Larderello (129 km<sup>2</sup>) est sujette à l'affaissement, avec des vitesses moyennes vers le bas d'environ 10 mm/an et des vitesses maximales allant jusqu'à 30 mm/an dans la partie centrale (Rosi et al., 2016).

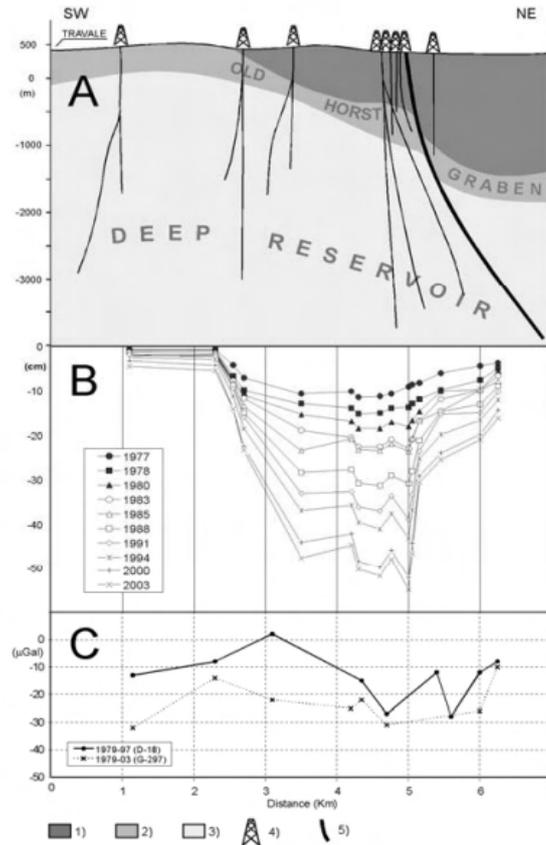


Figure 26 : Coupe géologique montrant l'emplacement du réservoir géothermique de Larderello - Travale (A) ; les changements d'altitude survenus le long du profil depuis 1973 (B); et les changements mesurés par la microgravimétrie survenus depuis 1979 (C). 1) cap rock, 2) formations carbonatées ; 3) formations métamorphiques du socle ; 4) puits actuellement productif ; 5) système de failles principales (Ciulli et al., 2005).

En Italie, la réinjection a été réalisée pour la première fois dans les années 1970 et est ensuite devenue un élément important de la stratégie d'exploitation des zones géothermiques (Manzella et al., 2018). La réinjection dans le réservoir peu profond du champ de Larderello a produit une augmentation significative de la production de vapeur et de la pression du réservoir (Figure 27). Dans le champ voisin de Travale-Radicondoli, la réinjection a aussi été réalisée pendant quelques années pour compenser la baisse de pression et contrôler la subsidence (Dini et al., 1995). Cependant, à cause de la pression élevée du réservoir (50 à 60 bars), les fluides géothermiques des puits de Travale sont aujourd'hui transportés vers Larderello pour y être réinjectés (Manzella et al., 2018). Au début des années 2000, plus de 1 500 m<sup>3</sup>/h d'eau sont réinjectés, permettant une production totale de vapeur de 4 700 t/h (Figure 27) (Arias et al., 2010). Il n'est pas possible d'établir une relation de cause à effet claire entre la réinjection et l'affaissement des terrains en Toscane, mais le taux d'affaissement a été réduit sur une période concomitante à la mise en place de la réinjection dans les champs peu profonds de Larderello (Manzella et al., 2018).

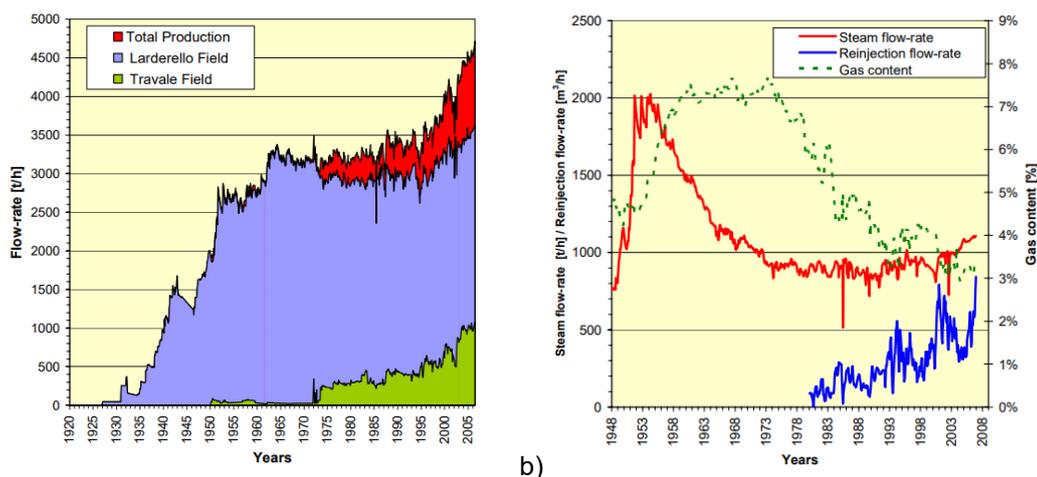


Figure 27 : a) Historique de la production du champ géothermique de Larderello-Travale et b) débit de production et de réinjection de vapeur dans la zone de Valle Secolo (Larderello) (Arias et al., 2010).

### 5.3.2.3 Mesures de mitigation de la subsidence

Les mesures de mitigation de la subsidence dans une exploitation géothermique englobent plusieurs approches (Bayer et al., 2013; DiPippo, 2016), à savoir :

- **la réinjection des fluides géothermiques** pour maintenir la pression (cf. § 4.3) ;
- **la surveillance continue par réseau GNSS** pour détecter et analyser les déformations du sol en réponse à la production ;
- **la gestion de la production** avec l'ajustement des débits de production et de réinjection pour équilibrer les pressions ;
- **la modélisation numérique** avec l'utilisation de modèles géomécaniques pour prédire et gérer la subsidence ;
- **le renforcement des structures** avec la construction d'infrastructures résistantes aux déformations.

Ces mesures combinées permettent de minimiser les impacts négatifs de la subsidence sur l'environnement et les infrastructures. L'utilisation de technologies comme l'interférométrie radar (InSAR) peut compléter utilement ces approches.

A noter qu'en général, la réinjection réduit la subsidence causée par la baisse de pression due à l'exploitation géothermique, cependant une réinjection trop importante peut provoquer un soulèvement du sol (Kamila et al., 2021). En effet, la réinjection augmente la pression des pores et facilite le glissement le long des failles pouvant entraîner une déformation de surface (Juncu et al., 2020). Une solution consiste à redistribuer le volume total de réinjection sur une plus grande surface en augmentant le nombre de puits d'injection ou leur espacement ou en réduisant le débit d'injection par puits (Kamila et al., 2021).

## 5.3.3 Risque d'éruption hydrothermale

### 5.3.3.1 Conditions d'apparition d'une éruption hydrothermale

L'éruption hydrothermale est connue dans divers champs géothermiques dans le monde (Mckibbin et al., 2009 ; Browne et Lawless, 2001 ; Shulyupin et al., 2016). Sous l'influence d'un évènement initiateur, un liquide chaud initialement au repos en profondeur remonte vers la surface où il entre en ébullition ; il se transforme alors en fluide diphasique qui augmente de volume au fur et à mesure que la pression ambiante diminue.

L'évènement initiateur capable d'induire une variation brusque de pression peut être d'origine naturelle ou anthropique. Ainsi cette instabilité initiatrice peut résulter de plusieurs causes (Browne et Lawless, 2001 ; Mckibbin et al., 2009 ; Shulyupin et al., 2016) :

- **la formation d'un steam cap** dû à une baisse du niveau de la phase liquide souterraine et à son entrée en ébullition, créant un écoulement ascendant de vapeur jusqu'à la surface ;
- **une fracturation hydraulique** qui libèrerait des gaz non condensables, diminuant ainsi la pression d'ébullition de l'eau ;
- **une réduction de la pression lithostatique** causée par le soulèvement des matériaux de recouvrement ou par la rupture du toit du réservoir géothermique ;
- **l'occurrence d'un séisme**, voire une baisse de pression atmosphérique.

L'éruption se produit lorsque la vitesse du fluide est suffisante pour créer un jet vertical, dominé par la phase gazeuse, qui va éroder et éjecter en surface des particules solides, puis les déposer sur le sol alentour (Mckibbin et al., 2009). L'éruption peut toutefois se comporter également comme une explosion, une émission à long terme ou comme un mélange des deux (Shulyupin et al., 2016).

Une question clé est de savoir si l'exploitation peut provoquer ces éruptions ou s'il s'agit d'événements survenus dans le cadre de l'évolution naturelle d'un système géothermique. Quoiqu'il en soit, les éruptions hydrothermales induites ne semblent pas différer significativement des éruptions naturelles survenues sur ces mêmes sites antérieurement à leur mise en exploitation, si ce n'est par leur ampleur qui est généralement moindre.

Une éruption hydrothermale, qui peut s'observer sur des champs géothermiques exploités ou non (Lopez et Les Landes, 2021), est à distinguer d'une éruption phréatique ou phréatomagmatique<sup>11</sup>, d'origine naturelle, bien plus puissante et destructrice. Pour Barberi et al. (1992), il règne d'ailleurs une certaine confusion dans la littérature sur l'utilisation de ces différents termes.

L'éruption phréatique résulte en effet de l'expansion violente de la vapeur générée par l'ébullition des eaux souterraines qui éjecte de l'eau, de la vapeur et des matériaux solides (Barberi et al., 1992), ce que les auteurs néo-zélandais et nord-américains nomment également explosion ou éruption hydrothermale. Notons que lorsqu'il n'y a pas d'éjection de matériaux solides, on parle alors d'hydro-explosion ou d'éruption de vapeur (steam blast), phénomène assimilable à un geyser (Browne et Lawless, 2001).

### 5.3.3.2 Cas d'éruptions hydrothermales

- Karapiti, Nouvelle-Zélande (1980-2000)

Entre 1980 et 2000, le site géothermique de Karapiti en Nouvelle-Zélande a connu plus de 20 éruptions hydrothermales en raison de l'exploitation intensive du réservoir géothermique (Browne and Lawless, 2001). La production d'énergie est passée de 50 MW en 1950 à 200 MW en 2000, entraînant un rabattement significatif du réservoir liquide et la formation d'un steam cap peu profond.

Ces éruptions ont formé des cratères de 2 à 20 m de diamètre et de profondeur, éjectant des matériaux tels que la boue et la pierre ponce jusqu'à une hauteur de 30 m. Les éruptions étaient de courte durée, quelques heures au maximum.

- Tiwi, Philippines (1980-1981)

À Tiwi, aux Philippines, l'exploitation à grande échelle sans réinjection a entraîné une forte baisse de pression dans le réservoir liquide, conduisant à trois éruptions hydrothermales entre 1980 et 1981 (Browne and Lawless, 2001). Avant la première éruption, les sources-geysers de la région sont devenues fumeroliques, signalant des changements dans l'activité géothermique. La diminution de la pression lithostatique et la présence de fissures ont probablement facilité la montée rapide du fluide diphasique à la surface, provoquant les éruptions.

- Onikobé, Japon (2010)

En 2010, le site géothermique d'Onikobé au Japon a connu une série d'événements hydrothermaux marquants (Akasaka et al., 2011; Akasaka et al., 2015). Ce site, déjà connu pour ses manifestations hydrothermales naturelles, exploitait un fluide diphasique à faible profondeur pour la production de vapeur. Les puits de production profonds n°128 (1255 m) et n°138 (915 m) généraient une capacité de

<sup>11</sup> Dans ce cas particulier, la vaporisation de l'eau de la nappe est due à une remontée naturelle de magma, ce qui se vérifie par la présence de fragments magmatiques « juvéniles » (très récents) dans les matériaux éjectés (Barberi et al., 1992).

15 MW<sub>e</sub> en février 2010. Le 8 septembre 2010, de nouvelles fumerolles ont été observées, suivies d'une intensification le 8 octobre, marquée par une émission d'eau chaude. En réponse, de l'eau froide a été injectée le 15 octobre. Une éruption hydrothermale majeure s'est produite le 17 octobre, assimilable à un steam blast, éjectant environ 10 000 m<sup>3</sup> de débris. Cette éruption a causé la mort d'une personne, en a blessé gravement une autre, et projeté des débris jusqu'à 400 m de hauteur. Elle a également créé un cratère de 45 m de diamètre avec un lac d'eau chaude englobant les puits 128 et 138. Après analyse, il s'est avéré que les matériaux éjectés provenaient de moins de 40 m de profondeur.

Des éruptions hydrothermales intermittentes ont continué en 2010, 2011 et 2012, atteignant des hauteurs de 5 à 20 m. Pour sécuriser la zone, des puits de secours déviés ont été forés, permettant finalement l'obturation des puits 128 et 138.



Figure 28 : Éruption hydrothermale d'Onikobe en 2010 (H = 400 m), (Akasaka et al., 2015).



a) Juin/2012

b) Octobre 2012

c) Avril 2014 (vue perpendiculaire)

Figure 29 : Vue du cratère : a) avant mitigation, b) après colmatage du puits 128, c) après colmatage du puits 138 (Akasaka et al., 2015).

### 5.3.3.3 Mesures de prévention des éruptions hydrothermales

Les éruptions hydrothermales peuvent causer des dommages significatifs aux personnes et aux biens (Browne and Lawless, 2001). Leur prévision est difficile, car elles ne sont pas limitées par une pression ou une profondeur spécifique. Il est important d'identifier les signes avant-coureurs et, si possible, de comparer les caractéristiques d'un réservoir avec ceux où des éruptions similaires se sont produites. Ces signes incluent les indices suivants :

- **Preuves d'éruptions hydrothermales antérieures**, telles que des cratères et des brèches d'éruption. Dans la mesure du possible, ceux-ci doivent être datés ;
- **Preuve de « self-sealing » étendu**, comme la présence de silice, ou d'autres formations imperméables près de la surface, telles que des sédiments lacustres riches en argile. Le « self-sealing » étendu fait référence à la capacité naturelle d'un réservoir géothermique à se sceller, empêchant ainsi la circulation des fluides, phénomène qui peut être à l'origine de surpressions ;
- **Présence d'un aquifère peu profond** avec des températures proches du point d'ébullition ;

- **Systèmes dominés par des liquides avec des profils de pression atteignant ou dépassant les températures d'ébullition ;**
- **Apparition de nouvelles fumerolles :** émissions de vapeur surchauffée avec accumulations peu profondes de vapeur et/ou de gaz ;
- **Fluides de réservoir avec haute teneur en gaz :** par exemple, des teneurs en gaz supérieures à 1 % en masse ;
- **Changements d'activité thermique après exploitation :** baisse des niveaux d'eau ou assèchement des sources chaudes, températures plus élevées, changement de la composition géochimique de l'eau ;
- **Niveaux d'eau souterraine fluctuants :** indications de variations de pression dans le réservoir ;
- **Signes d'instabilité des pentes dans les zones exploitées :** risque de retrait soudain des surcharges, pouvant provoquer des éruptions ;
- **Augmentation de l'activité sismique.**

Les mesures de prévention des éruptions hydrothermales dans les champs géothermiques visent à minimiser les variations de pression et à maintenir la stabilité du réservoir géothermique (Browne and Lawless, 2001). Voici les principales d'entre elles :

- **Réinjection de fluide :** réinjecter l'eau extraite pour maintenir la pression dans le réservoir et éviter la formation de zones de basse pression susceptibles de provoquer des éruptions ;
- **Gestion de la pression :** réguler soigneusement les taux d'extraction et d'injection pour éviter les variations de pression soudaines ;
- **Éviter d'excaver la surface du sol au droit du réservoir** géothermique pour ne pas réduire la pression de couverture ;
- **Utiliser du gravier pour le remplissage** permet une évacuation facile de la vapeur ;
- **Éviter les grandes surfaces d'asphalte ou de dalles de béton ;**
- **Surveillance continue :** installer des capteurs pour surveiller en temps réel la pression, la température et les déformations du sol afin de détecter les signes précurseurs d'éruptions ;
- **Injection d'eau froide :** dans certains cas, l'injection d'eau froide peut stabiliser les zones de haute température et éviter l'ébullition incontrôlée ;
- **Inondation du site** pour augmenter les pressions hydrostatiques ;
- **Espacement des puits :** augmenter l'espacement entre les puits de production et d'injection pour réduire les interactions entre eux et éviter les variations de pression localisées.

## 6 Programme de surveillance pour la mitigation des risques

### 6.1 Principes généraux

La surveillance d'une exploitation géothermique haute enthalpie est essentielle pour garantir la sécurité de l'exploitation et sa durabilité, tout en minimisant son impact environnemental (DiPippo, 2016; Stober and Bucher, 2021). Cela inclut le contrôle des paramètres industriels, tels que la pression, la température du fluide, les volumes injectés et extraits, ainsi que la géochimie du fluide. Ces données permettent de caractériser la réponse du réservoir aux contraintes de production. En complément, des mesures géophysiques, telles que la sismicité, l'élévation de la surface, la gravimétrie, ou l'imagerie sismique, par exemple, fournissent une vision plus globale de l'évolution du réservoir.

La surveillance environnementale s'appuie également sur ces mesures, mais avec un objectif de protection de l'environnement, en particulier pour la préservation de la qualité de l'air, du sol et des eaux, et de la biodiversité. En Islande, par exemple, cette surveillance est principalement assurée par l'exploitant, sous la supervision de l'administration. Tandis qu'en Italie, elle est réalisée par des organismes indépendants qui vérifient les données fournies par l'exploitant (cf. Annexe 2).

Nous présentons ici les éléments nécessaires à la construction d'un programme de surveillance efficace, dont la structure est représentée sur la Figure 30, qui doit inclure ces différentes dimensions pour suivre non seulement l'état du réservoir, mais aussi l'impact de l'exploitation sur l'environnement.

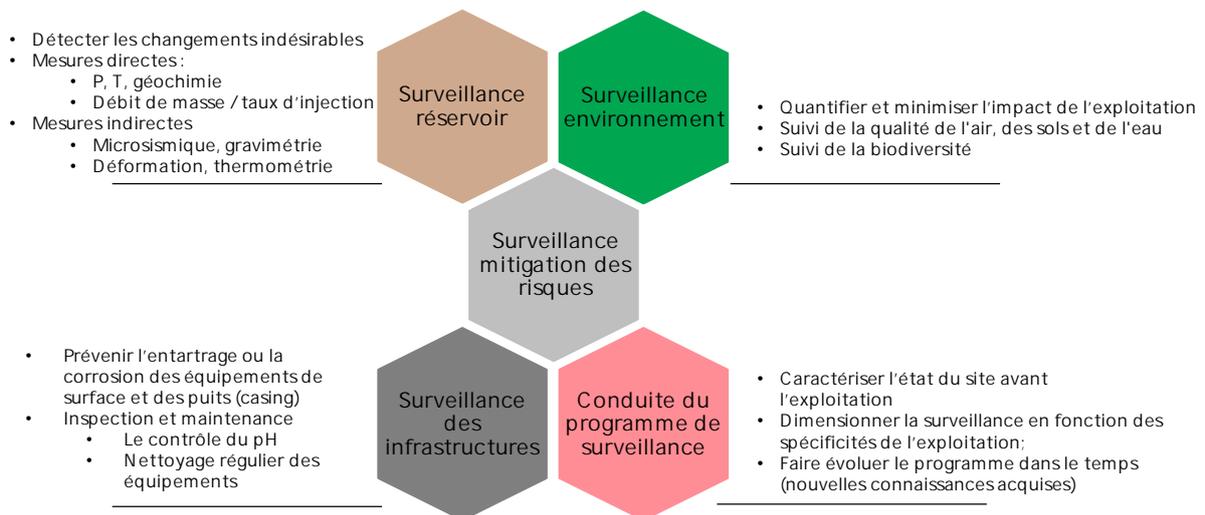


Figure 30 : diagramme décrivant la stratégie de surveillance à adopter pour la surveillance d'une centrale géothermique haute enthalpie.

### 6.2 La surveillance du réservoir

Un programme de surveillance approprié de l'exploitation géothermique permet de détecter à l'avance des changements indésirables tels qu'une diminution de la capacité de production due à une baisse de la pression du réservoir ou du flux de vapeur, une capacité d'injection insuffisante ou des problèmes opérationnels comme l'entartrage des puits et des équipements de surface ou la corrosion (Axelsson and Steingrimsson, 2018). Les paramètres mesurés doivent aussi permettre de connaître l'état du réservoir : dominé par le liquide/vapeur, monophasé/biphasé (Stober and Bucher, 2021).

Ainsi, surveiller les changements physiques au sein d'un réservoir géothermique pendant l'exploitation permet de quantifier sa réponse à la production à court et long terme. Voici une liste des paramètres essentiels, directement observables, qui devraient être inclus dans les programmes de surveillance géothermique conventionnels (Axelsson and Steingrimsson, 2018) :

- **Pour les puits de production :**
  - L'historiques des débits de masse ;

- La température ou l'enthalpie du fluide produit ;
- Le niveau d'eau ou de pression en tête de puits (reflétant la pression du réservoir) ;
- Le contenu géochimique du fluide et de la vapeur produites.
- **Pour les puits d'injection :**
  - L'historique des taux d'injection ;
  - La température de l'eau injectée et/ou rejetée en surface ;
  - La pression en tête de puits (reflétant la pression exercée sur le réservoir) .
- **Les puits d'observation :**
  - La pression du réservoir ;
  - La température du réservoir.
- **En surface et aux alentours de l'exploitation :**
  - Les suivis en température et géochimie des manifestations de surfaces telles que les fumerolles et/ou les sources chaudes ;
  - L'état des puits grâce à la surveillance du diamètre (caliper logs), aux tests d'injectivité ou d'autres méthodes.

Les débitmètres installés dans les puits de production et d'injection permettent de surveiller en continu les débits de fluide. Cela aide à équilibrer la production et l'injection pour maintenir la pression du réservoir.

Les analyses régulières de la géochimie des fluides à partir des échantillons de fluides permettent de détecter des changements de composition qui pourraient indiquer des problèmes comme la corrosion, les dépôts minéraux ou la présence de gaz dangereux. La chromatographie en phase gazeuse et la spectrométrie de masse peuvent être aussi utilisées pour des analyses plus détaillées des gaz dissous et des composés volatils dans les fluides.

Cependant, ces mesures directes peuvent se révéler difficiles à effectuer car elles doivent être réalisées à des températures et des pressions élevées, et l'accès au réservoir est généralement limité à quelques puits. Celles-ci peuvent être utilement complétées par des mesures géophysiques, indirectes, qui présentent l'avantage de donner une vue plus globale de l'état du réservoir et de ses variations en profondeur (Axelsson and Steingrímsson, 2018; Bromley et al., 2018; Carlino et al., 2016; De Santis et al., 2023; Stober and Bucher, 2021). Les méthodes de surveillance géophysiques les plus utilisées sont :

- **La surveillance microsismique :**
  - Un réseau de sismomètres est installé autour du réservoir pour détecter et localiser les micro-séismes induits par l'exploitation géothermique et la sismicité naturelle. Cela aide à comprendre les modifications des contraintes mécaniques ;
  - Des techniques d'analyse de bruit sismique à partir des enregistrements continus peuvent être utilisées pour surveiller les changements dans les propriétés du réservoir ;
  - La mise en place d'un TLS (Traffic Light System) pour aider à la conduite des opérations et minimiser la sismicité induite.
- **La surveillance de la déformation du sol :**
  - Par GPS et GNSS avec des stations permanentes ou temporaires qui mesurent les déplacements de la surface du sol ;
  - À plus grande échelle l'InSAR (Interférométrie Radar à Synthèse d'Ouverture) peut être utilisée à partir des images satellite pour détecter les déformations du sol avec une bonne précision.
- **La surveillance thermique :**
  - Réalisée à l'aide de caméras thermiques, installées à la surface pour détecter des changements de température anormaux, indiquant des fuites de fluide géothermique ;

- Par thermométrie à fibre optique : des fibres optiques sont utilisées pour mesurer la température de manière distribuée, fournissant un profil thermique détaillé du réservoir.
- **La surveillance par l'imagerie géophysique :**
  - L'utilisation, à intervalles répétés, de techniques comme la tomographie sismique et l'imagerie par résonance magnétique permet de visualiser la structure interne du réservoir et détecter les zones de fractures et de failles.
- **La surveillance gravimétrique :**
  - Qui permet de cartographier la redistribution de la masse souterraine et d'évaluer les changements de recharge de fluides à partir du réservoir en lien avec l'exploitation géothermique.
- **La modélisation :**
  - L'utilisation de modèles pour simuler le comportement du réservoir sous différentes conditions d'exploitation peut aider à prévoir les réponses du réservoir et à optimiser les opérations.

### 6.3 La surveillance environnementale

L'objectif de la surveillance environnementale est de quantifier et aider à minimiser l'impact de l'exploitation géothermique, sur l'environnement. Les impacts spécifiques d'un projet géothermique dépendront de la nature de la ressource géothermique, de son emplacement, et de la proximité des habitations. Cette surveillance s'appuie sur le suivi de paramètres critiques tels que la qualité de l'air, des sols et de l'eau, ainsi que l'état de la biodiversité (DiPippo, 2016). Cela permet de détecter toute pollution ou perturbation écologique, de garantir que les opérations se déroulent en conformité avec les normes environnementales et d'anticiper ou corriger les effets négatifs potentiels.

Concernant le suivi de la qualité de l'air, nous avons vu que les centrales géothermiques haute enthalpie peuvent émettre du CO<sub>2</sub> et du H<sub>2</sub>S, mais aussi d'autres gaz toxiques, des métaux comme le mercure sous forme gazeuse (cf. Italie). Des stations de mesure à proximité des installations permettent de suivre les concentrations de ces gaz dans l'air. Pour cela il est nécessaire d'utiliser des capteurs en temps réel et de réaliser des prélèvements périodiques pour évaluer les émissions atmosphériques et vérifier que les valeurs seuils ne sont pas atteintes.

Concernant la qualité des eaux, les mesures peuvent être réalisées au niveau des nappes phréatiques et de surface pour détecter toute fuite de fluides géothermiques ou d'autres contaminants. Des prélèvements réguliers et des analyses physico-chimiques (pH, métaux lourds, sulfates ...) peuvent être réalisés à partir de puits d'observation pour surveiller les nappes phréatiques en amont et en aval du site. Cette surveillance de la qualité des eaux peut être couplée au contrôle de la qualité des sols. Cela permet d'évaluer les possibles contaminations due à la réinjection des fluides ou aux éventuelles fuites de pipelines.

La surveillance de la biodiversité s'appuie sur un recensement détaillé de la faune et de la flore locales, incluant un suivi régulier des espèces présentes autour du site. Des inventaires périodiques sont effectués pour évaluer l'évolution de ces populations, en intégrant l'utilisation de bioindicateurs, c'est-à-dire des espèces particulièrement sensibles aux variations environnementales. Ce suivi permet de détecter les effets à long terme des activités sur la biodiversité. En cas d'observation d'impacts négatifs, des actions correctives, telles que la restauration des habitats ou l'ajustement des pratiques d'exploitation, peuvent être mises en œuvre pour limiter les dommages et favoriser la résilience des écosystèmes.

### 6.4 Conduite du programme de surveillance

Chaque programme sera dimensionné en fonction des spécificités de chaque exploitation (Axelsson and Steingrímsson, 2018). Tout d'abord, il est nécessaire de définir un niveau de référence, avant l'installation de la future centrale géothermique pour pouvoir quantifier les éventuelles perturbations provoquées par l'exploitation de la centrale. Ensuite, le programme de surveillance doit évoluer au fil du temps, en s'ajustant aux nouvelles connaissances acquises et aux changements observés dans le comportement du réservoir et dans l'environnement.

Lorsque la production à grande échelle démarre, le programme de mesures se concentre sur les changements par rapport aux valeurs « de base » au fil du temps et sur la prévision des performances futures sur le terrain :

- changement de température de production (au niveau des zones d'alimentation individuelles) ;
- changement de pression du réservoir ;
- flux de production et enthalpies (en surface) ;
- modifications de la composition chimique et de la teneur en gaz des fluides produits ;
- modifications des performances des puits (perméabilité) ;
- impact de la production sur la ressource ;
- impact de l'injection sur la ressource et la production ;
- problèmes de puits individuels (arrivées d'eau froide, blocages, épuisement, dommages au tubage, etc.).

Le programme global de mesures, d'analyse et de développement doit être interactif et enrichi par les contributions de diverses disciplines scientifiques et d'ingénierie connexes (Axelsson and Steingrímsson, 2018). Pour garantir l'efficacité maximale du programme de surveillance, il est indispensable d'adopter une approche pluridisciplinaire, regroupant des experts issus de plusieurs domaines impliqués dans le développement géothermique, dans les disciplines telles que la géologie, la géophysique, la géochimie, la géomécanique, les tests de production, le forage, la conception et l'exploitation des infrastructures de surface, ainsi que la gestion environnementale, entre autres.

## 6.5 Gouvernance des données

Enfin, il apparaît utile de rappeler ici l'intérêt pour les exploitants de mettre en place un cadre propice à la bonne gouvernance des données et modèles tout au long de la vie du projet (De Santis et al., 2023). Dans ce contexte, la gestion rigoureuse et cohérente des modèles et des différentes données qui seront acquises et exploitées est un processus central qui doit s'inscrire dans toutes les étapes de la vie du projet.

La gouvernance des données dans le cadre de la gestion des risques des centrales géothermiques haute enthalpie est importante pour assurer une gestion efficace des données à long terme. Elle couvre plusieurs aspects tels que :

- **Respect des principes FAIR pour les données** : La surveillance des données doit garantir que les données respectent les principes FAIR (Findable, Accessible, Interoperable, Reusable). Cela implique la mise en œuvre de stratégies pour rendre les données facilement trouvables, accessibles, interopérables et réutilisables, à l'intérieur comme à l'extérieur de l'organisation.
- **Conservation des archives et de l'historique d'exploitation** : La conservation des données doit inclure des mesures de conservation des archives. Cela implique la définition de protocoles de gestion des documents, la numérisation des informations pertinentes et le stockage sécurisé pour assurer un accès à long terme à ces données.
- **Gestion opérationnelle des réseaux, maintenance et surveillance à long terme** : L'administration des données doit aborder la gestion opérationnelle des réseaux, la maintenance et la surveillance à long terme des équipements et infrastructures. Cela comprend la mise en œuvre de protocoles de surveillance, de maintenance préventive, de remplacement des équipements défectueux et de surveillance régulière pour assurer le fonctionnement continu des systèmes.
- **Archivage et stockage à long terme des données**, conservation des paramètres de traitement et des changements dans les chaînes de mesure : L'archivage des données doit assurer le stockage à long terme des données. Il est crucial de conserver les paramètres de traitement utilisés et les changements dans les chaînes de mesure pour une traçabilité complète des données. Les données doivent être stockées dans des formats universels et facilement convertibles pour faciliter l'accessibilité et la réutilisation.
- **Mise à jour des procédures en fonction des connaissances acquises** : La gestion des données doit prévoir des mécanismes de mise à jour des procédures en fonction des connaissances acquises au fil du temps. Les nouvelles connaissances et les leçons apprises doivent être intégrées

aux procédures de surveillance et de gestion pour améliorer continuellement les pratiques et assurer une gestion optimale des données.

- **Coût de la surveillance à long terme** : La gouvernance des données doit prendre en compte le coût associé à l'établissement et au maintien d'une surveillance à long terme. Il est essentiel de définir des politiques et des procédures pour optimiser les ressources et assurer une surveillance continue tout en minimisant les coûts.

Ainsi, il est nécessaire d'établir des protocoles clairs pour la collecte, le stockage et le partage des informations générées par les différents réseaux de surveillance. Cela garantit que les données sont accessibles à toutes les parties prenantes concernées, y compris les scientifiques, les exploitants et les autorités compétentes, pour la transparence, la collaboration et une meilleure compréhension des phénomènes générés par l'exploitation géothermique.

## 7 Conclusions

En France, la centrale de Bouillante en Guadeloupe est la seule géothermique haute enthalpie en opération. Le retour d'expérience national sur ce type d'installation et les risques associés est donc limité. La perspective de la mise en service d'autres centrales dans les années à venir, tant en Guadeloupe que dans les territoires ultra-marins, et les interrogations concernant le fonctionnement spécifique de ce type de centrale, ont amené l'Ineris à conduire une analyse approfondie des risques liés à la géothermie haute enthalpie. Réalisée dans le cadre de la mission d'appui aux pouvoirs publics de l'Ineris, cette analyse est restituée dans ce rapport qui fournit un état des connaissances générales sur la géothermie haute enthalpie. Il aborde ainsi les aspects suivants :

- **La ressource hydrothermale** avec la description des caractéristiques de cette ressource et des conditions géologiques associées :
  - La géothermie haute enthalpie exploite la chaleur terrestre pour produire de l'énergie, avec des systèmes basés sur le transfert de chaleur par convection, les ressources les plus favorables se situant aux frontières tectoniques actives ;
  - Les systèmes hydrothermaux transfèrent cette chaleur, d'origine volcanique ou plutonique, vers la surface grâce au fluide circulant dans le réservoir constitué de roches perméables ;
  - Les centrales géothermiques à haute enthalpie exploitent ces systèmes hydrothermaux convectifs ;
- **Les méthodes d'exploitation** de la ressource avec la présentation des techniques employées pour exploiter la chaleur géothermique :
  - Après avoir caractérisé le système hydrothermal et validé la faisabilité, l'exploitant débute des forages pour évaluer le potentiel géothermique, et les résultats du premier puits profond, en termes de débit, température et pression, sont déterminants pour dimensionner la future centrale électrique ;
  - Les forages géothermiques pour l'exploitation haute enthalpie en domaine volcanique ou plutonique sont plus complexes et coûteux, en raison des conditions de température, pression, et de la nature des roches, nécessitant des outils et techniques spécialisés pour garantir une production efficace et durable ;
  - Le fluide géothermal est acheminé vers la centrale électrique par un réseau de canalisations conçu en fonction de facteurs techniques, économiques et environnementaux, tels que la topographie, le type de fluide, l'efficacité thermodynamique et les contraintes liées au traitement chimique éventuel du géofluide ;
  - La centrale géothermique utilise la chaleur du fluide géothermal, extrait des puits, pour produire de l'électricité, en exploitant les phases vapeur ou liquide, avec un processus de "flashage" (baisse de pression) pour produire de la vapeur qui alimente une turbine. D'autres système existe également, où un fluide de travail est utilisé pour faire fonctionner la turbine après chauffage par le géofluide ;
- **La réponse du réservoir** à l'exploitation avec l'analyse du comportement du réservoir face aux activités de production et d'injection :
  - L'exploitation du réservoir géothermique modifie sa pression et sa température en raison des transferts de chaleur et de masse liés à la production et à l'injection de fluides, impactant ainsi les performances de la centrale et les manifestations hydrothermales en surface ;
  - L'exploitation d'un réservoir géothermique à haute température peut provoquer la formation d'un "steam cap" (couche de vapeur) au sommet du réservoir, augmentant l'enthalpie du fluide et modifiant le rapport vapeur/eau, ce qui influence les stratégies de production, et peut réduire la masse disponible à long terme, nécessitant un équilibre entre production et réinjection ;
  - La réinjection permet de recharger les systèmes géothermiques, d'éliminer certains effluents tels que les eaux usées, le CO<sub>2</sub> et l'H<sub>2</sub>S, et de rendre l'exploitation plus durable en réduisant son impact environnemental ;
  - La réinjection des fluides géothermiques peut aussi causer des problèmes tels que le refroidissement des puits de production, la précipitation de la silice, la corrosion, le

colmatage des aquifères et la sismicité induite, nécessitant des stratégies et des mesures préventives pour minimiser ces effets ;

- **Les risques associés** à la géothermie haute enthalpie et les stratégies pour les minimiser ;
  - Les risques sont répartis en trois catégories : techniques, environnementaux et géologiques ;
  - Parmi les risques techniques figurent les éruptions de puits, la corrosion et les dépôts minéraux ;
  - Les risques environnementaux incluent la contamination des eaux souterraines, l'émission de gaz toxiques, les pertes de chaleur affectant les écosystèmes, et la possible émission de substances radioactives ;
  - Les risques géologiques comprennent les séismes induits, les mouvements de terrain et les éruptions hydrothermales ;
- **Les programmes de surveillance** à mettre en place avec des recommandations sur les protocoles de surveillance à établir pour garantir la sécurité de l'exploitation et environnementale du site :
  - La surveillance permet de suivre la réponse à l'exploitation du réservoir et de prévenir les risques opérationnels en contrôlant divers paramètres de production, injection, et géochimie des fluides, complétés par des techniques géophysiques comme la microsismicité, la déformation du sol, l'imagerie et la thermométrie pour une vue d'ensemble de la structure du réservoir et de ses changements en profondeur ;
  - La surveillance environnementale de l'exploitation géothermique vise à minimiser les impacts sur l'environnement en suivant des paramètres clés comme la qualité de l'air, des eaux et des sols, ainsi que la biodiversité, permettant ainsi de détecter toute pollution ou perturbation écologique liée à l'exploitation et de prendre des mesures correctives.

**La comparaison entre l'Islande, l'Italie et la Guadeloupe** présentée en annexe met en lumière des différences significatives dans la gestion des centrales géothermiques.

- En Islande, la priorité est la durabilité des ressources. La réinjection de CO<sub>2</sub> et d'H<sub>2</sub>S a réduit les risques pour les populations. Le phénomène de "steam cap" n'est pas une préoccupation majeure, car les centrales sont éloignées des zones habitées.
- En Italie, une des préoccupations principales est la gestion des gaz non condensables. En effet, les centrales géothermiques gèrent une vapeur contenant 8 % de gaz non condensables (contre seulement 0.4% en Guadeloupe), comprenant du CO<sub>2</sub> et de l'H<sub>2</sub>S mais aussi du mercure et d'autres traces de contaminant tels que l'arsenic. Un système a été mis au point pour le traitement du mercure et de l'H<sub>2</sub>S, mais le CO<sub>2</sub> est rejeté dans l'atmosphère. Des projets sont en développement pour capter le CO<sub>2</sub>. Contrairement à la Guadeloupe, les réservoirs italiens ne présentent pas de risque de "steam cap", car leur profondeur est plus importante.
- En Guadeloupe, la centrale géothermique de Bouillante présente la particularité d'être située au cœur de l'agglomération de Bouillante. Le toit du réservoir géothermal y est très superficiel et très chaud, atteignant 245°C à moins de 300 mètres de profondeur. Ainsi, pour éviter la formation de vapeur et ses conséquences potentiellement gênantes pour les habitants, les paramètres de production ont été ajustés, autant que possible, pour que le réservoir reste en phase liquide.

Le cas de Bouillante est unique, car la génération de vapeur est généralement recherchée pour ses avantages économiques (cf § 4.2). Il est donc difficile de trouver des cas similaires dans d'autres pays apportant une expérience transposable à celle de Bouillante, car la formation de vapeur ou steam cap n'est pas considérée comme un danger dans ces pays. Cependant la formation d'un steam cap est un phénomène progressif, et la surveillance rigoureuse de la pression, des températures et de la géochimie des sources est essentielle pour prévenir son développement et protéger les populations environnantes.

## 8 Références bibliographiques

- Ágústsson, K., Kristjánisdóttir, S., Flóvenz, Ó.G. and Gudmundsson, O., Year, Induced seismic activity during drilling of injection wells at the Hellisheidi power plant, SW Iceland. Proceedings World Geothermal Congress 2015.
- Akasaka, C., Shimizu, I., Nakanishi, S. and Tezuka, S., 2011, A large wellfield steam explosion at the Onikobe Geothermal power station. GRC Trans, 35: 1221-1226.
- Akasaka, C., Takizawa, K., Todaka, N., Iwasaki, O., Tezuka, S., Nakanishi, S., Shimizu, I. and Kumazaki, N., Year, Restoration from a Large Scale Steam Explosion at the Well Site of the Onikobe Geothermal Power Station, Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015.
- Aksoy, N., Şimşek, C. and Gunduz, O., 2009, Groundwater contamination mechanism in a geothermal field: a case study of Balcova, Turkey. Journal of contaminant hydrology, 103: 13-28.
- Allahverdizadeh, P., 2020, A review on geothermal wells: Well integrity issues. Journal of Cleaner Production, 275: 124009.
- Aradóttir, E.S., Sigurdardóttir, H., Sigfússon, B. and Gunnlaugsson, E., 2011, CarbFix: a CCS pilot project imitating and accelerating natural CO<sub>2</sub> sequestration. Greenhouse Gases: Science and Technology, 1: 105-118.
- Arias, A., Dini, I., Casini, M., Fiordelisi, A., Perticone, I. and Dell’Aiuto, P., Year, Geoscientific feature update of the larderello-travale geothermal system (Italy) for a regional numerical modeling. Proceedings world geothermal congress.
- Armani, F. and Paltrinieri, D., Year, Perspectives of offshore geothermal energy in Italy. EPJ Web of Conferences, 02001.
- Ármannsson, H., Fridriksson, T. and Kristjánsson, B.R., 2005, CO<sub>2</sub> emissions from geothermal power plants and natural geothermal activity in Iceland. Geothermics, 34: 286-296.
- Arnórsson, S., 2004, Environmental impact of geothermal energy utilization. Geological Society, London, Special Publications, 236: 297-336.
- Arnórsson, S., Stefánsson, A. and Bjarnason, J.n.O.r., 2007, Fluid-fluid interactions in geothermal systems. Reviews in Mineralogy and Geochemistry, 65: 259-312.
- Axelsson, G., 2012, Role and management of geothermal reinjection. short course on geothermal development and geothermal wells: 11-17.
- Axelsson, G. and Steingrímsson, B., 2018, Logging, testing and monitoring geothermal wells. Proceedings of the “Short Course on Geothermal Development and Geothermal Wells”, UNU-GTP and LaGeo.
- Bacci, E., Gaggi, C., Lanzillotti, E., Ferrozzi, S. and Valli, L., 2000, Geothermal power plants at Mt. Amiata (Tuscany–Italy): mercury and hydrogen sulphide deposition revealed by vegetation. Chemosphere, 40: 907-911.
- Baldacci, A., Mannari, M. and Sansone, F., Year, Greening of geothermal power: an innovative technology for abatement of hydrogen sulphide and mercury emission. Proceedings of the World Geothermal Congress, Antalya, Turkey.
- Baldi, F., 1988, Mercury pollution in the soil and mosses around a geothermal plant. Water, air, and soil pollution, 38: 111-119.
- Barbier, E., 2002, Geothermal energy technology and current status: an overview. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 6: 3-65.
- Basosi, R., Bonciani, R., Frosali, D., Manfrida, G., Parisi, M.L. and Sansone, F., 2020, Life cycle analysis of a geothermal power plant: Comparison of the environmental performance with other renewable energy systems. Sustainability, 12: 2786.
- Batini, F., Console, R. and Luongo, G., 1985, Seismological study of Larderello—Travale geothermal area. Geothermics, 14: 255-272.
- Batini, F., Brogi, A., Lazzarotto, A., Liotta, D. and Pandeli, E., 2003, Geological features of Larderello-Travale and Mt. Amiata geothermal areas (southern Tuscany, Italy). Episodes Journal of International Geoscience, 26: 239-244.
- Bayer, P., Rybach, L., Blum, P. and Brauchler, R., 2013, Review on life cycle environmental effects of geothermal power generation. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 26: 446-463.
- Bertani, R. and Thain, I., 2002, Geothermal power generating plant CO<sub>2</sub> emission survey. IGA news, 49: 1-3.
- Birkle, P. and Merkel, B., 2000, Environmental impact by spill of geothermal fluids at the geothermal field of Los Azufres, Michoacán, Mexico. Water, air, and soil pollution, 124: 371-410.
- Bloomfield, K.K., Moore, J.N. and Neilson, R., 2003, Geothermal energy reduces greenhouse gases. Geothermal Resources Council Bulletin, 32: 77-79.

- Bouchot, V., Traineau, H., Guillou-Frottier, L., Thinon, I., Baltassat, J.-M., Fabriol, H., Bourgeois, B. and Lasne, E., Year, Assessment of the Bouillante geothermal field (Guadeloupe, French West Indies): toward a conceptual model of the high temperature geothermal system. World Geothermal Congress 2010, 8 p.
- Bouysse, P., Mascle, A., Mauffret, A., De Lepinay, B.M., Jany, I., Leclere-Vanhoeve, A. and Montjaret, M.-C., 1988, Reconnaissance de structures tectoniques et volcaniques sous-marines de l'arc récent des Petites Antilles (Kick'em Jenny, Qualibou, Montagne Pelee, nordouest de la Guadeloupe). *Marine geology*, 81: 261-287.
- Bracaloni, M., Culivicchi, G. and Fornari, B., Year, Erosion and corrosion problems experienced during the operation of geothermal turbines in Italy. Proc. World Geothermal Congress 1995, 2427-2432.
- Braun, T., Cesca, S., Kühn, D., Martirosian-Janssen, A. and Dahm, T., 2018, Anthropogenic seismicity in Italy and its relation to tectonics: State of the art and perspectives. *Anthropocene*, 21: 80-94.
- Bromley, C., Ashraf, S., Seward, A. and Reeves, R., Year, Monitoring and quantifying heat loss from significant geothermal areas via remote sensing. Proceedings 37th New Zealand Geothermal Workshop, 20.
- Bromley, C., Mannington, W., Sepulveda, F., McDowell, J., Seward, A. and Lucas, A., Year, Review of geophysical monitoring at Wairakei-Tauhara: what has been learnt. Proceedings 40th New Zealand Geothermal Workshop, 16.
- Browne, P. and Lawless, J., 2001, Characteristics of hydrothermal eruptions, with examples from New Zealand and elsewhere. *Earth-Science Reviews*, 52: 299-331.
- Buijze, L., van Bijsterveldt, L., Cremer, H., Paap, B., Veldkamp, H., Wassing, B.B., Van Wees, J.-D., van Yperen, G.C., ter Heege, J.H. and Jaarsma, B., 2019, Review of induced seismicity in geothermal systems worldwide and implications for geothermal systems in the Netherlands. *Netherlands Journal of Geosciences*, 98: e13.
- Capuano Jr, L., 2016, Geothermal well drilling. *Geothermal Power Generation*. Elsevier 107-139.
- Carlino, S., Troiano, A., Di Giuseppe, M.G., Tramelli, A., Troise, C., Somma, R. and De Natale, G., 2016, Exploitation of geothermal energy in active volcanic areas: A numerical modelling applied to high temperature Mofete geothermal field, at Campi Flegrei caldera (Southern Italy). *Renewable Energy*, 87: 54-66.
- Carlsen, H.K., Zoëga, H., Valdimarsdóttir, U., Gíslason, T. and Hrafnkelsson, B., 2012, Hydrogen sulfide and particle matter levels associated with increased dispensing of anti-asthma drugs in Iceland's capital. *Environmental research*, 113: 33-39.
- Ciulli, B., Dini, I., Palmieri, F. and Rossi, A., Year, Interpreting ground deformation and microgravity changes in the travale-radicondoli geothermal field (Italy). Proceedings World Geothermal Congress, Antalya, Turkey, 24-29.
- Culivicchi, G., Lenzi, A., Parri, R., Volpe, M.C. and Rispoli, G., Year, Characteristics and performances of chlorine scrubbing systems in the Larderello area. Proceedings World Geothermal Congress, Antalya, Turkey.
- De Freitas, M.A., 2018, Numerical Modelling of Subsidence in Geothermal Reservoirs: Case Study of the Svartsengi Geothermal System, SW Iceland, MSc thesis, University of Iceland.
- De Santis, F., Maury, J., Klein, E., Peter-Borie, M., Contrucci, I. and Dominique, P., 2023, Guide de bonnes pratiques pour la maîtrise de la sismicité induite par les opérations de géothermie profonde.
- Dereinda, F.H. and Armannsson, H., Year, CO2 emissions from the Krafla geothermal area, Iceland. Proceedings World Geothermal Congress, 25-29.
- Dickson, M.H. and Fanelli, M., 2013, *Geothermal energy: utilization and technology*.
- Dini, A., Gianelli, G., Puxeddu, M. and Ruggieri, G., 2005, Origin and evolution of Pliocene–Pleistocene granites from the Larderello geothermal field (Tuscan Magmatic Province, Italy). *Lithos*, 81: 1-31.
- Dini, I., Rosi, A. and Rossi, A., Year, Monitoring ground elevation changes in the Larderello geothermal region, Tuscan, Italy. 1990 international symposium on geothermal energy.
- Dini, I., Marson, I., Palmieri, F. and Rossi, A., Year, Reinjection monitoring in the Larderello geothermal field using microgravity and topographic measurements. Proc. World Geoth. Congress '95, Florence, 18-31.
- DiPippo, R., 1991, Geothermal energy Electricity generation and environmental impact. *Energy Policy*, 19: 798-807.
- DiPippo, R., 2016, *Geothermal power generation: Developments and innovation*. Elsevier.

- Evans, K.F., Zappone, A., Kraft, T., Deichmann, N. and Moia, F., 2012, A survey of the induced seismic responses to fluid injection in geothermal and CO2 reservoirs in Europe. *Geothermics*, 41: 30-54.
- Feuillet, N., Manighetti, I., Tapponnier, P. and Jacques, E., 2002, Arc parallel extension and localization of volcanic complexes in Guadeloupe, Lesser Antilles. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 107: ETG 3-1-ETG 3-29.
- Finger, J.T. and Blankenship, D.A., 2012, Handbook of best practices for geothermal drilling, Report, Sandia National Lab.(SNL-NM), Albuquerque, NM (United States).
- Finizola, A., 2002, Etude de systèmes hydrothermaux de volcans actifs : Misti (Pérou) et Stromboli (Italie) ; Approches géophysiques et géochimiques. *Géologie appliquée*, Université Blaise Pascal - Clermont-Ferrand II.
- Flóvenz, Ó.G., Ágústsson, K., Guðnason, E.Á. and Kristjánssdóttir, S., Year, Reinjection and induced seismicity in geothermal fields in Iceland. *Proceedings world geothermal congress*, 19-25.
- Fridriksson, T., Merino, A.M., Orucu, A.Y. and Audinet, P., 2017, Greenhouse gas emissions from geothermal power production. *Proceedings, 42nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. California: Stanford University, Stanford.
- Gadalia, A., Gstalter, N. and Westercamp, D., 1988, La chaîne volcanique de Bouillante, Basse-Terre de Guadeloupe,(Petites Antilles). Identité pétrographique, volcanologique et géodynamique. *Géologie de la France*, 2: 3.
- Garcia, J., Hartline, C., Walters, M., Wright, M., Rutqvist, J., Dobson, P.F. and Jeanne, P., 2016, The Northwest Geysers EGS demonstration project, California: Part 1: characterization and reservoir response to injection. *Geothermics*, 63: 97-119.
- Gombert, P., Lahaie, F. and Cherkaoui, A., 2017, Etat des connaissances sur les risques, impacts et nuisances potentiels liés à la géothermie profonde, rapport Ineris DRS-16-157477-00515A, Report.
- Gombert, P., Lahaie, F. and Cherkaoui, A., Year, Etat des lieux des risques, impacts et nuisances liés à la géothermie profonde. 9. Journées Nationales de Géotechnique et de Géologie de l'ingénieur (JNGG 2018)" Ressources et aménagement: quelles limites?"
- Grant, M.A. and Bixley, P.F., 2011, *Geothermal reservoir engineering (Second Edition)*. Elsevier.
- Greaver, T.L., Sullivan, T.J., Herrick, J.D., Barber, M.C., Baron, J.S., Cosby, B.J., Deerhake, M.E., Dennis, R.L., Dubois, J.-J.B. and Goodale, C.L., 2012, Ecological effects of nitrogen and sulfur air pollution in the US: what do we know? *Frontiers in Ecology and the Environment*, 10: 365-372.
- Gunnarsson, I., Aradóttir, E.S., Sigfússon, B., Gunnlaugsson, E., Júlíusson, B.M. and Energy, R., 2013, Geothermal gas emission from Hellisheiði and Nesjavellir power plants, Iceland. *GRC Transactions*, 37: 7859.
- Gunnarsson, I., Júlíusson, B.M., Aradóttir, E.S. and Arnarson, M.T., Year, Pilot scale geothermal gas separation, hellisheiði power plant, Iceland. *Proceedings, World Geothermal Congress, Melbourne, Australia*.
- Hirtz, P., Buck, C. and Kunzman, R., 1991, Current techniques in acid-chloride corrosion control and monitoring at the Geysers, Report, Thermochem, Inc., Santa Rosa, CA.
- Hjörleifsdóttir, V., Snæbjörnsdóttir, S.Ó., Gunnarsson, G., Kristjánsson, B.R., Vogfjord, K., Jónsdóttir, K., Hjaltadóttir, S., Ágústsson, K., Ágústsdóttir, Þ. and McKenzie, M., Year, Induced earthquakes in the Hellisheiði geothermal field, Iceland. *Proceedings World Geothermal Congress*, 1-6.
- Horne, R., 2016, Characterization, evaluation, and interpretation of well data. *Geothermal Power Generation*. Elsevier 141-163.
- Hung, E. and Bodger, P., 2009, CO2 emission market share and electricity generation patterns in New Zealand.
- Jolie, E., Scott, S., Faulds, J., Chambefort, I., Axelsson, G., Gutiérrez-Negrín, L.C., Regenspurg, S., Ziegler, M., Ayling, B. and Richter, A., 2021, Geological controls on geothermal resources for power generation. *Nature Reviews Earth & Environment*, 2: 324-339.
- Juncu, D., Árnadóttir, T., Geirsson, H., Guðmundsson, G., Lund, B., Gunnarsson, G., Hooper, A., Hreinsdóttir, S. and Michalczevska, K., 2020, Injection-induced surface deformation and seismicity at the Hellisheiði geothermal field, Iceland. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 391: 106337.
- Kagel, A., Bates, D. and Gawell, K., 2005, *A guide to geothermal energy and the environment*.
- Kamila, Z., Kaya, E. and Zarrouk, S.J., 2021, Reinjection in geothermal fields: An updated worldwide review 2020. *Geothermics*, 89: 101970.

- Kaya, E., Zarrouk, S.J. and O'Sullivan, M.J., 2011, Reinjection in geothermal fields: A review of worldwide experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15: 47-68.
- Klein, C.W., 1995, Management of fluid injection in geothermal wells to avoid silica scaling at low levels of silica oversaturation, Report, Geothermal Resources Council, Davis, CA (United States).
- Kristjánisdóttir, H. and Kristjánisdóttir, S., 2021, Carbfix and sulfix in geothermal production, and the blue lagoon in Iceland: Grindavík urban settlement, and volcanic activity. *Baltic Journal of Economic Studies*, 7: 1-9.
- Kristmannsdóttir, H. and Ármannsson, H., 2003, Environmental aspects of geothermal energy utilization. *Geothermics*, 32: 451-461.
- Lopez, S. and Armandine Les Landes, A., 2021, Avis du BRGM sur les conditions d'exploitation de la centrale géothermique de Bouillante, en Guadeloupe. Rapport d'expertise. Rapport BRGM/RP-71292-FR. 40 p., 14 ill., 1 ann., Report.
- Lund, J.W. and Toth, A.N., 2021, Direct utilization of geothermal energy 2020 worldwide review. *Geothermics*, 90: 101915.
- Luo, W., Kottsova, A., Vardon, P.J., Dieudonné, A.C. and Brehme, M., 2023, Mechanisms causing injectivity decline and enhancement in geothermal projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 185: 113623.
- Mainar-Toledo, M.D., Díaz-Ramírez, M., Egilsson, S.J., Zuffi, C., Manfrida, G. and Leiva, H., 2023, Environmental Impact Assessment of Nesjavellir Geothermal Power Plant for Heat and Electricity Production. *Sustainability*, 15: 13943.
- Majer, E., Freeman, K., Johnson, L., Jarpe, S., Nihei, K., Hartline, C., Walter, M. and Deniliger, M., 2017, Monitoring the effect of injection of fluids from the Lake County pipeline on seismicity at The Geysers, California, geothermal field. Final Report. Lawrence Berkeley National Laboratory, Calpine Corporation (Lake County, CA).
- Majer, E.L. and Peterson, J.E., 2007, The impact of injection on seismicity at The Geysers, California Geothermal Field. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 44: 1079-1090.
- Manente, G., Lazzaretto, A., Bardi, A. and Paci, M., 2019, Geothermal power plant layouts with water absorption and reinjection of H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub> in fields with a high content of non-condensable gases. *Geothermics*, 78: 70-84.
- Mannington, W., O'sullivan, M., Bullivant, D. and Clotworthy, A., Year, Reinjection at Wairakei-Tauhara: a modelling case study. Proceedings: Twenty-Ninth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, December.
- Manzella, A., Bonciani, R., Allansdóttir, A., Botteghi, S., Donato, A., Giamberini, S., Lenzi, A., Paci, M., Pellizzone, A. and Scrocca, D., 2018, Environmental and social aspects of geothermal energy in Italy. *Geothermics*, 72: 232-248.
- Manzella, A., Serra, D., Cesari, G., Bargiacchi, E., Cei, M., Cerutti, P., Conti, P., Giudetti, G., Lupi, M. and Vaccaro, M., Year, Geothermal energy use, country update for Italy. Proceedings of the European Geothermal Congress, Den Haag, The Netherlands.
- Martínez-Garzón, P., Kwiatek, G., Sone, H., Bohnhoff, M., Dresen, G. and Hartline, C., 2014, Spatiotemporal changes, faulting regimes, and source parameters of induced seismicity: A case study from The Geysers geothermal field. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 119: 8378-8396.
- Matter, J.M., Broecker, W., Stute, M., Gislason, S., Oelkers, E., Stefánsson, A., Wolff-Boenisch, D., Gunnlaugsson, E., Axelsson, G. and Björnsson, G., 2009, Permanent carbon dioxide storage into basalt: the CarbFix pilot project, Iceland. *Energy Procedia*, 1: 3641-3646.
- Matter, M., Snaebjörnsdóttir, S.Ó., Mesfin, K.G., Alfredsson, H.A., Hall, J., Arnarsson, M.T., Dideriksen, K., Júlíusson, B.M., Broecker, W.S. and Gunnlaugsson, E., 2015, Towards cleaner geothermal energy: subsurface sequestration of sour gas emissions from geothermal power plants.
- Mazzoldi, A., Borgia, A., Ripepe, M., Marchetti, E., Olivieri, G., della Schiava, M. and Allocca, C., 2015, Faults strengthening and seismicity induced by geothermal exploitation on a spreading volcano, Mt. Amiata, Italia. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 301: 159-168.
- Mia, M.B., Bromley, C.J. and Fujimitsu, Y., 2012, Monitoring heat flux using Landsat TM/ETM+ thermal infrared data—A case study at Karapiti ('Craters of the Moon') thermal area, New Zealand. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 235: 1-10.
- Miller, R., 1980, Chemistry and materials in geothermal systems. ASTM International.
- Moeck, I.S., 2014, Catalog of geothermal play types based on geologic controls. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37: 867-882.
- Moia, F., 2008, Individuazione ed applicazione di metodologie di monitoraggio di possibili fughe di CO<sub>2</sub> dai serbatoi di stoccaggio. Report No. 08001015. Cesi Ricerca (Milan).

- Nogara, J. and Zarrouk, S.J., 2018, Corrosion in geothermal environment: Part 1: Fluids and their impact. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82: 1333-1346.
- O'Sullivan, M., Gravatt, M., Popineau, J., O'Sullivan, J., Mannington, W. and McDowell, J., 2021, Carbon dioxide emissions from geothermal power plants. *Renewable Energy*, 175: 990-1000.
- ORMAT, 2021, Dossier constitutif de demande d'autorisation de redémarrage complet des turbines B1 et B2, suite à l'arrêté DEAL/RED du 1er septembre 2021. Document confidentiel, 27/09/2021, 38 p., Report.
- Parri, R. and Lazzeri, F., 2016, Larderello: 100 years of geothermal power plant evolution in Italy. *Geothermal Power Generation*. Elsevier537-590.
- Pasvanoğlu, S., Güner, A. and Gültekin, F., 2012, Environmental problems at the Nevşehir (Kozakli) geothermal field, central Turkey. *Environmental earth sciences*, 66: 549-560.
- Pratama, H.B., Year, The evolution of liquid dominated geothermal reservoir under exploitation and sustainability: A review. *Proceedings 4th ITB Geothermal Workshop*.
- Pratama, H.B. and Saptadji, N.M., Year, Study of Production-Injection Strategies of Synthetic Geothermal Reservoir Liquid-Dominated Model with Numerical Simulation, 37th NZGW. *Proceedings 37th New Zealand Geothermal Workshop*, 20.
- Příkryl, J., Marieni, C., Gudbrandsson, S., Aradóttir, E.S., Gunnarsson, I. and Stefánsson, A., 2018, H<sub>2</sub>S sequestration process and sustainability in geothermal systems. *Geothermics*, 71: 156-166.
- Ratouis, T.M., Snæbjörnsdóttir, S.Ó., Voigt, M.J., Sigfússon, B., Gunnarsson, G., Aradóttir, E.S. and Hjörleifsdóttir, V., 2022, Carbfix 2: A transport model of long-term CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S injection into basaltic rocks at Hellisheidi, SW-Iceland. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 114: 103586.
- Receveur, M., Sigmundsson, F., Drouin, V. and Parks, M., 2019, Ground deformation due to steam cap processes at Reykjanes, SW-Iceland: effects of geothermal exploitation inferred from interferometric analysis of Sentinel-1 images 2015–2017. *Geophysical Journal International*, 216: 2183-2212.
- Richter, A., 2020, Steam kick from geothermal exploration well at Blawan Ijen geothermal project.
- Rissmann, C., Christenson, B., Werner, C., Leybourne, M., Cole, J. and Gravley, D., 2012, Surface heat flow and CO<sub>2</sub> emissions within the Ohaaki hydrothermal field, Taupo Volcanic Zone, New Zealand. *Applied geochemistry*, 27: 223-239.
- Rodríguez, E., Harvey, W.S. and Ásbjörnsson, E.J., Year, Review of H<sub>2</sub>S abatement methods in geothermal plants. *Proceedings 38th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.
- Rosi, A., Tofani, V., Agostini, A., Tanteri, L., Stefanelli, C.T., Catani, F. and Casagli, N., 2016, Subsidence mapping at regional scale using persistent scatters interferometry (PSI): The case of Tuscany region (Italy). *International journal of applied earth observation and geoinformation*, 52: 328-337.
- Ross, H.P. and Moore, J.N., 1985, Geophysical investigations of the Cove Fort-Sulphurdale geothermal system, Utah. *Geophysics*, 50: 1732-1745.
- Rubio-Maya, C., Díaz, V.A., Martínez, E.P. and Belman-Flores, J.M., 2015, Cascade utilization of low and medium enthalpy geothermal resources– A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52: 689-716.
- Rybach, L., 2003, Geothermal energy: sustainability and the environment. *Geothermics*, 32: 463-470.
- Sanjuan, B., Traineau, H., Lasne, E. and Brach, M., 2002, Travaux scientifiques menés par le BRGM et la CFG sur le champ géothermique de Bouillante, Guadeloupe, dans le cadre de la convention n 99.05. 028 entre GEOTHERMIE BOUILLANTE et l'ADEME (juillet 1999-janvier 2002). Final report n 2002 BRGMCFG.
- Sanjuan, B., Jousset, P., Pajot, G., Debeglia, N., De Michele, M., Brach, M., Dupont, F., Braibant, G., Lasne, E. and Duré, F., Year, Monitoring of the Bouillante geothermal exploitation (Guadeloupe, French West Indies) and the impact on its immediate environment. *World Geothermal Congress 2010*, 11 p.
- Seward, A., Ashraf, S., Reeves, R. and Bromley, C., 2018, Improved environmental monitoring of surface geothermal features through comparisons of thermal infrared, satellite remote sensing and terrestrial calorimetry. *Geothermics*, 73: 60-73.
- Sheppard, D. and Mroczek, E., 2004, Greenhouse gas emissions from the exploitation geothermal systems. *IGA news*, 55: 11-13.
- Standards, N.Z., 2015, Code of Practice for Deep Geothermal Wells, NZS2403:2015, Report.
- Stefánsson, A., Arnórsson, S., Gunnarsson, I., Kaasalainen, H. and Gunnlaugsson, E., 2011, The geochemistry and sequestration of H<sub>2</sub>S into the geothermal system at Hellisheidi, Iceland. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 202: 179-188.

- Stober, I. and Bucher, K., 2021, Uses of Geothermal Energy. *Geothermal Energy: From Theoretical Models to Exploration and Development*. Springer 43-79.
- Tajima, Y., Nakada, S., Maeno, F., Huruzono, T., Takahashi, M., Inamura, A., Matsushima, T., Nagai, M. and Funasaki, J., 2020, Shallow magmatic hydrothermal eruption in April 2018 on Ebinokogen Ioyama volcano in Kirishima volcano group, Kyushu, Japan. *Geosciences*, 10: 183.
- Thorhallsson, S., Year, Challenges faced in drilling high-temperature geothermal wells in Iceland. Iceland GeoSurvey, July 3, 2007, ENGINE Workshop4 Reykjavík July 2-5, 2007.
- Thorhallsson, S., Year, Common problems faced in geothermal generation and how to deal with them. Workshop for Decision Makers on Geothermal Projects and Management. Naivasha, Kenya.
- Traineau, H., Lasne, E. and Sanjuan, B., Year, Main results of a long-term monitoring of the Bouillante geothermal reservoir during its exploitation. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Melbourne, Australia, 19-25.
- Trugman, D.T., Shearer, P.M., Borsa, A.A. and Fialko, Y., 2016, A comparison of long-term changes in seismicity at The Geysers, Salton Sea, and Coso geothermal fields. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 121: 225-247.
- White, D.E., 1973, Characteristics of geothermal resources. *Eos, Transactions American Geophysical Union*.
- Widiatmoko, F.R., Hadi, M.N., Kusnadi, D., Iswahyudi, S. and Fadlin, F., 2020, The conceptual model of Wae Sano Geothermal field based on geology and geochemistry data. *Journal of Earth and Marine Technology (JEMT)*, 1: 56-63.
- Zarrouk, S.J. and Moon, H., 2014, Efficiency of geothermal power plants: A worldwide review. *Geothermics*, 51: 142-153.

## 9 Annexes

Annexe 1 : Cas d'exploitations géothermiques haute enthalpie en Islande.

Annexe 2 : Cas d'exploitations géothermiques haute enthalpie en Italie.

Annexe 3 : L'exploitation géothermique haute enthalpie à Bouillante.

# Annexe 1 : Cas d'exploitations géothermiques haute enthalpie en Islande

## Introduction

L'Islande est le pays pionnier dans le domaine de la production d'énergies renouvelables, en particulier avec l'utilisation de la géothermie. Avec une superficie de 103 000 km<sup>2</sup> et une population d'environ 365 000 habitants, ce pays insulaire exploite les ressources naturelles disponibles pour répondre à ses besoins énergétiques et même exporter de l'électricité.

L'énergie géothermique est utilisée depuis 1969. En 2018, la capacité installée de géothermie s'élevait à 755 MW<sub>e</sub>, représentant environ 30 % de la capacité totale de production d'électricité. Cette capacité a permis à l'Islande de produire 6 010 GWh d'électricité géothermique cette même année.

Cependant, la géothermie n'est pas la seule source d'énergie en Islande. Le pays tire également une grande partie de son électricité des ressources hydroélectriques, qui représentent environ 70 % de sa production totale. Les autres sources d'énergie, telles que l'éolien et le pétrole, contribuent de manière marginale à la production électrique globale. L'Islande a pu ainsi réduire sa dépendance aux combustibles fossiles et conséquemment ses émissions de gaz à effet de serre.

|   |                    |
|---|--------------------|
| <b>Taille du pays</b> km <sup>2</sup> :                                       | 103 000            |
| <b>Population</b> (hab) :   | 365 143            |
| <b>Production d'électricité géothermique : depuis 1969 (chiffres de 2018)</b> |                    |
| Capacité installée de géothermie (MW <sub>e</sub> ) :                         | 755                |
| Capacité installée d'autres sources (MW <sub>e</sub> ) :                      | 2 173              |
| Production d'électricité géothermique (GWh) :                                 | 6 010              |
| Production d'électricité autres sources (GWh) :                               | 13 820             |
| <b>Production d'électricité proportionnelle par source (%) :</b>              |                    |
|   | • Hydro 69.7%      |
|   | • Géothermie 30.3% |
|   | • Eolien 0.02%     |
|   | • Pétrole 0.01%    |

Tableau 3 : chiffres clés de la production d'énergie en Islande (Energy Authority of Iceland, 2020).

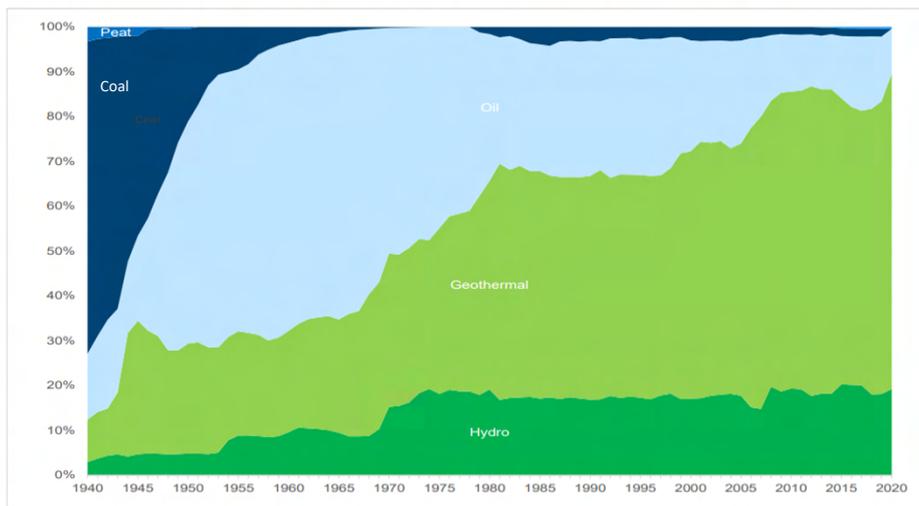


Figure 31 : répartition de l'approvisionnement en énergie primaire de l'Islande (Energy Authority of Iceland, 2020)

## Contexte géologique

La géologie de l'Islande a été façonnée par un double volcanisme résultant de la superposition de la dorsale océanique et de la remontée d'un point chaud. Cette activité volcanique intense est à l'origine du flux thermique élevé qui caractérise l'île et donc de ses ressources géothermiques. L'île abrite de nombreux systèmes volcaniques situés à terre ou en mer. Ils sont localisés au centre de couloirs de fractures, et sont souvent indépendants les uns des autres, chacun possédant sa propre chambre magmatique, alimentée par les mouvements tectoniques sous-jacents.

Plusieurs zones propices à l'activité géothermique ont été identifiées. Cependant, tous les sites potentiels ne sont pas encore exploités ; actuellement, sept centrales géothermiques sont en exploitation.

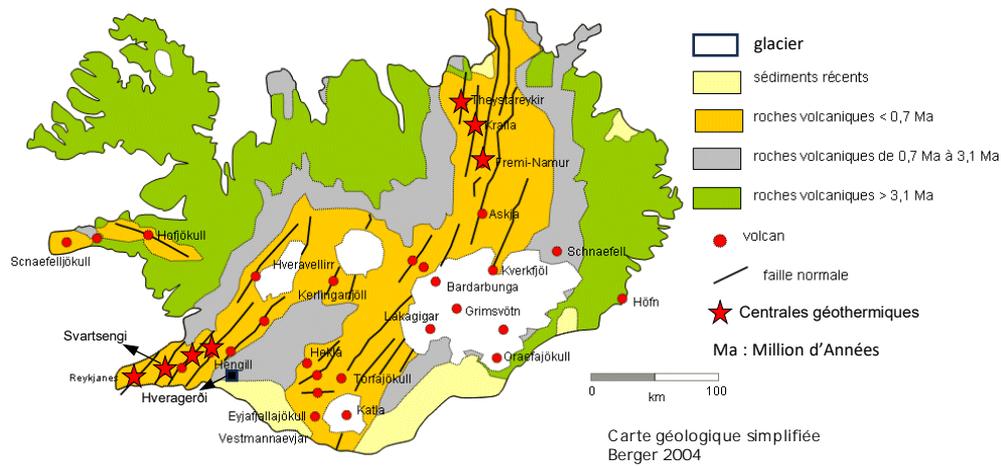


Figure 32 : carte simplifiée de la géologie de l'Islande avec la localisation des principaux édifices volcaniques, des couloirs de faille et des centrales géothermiques du pays.

Ces zones sont généralement peu propices à l'installation des populations en raison des risques associés à l'activité volcanique. Ainsi, la plupart de ces secteurs sont quasiment inhabités, à l'exception de la ville d'Hveragerði qui se situe au-dessus d'un édifice volcanique en cours de refroidissement (Figure 32). La ressource géothermique à haute température (220°C en profondeur, 180°C en surface) mais à basse pression y est exploitée pour le chauffage de bâtiments et de serres, mais pas pour la production d'électricité. Seules quelques fumerolles sont observables dans ce village, notamment depuis un tremblement de terre datant de 2008 (magnitude ~ 6) qui était le premier d'importance depuis 1 500 ans dans ce secteur.

En dehors, de cette ville, il n'y a pas vraiment de problématique liée à la sécurité de la population en relation avec l'exploitation géothermique, car ces zones sont très peu habitées. Les sols y sont peu propices à la construction (sols instables car fortement altérés) ; des problèmes géotechniques sont d'ailleurs apparus lors de la construction de certaines centrales géothermiques. Par ailleurs, la sécurité des travailleurs est une préoccupation importante pour les exploitants.

## La centrale géothermique de Svartsengi

Nous avons visité cette centrale en septembre 2023 (Figure 32). Elle est exploitée par HS ORKA, 3<sup>e</sup> fournisseur d'électricité d'Islande. La centrale de Svartsengi est en service depuis 1976 et comporte ~ 40 forages de production et de réinjection (Figure 33). Sa capacité est de 76,5 MW<sub>e</sub>.

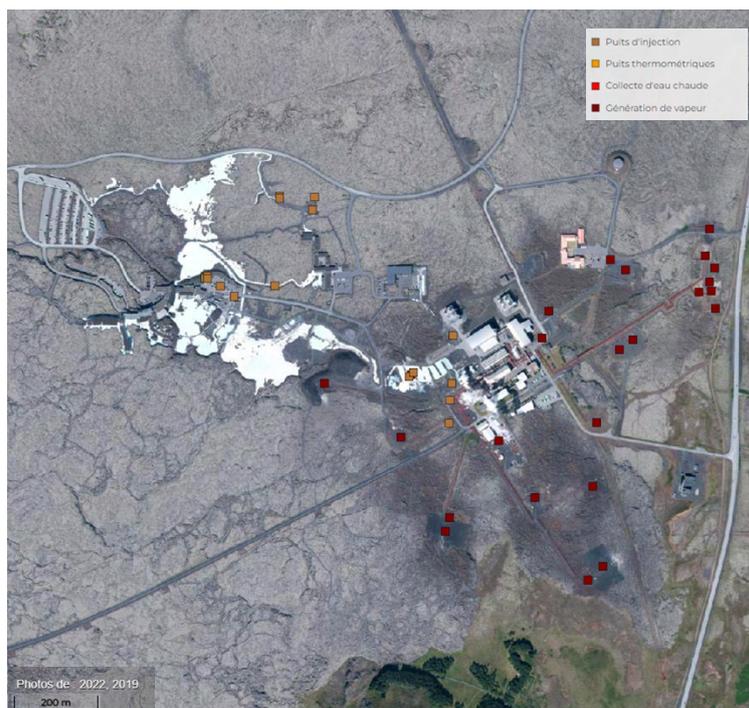


Figure 33 : vue aérienne de la centrale de Svartsengi et des forages de production et d'injection (ORKUSTOFNUM).

Au début de l'exploitation, les forages étaient implantés au droit des zones de manifestation hydrothermale naturelle. La cible initialement visée était le réservoir liquide, car la notion de steam cap n'existait pas à l'époque. Finalement, un steam cap s'est développé au cours des premières années d'exploitation et il a finalement été décidé de l'exploiter en le maintenant à une certaine taille. L'usine a donc été redimensionnée pour fonctionner à la vapeur directement issue du steam cap (qui renferme 1-2% d'eau). Il existe donc maintenant deux types de forages : ceux initialement dédiés à l'exploitation de la phase liquide (laquelle est ensuite flashée pour produire de la vapeur) et ceux, majoritaires, dédiés à l'exploitation de la vapeur directement issue du steam cap.

Le toit du réservoir, et donc du steam cap, se situe vers 600-700 m de profondeur, mais il est moins profond en certains endroits. Le réservoir liquide se trouve quant à lui vers 1 km de profondeur, ce qui donne par différence une épaisseur de steam cap de l'ordre de 300-400 m. L'exploitant exploite le site de façon à conserver le steam cap dans son état actuel, en ne cherchant pas à le développer, afin de maintenir la production d'électricité qui en résulte (au moins 30 MW<sub>e</sub> sont produits par la vapeur directe qui en est issue). Ainsi lorsque des fumerolles sont apparues et que de l'eau s'est mise à bouillir en surface, signes que le steam cap était en cours de développement, le débit d'exploitation a été réduit.

La quantité de fluide réinjecté est de l'ordre de 50 à 60 % et correspond à la phase condensée au cours de deux flashages successifs, l'un pour produire de la vapeur à partir du fluide liquide, l'autre pour produire de l'eau chaude à partir de fluide déjà flashé et d'eau froide extraite d'un aquifère de surface. Cette eau froide, qui sert également au refroidissement de la centrale, est ensuite réchauffée afin de produire de l'eau chaude utilisée pour le chauffage collectif.

Dans cette centrale, l'exploitant procède également au captage du CO<sub>2</sub> émis sous forme de gaz non condensable, et à sa réinjection dans le sous-sol en vue de son stockage géologique. L'usine « Carbone Recycling International » est d'ailleurs visible à l'entrée de la centrale de Svartsengi.

C'est sur ce site que se trouve également le fameux « Blue Lagoon » dont la couleur bleutée de l'eau est due aux précipitations de silice colloïdale. Il réutilise les rejets de fluide de la centrale géothermique, et est particulièrement rentable financièrement ; c'est une attraction touristique majeure en Islande.

En ce qui concerne certains points clef de l'exploitation de la centrale géothermique :

- il existe un important bruit de fond sismique naturel dans le pays, et particulièrement dans les zones où se trouvent les centrales géothermiques ; les séismes induits ne constituent donc pas un enjeu

majeur dans ce contexte, car la zone concernée est très peu habitée ; ces séismes<sup>12</sup> accroissent par ailleurs la perméabilité du réservoir ;

- la subsidence sur le site n'est que de quelques cm/an (De Freitas, 2018) ;
- des études sont en cours pour savoir si les émissions de gaz non condensables sont accrues du fait de la production de vapeur ;
- les trois récentes éruptions volcaniques de 2021, 2022 et 2023, apparues à seulement 5 km à l'est de la centrale, n'ont pas significativement influencé sa production ; seuls quelques changements ont été observés dans la composition chimique de l'eau ; il semble que la famille de fractures sollicitées par l'éruption n'ait pas été la même que celle exploitée par la centrale ;
- en ce qui concerne les mesures de prévention des risques de blow-out, un BOP est présent sur les forages en cours de creusement et trois valves de surface sur les forages en exploitation.

A noter que depuis notre visite en septembre 2023, plusieurs éruptions volcaniques ont eu lieu dans la région entre décembre 2023 et avril 2024<sup>13</sup> menaçant directement la centrale de Svartsengi et la ville de Grindavik.

## La centrale géothermique d'Hellisheiði

La centrale géothermique d'Hellisheiði est exploitée par la compagnie nationale Orkuveita Reykjavíkur (OR), qui détient trois centrales de production d'électricité et de chaleur. Parmi elles se trouvent une centrale hydroélectrique (Andaklsar, 8 MW<sub>e</sub>) et les deux centrales géothermiques suivantes :

- Hellisheiði : production électrique de 303 MW<sub>e</sub> à l'aide de 7 turbines et production d'eau chaude de 217 MW<sub>th</sub> (980 l/s à 85°C) au moyen de 66 forages de 1 à 2,2 km de profondeur (Figure 34), à partir d'un réservoir géothermique à la température de 240 à 330°C ;
- Nesjavellir : production électrique de 120 MW<sub>e</sub> à l'aide de 4 turbines et production d'eau chaude de 350 MW<sub>th</sub> au moyen de 32 forages de 1 à 2,2 km de profondeur (plus 9 forages de réinjection), à partir d'un réservoir géothermique à la température de 240 à 340°C ; dans cette zone, il y a une forte déplétion du réservoir, ce qui nécessite la réalisation régulière de nouveaux forages.

La compagnie OR souhaite être neutre en émissions de carbone d'ici 2030. Pour cela, elle réalise une réinjection de CO<sub>2</sub> et d'H<sub>2</sub>S via le projet CARBFIX. L'émission nette de CO<sub>2</sub> est ainsi passée de 800 g/kWh au début de l'exploitation à seulement 7 g/kWh en 2023.

---

<sup>12</sup> Une carte des séismes en temps réel est accessible en ligne : <https://en.vedur.is/earthquakes-and-volcanism/earthquakes/>

<sup>13</sup> Voir la page officielle du Icelandic Meteorological Office : <https://en.vedur.is/>

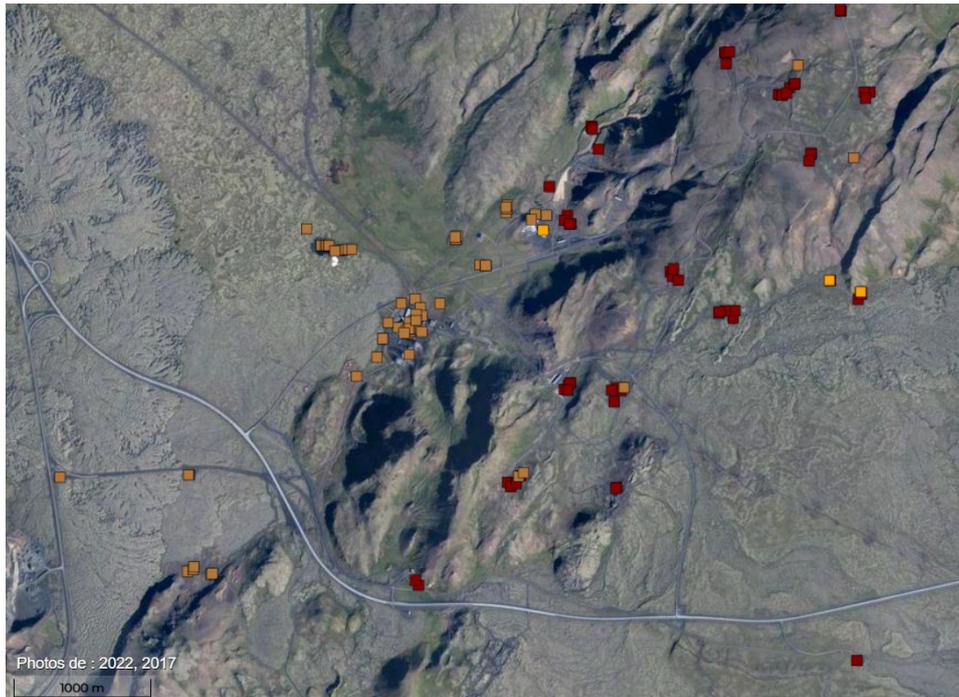


Figure 34 : vue aérienne de la centrale d'Hellisheiði et des forages de production (en rouge) et d'injection (en orange) ([ORKUSTOFNUM](#)).

La centrale d'Hellisheiði a été implantée à l'endroit où il existait déjà des manifestations hydrothermales en surface : zones altérées, sources chaudes, fumerolles. La centrale fonctionne sur le mode opératoire suivant :

- le fluide géothermal produit est envoyé dans un premier séparateur, qui récupère la vapeur à haute pression et la saumure ; cette vapeur est envoyée dans des turbines haute pression (7,3 bar-g) qui produisent 270 MW<sub>e</sub> ;
- cette saumure est ensuite flashée dans un second séparateur, qui produit de nouveau de la vapeur envoyée cette fois dans une turbine basse pression (1 bar-g) qui produit 33 MW<sub>e</sub> ;
- la saumure résiduelle à 85°C sert à réchauffer de l'eau de la nappe dans un échangeur thermique pour les besoins en chauffage domestique ;
- le fluide résiduel est ensuite réinjecté à une température de seulement 60°C, ce qui induit la précipitation de silice, problème géré notamment par la création régulière de nouveaux puits de réinjection.

La réinjection concerne 70 % du fluide extrait (égal à 4 000 t/h) pour maintenir la pression dans le réservoir, mais elle ne doit pas se faire trop près des puits de production, sous peine de refroidir trop fortement le réservoir exploité et de modifier la composition chimique du fluide géothermique. Elle est réalisée à partir de puits profonds d'environ 500 m, bien que le toit du réservoir soit vers 800 m. L'exploitant a prévu de forer ultérieurement des puits plus profonds, notamment en remplacement des puits colmatés par la précipitation de la silice.

La licence d'exploitation<sup>14</sup> comprend certaines contraintes techniques d'exploitation et impose la surveillance des paramètres suivants :

- déclin annuel de la ressource ;
- chute de pression ;
- ratio production/réinjection ;

<sup>14</sup> la licence d'exploitation est publique et comprend certaines contraintes techniques d'exploitation, mais est rédigée en islandais.

- calcul de l'enthalpie moyenne (celle-ci vaut actuellement 1550 kJ/kg).

Les puits sont équipés de BOP pendant leur foration, puis de trois valves de surface en cours d'exploitation. Il n'existe pas ici de puits spécifiquement dédiés à l'extraction de la phase liquide ou de la phase vapeur : ils extraient tous un mélange biphasique, avec des parts variables d'eau et de vapeur.

Comme la ressource géothermique peut fluctuer, la production est répartie dans le temps, afin d'éviter le déclin de la ressource. Les nappes d'eau froide sont utilisées pour le refroidissement de la centrale et, par conséquent, pour la production d'eau chaude. Celle-ci doit être surveillée à la fois sur les plans quantitatif et qualitatif.

Concernant le steam cap, il s'est majoritairement développé avec l'exploitation, mais devait déjà probablement exister initialement (en 1988) sous une forme réduite. L'exploitant l'utilise pour produire près de 90 % de l'électricité. Certains puits ne produisent que de la vapeur, d'autres un mélange eau/vapeur et quelques-uns (plus profonds) de l'eau seule. La pression est mesurée en tête des puits de production et de certains puits d'observation, ainsi qu'en profondeur dans d'autres puits d'observation.

Les risques opérationnels sont classés en plusieurs catégories : fuite d'eau chaude, perte de la licence d'exploitation (donnée par le service de santé municipal), réduction de la ressource en eau souterraine (sécheresse), foudroiement, dégâts à la végétation, contamination des ressources en eau, fuite de SF6<sup>15</sup>, contamination bactériologique, risques de glissement de terrain (pipe-lines). Les accidents et incidents sont répertoriés dans une base de données qui mentionne leur coût financier.

La norme ISO 31000<sup>16</sup> est appliquée ici pour la gestion des risques. Cependant, ne sont pris en considération que les risques opérationnels ayant des impacts financiers ou en termes d'image, mais pas les risques accidentels.

## Aperçu réglementaire en Islande

L'organisme en charge de la réglementation en Islande est l'[Orkustofnum](#) (Autorité nationale de réglementation). Cet organisme public est responsable de l'administration de la recherche et de l'utilisation de l'énergie géothermique en Islande en accord avec la loi sur les ressources naturelles no. 57/1998. Une licence émanant de l'Orkustofnum est nécessaire pour rechercher, utiliser les ressources géothermiques du sous-sol et distribuer l'électricité produite le cas échéant.

Cet organisme gère également une importante base de données sur la recherche et l'utilisation de la géothermie. Cette base de données publique, qui recense notamment tous les forages et puits du pays sur une carte interactive, est accessible à l'adresse <https://map.is/os/>.

L'objectif de la réglementation islandaise est de veiller à une exploitation durable des réservoirs géothermiques afin de ne pas épuiser la ressource. Les centrales géothermiques se situent dans des zones inhabitées ou très peu habitées, et donc sans contrainte spécifique de sécurité des populations.

En phase d'exploitation, un rapport annuel contenant toutes les informations sur la quantité totale et la valeur estimée de la ressource extraite doit être fourni par l'exploitant. Les informations sur l'extraction d'énergie et de masse, les fuites de liquides et de gaz, la baisse de pression, les modifications chimiques et les mesures sismiques doivent être rendues publiques dans un délai d'un an (une prolongation de 5 ans peut être demandée pour des raisons commerciales ou de confidentialité).

En cas de réalisation de nouveaux forages, par exemple, toutes les informations qui s'y rapportent doivent être communiquées dans le mois suivant la réalisation du forage : emplacement, profondeur, logs géologiques, température etc...

---

<sup>15</sup> L'hexafluorure de soufre est un composé chimique de soufre et de fluor, de formule chimique SF<sub>6</sub>. C'est un gaz inerte, sans odeur, incolore. Son potentiel de réchauffement global est très élevé, de 23 500 fois celui du dioxyde de carbone à cent ans. Il est contenu dans le matériel électrique mais aussi utilisé comme fluide de travail dans les centrales électriques à cycle binaire

<sup>16</sup> [ISO 31000](#) désigne une famille de normes de gestion des risques codifiées par l'Organisation internationale de normalisation. Le but de la norme ISO 31000 est de fournir des principes et des lignes directrices du management des risques ainsi que les processus de mise en œuvre au niveau stratégique et opérationnel

# Annexe 2 : Cas d'exploitations géothermiques haute enthalpie en Italie

## Introduction

La géothermie en Italie a une longue histoire et continue d'être un secteur clé pour l'énergie renouvelable dans le pays. L'Italie est le pays pionnier de l'énergie géothermique, avec des installations qui remontent au début du 20<sup>ème</sup> siècle. La première centrale géothermique au monde a été construite à Larderello, en Toscane, en 1904. Aujourd'hui, Larderello reste encore un centre majeur de production géothermique en Italie.

D'après les données de l'IGA 2020 (International Geothermal Association), l'Italie contribue à hauteur de 5% à la production géothermique mondiale, avec 916 MW et plus de 6 TWh par an. Cette production satisfait une part importante des besoins énergétiques régionaux et aide à réduire les émissions de CO<sub>2</sub>.

Le principal exploitant est le groupe ENEL (Ente Nazionale per l'energia Elettrica), ancienne compagnie nationale qui a été privatisée en 1999. Le pays compte 34 centrales en service, toutes situées en Toscane, exploitant plus de 500 puits et qui utilisent ~700 km de pipelines.

## Contexte géologique

La géologie de l'Italie, dans son ensemble, est influencée par la convergence des plaques tectoniques africaine et eurasiennne. Cette interaction tectonique a donné naissance aux Alpes au nord et aux Apennins qui traversent la péninsule italienne (Figure 35). L'Italie est aussi caractérisée par une activité volcanique significative en lien avec ce contexte tectonique. Le pays possède des volcans actifs tels que l'Etna, le Vésuve et le Stromboli. Ce contexte volcanique est favorable à l'exploitation des ressources géothermiques.

La Toscane, en particulier, bénéficie de cette géologie favorable (Figure 35). Cette région géothermique est située à l'ouest de l'Italie entre Rome et Pise. Le flux de chaleur élevé provient de l'effondrement post-orogénique des Apennins, à l'origine d'un régime en extension et d'un magmatisme (Batini et al., 2003; Dini et al., 2005). Dans ce contexte, des gradients géothermiques importants ont été observés. Ils peuvent dépasser parfois 100°C/km et sont associés à la présence de corps magmatiques peu profonds.

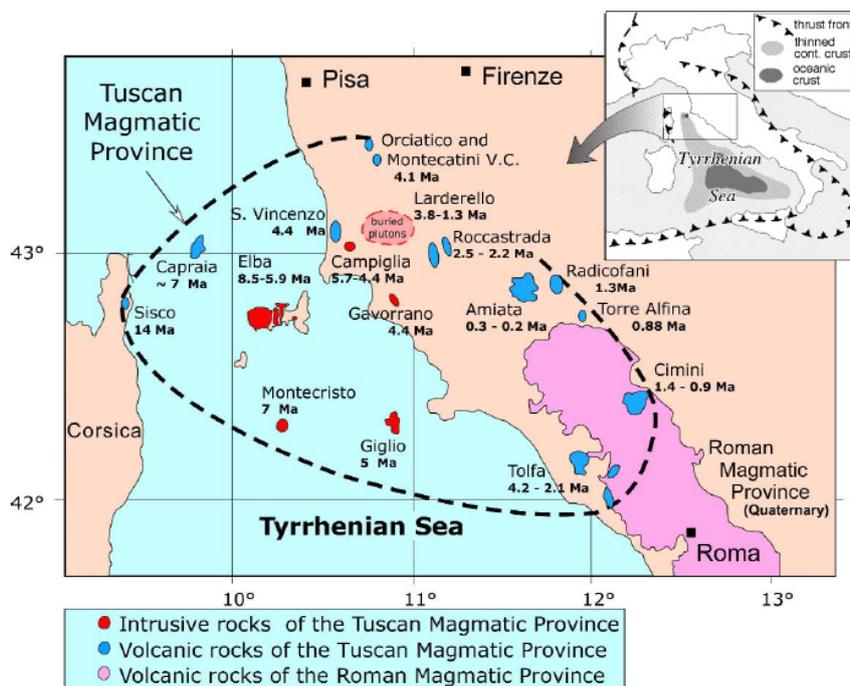


Figure 35 : Carte de localisation des roches ignées et volcaniques de la province magmatique toscane (Dini et al., 2005). Coin supérieur droit : schéma simplifié du cadre géodynamique de la péninsule italienne.

## Contexte géothermique

Ce contexte tectonique a entraîné un amincissement de la lithosphère dans la région de Toscane, générant un flux thermique élevé (Figure 36). Cette caractéristique est particulièrement marquée dans le sud de la Toscane, où le flux thermique moyen atteint  $120 \text{ mW/m}^2$ , avec des pics locaux pouvant aller jusqu'à  $1\ 000 \text{ mW/m}^2$  (Armani and Paltrinieri, 2013; Batini et al., 2003). A noter que le sud de la mer Tyrrhénienne montre également un flux géothermique important (Figure 36). Des études sont en cours pour évaluer le potentiel de développement de cette ressource offshore (Armani and Paltrinieri, 2013).

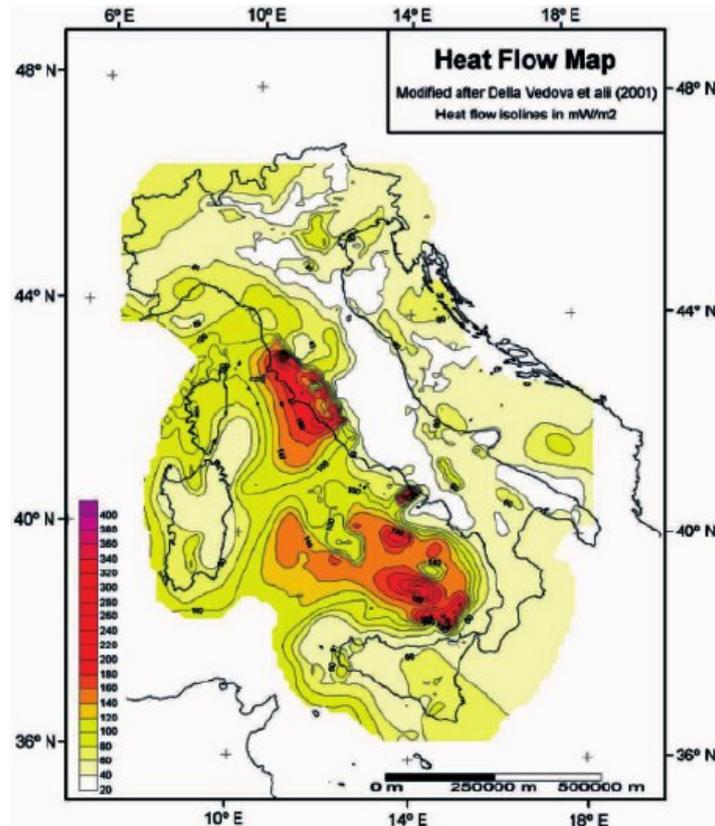


Figure 36 : Carte des flux thermiques du territoire italien. Notez l'anomalie de chaleur élevée en Toscane et dans le sud de la mer Tyrrhénienne (Armani and Paltrinieri, 2013). Les champs géothermiques de Larderello-Travale et du Mont Amiata sont situés dans des zones où le flux de chaleur est le plus important (Batini et al., 2003)

L'exploitation géothermique en Toscane s'est développée dans trois zones distinctes (Figure 37), chacune caractérisée par des paramètres spécifiques (Manzella et al., 2019) :

### 1. Dans la région de Larderello :

- En activité depuis 1913 ;
- Couvrant une étendue de  $250 \text{ km}^2$  ;
- Comptant 200 puits dédiés à la production ;
- Utilisant de la vapeur surchauffée (ou vapeur sèche sans gouttelettes de liquide et chauffée au-delà de la température de saturation) à des pressions de 2 à 18 bars et des températures de  $150$  à  $270 \text{ °C}$  ;
- À des profondeurs allant de 200 à 2 000 mètres ;
- Réservoir principalement en phase vapeur ;
- La teneur en gaz non condensables varie de 1 à 10 % en poids ;
- En décembre 2018, la capacité installée était de 594,5 MWe avec 22 unités en opération ;

- Réinjection depuis la fin des années 1970 des condensats de vapeur pour augmenter la pression du réservoir et, par conséquent, la production de vapeur.
2. Dans la région de Travale/Radicondoli, situé à quelques kilomètres à l'est de Larderello :
- Opérationnelle depuis 1950 ;
  - Couvrant une étendue de 30 km<sup>2</sup> ;
  - 38 puits de production ;
  - Produisant de la vapeur surchauffée à des pressions de 8 à 20 bars et des températures de 190 à 250 °C ;
  - À des profondeurs comprises entre 800 et 4 000 mètres ;
  - Réservoir principalement en phase vapeur ;
  - La teneur en gaz non condensables est de 5 à 6,5 % en poids ;
  - La capacité installée est de 200 MWe avec 8 unités en fonctionnement ;
  - Des tests de réinjection dans le réservoir profond sont en cours pour étudier la possibilité de réduire le déclin naturel du champ.
3. Dans la région Monte Amiata, au sud-est de Larderello :
- En exploitation depuis 1955 ;
  - Couvrant une étendue de 50 km<sup>2</sup> ;
  - Caractérisée par une phase à dominante liquide à des pressions de 200 bars et des températures de 300 à 350 °C à 3000 m de profondeur ;
  - À des profondeurs allant de 2 000 à 4 500 m ;
  - Le fluide produit est un mélange biphasé séparé en tête de puits à 20 bars, avec une teneur en gaz non condensables dans la vapeur de 5 à 8 % en poids ;
  - En décembre 2018, la capacité installée totale était de 121 MWe, avec 7 unités en ligne.

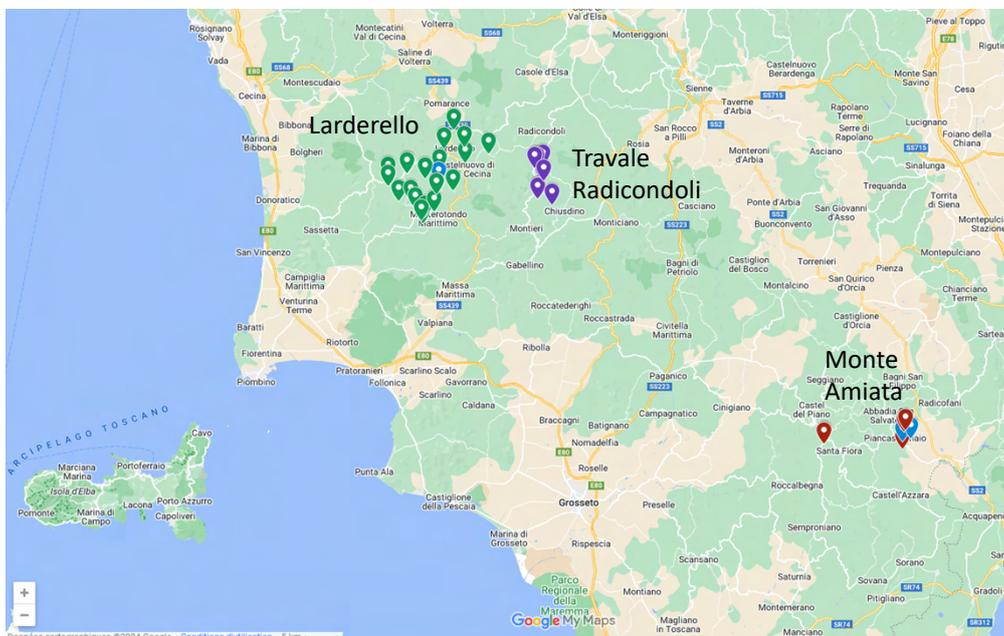


Figure 37 : localisation des centrales géothermiques en Toscane, Italie (source [UNIONE GEOTERMICA ITALIANA](#))

## La centrale géothermique de Valle Secolo

La centrale géothermique de Valle Secolo est l'une des plus importantes centrales d'Europe, avec 120 MW de puissance installée (Figure 38). Elle est entièrement contrôlée à distance par le Centre de Contrôle situé à Larderello, où sont envoyés les paramètres de fonctionnement et les éventuels messages d'alarme afin d'alerter le personnel approprié en cas de dysfonctionnement.



Figure 38 : centrale de Valle Secolo a) vue aérienne (Google Earth) et b) vue d'ensemble de la centrale, avec en premier plan les tours de refroidissement (Photo Ineris, Décembre 2023).

La centrale se compose de deux sections identiques de 60 MW chacune. Chaque section (Figure 39) est équipée :

- D'une turbine à vapeur à condensation avec un seul corps et un double flux, couplée à un alternateur synchrone bipolaire de 15 kV ;
- D'un condenseur à contact direct, utilisé pour condenser la vapeur, tandis que les gaz non condensables sont extraits par un extracteur centrifuge à plusieurs étages ;
- De tours de refroidissement de type hybride, combinant refroidissement humide et sec.

La vapeur géothermique est acheminée des puits de production vers la centrale via des pipelines. Les puits produisent 450 t/h de vapeur à 210°C et 5 bars, à raison de 20 à 40 t/h par puits. A noter que les

puits peuvent approvisionner différentes centrales, pas seulement celle de Valle Secolo, en fonction de la production.

Le fonctionnement de la centrale produit après condensation, 12 000 m<sup>3</sup>/h d'eau refroidie. Le fluide réinjecté représente environ le 30% du fluide produit.

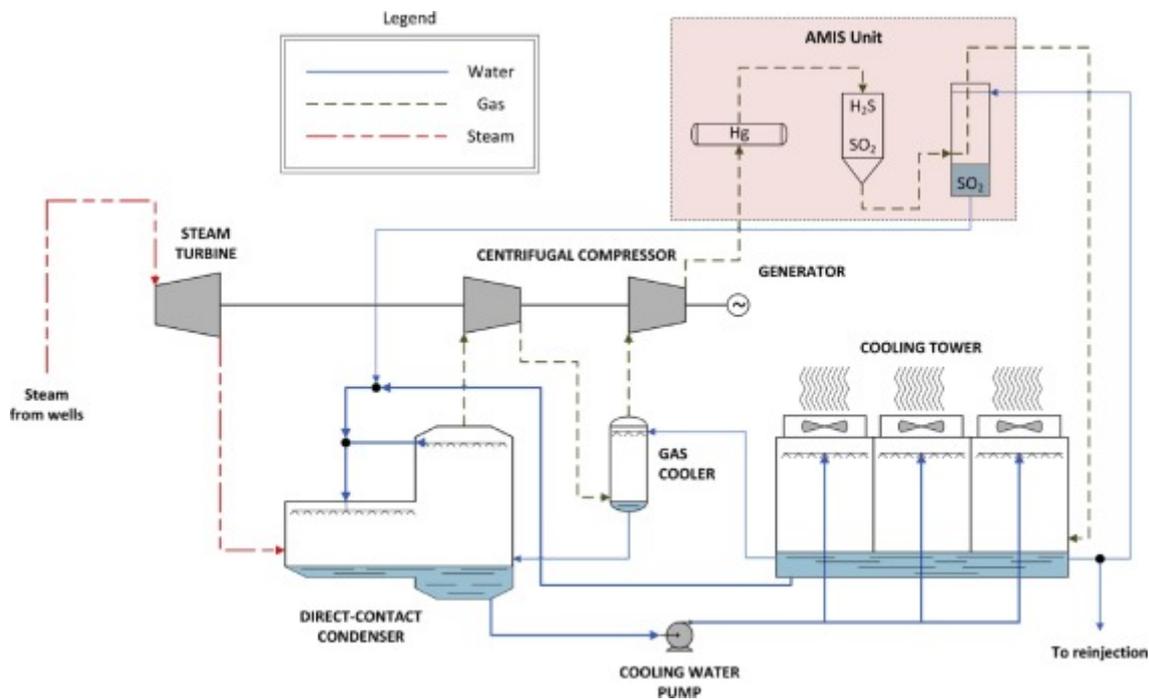


Figure 39 : principe de fonctionnement des centrales italiennes équipées avec le système AMIS de traitement des (GNC) gaz non condensables (Manente et al., 2019).

Les centrales italiennes sont connues pour leur teneur élevée en gaz non condensables (GNC), en moyenne 8 % en poids dans la vapeur alimentant les turbines, principalement du CO<sub>2</sub> (~ 90 %). Les gaz non condensables, H<sub>2</sub>S et mercure, sont traités par le système AMIS depuis les années 2000 – acronyme de Abatement of Mercury and Hydrogen Sulfide – qui est mis en œuvre sur toutes les centrales géothermiques italiennes (Baldacci et al., 2005), mais le CO<sub>2</sub> est quant à lui actuellement rejeté dans l'atmosphère (Manente et al., 2019).

AMIS (Figure 40) est un système qui réduit pratiquement à zéro les émissions naturelles de gaz et métaux associés à la vapeur géothermique. Il effectue trois processus principaux (Baldacci et al., 2005) :

- l'élimination du mercure par absorption chimique ;
- l'oxydation catalytique sélective de H<sub>2</sub>S en SO<sub>2</sub> ;
- l'épuration du SO<sub>2</sub> par l'eau géothermique.

La troisième étape est réalisée dans une colonne garnie, où les gaz sont mis en contact avec de l'eau géothermique contenant de l'ammoniac. Les produits de réaction sont solubles (par exemple, des sulfites). Si l'eau géothermique ne contient pas suffisamment d'ammoniac, certains composés basiques comme l'hydroxyde de sodium (NaOH), ou soude, sont ajoutés. L'ajout de tels produits chimiques à cette étape représente une limitation du système AMIS en termes de coûts d'exploitation (Manente et al., 2019).



Figure 40 : Système AMIS de la centrale de Valle Secolo (Photo Ineris, Décembre 2023).

## Activités autour de la géothermie

Dans le cadre du développement durable, les aspects suivants sont développés : le chauffage, le tourisme (musée et communication auprès des écoles), l'alimentation (fabrication de fromage, de bière...), les serres.

Dans le futur, il est prévu l'extraction du lithium géothermique pour les batteries. ENEL a actuellement un projet en cours, sur la centrale de Cesano, en partenariat avec la compagnie australienne Vulcan qui a créé pour cela une filiale en Italie en propriété partagée.

## Aperçu réglementaire

Le cadre réglementaire comprend trois niveaux d'autorisation :

- demande de concession, gérée par le code minier ;
- permis de construire de la centrale, qui nécessite notamment une étude d'impact environnementale ;
- autorisations globales au niveau régional qui peuvent renforcer les normes d'exploitation avec un suivi régulier sur la sismicité, la subsidence, la non-contamination des aquifères de surface, l'impact sur la biodiversité, les émissions des gaz, la pollution par le mercure etc ...

L'autorisation de l'administration est une condition préalable aux opérations de forage et d'injection. Des campagnes de surveillance, des évaluations de l'indice de corrosion pour les pipelines et une modélisation de la surface (pour démontrer l'absence de risque pour les aquifères) sont des exigences fixées par l'administration.

Il existe 2 à 4 BOP, sur chaque tête de puits, mais comme la pression est généralement basse l'exploitant n'utilise que la valve principale en cas de problème. L'exploitant dispose également de valves pour pouvoir introduire si nécessaire du gaz ou de l'eau dans les puits.

L'exploitant envoie ses données de mesure à l'administration, au moins une fois par an. La surveillance continue englobe l'activité sismique, les mesures d'injection et de production, les émissions de gaz et la qualité de l'air, avec ~ 60 stations de contrôle pour H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> et le mercure. La quantité de données collectées est importante.

De plus à ces données s'ajoutent celles de l'ARPAT (Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale della Toscana), l'agence régionale pour la protection environnementale. Elle s'occupe des risques environnementaux liés à l'exploitation de la géothermie profonde en Toscane et réalise la surveillance, avec ses propres instruments, pour le compte de la Région. Cette agence réalise aussi des contrôles inopinés auprès de l'exploitant. Cette agence s'occupe, notamment :

- de la surveillance des émissions (notamment mercure et H<sub>2</sub>S), ainsi que de la vérification du fonctionnement des systèmes de réduction des polluants installés dans les centrales géothermiques ;
- du monitoring de la qualité de l'air, avec des stations fixes et mobiles, dans les zones d'implantation des centrales géothermiques ;

- de la vérification des données de surveillance récoltées par ENEL en matière d'émissions.

Par ailleurs, ARPAT fournit aussi :

- une assistance technico-scientifique pour l'évaluation de projets et l'expérimentation de techniques visant à améliorer les performances environnementales des centrales ;
- une contribution technique dans le cadre des procédures d'Evaluation d'Impact Environnemental.

Les actions réalisées par ARPAT dans le cadre de l'exploitation géothermique sont détaillées sur la page dédiée à la géothermie de leur site internet (<https://www.arpato.toscana.it/temi-ambientali/sistemi-produttivi/impianti-di-produzione-di-energia/geotermia>). L'ARPAT publie un rapport annuel avec la synthèse des activités réalisées pour la surveillance des zones d'exploitation géothermique.

Enfin, l'ARS (Agenzia Regionale di Sanità), l'agence régionale de la santé, en collaboration avec ARPAT, s'occupe d'évaluer l'impact sur la santé des populations résidant dans les zones d'exploitation de la géothermie en Toscane, à travers des études épidémiologiques. Les résultats de ces études sont publiés par l'ARS sur leur site internet (<https://www.ars.toscana.it/geotermia-e-salute.html>).

Concernant les risques liés à la présence d'un steam cap, ils n'existent pas en Italie car :

- À Larderello, le toit du réservoir se trouve vers 600-800 m, le réservoir est principalement en phase vapeur ; la mise en production semble diminuer les survenues naturelles de fluide géothermal en surface (le site de Larderello, anciennement situé dans la « vallée du diable » est devenu verdoyant depuis l'exploitation de la vapeur) ;
- A Mt Amiata, où le réservoir est à dominante liquide, il n'y a pas de problème de steam cap car le toit du réservoir est plus profond (entre 2 000 et 3 000 mètres) et recouvert d'environ 1 000 m d'argiles. Il existe cependant un « gaz cap » très riche en CO<sub>2</sub> ; la régulation de la pression permet de conserver le réservoir à l'état liquide afin de maîtriser ce problème.

Donc le risque de steam cap n'est pas pris en compte dans la réglementation italienne. Il y a eu, cependant, des cas de survenue naturelle de fluide géothermal (en phase vapeur) en surface pour lesquels la Région Toscane a mis en place une surveillance directe, afin d'évaluer les émissions d'éventuelles substances polluantes (H<sub>2</sub>S, Hg, CO<sub>2</sub>, et.). Cependant, ces situations semblent être ponctuelles et ne sont pas considérées comme un risque majeur.

Au niveau régional, la Regione Toscana a établi des règlements spécifiques aux risques environnementaux :

- Loi régionale 7/2019 : <https://raccoltanormativa.consiglio.regione.toscana.it/articolo?urndoc=urn:nir:regione.toscana:legge:2019-02-05;7>
- Loi régionale 39/2005 : <https://raccoltanormativa.consiglio.regione.toscana.it/articolo?urndoc=urn:nir:regione.toscana:legge:2005-02-24;39>

Au niveau national, le décret législatif 22/2010 est la législation de référence en matière d'exploration et exploitation des ressources géothermiques, notamment en phase de demande d'autorisation, alors que le décret législatif 152/2006 est la législation de référence pour les aspects environnementaux.

En outre, le ministère de l'environnement et de la sûreté énergétique (MASE) a publié en 2016 un guide ([Linee guida per l'utilizzazione della risorsa geotermica a media e alta entalpia – Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica \(mase.gov.it\)](https://www.mase.gov.it/linee-guida-per-l-utilizzazione-della-risorsa-geotermica-a-media-e-alta-entalpia)) avec des directives concernant l'utilisation de la ressource géothermique à moyenne et haute enthalpie, qui comprend : des recommandations en termes de monitoring pour la protection des sols et des eaux souterraines, pour la qualité de l'air, ainsi que pour la surveillance des phénomènes de subsidence, de sismicité induite et des variations de la pression de pore.

Un guide ([Linee guida per i monitoraggi – Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica \(mase.gov.it\)](https://www.mase.gov.it/linee-guida-per-i-monitoraggi)) spécifique à la sismicité induite, aux variations de pression de pore et aux déformations de surface a également été publié par le MASE pour le contexte spécifique de l'exploitation des hydrocarbures, mais il sert aussi aux autres activités anthropiques impactant le sous-sol, y compris la géothermie.

Enfin, pour les demandes d'autorisation de travaux, une étude d'évaluation d'impact environnemental est demandée aux exploitants pétitionnaires. Suite à la procédure de demande, des prescriptions spécifiques peuvent être imposées à l'exploitant en matière d'impact environnemental, sur la base du conseil technique de l'ARPAT, et pour la surveillance de la sismicité induite, sur conseil technique de l'INGV.

# Annexe 3 : L'exploitation géothermique haute enthalpie à Bouillante

## Introduction

La géothermie en Guadeloupe se concentre principalement autour de la centrale géothermique de Bouillante, située sur l'île de Basse-Terre. Des demandes de permis sont en cours pour étendre l'exploitation géothermique dans la partie sud de Basse-Terre, à proximité du volcan de la Soufrière.

La centrale géothermique de Bouillante se compose de deux unités :

- Bouillante 1, mise en service en 1986, qui a une capacité de 4,5 MW et peut produire jusqu'à 30 GWh par an.
- Bouillante 2, mise en service en 2005, ajoute une capacité supplémentaire de 11 MW.

Ensemble, ces unités produisent environ 100 à 110 GWh d'électricité par an, couvrant entre 6 et 7 % de la consommation totale d'électricité de la Guadeloupe.

La centrale exploite des fluides à des températures de 250 à 260 °C, prélevés à des profondeurs comprises entre 500 et 1 000 mètres. Depuis 2014, une partie des fluides est réinjectée dans le sous-sol, tandis que le reste est rejeté en mer après utilisation, à une température de ~ 40°C.

Depuis 2016, la centrale est détenue majoritairement par le groupe Ormat Technologies. L'exploitant a prévu d'augmenter la capacité de la centrale à 45 MW à terme, et a pour cela engagé des investissements pour développer et moderniser les infrastructures existantes.

## Contexte géologique du site de Bouillante

La géologie de l'île de la Guadeloupe trouve son origine dans l'arc insulaire des Petites Antilles. Cette zone de subduction, où la plaque océanique atlantique plonge sous la plaque caraïbe, génère un volcanisme actif (Feuillet et al., 2002). Ce contexte géodynamique favorise la présence de ressources géothermiques à haute enthalpie, particulièrement à l'ouest de la Guadeloupe (Figure 41). Dans ce secteur, le réservoir géothermique haute température (250 °C), associé à l'activité volcanique de la chaîne de Bouillante, a été identifié à faible profondeur (300 m). Ce réservoir est alimenté par des eaux météoriques et marines, et a donné lieu à des manifestations hydrothermales en surface bien avant l'exploitation du site, d'où le nom de « Bouillante » (Traineau et al., 2015). Les manifestations hydrothermales superficielles résultent de la remontée de fluides depuis le réservoir souterrain via des fractures profondes, réchauffant ainsi la nappe phréatique. Ce site a fait l'objet d'une concession minière pour l'exploitation de ses ressources géothermiques à haute enthalpie, accordée jusqu'en 2050 (Figure 41).

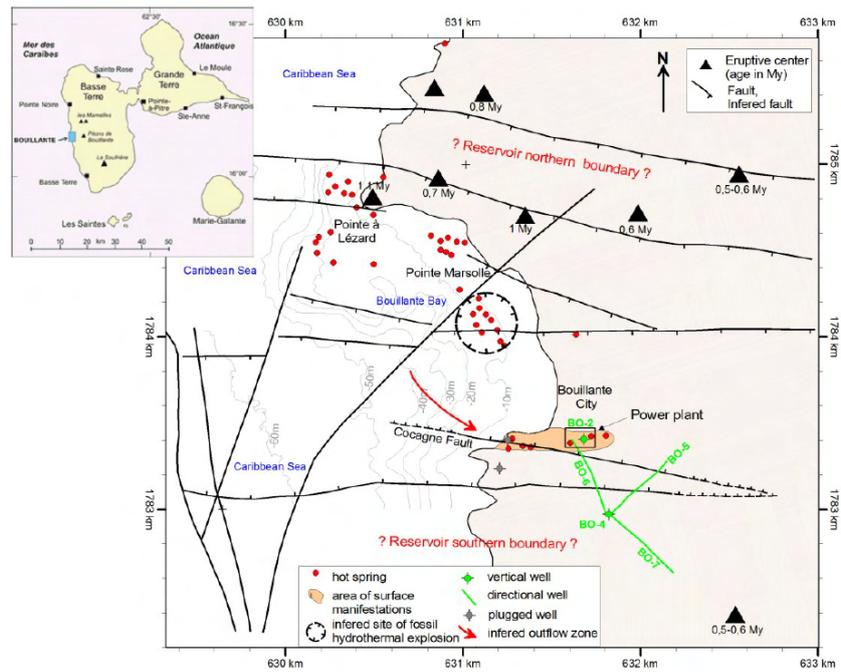


Figure 41 : Localisation et contexte tectonique du site de Bouillante (Traineau et al., 2015).

Bouillante se situe à l'intersection de deux linéaments tectoniques régionaux actifs : (1) la faille régionale de Capesterre-Bouillante, orientée WNW-ESE, qui traverse l'île de Basse-Terre, et (2) la faille régionale sous-marine de Montserrat-Bouillante, orientée NNW-SSE (Bouysse et al., 1988).

Aux alentours de Bouillante, une activité volcanique récente a été identifiée, liée à la « Chaîne Volcanique de Bouillante » (Gadalia et al., 1988). Plusieurs centres éruptifs ont été datés entre 1,1 et 0,5 millions d'années (Sanjuan et al., 2002). Ces éruptions ont produit principalement des matériaux pyroclastiques, allant des andésites basiques aux magmas andésitiques, et quelques coulées de lave.

Ces centres éruptifs au nord immédiat de Bouillante se trouvent dans un corridor WNW-ESE (Figure 41), considéré comme la terminaison en queue de cheval de la faille normale régionale Bouillante-Capesterre (Bouchot et al., 2010). Cette combinaison d'activité volcanique récente et d'activité tectonique est favorable à la mise en place d'intrusions magmatiques peu profondes, qui représentent une source de chaleur pour le développement du système géothermique (Traineau et al., 2015).

Vue en coupe, l'enveloppe du réservoir géothermique a la forme d'un poing, délimité par l'isotherme 240 °C (Figure 42). Il vient se mouler au nord sur la faille dite de Machette, subparallèle à la faille de Cocagne et qui se raccorde à elle en profondeur. La source de chaleur correspondrait à un magma en cours de refroidissement, qui se serait mis en place il y a 0,2 à 1,1 Ma. Les terrains de recouvrement renferment un niveau argileux riche en smectite<sup>17</sup>, résultant de l'altération des terrains en place, qui joue de rôle cap-rock scellant le réservoir de fluide chaud.

<sup>17</sup> Groupe de minéraux argileux à structure gonflante, dont le plus connu est la montmorillonite.

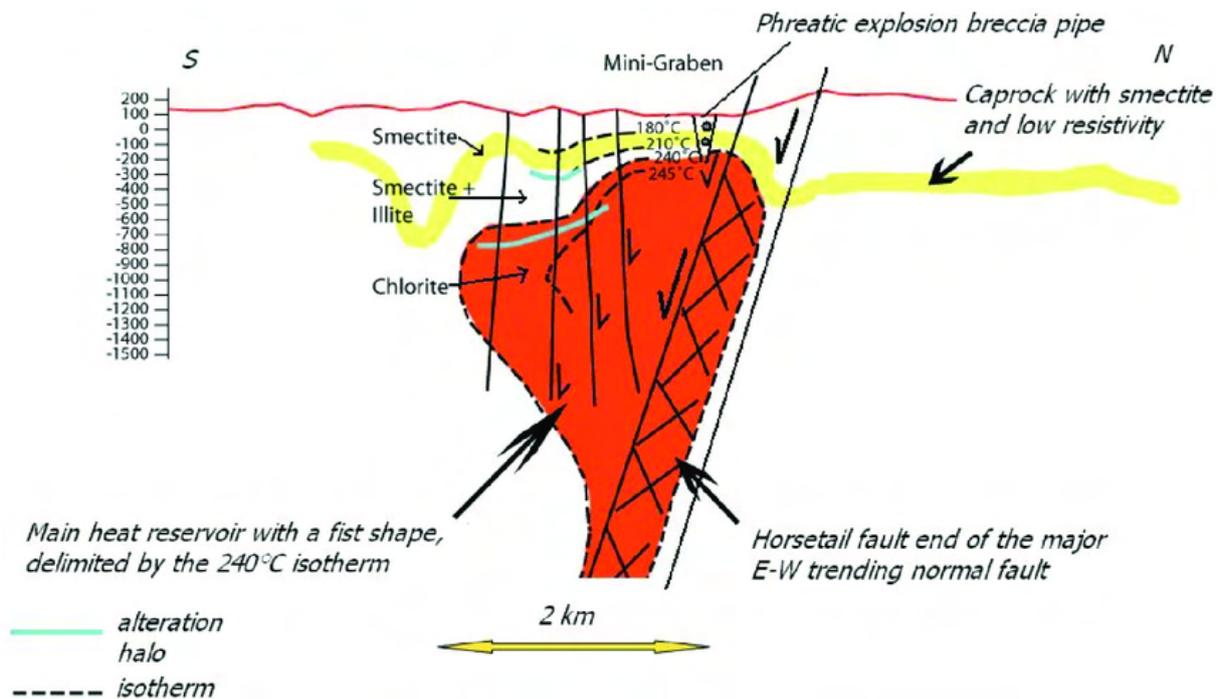


Figure 42 : Modèle conceptuel du réservoir géothermique de Bouillante (Bouchot et al., 2010)

## Exploitation du gisement géothermique

Les recherches sur le site de Bouillante débutent en 1963 par le BRGM. Vers 1970, trois forages sont réalisés en petit diamètre (4 à 6" en tête de puits) : BO-1, BO-2 et BO-3 (Figure 43). Seul le BO-2 est productif et les deux autres sont rebouchés. La centrale géothermique Bouillante-1 est alors construite pour exploiter le seul puits BO-2, avec un débit de production de 100 à 120 t/h. La centrale devient opérationnelle vers 1985-1986, avec une puissance installée de 4,5 MWe. A cette époque, l'exploitation était réalisée sans réinjection, l'eau produite étant rejetée en mer après refroidissement.

Dans les années 2000, la plateforme de forage se déplace à « Plateau », à environ 600 m de distance sur les hauteurs de Bouillante, où sont forés les puits BO-4, BO-5, BO-6 et BO-7 (Figure 43). Atteignant entre 1 500 et 2 500 m, ces puits sont plus profonds que les précédents. Les forages BO-5, BO-6 sont producteurs et leur potentiel est suffisant pour installer une nouvelle turbine de 11 MWe et créer l'unité de production Bouillante-2 (Figure 43). Cela porte la puissance installée à environ 15 MWe, avec un débit de production de 600 t/h. En 2009, lorsque le BO-2 n'est plus exploité, il est décidé d'y réinjecter partiellement le fluide géothermique en sortie du séparateur au débit d'environ 100 t/h. Le BO-4 deviendra ultérieurement un puits injecteur puis finalement un puits d'observation. Le BO-7 qui donne peu, est également utilisé comme puits d'observation.

Dans les années 2022, 2023, sont réalisés les puits BO-8, BO-9, et BO-12 (Figure 43). Seul le premier est vertical, les autres sont déviés. Ces forages ont pour objectif d'augmenter la production de la centrale, avec l'installation à venir de l'unité de production Bouillante 1 bis aussi nommée Bouillante 3. Cela portera la puissance installée à 25 MWe.

En attendant la mise en service de cette dernière unité, aujourd'hui, le fonctionnement de la centrale géothermique de Bouillante peut être décrit comme suit (Figure 44) :

- Captage du fluide géothermique :
  - Les puits de production (BO-5, BO-6 et BO-12) extraient le fluide géothermique à une profondeur de 1 100 à 2 000m et à une température environ 250°C. En remontant, ce fluide, initialement liquide sous haute pression, se vaporise partiellement en raison des pertes en charge dans le casing (tuyauterie du puits). Au niveau zéro mètre, niveau tête des puits, environ 20% du fluide est en phase vapeur à une température d'environ 200°C et une pression d'environ 8 à 10 bars-a ;
- Transport et séparation :

- Le mélange vapeur/eau est acheminé depuis la plateforme des puits jusqu'au séparateur via un réseau de conduites. Une étape de séparation haute pression (HP) ( $P=6,5$  bars-a et  $T=163^{\circ}\text{C}$ ) sépare la vapeur de l'eau, (le premier flash est réalisé lors de la montée du fluide géothermal dans le puits). La vapeur HP représente environ 20% du mélange, et l'eau séparée HP ou saumure, 80% ;
- La vapeur HP obtenue passe dans un filtre (sécheur), pour obtenir une vapeur sèche, après élimination des dernières gouttelettes et particules solides et métalliques ;
- Production d'électricité :
  - La vapeur HP est envoyée vers les turbo-alternateurs Bouillante 1 et 2, équipés de turbines à vapeur conventionnelles, tournant à 5 400 et 7 900 tours/min l'inverse. La vapeur est admise à une pression de 6 bars-a et  $165^{\circ}\text{C}$ . L'énergie thermique est convertie en énergie mécanique (grâce à la turbine), puis en énergie électrique par des alternateurs couplés aux turbines ;
  - La turbine de Bouillante 1 utilise également de la vapeur basse pression (BP) obtenue via une étape supplémentaire de vaporisation (2<sup>ème</sup> flash) de l'eau séparée HP dans un séparateur BP à 1,4-1,5 bars-a, améliorant ainsi le rendement thermodynamique ;
  - Le Groupe Turbo Alternateur produit une tension à 5,5 kV. Cette tension est surélevée à 63 KV grâce à un transformateur de Géothermie Bouillante permettant d'alimenter le réseau d'EDF ;
- Condensation :
  - Les deux groupes turbo-alternateurs (GTA) utilisent un condenseur à colonne barométrique avec de l'eau de mer pour condenser la vapeur ayant travaillé dans la turbine. Ce système crée un vide partiel de 75-100 mbar, optimisant le rendement de conversion et éliminant presque intégralement l'émission de panache de vapeur. Les condensats mélangés à l'eau de mer sont évacués via des bassins de mélange ;
- Gestion des gaz incondensables :
  - Le groupe de vide sur chaque GTA permet de maintenir le vide créé par la condensation, et les incondensables sont évacués par la cheminée (pression légèrement supérieure à la pression atmosphérique). Ils représentent 0,5 % au maximum de la production de vapeur ;
- La réinjection dans le réservoir :
  - Le puits BO8, récemment foré, est utilisé pour réaliser la réinjection, avec un débit l'ordre de 110 t/h depuis l'été 2023 (à la suite de problèmes techniques, le puits BO-2 n'est plus utilisé aujourd'hui comme puits injecteur, c'est un puits d'observation) ;
  - Le BO-4 est aussi utilisé pour la réinjection : celle-ci se fait au débit de 80-100 t/h ; mais il peut être utilisé comme de production aussi.
  - Le fluide géothermique restant est refroidi en dessous de  $45^{\circ}\text{C}$  par mélange avec de l'eau de mer (utilisée comme fluide de refroidissement) avant d'être rejeté dans la baie de Bouillante.

Lors de la mise en service de l'unité de production Bouillante 1 bis, il y aura, dans la nouvelle configuration de l'exploitation, 3 puits producteurs implantés en altitude sur le plateau : BO5, BO6 et BO12. Plus bas, au niveau de la centrale, le puits BO2 sera toujours utilisé comme puits d'observation. BO8 servira à la réinjection avec un débit faible car il est assez superficiel, et l'essentiel de la réinjection sera réalisée au puits BO9.

La nouvelle unité de production sera située au lieu-dit plateau, hors du bourg de Bouillante. Cette unité sera constituée par une nouvelle turbine ORC à cycle binaire (échangeur de chaleur utilisant un fluide réfrigérant, le même fluide utilisé dans les systèmes frigorifiques comme fluide caloporteur).

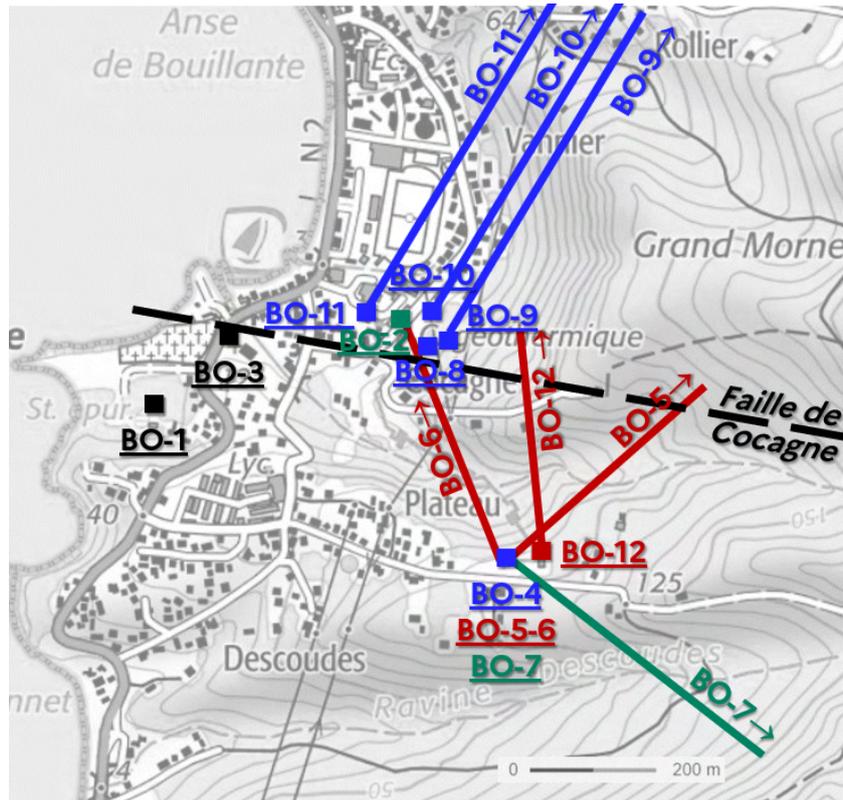


Figure 43 : Localisation et trajectoire des puits de Bouillante ainsi que leur fonction à la date de 2021 (d'après ORMAT, 2021c). **Légende** : les têtes des puits sont représentées par des carrés et leurs trajectoires par des traits ; bleu = puits d'injection, vert = puits d'observation, rouge = puits de production, noir = puits abandonné

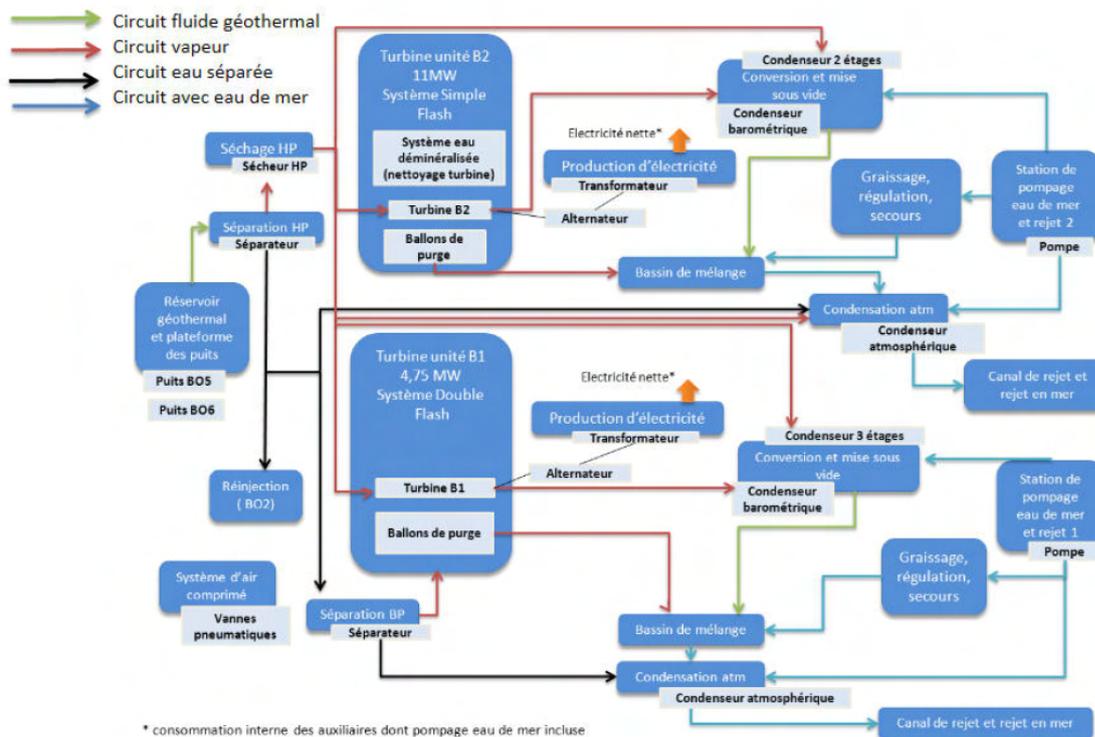


Figure 44 : Schéma général de l'organisation et du principe de fonctionnement actuel de la centrale de Bouillante à la date de 2021 (source : [étude d'impact pour le dossier de DAOTM – site de Bouillante](#))

## Risque d'ébullition ou de steam cap dans le réservoir de Bouillante

### Historique du risque d'ébullition à Bouillante de 1997 à 2015

Rappelons qu'entre 1997 et 2002, le puits BO-2 était seul en exploitation. Malgré un débit de production de seulement 100 à 120 t/h, le rabattement induit, c'est-à-dire l'abaissement du niveau du fluide dans le réservoir, a été suffisant pour créer une baisse de pression dans le réservoir et amener le fluide géothermal aux conditions d'ébullition, d'autant qu'à l'époque la réinjection n'était encore pratiquée (Traineau et al., 2015). C'est ce qui a été à l'origine d'un début de steam cap en 1999 (Figure 45, point de mesure de 1999).

Ce steam cap a toutefois eu un impact limité en surface, avec l'augmentation de quelques manifestations hydrothermales qui sont passées du type « source chaude » (température < 100°C) au type « fumerolle » (température > 100°C). Cette modification a également pu être caractérisée grâce à l'analyse géochimique d'une source, la source dite « Tuyau » située dans la ville de Bouillante (Sanjuan et al., 2010). La salinité de cette source a diminué en lien avec une contribution de plus en plus importante de vapeur dans l'aquifère qui l'alimentait. Aujourd'hui, cette source n'est plus visible car elle se trouve sous la plateforme de l'unité de production Bouillante 2. D'autre part, des remontées de vapeur ont été observées dans un caniveau situé derrière la centrale, en lien avec la mise en exploitation du BO-2.

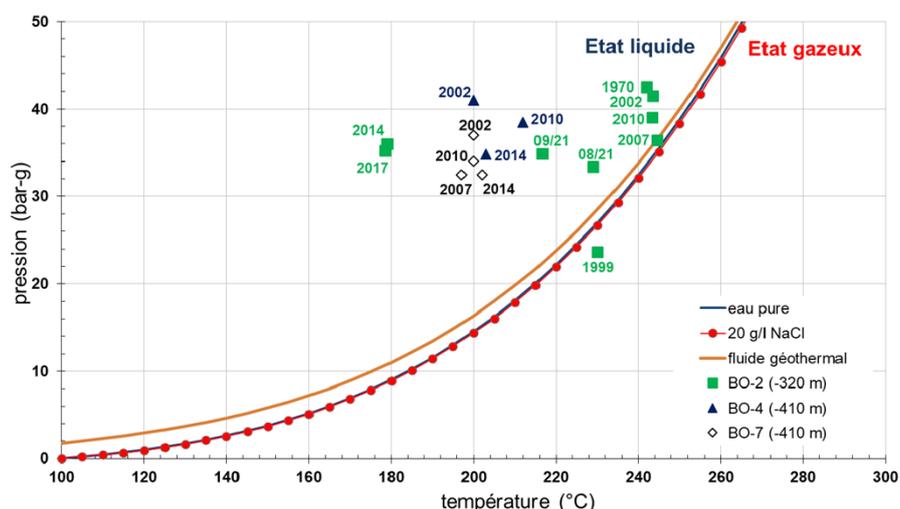


Figure 45 : Diagramme pression-température avec courbe d'ébullition de l'eau pure et du fluide géothermal (salinité de 20 g/l, 0,073 %<sub>masse</sub> de CO<sub>2</sub>) (Lopez and Armandine Les Landes, 2021)

Ensuite, en 2002 le puits BO-2 a été fermé et les puits BO-5 et BO-6 ont été mis en exploitation à une profondeur plus importante que le BO-2 (600-800 m) et dans des niveaux plus perméables. Dans cette configuration, en extrayant la même quantité de fluide dans le réservoir, le rabattement était plus faible et se passait à une profondeur plus importante. Ainsi, les conditions d'exploitation s'éloignaient de celle de l'ébullition faisant disparaître le steam cap (Traineau et al., 2015). L'exploitation des puits BO5 et BO-6 et l'arrêt du puits BO-2 ont également eu des répercussions sur la géochimie de la source Tuyau qui est redevenue « normale ». A noter que cette source change de composition géochimique en fonction de la teneur en vapeur du réservoir, c'est donc un bon marqueur de l'état thermodynamique (proche ou pas de l'ébullition) du réservoir.

En 2005 – 2008, la seconde unité a été mise en exploitation (Bouillante 2, 11 MW) et le débit de production est passé de 150 t/h à 600 t/h (Figure 46). Cela a induit à nouveau une baisse rapide de la pression dans le réservoir et le steam cap est réapparu (Figure 45, point de mesure de 2007). Pour éliminer le steam cap, il a alors été décidé de limiter la baisse de pression dans le réservoir, en ramenant le débit de production à 450 t/h (Figure 46). Pour confirmer l'effet de ces opérations, le puits BO2, qui était alors fermé, a été transformé en puits d'observation car il avait été observé, grâce à des relevés de pression - température dans les puits de production, que la baisse de pression dans le BO2 reflétait assez bien la pression au toit du réservoir (Traineau et al., 2015). Un calcul de corrélation a été réalisé afin de connaître la pression dans le réservoir en fonction de celle mesurée en tête de puits et donc, en suivant ce paramètre, de rester éloigné des conditions d'ébullition. C'est ce qui a conduit au premier

seuil de pression de 8,6 bar-g. Notons qu'à cette époque, l'injection dans le puits BO-2, n'était pas encore opérationnelle.

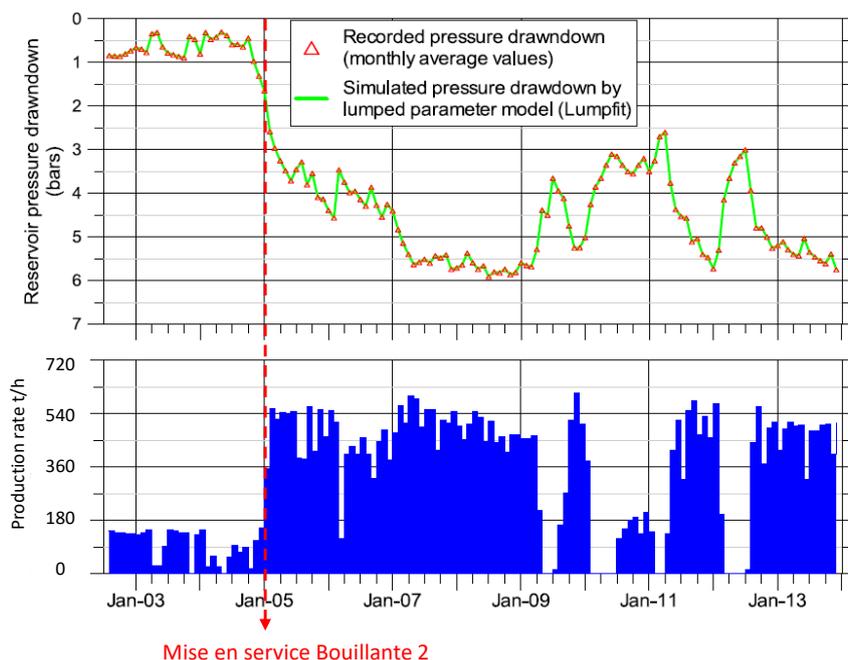


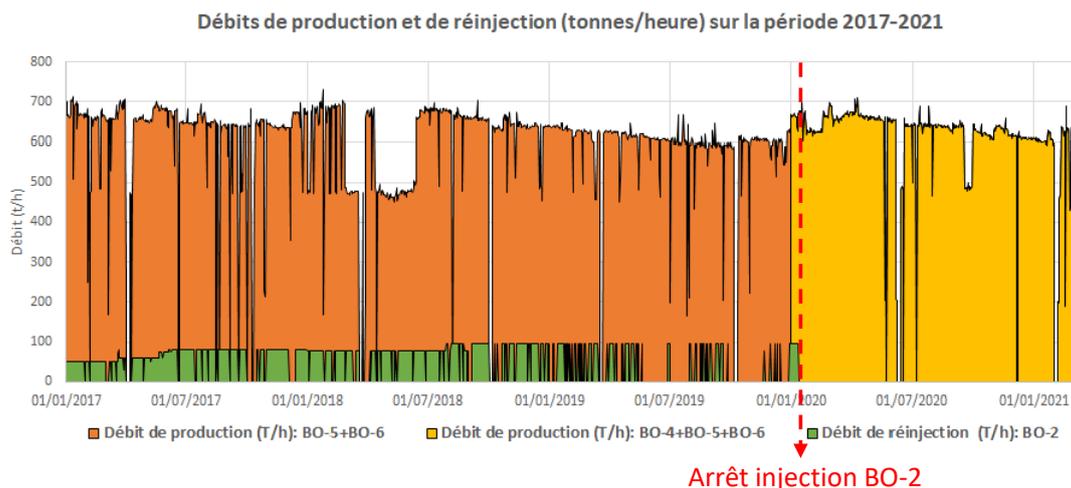
Figure 46 : Débit de production et baisse de pression du réservoir observée entre juillet 2002 et 2013 (Traineau et al., 2015), avec réduction de pression simulée à l'aide du logiciel LUMPFIT (Traineau et al., 2015).

La réinjection au niveau du puits BO-2a été mise en service définitivement à partir de 2014. Dès le début de la réinjection, le toit du réservoir a été refroidi et le seuil de pression a pu être abaissé au niveau du BO-2, permettant ainsi d'augmenter le débit de fluide et donc de production (Traineau et al., 2015). La réinjection était réalisée dans le puits BO-2 avec ~ 20% de la saumure issue du séparateur à la température de 163°C pour empêcher la précipitation de la silice et éviter le risque de percée du front froid et de refroidissement des puits de production.

La profondeur du puits de réinjection est comprise entre 300 et 330 m et est située très près de la zone de fracture du réservoir (faille de Cocagne) et à seulement 500-700 m des deux zones d'alimentation de production BO-5 et BO-6 (Traineau et al., 2015). La saumure restante après le séparateur est refroidie en dessous de 45°C par mélange avec de l'eau de mer avant d'être rejetée dans la baie de Bouillante (Traineau et al., 2015).

### Historique du risque d'ébullition à Bouillante de 2015 à 2023

En 2016, après la reprise par Ormat de l'exploitation de la centrale, le débit de réinjection est monté à environ 100 t/h (Figure 47). En effet, à partir du moment où le toit du réservoir est refroidi, à 170 – 180°C, la pression peut être abaissée en tête du puits BO-2 à 6 ou 7 bar-g, sans risque majeur de création de vapeur dans le réservoir. Quand la réinjection fonctionne, les risques de production de vapeur sont donc maîtrisés. Cependant, il est difficile de maintenir un système de réinjection opérationnel car il faut des pompes qui supportent un fluide à haute température et il y a des problèmes liés à la précipitation de la silice dans les conduites et dans les paliers de la pompe (cf. § 4.4).



*Figure 47 : Débits de production et de réinjection (tonnes/heure) pour la période 2017-2021 (Lopez and Armandine Les Landes, 2021).*

En 2021, suite à l'arrêt de l'utilisation du BO-2 comme puits injecteur, ORMAT a proposé de modifier l'exploitation de la centrale comme suit afin de reprendre la production, ce qui a été accepté par la DEAL (ORMAT, 2021) :

- Le refroidissement du toit de réservoir dans le bourg de Bouillante est assuré par l'injection dans le BO-8 qui atteint 500 m de profondeur. Il remplace le puits BO-2 pour la réinjection, ce dernier étant partiellement colmaté par des précipitations de silice. La réinjection réalisée au BO-8 se fait à environ 110 t/h depuis l'été 2023, le niveau de 110 t/h a été atteint par paliers progressif en commençant à 40 t/h. et le puits BO-2 est utilisé comme puits d'observation ;
- A la demande de l'Administration, le BO-4 est aussi utilisé pour la réinjection : celle-ci se fait au débit de 80-100 t/h. Cependant, le BO-4 se situe dans une faille différente de celle qui forme le réservoir principal (la faille de Cocagne), cette réinjection n'a qu'un impact limité sur les conditions au toit du réservoir.

Ces mesures ont permis de reprendre la production à 650 t/h et de refroidir le toit du réservoir situé dans le bourg de Bouillante. Il est donc actuellement réinjecté environ 200 t/h soit environ 30 % du fluide produit.

A terme, l'objectif de l'exploitant est de réaliser l'essentiel de la réinjection au puits BO9 avec un débit visé de 470 t/h. Ce puits est dirigé vers le nord, avec une profondeur de 1 900 m : toutefois, c'est un puits non tubé sur toute sa longueur, ce qui permettra une injection à partir de 600 m de profondeur. Il s'agit d'une réinjection profonde dans le réservoir, destinée à le maintenir en pression. Le point d'injection doit être suffisant éloigné du point de production pour éviter un court-circuit géothermique, mais pas trop éloigné sinon l'injection devient inefficace.

### Risque d'ébullition ou d'éruption phréatique dans le recouvrement du réservoir

Une question qui se pose est de savoir si des phénomènes de vaporisation ne peuvent pas avoir lieu, non pas au toit du réservoir (situé à 300 m de profondeur), mais au-dessus, entre le toit du réservoir et la surface. Cette possibilité impliquerait la présence d'une nappe phréatique dans le recouvrement, au-dessus du réservoir, dans le secteur de Bouillante.

Les profils de température réalisés dans le puits BO-2 montrent une augmentation en forme de marche d'escalier dans la zone de la couverture du réservoir, située entre 150 et 200 m de profondeur (Lopez and Armandine Les Landes, 2021). Cette variation brusque pourrait correspondre à un changement de phase au sein de la couverture du réservoir, déjà présent à l'état naturel depuis au moins 1993 (Lopez and Armandine Les Landes, 2021).

La comparaison entre les profils de température statique et la lithologie relevée dans le puits BO-2 montre qu'entre 150 et 200 m de profondeur, le décrochage en température se situe au même niveau que celui de pertes constatées au moment du forage. Ce niveau est situé dans des laves massives, dont la perméabilité pourrait être réduite par la présence de niveaux argileux, et conduire au

confinement de cet aquifère (Lopez and Armandine Les Landes, 2021). Cependant, en l'état actuel des connaissances, cette zone n'est pas considérée comme un aquifère (Lopez and Armandine Les Landes, 2021). Par conséquent, la quantité de fluide susceptible d'être mobilisée en cas d'ébullition resterait limitée, ce qui impliquerait que le risque d'éruption hydrothermale soit a priori faible.

A noter que lors de séismes majeurs en Guadeloupe et il n'a pas été rapporté de manifestations significatives sur le site de Bouillante. Les séismes survenus entre 2003 et 2009 n'ont pas eu d'impact, notamment ceux de 2003-2004 dont la magnitude a atteint 5-6. Cependant, on sait que dans d'autres contextes, des séismes voire de fortes pluies peuvent être des déclencheurs d'éruptions phréatiques.

### Risque d'émissions de gaz

Avant l'exploitation, la zone de Bouillante présentait des émanations naturelles de vapeur et de gaz ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ). Lors de la construction de la centrale, la zone marécageuse a été remblayée, réduisant ou supprimant de nombreuses manifestations de surface. Actuellement, des émissions de  $\text{CO}_2$  persistent, mais le  $\text{H}_2\text{S}$  est piégé au sommet du réservoir en réagissant avec les aquifères superficiels, au centre du bourg au niveau de BO-2.

La centrale est la principale source de gaz, car la réinjection est limitée (~200 t/h réinjectées contre ~650 t/h extraites). En effet, en sortie des turbines il y a un groupe de vide qui extrait les gaz non condensables de la phase vapeur, et les rejette dans l'atmosphère. La teneur en gaz non condensables est de l'ordre de à 0,4 % (Traineau et al., 2015). En fonction des conditions météorologiques, une légère odeur d' $\text{H}_2\text{S}$  peut parfois être perceptible autour de la centrale. Il est également possible que des fumerolles apparaissent localement, et cela entraînerait des concentrations d' $\text{H}_2\text{S}$  plus élevées uniquement dans des situations très spécifiques, ce qui n'est pas le cas actuellement, grâce à la gestion du réservoir pour qu'il reste en phase liquide.

