



Guide de bonnes pratiques pour la maîtrise de la sismicité induite par les opérations de géothermie profonde

**Guide de bonnes pratiques
pour la maîtrise de la sismicité induite
par les opérations de géothermie profonde**



Comité de rédaction

BRGM

Julie Maury

Mariane Peter-Borie

Pascal Dominique

Ineris

Francesca De Santis

Emmanuelle Klein

Isabelle Contrucci

Crédits iconographiques

Les photographies et figures de cet ouvrage appartiennent au BRGM et à l'Ineris.

Couverture

Chantier d'un forage de géothermie profonde © BRGM – Thomas Klinka (Alsace, 2015)

Édition

Cet ouvrage est une co-édition du BRGM et de l'Ineris. Le suivi a été assuré par Amanda Hoffbourg et Frédéric Simien (responsable BRGM Éditions).

Réalisation  EliLoCom

ISBN : 978-2-7159-2826-8
© BRGM Éditions, 2023
3, avenue Claude Guillemin
BP 36009
45060 Orléans Cedex 2, France

ISBN : 978-2-85498-025-7
Ineris, 2023
Parc Technologique Alata
BP 2
60550 Verneuil-en-Halatte, France

Préface

Nous savons maintenant depuis plus d'un siècle que certaines activités anthropiques, comme l'exploitation de mines souterraines ou le creusement de tunnels, peuvent générer des séismes. Sous le terme de sismicité induite, ce phénomène provoqué par des interventions techniques d'envergure menées dans le sous-sol a été observé et étudié en premier lieu en Afrique du Sud dans les mines d'or, puis dans les bassins houillers de notre vieux continent.

À de rares exceptions près, ces séismes sont de très faibles amplitudes et sont à peine perceptibles en surface. Ces séismes induits, observés dans le monde ont néanmoins pu parfois causer des dommages économiques et humains.

La géothermie profonde opérée dans des zones avec une activité tectonique doit intégrer ce risque.

Pour tout projet de géothermie profonde, il est essentiel de mieux connaître la géologie du sous-sol impacté par ces travaux et comprendre les phénomènes naturels, notamment sismiques, susceptibles d'être activés par les travaux, afin de minimiser leur probabilité et leur intensité. Avec la loi du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets, le législateur a imposé aux exploitants de ces travaux miniers la production d'un mémoire répondant à ces deux objectifs. Aussi, l'exploitant sera mieux préparé pour définir et mettre en œuvre les mesures nécessaires pour garantir la protection de la population, de l'environnement, des biens et des bâtiments, en tenant compte des conditions géologiques locales, de la conception du forage et des conditions d'exploitation, notamment durant les périodes transitoires.

La maîtrise de l'aléa sismique passe par la mise en œuvre, par les exploitants, d'un processus de surveillance et d'un pilotage affiné de leurs opérations de forage et de sollicitation du réservoir.

La publication de ce guide intervient par ailleurs quelques mois après une réforme en profondeur du Code minier, qui améliore la prise en compte des enjeux environnementaux liés aux activités minières.

Au titre de leur responsabilité première, les exploitants des projets de géothermie profonde, qui sont à l'origine des risques et impacts générés par leurs activités d'exploration et d'exploitation, notamment la sismicité induite, doivent en assurer la maîtrise.

Les services de l'État apportent leur éclairage sur le cadre réglementaire pour une meilleure prise en compte des enjeux environnementaux et instruisent avec rigueur les dossiers déposés.

C'est dans ce nouveau cadre renforcé que les inspecteurs issus des directions régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL), de la direction régionale et interdépartementale de l'Environnement, de l'Aménagement et des Transports (DRIEAT) en Île-de-France et des directions de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DEAL) en Outre-Mer ainsi que des services déconcentrés assurent en continu, sur le terrain, leurs missions de contrôle et d'encadrement des activités minières.

Enfin, la bonne gestion des projets de géothermie doit s'appuyer sur la mobilisation collective, autour des exploitants, des pouvoirs publics, des filières professionnelles de la géothermie, du public, des riverains, des élus et des associations.

Plus largement, l'ambition du présent guide est donc d'apporter à l'ensemble des acteurs un ensemble d'informations de nature à leur permettre d'appréhender au mieux les problématiques liées à la sismicité induite par les activités d'exploration et d'exploitation de géothermie, et à la maîtrise des risques et des nuisances.

Aussi, je tiens à remercier les auteurs du guide pour leur travail, qui s'inscrit pleinement dans les objectifs partagés de modernisation de l'action de l'administration, et permet plus de transparence, d'efficacité et de compréhension partagée par tous les acteurs des opérations de géothermie profonde.

Cédric Bourillet

Directeur général de la prévention des risques
Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires

Sommaire

Préface	3
Avant-propos.....	9
1 Introduction.....	10
2 Présentation et définition de la géothermie profonde et des différentes méthodes d'exploitation associées	11
2.1. La géothermie profonde : définition, typologie et méthodes d'exploitation associées	11
2.1.1. Contexte général et définition.....	11
2.1.2. Exploitation de la géothermie profonde : type de système géothermique exploité, organisation de l'exploitation et technologies mises en œuvre	12
2.1.3. Le contexte français.....	20
2.2. Exploitation d'un système géothermique : étapes et réglementation.....	22
2.2.1. Étapes clés pour exploiter l'énergie géothermique	22
2.2.2. Contexte réglementaire applicable à la géothermie profonde	23
3 Définitions, spécificités et mécanismes de la sismicité induite.....	26
3.1. Sismicité naturelle et sismicité induite	26
3.2. Définitions et grandeurs caractéristiques de la sismicité	28
3.2.1. L'aléa, le risque, et la perception du risque.....	28
3.2.2. La magnitude.....	28
3.2.3. L'intensité	29
3.2.4. Les paramètres de mouvement du sol	30
3.2.5. Effet de site et phénomènes associés.....	32
3.3. Les mécanismes en jeu	33
3.3.1. Les mécanismes de glissement le long des failles à l'origine de la sismicité en géothermie	33
3.3.2. Les glissements asismiques	35
3.4. Caractéristiques générales de la sismicité induite par géothermie profonde.....	35
3.5. La sismicité induite à travers le monde.....	36
4 Déploiement de la géothermie et sismicité induite : vue d'ensemble et cas d'études	38
4.1. Vue d'ensemble sur les incidents sismiques.....	38
4.1.1. En France	38
4.1.2. En Europe	39
4.1.3. Dans le monde.....	40

4.2. Présentation des cas d'études.....	42
4.2.1. Classement des projets sélectionnés selon le type de système géothermique.....	44
4.2.2. Caractéristiques des projets et des cas d'études sélectionnés.....	45
4.2.3. Discussion sur la sismicité et sur la représentativité de la base de données choisie.....	48
5 Retour d'expérience sur les cas d'études et identification des facteurs de prédisposition de l'aléa incident sismique	49
5.1. Facteurs intrinsèques	49
5.1.1. L'influence du type de système géothermique	49
5.1.2. L'influence des conditions naturelles d'écoulement des fluides	52
5.1.3. L'influence des structures préexistantes et de l'état de contraintes	53
5.1.4. L'influence de la connexion hydraulique avec le socle et de la distance socle-réservoir	54
5.1.5. L'influence de la profondeur du réservoir	56
5.1.6. L'influence de l'aléa sismique naturel.....	57
5.1.7. L'influence de la température du réservoir.....	58
5.2. Paramètres opérationnels	59
5.2.1. L'influence des méthodes d'exploitation de la ressource géothermale.....	59
5.2.2. L'influence du type d'opération	60
5.2.3. L'influence de la phase post-injection	61
5.2.4. L'influence du volume total injecté	62
5.2.5. Influence de la pression d'injection et de l'injectivité	64
5.3. Synthèse sur les facteurs de prédisposition	65
6 Définition et évaluation de l'aléa incident sismique d'un projet	68
6.1. État de l'art sur les méthodes d'évaluation de l'aléa existantes	68
6.2. Les fondements de la méthode d'évaluation de l'aléa de ce guide	69
6.3. Définition des niveaux d'aléa	71
6.4. Les moments clés pour l'évaluation et la réévaluation du niveau d'aléa : préconisations.....	72
6.5. Préconisation pour l'évaluation et la réévaluation du niveau d'aléa à chaque moment clé	75
6.5.1. Évaluation initiale de l'aléa (avant tout forage)	75
6.5.2. Évaluation de l'aléa post forage	78
6.5.3. Évaluation de l'aléa au cours de développement du puits	79
6.5.4. Évaluation de l'aléa au regard de la connectivité interpuits	81
6.5.5. Évaluation de l'aléa au cours de l'exploitation du réservoir.....	82
6.5.6. Évaluation de l'aléa avant l'arrêt définitif de l'exploitation.....	82
6.6. Niveau d'aléa et mémoire technique : quelques éléments de cadrage	83
6.7. Exemples d'application sur des cas d'étude	83
7 Caractérisation et surveillance du réservoir : recommandations et bonnes pratiques.....	85
7.1. Mesures, données et savoirs nécessaires à chaque étape du projet	85

7.1.1. Données et savoirs à acquérir en phase de prospection, avant tout forage	85
7.1.2. Données et savoirs à acquérir au cours et juste après le forage	87
7.1.3. Données et savoirs à acquérir au cours du développement du puits	90
7.1.4. Site multipuits : caractérisation de la connexion entre les puits.....	91
7.1.5. Phase d'exploitation du site	92
7.2. Modèles et calculs nécessaires à l'évaluation du comportement du réservoir et au pilotage de l'exploitation, traitement de l'incertitude	92
7.3. Surveillance microsismique : bonnes pratiques et recommandations	93
7.3.1. Exigences de base.....	95
7.3.2. Renforcement du réseau sismique	95
7.3.3. Performances techniques attendues des réseaux sismiques et modalités associées à la surveillance microsismique.....	96
7.4. Proposition pour le suivi des glissements asismiques	97
7.5. Acquisition de données, réalisation de modèles et mémoire technique : quelques éléments de cadrage.....	98
7.6. Gouvernance des données et modèles	98
8 Pilotage des opérations de géothermie profonde : bonnes pratiques pour éviter l'incident sismique	100
8.1. État de l'art sur les systèmes de feux de signalisation (TLS)	100
8.1.1. TLS : principes et exemples	100
8.1.2. Les TLS combinés à des approches statistiques et/ou empiriques prédictives	102
8.1.3. Atouts et limites des TLS	103
8.2. Recommandations générales pour la mise en œuvre des TLS	104
8.2.1. Principes généraux.....	104
8.2.2. Seuils TLS et actions opérationnelles associées	104
8.2.3. Les critères sismiques et hydrauliques clés du TLS	105
8.3. Recommandations relatives au pilotage des opérations, liens avec le TLS.....	107
8.3.1. Cas particulier de la phase de forage	107
8.3.2. Cas particulier durant la phase d'exploitation et de la fin de vie.....	107
8.3.3. TLS et pilotage : implications pour la surveillance, le traitement et l'interprétation des données	108
8.4. Recommandations relatives à la définition en amont des protocoles opérationnels et à la capitalisation des connaissances	109
8.4.1. Généralités sur le protocole opérationnel.....	109
8.4.2. L'élaboration d'un protocole opérationnel.....	110
8.4.3. Compléments pour l'élaboration d'un protocole de stimulation	111
8.4.4. Capitalisation des connaissances sur la réponse sismique à chaque étape du projet.....	112
8.5. Les suites à donner en cas de sismicité inattendue	113

9	Bibliographie	114
10	Glossaire	123
	Annexe 1. Sismicité et mouvements du sol	129
	Annexe 2. Relation entre les grandeurs physiques caractérisant la sismicité	131
	Annexe 3. Les mécanismes à l'origine de la sismicité en géothermie	134
	Annexe 4. Liste des incidents sismiques recensés à l'échelle européenne	136
	Annexe 5. Synthèse des cas d'études analysés.....	138
	5.A. Systèmes contrôlés par porosité matricielle	138
	5.A.A. Bassin parisien	138
	5.A.B. Bassin nord-allemand.....	139
	5.A.C. Margretholm et Thisted (bassin danois).....	139
	5.B. Systèmes à contrôle mixte	140
	5.B.A. Bruchsal (Allemagne) et Riehen (Suisse).....	140
	5.C. Systèmes contrôlés par failles et fractures.....	141
	5.C.A. Bouillante.....	142
	Annexe 6. Application de l'estimation du niveau d'aléa pour les cas d'études.....	143
	6.A. Cachan (GCA1)	143
	6.A.A. Évaluation initiale de l'aléa pour Cachan.....	143
	6.B. Bruschal (GB II)	144
	6.B.A. Évaluation initiale de l'aléa pour Bruschal.....	144
	6.B.B. Évaluation de l'aléa post-forage pour Bruschal.....	144
	6.B.C. Évaluation de l'aléa au cours de l'exploitation pour Bruschal.....	144
	6.C. Unterhaching (Gt Uha2).....	145
	6.C.A. Évaluation initiale de l'aléa pour Unterhaching	145
	6.C.B. Évaluation de l'aléa post-forage pour Unterhaching.....	146
	6.C.C. Évaluation de l'aléa post-développement pour Unterhaching.....	146
	6.C.D. Évaluation de l'aléa au regard de la connectivité inter-puits pour Unterhaching.....	146
	6.D. Soultz (GPK3)	147
	6.D.A. Évaluation initiale de l'aléa pour Soultz-Sous-Forêts.....	147
	6.D.B. Évaluation de l'aléa post-forage pour Soultz-sous-Forêts.....	147
	6.D.C. Évaluation de l'aléa post-développement pour Soultz-Sous-Forêts	148
	6.D.D. Évaluation de l'aléa au regard de la connectivité inter-puits pour Soultz-sous-Forêts	148
	6.E. Bouillante (BO2)	149
	6.E.A. Évaluation initiale de l'aléa pour Bouillante	149

6.E.B. Évaluation de l'aléa post-forage pour Bouillante.....	149
6.E.C. Évaluation de l'aléa au cours de l'exploitation pour Bouillante.....	149

Annexe 7. Description détaillée des modèles nécessaires à l'évaluation du comportement du réservoir et au pilotage de l'exploitation, traitement de l'incertitude.....150

7.A. Modèle conceptuel de réservoir	150
7.B. Modèle géologique.....	151
7.C. Modèle hydraulique ou hydrothermique.....	151
7.D. Analyse géomécanique	151
7.E. Traitement de l'incertitude.....	152

Annexe 8. Méthode de détection des failles et fractures perméables dans les puits. 153

Annexe 9. Synthèse des caractéristiques des réseaux sismiques et des systèmes TLS pour certains projets géothermiques 154

Annexe 10. Approches prédictives de la sismicité induite et systèmes de feux de signalisation adaptatifs (ATLS).....155

Avant-propos

La réforme du Code minier intervenue en 2021 a introduit à l'article L. 164-1-2 de nouvelles dispositions imposant aux porteurs de projet géothermique de produire des mémoires pour d'une part mieux connaître la géologie du sous-sol exploré et d'autre part, mieux comprendre et prévenir les phénomènes naturels comme la sismicité susceptible d'être activée par ces travaux.

C'est dans ce contexte que ce guide a été élaboré à la demande de la direction générale de la prévention des risques (DGPR) au sein du ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires et de la direction générale de l'énergie et du climat (DGECL) au sein du ministère de la Transition énergétique.

Il a été produit conjointement par le Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM) et l'Institut national de l'environnement industriel et des risques (Ineris) dans le cadre de leur mission d'appui aux pouvoirs publics.

Il a fait l'objet d'une relecture par l'Association Française des Professionnels de la Géothermie (AFPG) ainsi que par deux experts académiques du domaine, MM. Benoît Valley (Université de Neuchâtel) et Jean Schmittbuhl (Université de Strasbourg) qui sont ici remerciés pour leurs commentaires avisés.

--

Ce guide, qui se veut un reflet de l'état de l'art s'adresse aux professionnels de la **géothermie profonde**. Il peut aussi éclairer l'ensemble des parties prenantes (associations, riverains, autorités, y compris les DREAL...) sur les risques sismiques et les moyens de les prévenir.

Il propose des recommandations et bonnes pratiques en relation avec l'état de l'art, les concepts et les connaissances à la date d'édition ; il fera l'objet d'une mise à jour après un retour d'expérience de quelques cas d'application ainsi que sur la base de l'évolution des technologies.

Les avis, recommandations, préconisations ou équivalent ont pour objectif de conseiller les porteurs de projets. Par conséquent, la responsabilité des auteurs et des relecteurs de ce guide ne peut pas se substituer à celles des porteurs de projet, seuls responsables des interprétations qu'ils pourraient réaliser sur la base de ce document.

Ce guide fait appel à du vocabulaire technique et scientifique. Pour la bonne compréhension de tous, les termes explicités dans le glossaire sont identifiés au fil du texte au moyen d'un changement de couleur.

--

Composition du comité de rédaction :

Au BRGM

Maury Julie
Peter-Borie Mariane
Dominique Pascal

À l'Ineris

De Santis Francesca
Klein Emmanuelle
Contrucci Isabelle

Conformément aux procédures qualité des deux organismes ce guide a également fait l'objet d'une vérification technique et scientifique par MM. Karim Ben Slimane, Christophe Didier (pour le BRGM) et Hafid Baroudi (pour l'Ineris).

1. Introduction

La géothermie profonde, qui consiste à extraire la chaleur à des profondeurs supérieures à deux cent mètres et pouvant atteindre plusieurs kilomètres pour produire de l'électricité et/ou de la chaleur, est une source d'énergie renouvelable et non intermittente qui peut contribuer à la transition vers un mix énergétique moins carboné et moins émetteur de gaz à effet de serre. Seule une faible part du potentiel géothermique mondial est aujourd'hui exploitée et de nombreux pays, dont la France, ont inscrit dans leurs objectifs un développement accéléré de cette activité dans les prochaines décennies. Néanmoins, comme toutes les activités industrielles impactant le sous-sol, la géothermie profonde peut s'accompagner de sismicité induite. Celle-ci est généralement de faible **magnitude** ($M < 2$) et n'occasionne que très rarement des dommages aux structures et infrastructures de surface. Elle apparaît pourtant comme l'une des premières causes de nuisances pour les populations exposées, les gîtes géothermiques se développant généralement au plus proche de la demande en énergie, c'est-à-dire à proximité immédiate de zones urbanisées. Plusieurs exemples récents en France et en Europe montrent que la sismicité induite peut rapidement conduire à l'arrêt voire à l'abandon définitif des projets, et ce, dès lors que les vibrations en surface dépassent le seuil de perception humaine.

Ce guide de bonnes pratiques, élaboré conjointement par l'Ineris et le BRGM dans le cadre de leurs missions respectives d'appui aux pouvoirs publics, s'adresse à l'ensemble des parties prenantes de la filière (industriels, élus et administrations). Il vise à donner des éléments de cadrage pour évaluer l'aléa incident sismique selon la typologie de réservoir géothermique et le réévaluer itérativement afin que la méthode d'exploitation soit la mieux adaptée au projet et à son développement. Plus précisément, une stratégie de révision de l'aléa incident sismique est proposée à chaque phase clé de développement d'un projet, sur la base de données et critères factuels, pour si besoin, adapter en conséquence les étapes techniques du projet, ainsi que les outils de prévention et de maîtrise de l'aléa incident sismique.

Ce guide énonce aussi des recommandations concernant les données indispensables à acquérir, ainsi que pour consolider les connaissances acquises au travers de **modèles** afin d'anticiper autant que possible le comportement hydro-mécanique du réservoir en cours d'opérations et pour dimensionner et gérer un réseau de surveillance microsismique quand le niveau d'aléa le nécessite. Il pose aussi les bases pour définir les protocoles opérationnels pour conduire et piloter les opérations en fonction des technologies mises en œuvre et au regard de la microsismicité détectée. Précisons toutefois ici que ce guide n'a pas vocation à fixer des valeurs seuils limites d'injection et/ou de production. Celles-ci sont nécessairement spécifiques à chaque site, compte tenu de la diversité des projets, des objectifs des exploitants, et de la complexité des interactions fluides-roches dans le sous-sol profond sollicité à la fois par les forces tectoniques locales et le **forçage industriel**.

L'ensemble de ces recommandations pratiques est précédé de quatre grandes parties. La première partie décrit les typologies de **réservoirs géothermiques** ainsi que les méthodes d'exploitation et présente le cadre réglementaire en vigueur. La seconde partie s'attache à expliciter les spécificités de la sismicité induite dont le principal moteur est la perturbation anthropique du sous-sol, comparativement à la sismicité naturelle. Les parties suivantes donnent une vue d'ensemble de la situation de la France, 2^e producteur d'énergie géothermique en Europe, et dressent le retour d'expérience (REX) de nombreux projets dans le monde, représentatifs des typologies de réservoir présentes en métropole et en outre-mer. Ce REX, qui met en évidence les facteurs environnementaux, ainsi que les paramètres opérationnels qui contrôlent l'occurrence de la sismicité, est à la base des préconisations formulées dans les chapitres suivants.

2. Présentation et définition de la géothermie profonde et des différentes méthodes d'exploitation associées

Ce chapitre a pour objectif de préciser et définir les éléments-clés de l'exploitation de l'énergie géothermique profonde. Il se décline en deux parties, la première rappelle la définition adoptée en France, explicite le vocabulaire associé et décrit les technologies associées à l'exploitation de la géothermie profonde ; la seconde partie rappelle succinctement les étapes clés menant à l'exploitation de l'énergie géothermique profonde et y associe les obligations réglementaires en France.

2.1. La géothermie profonde : définition, typologie et méthodes d'exploitation associées

2.1.1. Contexte général et définition

La géothermie regroupe l'ensemble des technologies qui permettent d'exploiter l'énergie emmagasinée sous forme de chaleur dans le sous-sol. L'énergie géothermale est disponible partout dans le monde : la Terre est un réservoir énergétique immense qui offre une ressource durable et non-intermittente indépendamment des conditions météorologiques. L'énergie calorifique du sous-sol peut être valorisée pour produire de la chaleur, du froid ou encore pour générer de l'électricité.

La température du sous-sol augmente avec la profondeur. C'est ce que l'on appelle le gradient géothermal. En moyenne en France, la hausse est de 3,3 °C par 100 m dans les premières dizaines de kilomètres. **La géothermie profonde** (voir <https://www.geothermies.fr>, AFGP (2021), et Figure 1), **extraie l'énergie** à des profondeurs **supérieures à 200 m et pouvant atteindre plusieurs kilomètres**. À ce jour, les technologies valorisent la chaleur pour produire de l'électricité et/ou de la chaleur pour alimenter directement des réseaux de chaleur ou des procédés industriels ou agricoles. En 2020, 700 MW thermiques et 17,2 MW électriques sont issus de la géothermie profonde en France (AFGP, 2021).

Ce guide traite uniquement de la géothermie profonde dont les caractéristiques en termes de types de systèmes exploités, d'organisation de l'exploitation et de technologies utilisées sont décrites dans le paragraphe suivant.

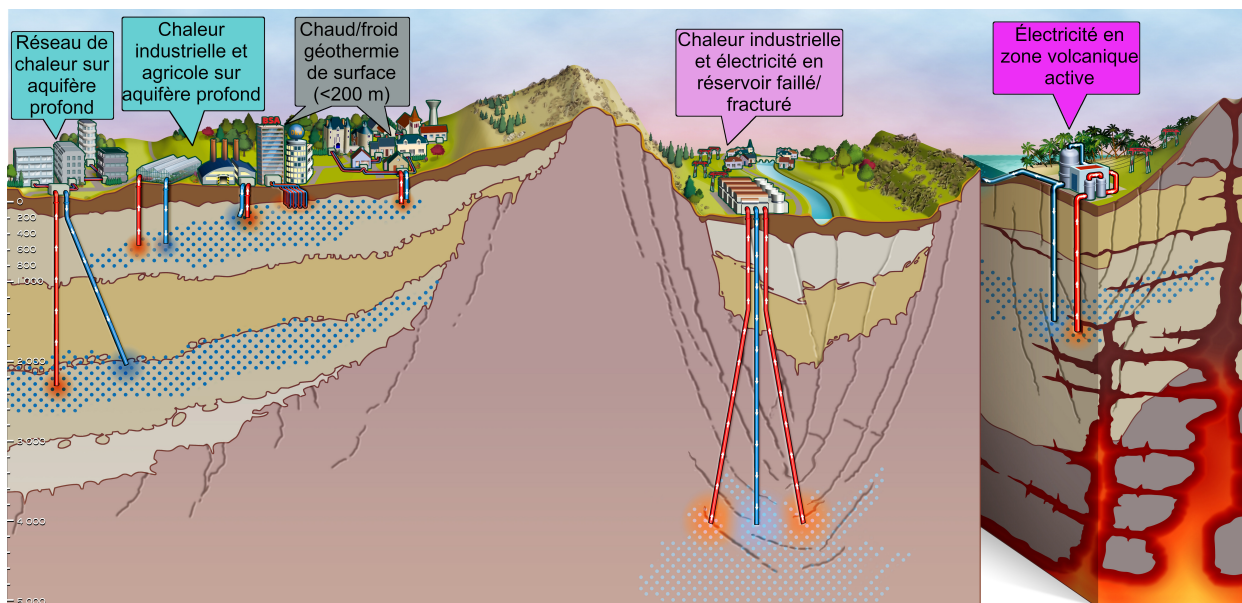


Figure 1 : Exemples d'application des géothermies profondes (> 200 m) et superficielles (< 200 m). Différents contextes géologiques sont représentés : un **bassin intracratonique** de type bassin de Paris, un **fosse d'effondrement** tel que le fossé rhénan et en **contexte volcanique** actif tel que la Guadeloupe. Voir section 2.1.2 pour plus de détails sur ces types de système (modifié d'après <https://www.geothermies.fr/>).

2.1.2. Exploitation de la géothermie profonde : type de système géothermique exploité, organisation de l'exploitation et technologies mises en œuvre

La géothermie profonde permet d'extraire l'énergie du sous-sol dans différents contextes géologiques, hydrogéologiques et thermiques (comme illustrés sur la Figure 1), sur la base desquels on peut classer les **types de systèmes géothermiques** (Figure 2, 1^{re} ligne et détaillés dans la section 2.1.2.1 ci-après). Dans chacun de ces contextes, ou types de systèmes géothermiques, et selon la quantité d'énergie que l'on souhaite extraire et/ou la dimension du système géothermique, un ou plusieurs puits peuvent être dédiés à l'extraction du fluide géothermique (puits producteur) ainsi qu'à la réinjection du fluide une fois ses calories prélevées (puits réinjecteur). **Différentes organisations de l'exploitation** peuvent donc exister comme décrit dans la section 2.1.2.2 et illustré en Figure 2, 2^e ligne. Enfin, lorsque cela s'avère nécessaire, la capacité à produire ou à réinjecter le fluide de chacun des puits peut être accrue (Figure 2, 3^e ligne) en faisant appel à une ou plusieurs **technologies** détaillées dans la section 2.1.2.3. Celles-ci sont basées à la fois sur l'adaptation de la géométrie des puits vis-à-vis du réservoir exploité, ainsi que sur des techniques de stimulations pour améliorer les propriétés hydrauliques à proximité des puits.

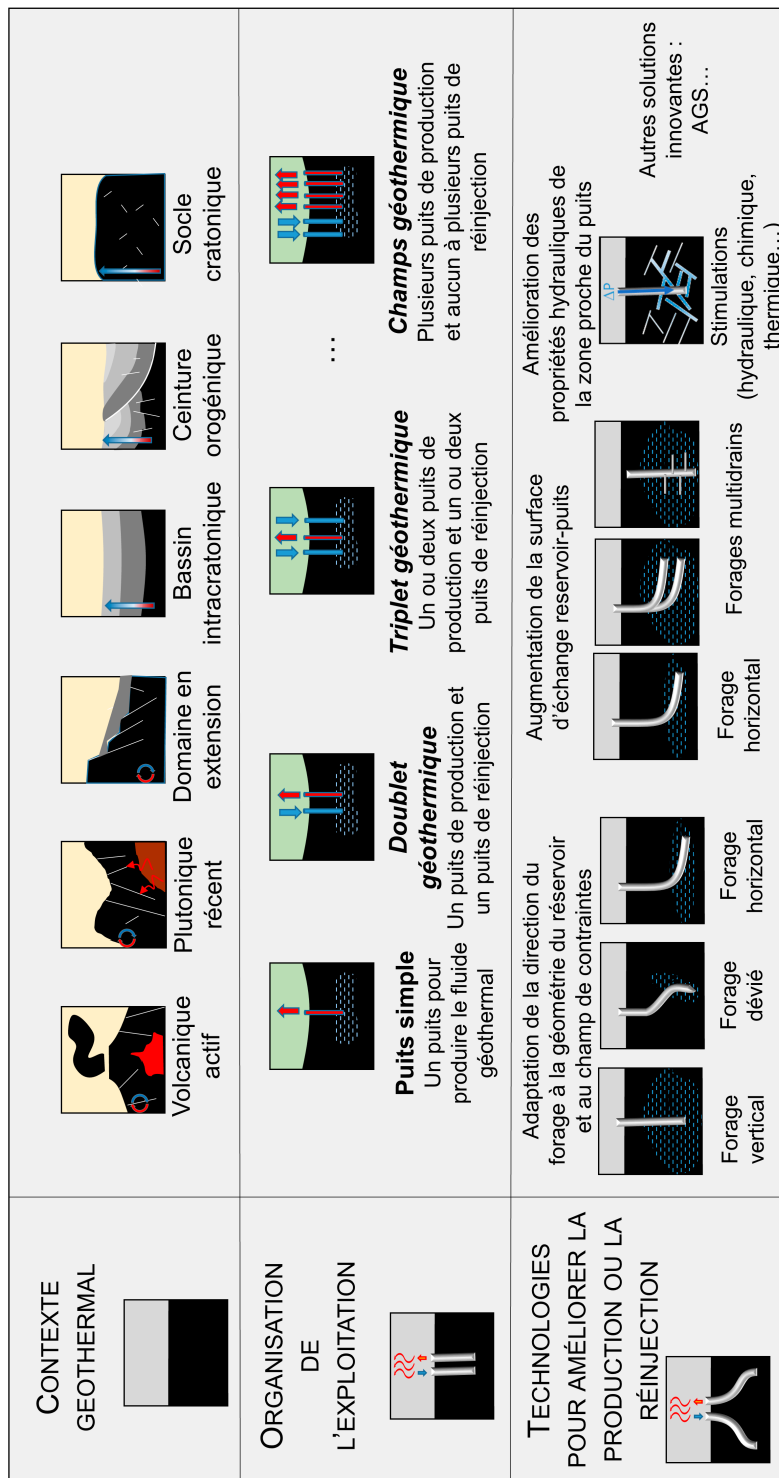




Figure 2 : Géothermie profonde : type de système géothermique, organisation de l'exploitation et exemples de technologies pouvant être mises en œuvre pour accroître la capacité d'un puits à produire ou à réinjecter un fluide.  : processus convectifs ;  : processus conductifs.


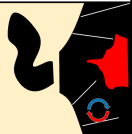
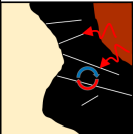
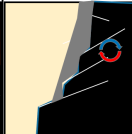
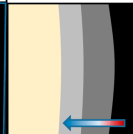

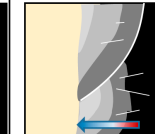
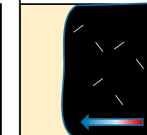
2.1.2.1. Classification des systèmes géothermiques

Différentes classifications des systèmes géothermiques ont été proposées, notamment à travers la température et l'**enthalpie** du système (e.g. Haenel et al., 1988; Sanyal, 2005), l'**exergie** (Lee, 2001), ou encore les caractéristiques **pétrophysiques** du réservoir (Moeck, 2014). Nous proposons ici de reprendre et d'adapter la classification proposée par Moeck (2014), calquée sur la logique et la systématique pétrolière de définition des *play types* (traduit ici par « type de système »), qui intègre à la fois les aspects géologiques et hydrogéologiques et qui laisse présager les méthodes d'exploitation à considérer. Dans l'industrie pétrolière, le type de système est déterminé par le cadre géologique stratigraphique ou structural particulier, défini par la roche mère, la roche-réservoir et le mode de piégeage des hydrocarbures. Adapté à la géothermie, **le type de système géothermique peut être défini par sa source de chaleur, les contrôles géologiques sur le transfert de chaleur, la capacité de stockage de la chaleur et du fluide s'il existe, et sur le potentiel d'extraction économique de la chaleur**. En effet, l'environnement géologique ne contrôle pas seulement le type de système, il contraint également le choix de la technologie de récupération de la chaleur à mettre en œuvre (Moeck, 2014).

Le Tableau 1 synthétise et illustre les différents types de systèmes géothermiques. Moeck (2014) distingue **deux grandes familles de systèmes**, basées sur le mode de transfert de la chaleur (Figure 3) :

- Les systèmes contrôlés par un **transfert de chaleur dominé par la convection** (Figure 3a), attestant d'une capacité du fluide à circuler à travers des discontinuités naturelles (**failles** et **fractures**) **sur une épaisseur suffisante pour la mise en place de cellules de convection** ; ils sont identifiés selon trois contextes géologiques :
 - **volcaniques actifs** (Tableau 1, 1^{re} ligne), où la chaleur provient du magma et la circulation des fluides se fait à travers les failles et les fractures (dans une moindre mesure à travers la **porosité** de certaines roches) ;
 - **plutoniques récents** (Tableau 1, 2^e ligne), où la chaleur provient de magmas récemment refroidis ou en cours de refroidissement et la circulation des fluides se fait à travers un réseau de failles et fractures ;
 - **domaines en extension** (Tableau 1, 3^e ligne), associés à une déformation extensive de la croûte terrestre ; les domaines en extension sont caractérisés par la présence de **failles normales** qui délimitent des **fossés d'effondrement** ou **grabens** et qui contrôlent en grande partie les écoulements dans le système géothermique.
- Les systèmes contrôlés par un **transfert de chaleur dominé par la conduction** (Figure 3b), et pour lesquels il peut y avoir un écoulement des fluides géothermaux à travers les pores de la roche et/ou à travers des discontinuités naturelles (**failles** et **fractures**) ; on distingue en allant des systèmes généralement les plus perméables aux moins perméables :
 - les **bassins intracratoniques** (Tableau 1, 4^e ligne), dans lesquels se développent des **aquifères** à la faveur des couches sédimentaires poreuses et perméables déposées dans le bassin ;
 - les **systèmes de ceinture orogénique** (Tableau 1, 5^e ligne), caractérisés à la fois par des dépôts sédimentaires potentiellement aquifères (poreux et perméables) et par la présence de nombreuses failles accommodant les déformations tectoniques de la zone et qui contrôlent une partie des écoulements dans le système géothermique ;
 - les **systèmes pétrothermaux de socle** (Tableau 1, 6^e ligne), se développent dans des massifs rocheux anciens, très peu poreux et perméables et dont la fracturation ne permet pas une circulation importante des fluides (colmatage, étanchéification par la précipitation de minéraux, état des contraintes ne permettant plus la réouverture des discontinuités), mais dont la température peut être importante du fait notamment de l'énergie radiogénique de la roche.

Tableau 1 – Classification des différents types de systèmes géothermiques en fonction des contrôles géologiques sur la source de chaleur et le transfert de chaleur et illustration par des exemples de sites typiques (d'après Moeck, 2014, modifié).

Transfert de chaleur	Contexte géothermal	Illustration	Gammes de températures (T) et de profondeurs (P) les plus couramment exploitées	Exemples	Type de système géothermique Classification adoptée dans ce guide
 Convection dominante	Volcanique actif Systèmes se développant dans les zones volcaniques actives		T : 70-350 °C P : 500 m-3000 m	Bouillante, Guadeloupe, France	Contrôle failles/fractures
	Plutonique récent Systèmes se développant autour de plutons magmatiques récemment intrudés et refroidis		T : 100-350 °C P : 1500 m – 4000 m	Larderello, Italie	
	Domaine en extension Systèmes se développant à la faveur d'une dynamique tectonique extensive, se traduisant par la formation de fossés d'effondrements		T : 150-240 °C P : 2500 m - 5 000 m	Soultz-sous-Forêts, France	
	Bassin intracratonique Systèmes associés à des couches sédimentaires aquifères, en zone tectonique non-active		T : < 150 °C P : 500 m – 2 000 m	Bassin de Paris, France	Contrôle porosité matricielle
 Conduction dominante	Ceinture orogénique Systèmes associés à des couches sédimentaires plus ou moins aquifères et à des failles et fractures issues d'une activité tectonique importante		T : < 160 °C P : 500 m – 3500 m	Bassin molassique bavarois, Allemagne	Contrôle mixte porosité matricielle et failles/fractures
	Système pétrothermal de socle Système se développant dans un massif rocheux peu perméable d'un craton *		T : 150-320 °C P : 3500 - 5500 m	Projet Forge, États-Unis	Contrôle failles/fractures

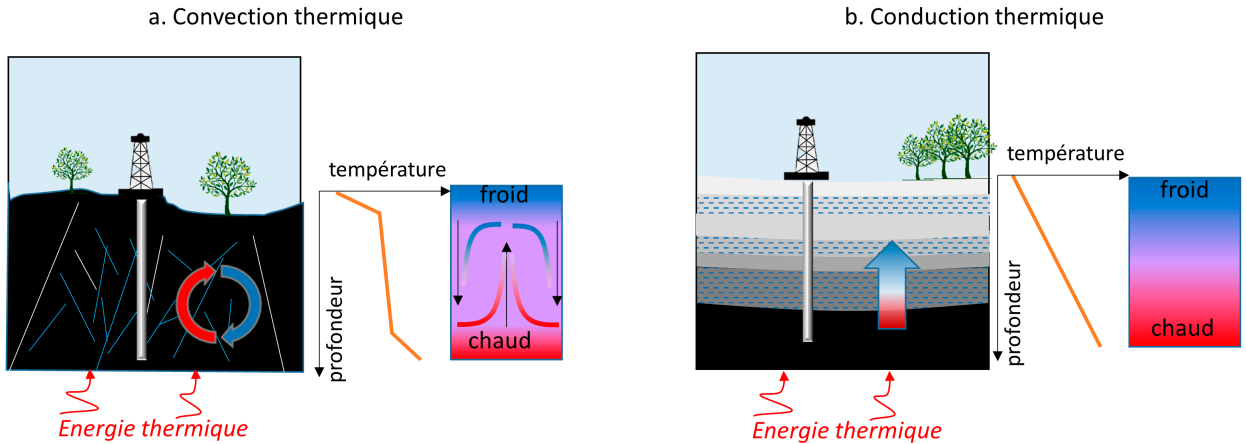


Figure 3 : Mode de transfert de la chaleur convectif (a) et conductif (b) dans la croûte terrestre et exemple de contexte géologique associé. a. Convection thermique qui résulte en une température homogénéisée sur la hauteur des cellules de convection (**gradient géothermique** quasi nul dans la zone de convection). L'écoulement des fluides est indiqué par les flèches. b. Conduction thermique, qui résulte en un gradient thermique constant avec la profondeur.

Ces deux grands types de systèmes géothermiques, et sous-types, issus de la classification établie par Moeck (2014) peuvent être regroupés en **trois grandes familles**, à la base de la classification adoptée dans la suite de ce guide (cf. chapitre 5) :

- **les systèmes contrôlés par les failles et fractures**, dans lesquels on retrouve tous les systèmes avec un mode de transfert de la chaleur convectif (système volcanique actif, plutonique récent et domaine en extension), ainsi que les systèmes pétrothermaux de socle ;
- **les systèmes à contrôle mixte par la porosité et perméabilité de matrice rocheuse et par la porosité et perméabilité de failles et fractures** : ce sont les **systèmes de ceinture orogénique**;
- **les systèmes contrôlés par la porosité et perméabilité de matrice** : ce sont les **systèmes de bassins intra-cratoniques** dans lesquels se trouvent des couches sédimentaires aquifères.

L'extraction de l'énergie géothermique dans ces différents systèmes se fait par le biais de forages profonds (ou puits), qui permettent de faire circuler un fluide dans le **réservoir géothermique**. Par réservoir géothermique, nous entendons ici un milieu rocheux chaud, poreux et/ou fracturé. L'énergie calorifique contenue dans ce milieu peut être mobilisée par transfert de chaleur et de masse en exploitant le fluide géothermique (principe du **doublé** géothermique par exemple) ou par échange conductif (échangeur fermé type sonde), pour la production de chaleur et/ou d'électricité. En fonction des systèmes géothermiques, les réservoirs peuvent présenter des caractéristiques géologiques et des propriétés hydrauliques différentes (porosité, perméabilité, fracturation naturelle de la roche et fluide sous forme liquide, vapeur ou **supercritique** notamment). Dans le cas d'une exploitation ouverte, si la perméabilité n'est pas suffisante, des technologies pour l'améliorer peuvent être employées pour permettre la production d'énergie de façon économique. Selon la quantité d'énergie à extraire et le type de système géothermique, le nombre et l'organisation spatiale des puits peut différer ; ce point est explicité dans le paragraphe suivant.

2.1.2.2. Organisation des forages d'un projet de géothermie profonde

Pour un type de système géothermique donné, l'usage envisagé de l'énergie géothermique va conditionner la quantité d'énergie à extraire, ce qui va impacter la conception et la géométrie de l'exploitation (Figure 2, 2^e ligne).

L'extraction de l'énergie géothermale repose soit :

- sur un **site d'exploitation** formé d'un forage de production unique ou regroupant quelques forages proches (doublets, **triplets** ou quadruplés qui s'organisent le plus souvent en un forage qui produit le fluide géothermique et un ou deux forages pour le réinjecter) (Figure 4 à gauche) ;
- sur des **champs d'exploitation**, tel qu'à Larderello en Italie, avec plusieurs forages dédiés à la production du fluide (Figure 4 à droite). Le fluide géothermique est ensuite soit réinjecté totalement ou partiellement dans d'autres forages dédiés à la réinjection ou est rejeté dans une aire dédiée (en mer, dans des cuvettes qui deviennent avec le temps des lacs ou dans l'air si le fluide est gazeux) en fonction de la nature du fluide et des caractéristiques du réservoir (réinjection possible ou pas).

Dans le cadre de ce document, le terme de **projet de géothermie** est utilisé pour nommer un site ou un champ d'exploitation donné, celui-ci étant composé d'un ou plusieurs forages sur lesquels sont réalisées des **opérations** (tests et développement avant exploitation, maintenance en cours d'exploitation), notamment celles pour accroître la capacité d'un puits à produire ou à réinjecter un fluide et qui sont traitées dans la section suivante.

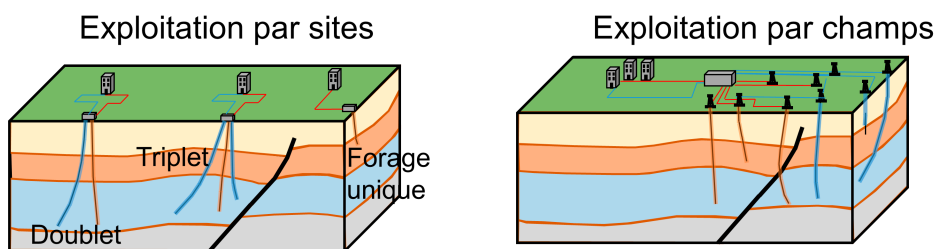


Figure 4 : Exemples d'organisation d'exploitations géothermiques : par site (à gauche) ou par champs (à droite). Le schéma représente des opérations avec un usage de chauffage collectif, mais peut être appliqué pour d'autres usages tels que le chauffage industriel et/ou la production d'électricité.

2.1.2.3. Différentes technologies d'exploitation géothermique

L'exploitation de la chaleur géothermique profonde se fait le plus souvent par la production, grâce à un forage, du fluide géothermique circulant naturellement dans le réservoir. Une fois les calories retirées de ce fluide, celui-ci peut être réinjecté dans le même réservoir, et dans certaines conditions particulières soumises à autorisation en France, dans un réservoir différent ou en surface. Le débit d'exploitation dépend de plusieurs paramètres, mais il est globalement compris entre 100 et 300 m³/h pour les exploitations géothermiques du Bassin parisien (e.g. Hamm et al., 2020) et du fossé rhénan (Reinecker et al., 2019 ; <https://geoenvi.brgm.fr/en/node/2369>).

Lorsque, à la fin du forage ou en cours de vie de l'ouvrage, le débit de production et/ou de réinjection du puits est insuffisant au regard du besoin du projet, il est possible de recourir à différentes méthodes et technologies pour accroître ce débit (Figure 2, 3^e ligne). À ce jour, elles sont principalement basées sur l'adaptation de la géométrie du puits aux caractéristiques du réservoir ou sur l'amélioration des propriétés hydrauliques du réservoir autour du puits (stimulations) :

- il est possible d'augmenter la surface d'échange entre le puits et le réservoir, et de ce fait, accroître le débit du fluide extrait du réservoir, grâce à l'**adaptation de la géométrie du puits** : les puits déviés, les forages horizontaux

ou constitués de plusieurs drains (Figure 2, 3^e ligne) permettent d'augmenter la surface de contact entre le puits et le réservoir (e.g. Fraija et al., 2002; Hamm et al., 2019; Nair et al., 2017). Par exemple, dans le système géothermique contrôlé par une porosité de matrice du Bassin parisien, où les réservoirs sont dans les couches sédimentaires, des géométries de puits avancées ont permis d'accroître la **productivité** comme à Cachan (forage subhorizontal) ou à Vélizy-Villacoublay (forage multi-drains ; AFGP, 2021) ;

- l'amélioration des propriétés hydrauliques du réservoir en agissant par des procédés chimiques, thermiques ou hydrauliques. Ces procédés sont regroupés sous le terme générique de **stimulations**, bien que ce terme regroupe des procédés et des impacts qui diffèrent. Les procédés mis en œuvre visent à :

- **Améliorer la perméabilité** dans la matrice rocheuse par **dissolution** de la matière : c'est la **stimulation chimique**¹ qui impacte plutôt le volume proche puits (les premiers mètres autour du puits). Par exemple :

- dans les systèmes géothermiques contrôlés par la porosité de la matrice rocheuse, tel que le bassin de Paris, des acidifications (stimulation chimique) sont fréquemment réalisées dans les puits afin de dissoudre les résidus et déchets liés au forage, tels que les boues de forage, **d'augmenter l'ouverture des pores de la roche réservoir** ou encore pour augmenter localement le rayon du forage (Hamm et al., 2019) ;
- dans le contexte d'un système géothermique contrôlé par les failles et fractures, tel que dans le fossé rhénan, outre la dissolution des résidus et déchets liés au forage, la stimulation chimique vise généralement à dissoudre le remplissage des discontinuités (failles ou fractures, e.g. Portier et al., 2009). Au-delà de l'ouverture de chemins de circulation dans ces discontinuités, les propriétés mécaniques de celles-ci sont également modifiées (diminution de sa cohésion et/ou de son coefficient de friction), pouvant se traduire par son cisaillement. De fait, ce procédé, dans ce contexte faillé/fracturé, peut induire de la microsismicité (e.g. Nami et al., 2008).

- **Augmenter la perméabilité des discontinuités préexistantes** par stimulation hydraulique ou thermique grâce au **cisaillement** des discontinuités préexistantes ; de fait, ces procédés peuvent induire de la sismicité :

- la **stimulation hydraulique** consiste à augmenter la pression hydraulique dans les discontinuités naturelles ; le cisaillement intervient par effet mécanique, lorsque l'augmentation de pression est suffisante au regard de l'état des contraintes s'appliquant sur la discontinuité (mécanismes détaillés dans la section 3.3). À cause du déplacement produit, les **épontes** de la discontinuité ne sont pas parfaitement imbriquées. Les espaces résultants permettent de créer une ouverture irréversible de la discontinuité où le fluide peut circuler. Ce type de stimulation est largement utilisé dans des types de systèmes géothermiques contrôlés par les failles et fractures, en particulier en contextes géologiques de type domaine en extension, et sont souvent dénommés sous le terme de « **EGS** » pour *Enhanced/Engineered Geothermal System* (systèmes géothermiques améliorés ou ingénierisés, e.g. Majer et al., 2007) ;
- la **stimulation thermique**² consiste à injecter un fluide à une température beaucoup plus basse que celle du réservoir ce qui permet d'améliorer la perméabilité proche puits. Le refroidissement des **épontes** d'une discontinuité engendre la contraction de celle-ci, et en conséquence, la modification de sa résistance mécanique ainsi qu'une évolution de l'**état de contrainte**. Il en résulte le cisaillement de la discontinuité refroidie, qui permet d'augmenter l'**ouverture hydraulique** de la discontinuité. Ce type de stimulation est utilisé en particulier dans les réservoirs de très haute température tel que ceux rencontrés en contexte

¹ – Ce guide n'aborde pas le sujet des éventuels impacts environnementaux relatifs à l'utilisation d'agents chimiques.

² – Dans la réalité opérationnelle, il est impossible de savoir si la stimulation thermique a conduit à la fracturation de la roche ou au cisaillement des discontinuités préexistantes. C'est bien souvent un processus mixte.

volcanique actif. Par exemple, à Bouillante en Guadeloupe, le puits BO4 a été amélioré par des technologies de stimulation thermique (Sanjuan et al., 2000). Les systèmes améliorés par ce type de stimulation peuvent être dénommés sous le terme de EGS, mais cette appellation n'est pas usitée lorsque cette méthode est largement et depuis longtemps utilisée (cas des domaines volcaniques actifs par exemple).

- **Créer de nouvelles discontinuités** dans le massif rocheux afin de créer de nouveaux chemins de circulation. Ces nouvelles discontinuités peuvent être créées :

- par un processus de mise sous pression hydraulique, appelée dans ce cas fracturation hydraulique³. Cette méthode est à ce jour très peu employée dans le domaine de la géothermie profonde, et se limite à des contextes particuliers (notamment en contextes pétrothermaux). Elle n'est plus appliquée en France, les arrêtés préfectoraux donnant l'autorisation de réalisation des travaux capant généralement la pression maximale admise en tête de puits à des valeurs largement en deçà de celles nécessaires à la fracturation hydraulique de la roche (requiert des pressions de fluide plus de dix fois supérieures à celles utilisées pour la stimulation hydraulique qui vise à cisailer les discontinuités préexistantes) ;
- par un choc thermique (stimulation thermique). Le refroidissement brutal d'un massif rocheux ou du remplissage de fracture peut se traduire par l'apparition de fissures (Peter-Borie et al., 2018). Lors d'une stimulation thermique, fracturation et cisaillement des discontinuités préexistantes peuvent se produire simultanément, en fonction des caractéristiques physiques et mécaniques du massif rocheux et de la variation de température appliquée.

Les EGS incluent le plus souvent les projets qui ont bénéficié de stimulations hydrauliques pour accroître la perméabilité d'un volume de roche, mais des définitions variées de ce terme existent (Breede et al., 2013). Ce terme peut aussi inclure les stimulations chimiques et thermiques, en particulier lorsqu'elles sont utilisées dans des contextes nouveaux, ou non-conventionnels. Par extension, le terme EGS (et notamment la formulation *Engineered Geothermal System*) peut également être utilisé pour désigner les projets qui ont bénéficié de géométrie de puits optimisée (e.g. Gentier, 2013 ; Peter-Borie et al., 2020a). **Dans le cadre de ce guide**, et pour des besoins pratiques de distinction des méthodes dans les chapitres 4 et suivants, **le terme EGS sera utilisé en référence aux projets 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.

Plus récemment, des **technologies des systèmes dits avancés** (AGS pour *Advanced Geothermal Systems*), ou encore **version évoluée des systèmes ingénierisés** (EGS ou EGS2.0), encore au stade de concept ou pour certains en développement, ont pour objectif de s'affranchir d'une partie du contrôle géologique, et notamment des aspects liés à la circulation des fluides naturels dans le massif rocheux, en proposant des designs de puits particuliers, ne faisant que peu ou pas intervenir les échanges de fluide avec le réservoir, le transfert de chaleur se faisant alors par conduction. Les géométries de ces systèmes peuvent être variables, comme par exemple un système en U avec plusieurs drains horizontaux subparallèles pour le projet Eavor Loop (Holmes et al., 2021). Ces technologies, loin d'être matures, ne seront pas détaillées dans ce guide.

Les technologies d'extraction de la chaleur du sous-sol évoluent, et régulièrement de nouveaux concepts sont étudiés afin d'augmenter le rendement des exploitations tout en minimisant les risques (les risques d'échec, mais aussi les risques environnementaux et sociétaux). Le présent document fournit des recommandations de bonnes pratiques en relation avec l'état de l'art et les concepts présents sur le marché à la date d'édition et sera probablement amené à évoluer avec les technologies futures.

³ – Dans la réalité opérationnelle, la fracturation hydraulique conduit également au cisaillement des fractures et failles pré-existantes, dans un processus mixte (e.g. McClure and Horne, 2014). Le fluide utilisé peut être de l'eau douce ou le fluide de formation lui-même.

2.1.2.4. Paramètres sur lesquels l'opérateur peut agir

Comme mentionné précédemment, les caractéristiques d'un projet géothermique dépendent du type de système visé et des technologies d'exploitation prévues. Une fois la localisation du projet définie, et donc le type de système géothermique connu, **les paramètres sur lesquels il est possible d'influer pour obtenir l'énergie voulue tout en limitant la sismicité sont** :

- le nombre de puits, leur trajectoire et leur espacement (au niveau du réservoir) ;
- la complétion des puits (trou nu, crépine,...) ;
- le débit d'injection et/ou de production : c'est un des paramètres opérationnels sur lequel il est possible d'agir. Lors d'une opération de géothermie un débit est imposé et la pression est mesurée. Le débit est le paramètre à ajuster en fonction de l'action à réaliser ;
- la pression d'injection ;
- le volume injecté : dans le cadre d'opérations de stimulation ou pour des projets où le fluide n'est pas totalement réinjecté. En faisant la différence entre le volume de fluide produit et le fluide injecté, le volume de fluide extrait du réservoir est obtenu ;
- les propriétés du fluide : densité, viscosité, chimie et température du fluide injecté ou réinjecté ;
- le temps d'injection pour des opérations de stimulation : il faut déterminer pendant combien de temps injecter du fluide, et si cette injection se fait par paliers, leur durée et l'incrément de débit entre paliers.

2.1.3. Le contexte français

La France est le 2^e producteur de chaleur par géothermie profonde de l'Union européenne (134,6 ktep : kilotonnes d'équivalent pétrole) et produit 17 MWe d'électricité par géothermie⁴. Les trois grandes familles de systèmes géothermiques précédemment définies (section 2.1.2.1) sont exploitées sur les territoires français (Figure 5) :

- **les systèmes contrôlés par les failles et fractures** (les systèmes volcaniques actifs comme à Bouillante, en Guadeloupe, et les domaines en extension comme le fossé rhénan) ;
- **les systèmes à contrôle mixtes par la porosité et perméabilité de matrice rocheuse et par la porosité et perméabilité de failles et fractures** (incluant le bassin du Sud-Est) ;
- **les systèmes contrôlés par la porosité et perméabilité de matrice** (incluant le bassin parisien et le bassin aquitain, tous deux appartenant à des systèmes de bassins intracratoniques).

La chaleur issue de la géothermie profonde française est principalement exploitée pour les réseaux de chaleur urbains. En 2020, la France compte près de 60 réseaux de chaleurs qui se situent surtout en Île-de-France (54 installations de géothermie profonde, couvrant plus de 200 000 équivalents logements en 100 % EnR, AFPG (2021)), région qui concentre la plus grande densité de ces installations en Europe, mais aussi en Nouvelle-Aquitaine, Grand-Est, Occitanie et Centre-Val de Loire. En dehors du chauffage de bâtiments, la géothermie profonde peut être utilisée pour chauffer des serres ou des bassins de pisciculture, des usages associés à la balnéothérapie ou encore être utilisée pour des procédés industriels (une quinzaine d'installations de ce type existent en France à ce jour). Cette chaleur est exploitée par des technologies dites conventionnelles, basées sur un système de doublets ou de puits producteurs simples, verticaux ou déviés, excepté :

⁴ – <https://www.geothermies.fr/usages-production>

- dans le cas de Rittershoffen (chaleur industrielle) où l'un des deux puits a été stimulé (Vidal et al., 2016) ;
- pour le réseau de chaleur de Cachan, où un design de puits optimisé (forage horizontal) a été réalisé en 2018.

La majorité des installations produisant de la chaleur en France exploitent des **systèmes contrôlés par la porosité et la perméabilité de matrice** (bassin de Paris et Bassin aquitain essentiellement, Figure 5a). On notera l'existence de deux projets à vocation de chaleur, au sein d'un **système géothermique contrôlé par les failles et fractures**, qui sont les projets localisés à (Figure 5a) :

- Rittershoffen (seule **concession** en France ayant pour finalité de produire de la chaleur pour une utilisation industrielle en 2021), en Alsace, qui exploite un réservoir formé par une faille ou un système de failles majeures et qui a nécessité la stimulation de l'un des puits pour améliorer sa connexion au réservoir (stimulations hydraulique et chimique, Genter and Maurer, 2016) ;
- Illkirch, en Alsace, qui abrite un projet en cours de développement dans le cadre d'un permis exclusif de recherches, pour la production de la chaleur et qui vise également un réservoir formé par une faille ou un système de failles majeures.

À noter que le projet situé à Vendenheim, actuellement suspendu par arrêté préfectoral, et qui visait un **système géothermique contrôlé par les failles et fractures**, avait vocation à coproduire de l'électricité et de la chaleur.

La production d'électricité est, à ce jour, limitée aux seules **concessions** de Bouillante, en Guadeloupe, et Soultz-sous-Forêts en Alsace, cependant d'autres projets sont en développement (de nombreux permis exclusifs de recherches (section 2.2) sont actifs en 2021).

Bouillante, sur Basse-Terre en Guadeloupe, a une capacité globale de 15,5 MW électriques répartie sur les deux unités de production qui la composent : Bouillante 1 (en service depuis 1986, 4,5 MW électriques) et Bouillante 2 (en service depuis 2005, 11 MW électrique). Ces deux unités permettent d'exploiter un fluide à 250-260 °C prélevé au sein d'un réservoir à une profondeur comprise entre 500 et 1 000 m. Deux arrêtés préfectoraux autorisant la réalisation de plusieurs forages supplémentaires à une profondeur comprise entre 1 000 m et 1 600 m ont été signés en 2019, avec la perspective d'atteindre une puissance électrique supplémentaire de 10 MWe (AFPG, 2021). Ce site exploite un **système géothermique contrôlé par failles et fractures** (système en contexte volcanique actif superposé à une zone localement en extension ; Figure 5b).

Soultz-sous-Forêts, en Alsace, a abrité un pilote scientifique (1986-2010) destiné à démontrer la possibilité d'extraire de l'énergie du sous-sol très profond dans un **système géothermique contrôlé par failles et fractures**, en contexte de **système géothermique en domaine en extension** (Figure 5a), grâce à la technologie EGS, pour produire de l'électricité. Après une phase où le site a été un site pilote d'exploitation entre 2010 et 2013 puis une phase de transition, la centrale électrique est mise en service en 2016 et possède une puissance de 1,5 MWe grâce à l'exploitation commerciale d'un fluide géothermal à une température de 165 °C, via trois forages de 5 000 m de profondeur.

Enfin, il est à noter que l'extraction de substances connexes est envisagée et testée depuis quelques années en France, afin d'accroître la rentabilité des puits en géothermie profonde. Un test de récupération de lithium, abondant dans les eaux du système géothermique du fossé rhénan, est ainsi actuellement en cours à Rittershoffen (AFPG, 2021).

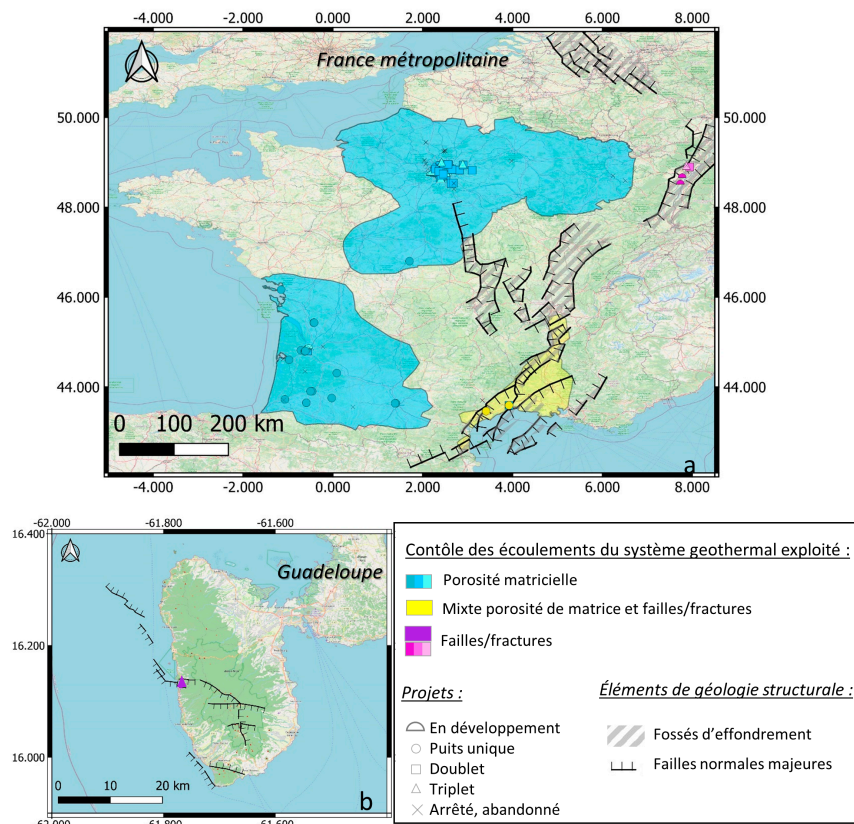


Figure 5 : Opérations de géothermie profonde en France dans leur contexte géothermal
a. en France métropolitaine ; b. en Guadeloupe (Basse Terre).

2.2. Exploitation d'un système géothermique : étapes et réglementation

2.2.1. Étapes clés pour exploiter l'énergie géothermique

De la définition initiale du besoin à l'usage final de l'énergie géothermique, différentes étapes, encadrées par le Code minier (cf. section 2.2.2), jalonnent le parcours :

- **l'exploration avant forage ou prospection**, qui vise à rechercher la ressource, à préciser la position du réservoir et ses propriétés ; elle aboutit à une conclusion sur l'exploitabilité du réservoir et le cas échéant, à la définition de l'implantation des forages. Elle représente une étape plus ou moins importante selon que le système géothermique est connu et déjà exploité (interpolation entre des forages géothermiques préexistants exploitant un même réservoir) ou non (zone à l'extérieur de forages géothermiques préexistants exploitant un même réservoir, ou nouveau réservoir) ;
- **la réalisation de forages d'exploration**, qui visent à atteindre le réservoir et à acquérir des informations directes sur la ressource (caractéristiques hydrauliques et thermiques) et le réservoir, notamment les caractéristiques géomécaniques pour mieux définir l'aléa sismique ;

- **la réalisation de forages de production et de réinjection** qui visent respectivement à extraire l'énergie thermique du réservoir et à réinjecter les fluides. À noter qu'un même forage peut d'abord être utilisé comme forage d'exploration puis être reconverti en forage de production ou d'injection. C'est souvent le cas en géothermie, mais pas dans le domaine pétrolier. Certains forages préexistants (dont l'existence est liée à d'autres usages du sous-sol) ou qui n'ont pas donné satisfaction pour l'exploitation, peuvent être utilisés *a posteriori* pour surveiller le réservoir ;
- **le développement de la connexion puits-réservoir**, qui vise aussi bien à nettoyer les résidus du forage dans le puits, qu'à améliorer l'**injectivité** et/ou la productivité du puits lorsque leurs caractéristiques initiales ne permettent pas une exploitation économiquement viable. Les étapes du **développement du puits** sont : la mise en eau du puits, l'évaluation initiale des capacités du puits, l'amélioration de l'indice de productivité/injectivité (stimulations hydraulique, chimique ou thermique ; multidrains), l'évaluation des capacités du puits par rapport à l'objectif visé et l'évaluation du gain engendré par la stimulation. Les deux dernières étapes sont réalisées de manière itérative jusqu'à obtention du débit souhaité ou jusqu'à ce que le gain engendré soit nul. L'évaluation initiale des capacités du puits et du gain de la stimulation se fait par **essais hydrauliques** comprenant les essais par paliers et les essais longue durée (voir Hamm et al., 2019 pour plus d'information sur ces essais). Lors des tests d'injectivité, une attention particulière devra être portée au volume injecté ainsi qu'à la pression appliquée lors des essais afin d'éviter la stimulation du réservoir.
- **l'exploitation**, phase au cours de laquelle l'énergie géothermale est extraite et redistribuée selon l'usage défini. Au cours de cette phase, des opérations de maintenance ont régulièrement lieu ;
- **l'arrêt des forages d'exploitation** lorsque ceux-ci, malgré les opérations de maintenance ou d'amélioration, ne permettent plus de produire de façon économiquement satisfaisante, ou lorsque l'exploitation est arrêtée pour une raison quelconque.

D'un point de vue réglementaire, seules trois grandes étapes sont définies : 1. l'exploration qui recouvre les phases de prospection, forage et développement du réservoir définies précédemment, 2. l'exploitation et 3. l'arrêt.

2.2.2. Contexte réglementaire applicable à la géothermie profonde

Nous proposons ici de rappeler les éléments principaux, de la réglementation française, mise à jour en fonction des dernières évolutions du Code minier⁵ (version en vigueur au 10 novembre 2021).

Il est à noter que nous présentons ici la réglementation applicable à la géothermie profonde issue de la réforme initiée par l'ordonnance n° 2019-784 du 24 juillet 2019 modifiant les dispositions du Code minier relatives à l'octroi et à la prolongation des titres d'exploration et d'exploitation des gîtes géothermiques et son décret d'application n° 2019-1518 du 30 décembre 2019 relatif aux titres d'exploration et d'exploitation des gîtes géothermiques. La réforme est applicable aux demandes de titres d'exploration ou d'exploitation de gîtes géothermiques déposées auprès de l'autorité administrative à compter du 1^{er} janvier 2020.

Selon les articles L.112-1 et L.112-2 du Code minier, les gîtes géothermiques relèvent du régime légal des mines.

Pour rechercher ou valoriser un gîte géothermique, il est nécessaire d'obtenir de l'État, sauf dans le cas de la géothermie de minime importance :

- **un titre minier d'exploration** ou un **titre minier d'exploitation** ;
- **une autorisation d'ouverture de travaux miniers** pour réaliser les forages nécessaires à la recherche ou à l'exploitation.

⁵ – Les dispositions du Code minier relatives à la géothermie ont notamment été modifiées par : l'ordonnance n° 2019-784 du 24 juillet 2019 modifiant les dispositions du Code minier relatives à l'octroi et à la prolongation des titres d'exploration et d'exploitation des gîtes géothermiques ; la loi n° 2020-1525 du 7 décembre 2020 d'accélération et de simplification de l'action publique.

2.2.2.1. Titre minier d'exploration ou titre minier d'exploitation

Pour la phase d'exploration

Conformément à l'article L. 124-1-1 du Code minier, sous réserve des 1° et 2° de l'article L. 124-1-2, les travaux d'exploration de gîtes géothermiques ne peuvent être effectués que par le titulaire d'un titre minier **d'autorisation de recherches (AR) ou de permis exclusif de recherches (PER)**. Le choix du titre est à l'initiative du pétitionnaire, quelle que soit la puissance primaire du gîte géothermique projeté (Tableau 2).

Pour la phase d'exploitation

Conformément à l'article L. 134-1-1 du Code minier, les gîtes géothermiques ne peuvent être exploités qu'en vertu d'un **permis d'exploitation ou d'une concession**, délivrés par l'autorité administrative compétente (Tableau 2).

La procédure d'attribution des titres d'exploration et d'exploitation des gîtes géothermiques est fixée par les dispositions du décret n°78-498 du 28 mars 1978 modifié par le décret n°2019-1518 du 30 décembre 2019.

Tableau 2 - Synthèse des éléments majeurs de la procédure d'obtention des titres miniers nécessaires à l'exploration et à l'exploitation de l'énergie géothermique profonde.

Titres miniers requis pour l'EXPLORATION		
	Le pétitionnaire choisit :	
Titre minier	Autorisation de Recherches (AR)	Permis Exclusif de Recherches (PER)
Délivré par	Préfet	Ministère en charge des mines
Appel de mise en concurrence	Oui	Oui
Enquête publique	Oui	Non, mais consultation électronique
Durée initiale	3 ans	5 ans max ⁶
Extension de la durée	Non	Oui (2 fois de 5 ans max) ⁶
Titres miniers requis pour l'EXPLOITATION		
	Puissance primaire ⁷ < 20 MW	Puissance primaire ⁷ > 20 MW
Titre minier	Permis d'Exploitation (PEX)	Concession
Délivré par	Préfet	Décret en Conseil d'État ⁸
Appel de mise en concurrence	Non, si demandé par le détenteur du PER ou de l'AR au cours de sa période de validité. Dans les autres cas, une mise en concurrence sera réalisée.	
Enquête publique	Oui, excepté si l'AR est valide et à certaines conditions (L. 134-9 du Code minier)	Oui
Durée initiale	30 ans max	50 ans max en prenant en compte les coûts de recherche et d'exploitation et l'équilibre économique du projet.
Extension de la durée	Oui (périodes de 15 ans max)	Oui (périodes de 25 ans max)

6 – À compter du 1^{er} juillet 2023, les PER auront une durée de validité de 15 ans maximum et ne pourront être prolongés qu'une seule fois pour une durée maximale de 3 ans et pour réaliser des tests de production.

7 – La puissance primaire correspond à la puissance thermique maximale qui peut être prélevée du sous-sol sur l'ensemble du périmètre défini par un titre d'exploitation.

8 – Décret simple à compter du 1^{er} juillet 2023.

2.2.2.2. Autorisation d'ouverture de travaux miniers pour réaliser les forages nécessaires à la recherche ou à l'exploitation.

Le seul titre minier n'accorde pas à son titulaire le droit de réaliser les travaux de recherche ou d'exploitation. Selon leur importance, ceux-ci sont soumis à autorisation ou à déclaration préfectorale (Tableau 3).

Le contenu de la demande d'autorisation d'ouverture de travaux miniers ainsi que la procédure correspondante, qui nécessite une enquête publique, sont précisés dans le décret n° 2006-649 du 2 juin 2006 modifié relatif aux travaux miniers, aux travaux de stockage souterrain et à la police des mines et des stockages souterrains. Cependant, en application de la loi du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets, le Gouvernement est habilité à faire relever avec les adaptations nécessaires, l'autorisation d'ouverture de travaux miniers au régime de l'autorisation environnementale prévue au code de l'environnement, et à réviser l'objet, les modalités et les sanctions de la police des mines afin, notamment, de rendre applicables aux travaux miniers soumis à autorisation environnementale les sanctions administratives prévues à ce même code et en précisant les obligations incombant aux exploitants. Une fois l'ordonnance relative à l'autorisation environnementale des travaux miniers adoptée ainsi que son décret d'application publié, les autorisations d'ouverture de travaux miniers relèveront du régime de l'autorisation environnementale.

La demande précitée est accompagnée d'un mémoire (L. 164-1-2 du Code minier) précisant les mesures mises en œuvre et celles envisagées pour connaître la géologie du sous-sol impacté par les travaux et comprendre les phénomènes naturels, notamment sismiques, susceptibles d'être activés par les travaux, afin de minimiser leur probabilité, leur intensité ainsi que les risques de réapparition de tels phénomènes après leur survenance éventuelle, en vue de protéger les intérêts mentionnés à l'article L. 161-1 du Code minier.

Les modifications relatives aux travaux, aux installations ou aux méthodes de nature à entraîner un changement substantiel des données initiales de l'autorisation, donnent lieu à une nouvelle demande d'autorisation soumise à l'accomplissement d'une nouvelle enquête publique.

Par ailleurs, durant les travaux de recherche, l'opérateur devra produire les documents techniques présentés dans le tableau ci-dessous et les transmettre au Préfet.

Tableau 3 : Documents à transmettre au Préfet concernant les travaux d'exploration et d'exploitation.

Phase	Base réglementaire	Document à transmettre au Préfet	Délai de transmission
Exploration	Art. 30-2 du décret n° 2006-649 Art. 4 de l'arrêté du 14 octobre 2016 ⁹	Programme de travaux ¹⁰	1 mois avant le début d'une opération sur puits
	Art. 30-4 du décret n° 2006-649 Art. 9 de l'arrêté du 14 octobre 2016	Rapport de fin de travaux	Dans un délai maximum de 6 mois après la fin des travaux d'opérations sur puits
	Art. 5 de l'arrêté du 14 octobre 2016	Programme d'essais de production	Avant le début des essais de production
	Art. 10 de l'arrêté du 14 octobre 2016	Rapport d'essais de production	30 jours après la fin des essais de production
Exploitation	Art. 6 de l'arrêté du 14 octobre 2016	Programme d'intervention lourde	

Les recommandations formulées dans les chapitres 6, 7 et 8 du présent document, s'inscrivent dans cette réglementation.

9 – Arrêté du 14 octobre 2016 relatif aux travaux de recherches par forage et d'exploitation par puits de substances minières.

10 – Le démarrage effectif des travaux est subordonné à l'accord du Préfet. En l'absence de réponse du Préfet dans le délai d'un mois, l'exploitant peut procéder au démarrage des opérations.

3. Définitions, spécificités et mécanismes de la sismicité induite

Les notions nécessaires à la compréhension des conditions d'occurrence d'un séisme reliées à des activités industrielles impliquant le sous-sol, en particulier des opérations de géothermie profonde, sont présentées dans ce chapitre. Ces concepts sont importants pour comprendre comment ces opérations, dans certaines conditions, peuvent être à l'origine d'une activité sismique. Les définitions des termes de sismicité naturelle et sismicité induite sont rappelées, ainsi que la description des grandeurs caractéristiques qui peuvent être reliées à l'énergie libérée par le séisme (magnitude) ou directement aux vibrations observées en surface. Le chapitre se termine avec une synthèse de la sismicité induite à travers le monde et quelques caractéristiques clés de la sismicité induite par géothermie profonde qui ouvrent sur la suite du guide.

3.1. Sismicité naturelle et sismicité induite

Un séisme est un glissement brutal de deux compartiments rocheux le long d'un plan de faille, généralement préexistant. Il se produit lorsque les contraintes accumulées dans la zone de la faille atteignent une valeur critique que la roche ne peut plus accumuler (Annexe 1 et section 3.3). Il s'accompagne de l'émission d'ondes sismiques et de vibrations du sol qui peuvent être ressenties à la surface.

Depuis près d'un siècle, on sait que certaines activités anthropiques peuvent être à l'origine de séismes (Figure 6). Le lien entre activité humaine dans le sous-sol et apparition de séismes a été mis en évidence pour la première fois en Afrique du Sud, en 1894, lors d'opérations d'extraction minière (Deichmann and Giardini, 2009). Depuis, de nombreuses situations similaires ont été observées dans le monde dans d'autres domaines industriels, comme par exemple l'extraction d'hydrocarbures, le remplissage de grands barrages, ainsi que la géothermie profonde, etc. (e.g. Aochi et al., 2017 ; Contrucci and Klein, 2017 ; Foulger et al., 2018).

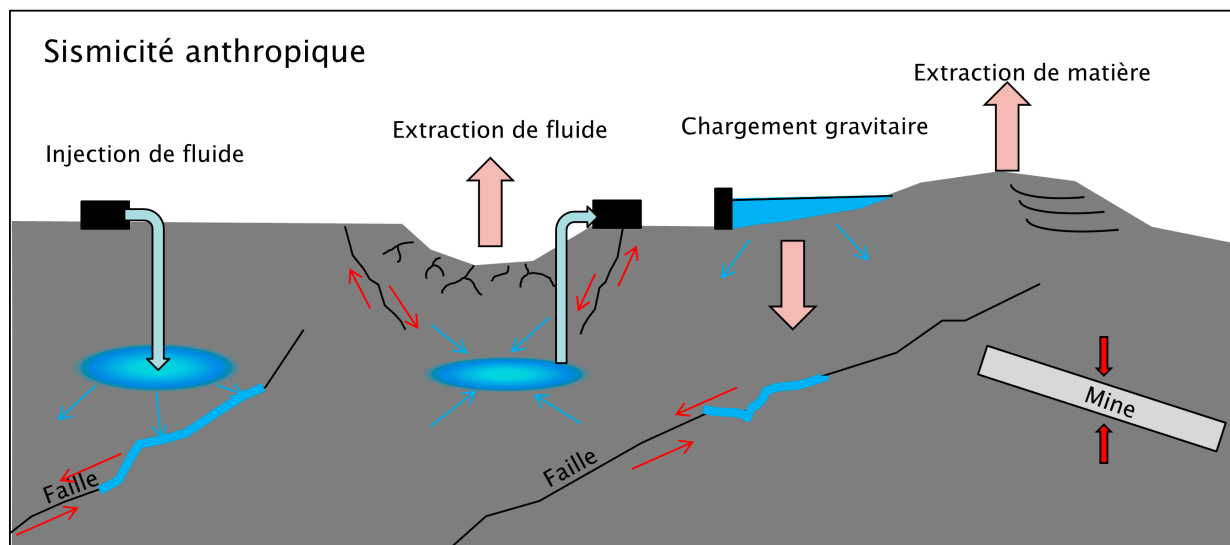
On distingue dans la littérature la sismicité d'origine naturelle de la sismicité d'origine anthropique, cette dernière étant générée par les activités humaines. Les définitions généralement utilisées par les auteurs (e.g. Cesca et al., 2013 ; Dahm et al., 2013, 2010) sont les suivantes :

- la **sismicité naturelle** est en relation avec les forces tectoniques générées par le mouvement des plaques. Elle représente la source de sismicité la plus importante à l'échelle du globe et se situe généralement aux frontières des plaques tectoniques. La sismicité naturelle intervient généralement à des profondeurs de quelques dizaines de kilomètres à quelques centaines de kilomètres. **Elle n'est pas reliée à l'activité humaine ;**
- la **sismicité anthropique** est liée aux activités humaines. On distingue principalement deux grandes familles de sismicité anthropique selon le mécanisme en jeu :
 - La **sismicité induite** est générée par l'activité humaine. Elle est le résultat d'une modification anthropique des contraintes du milieu rocheux et ne serait jamais apparue sans l'intervention de l'Homme dans le milieu naturel. Elle est généralement associée au rejeu de discontinuités, failles ou fractures préexistantes et est généralement de faibles **magnitude** (microsismicité) et **intensité**. Elle se manifeste à faible profondeur comparativement à la sismicité naturelle et cesse généralement rapidement après la fin des opérations industrielles. Cette sismicité reste généralement circonscrite à la zone perturbée par l'activité industrielle.

- **La sismicité déclenchée** est provoquée ou accélérée par l'intervention humaine dans un milieu prédisposé. On entend par le terme « prédisposé » la présence de faille(s) à proximité du site, proche(s) de l'équilibre limite (le glissement peut intervenir avec des perturbations très faibles de l'état de contrainte). Autrement dit, un évènement sismique naturel serait probablement intervenu à plus ou moins long terme, sans intervention humaine. Cette sismicité peut se produire sur le site d'exploitation et/ou jusqu'à plusieurs kilomètres du site et peut aussi intervenir voire perdurer plusieurs mois à plusieurs années après l'arrêt des opérations industrielles sur le site. Sa magnitude peut être plus élevée que dans le cas de la sismicité induite, car elle sera principalement contrôlée par les caractéristiques de la faille préexistante, notamment par sa dimension et par la quantité d'énergie élastique accumulée sur la faille sous l'action des forces tectoniques.

Ainsi, la sismicité anthropique regroupe la sismicité induite et la sismicité déclenchée par des opérations industrielles.

Il est par nature difficile de discriminer le type de sismicité directement à partir d'enregistrements sismiques, les signaux sismiques étant très semblables quelle que soit la source de la perturbation. De ce fait, la capacité à distinguer sismicité naturelle, sismicité induite et sismicité déclenchée reste à ce jour un problème complexe qui peut conduire à des débats contradictoires entre scientifiques, exploitants, administration, élus et associations de riverains. En tous les cas, l'approche usuellement mise en œuvre s'appuie sur les connaissances sur les éventuelles failles en présence et l'état de contrainte, et sur des corrélations spatio-temporelles entre la sismicité, la variation du taux de sismicité, les opérations menées sur le site et leurs effets sur le système géothermique.



*Figure 6 : Schéma simplifié illustrant certaines sollicitations d'origine anthropique auxquelles peut être soumis un massif rocheux (Contrucci et Klein, 2017 d'après Ellsworth, 2013 et McGarr et al., 2002). Les flèches roses représentent les effets de **chargement** ou de **déchargement** du sous-sol associés respectivement à des processus industriels de remplissage (e.g. barrages) ou d'extraction de fluide (e.g. gisement gazier ou pétrolier) ou d'extraction de matière (e.g. extraction minière). Les flèches rouges représentent les mouvements possibles le long des plans de failles et l'effondrement possible de vides souterrains comme les travaux miniers. Les flèches bleues représentent la migration possible des fluides dans le massif rocheux, pouvant atteindre les plans de failles et favoriser leur glissement (lignes bleues).*

À noter que plusieurs auteurs utilisent souvent le terme de sismicité induite pour parler à la fois de la sismicité induite et déclenchée (telles que définies précédemment). **Dans ce guide, le terme générique de sismicité induite est conservé pour qualifier les deux types de sismicité générée par les opérations de géothermie profonde.**

3.2. Définitions et grandeurs caractéristiques de la sismicité

3.2.1. L'aléa, le risque, et la perception du risque

L'évaluation du risque sismique (Figure 7) consiste d'une part à analyser la probabilité d'occurrence d'un séisme d'intensité donnée en un lieu donné (aléa) et d'autre part à estimer la vulnérabilité physique, fonctionnelle et sociale des enjeux exposés qui peuvent être de nature humaine, économique, ou même patrimoniale.

Ainsi, la prise en compte de la vulnérabilité sismique du bâti et des infrastructures impose une étude précise des constructions et des infrastructures, y compris des secteurs fortement urbanisés et/ou industrialisés et les centres historiques avec du bâti très ancien qui ne répond pas aux normes de construction actuelles. Le niveau de sensibilité des populations locales aux vibrations sismiques est également une composante clé de l'évaluation de la vulnérabilité. Dans le contexte de la sismicité induite, il est aujourd'hui impératif de prendre en compte la perception humaine, la sensibilisation et le contexte local du projet avec ses conséquences sur la population (Annexe du rapport Maury et Branchu, 2020). Il en résulte des arbitrages par les autorités compétentes, au cas par cas, sur les seuils de sécurité à adopter et les niveaux de risque acceptables.

Ces aspects dépassent largement le cadre de ce guide, c'est pourquoi seule une évaluation de l'aléa « sismicité induite par les opérations de géothermie profonde » à l'échelle du site sera proposée (chapitre 6) ; la connaissance de la vulnérabilité des enjeux exposés ne pouvant être traitée par une approche globale.

En France, l'aléa sismique naturel est traduit par la carte du zonage sismique de la France (Décret n°2010-1255 du 22 octobre 2010).

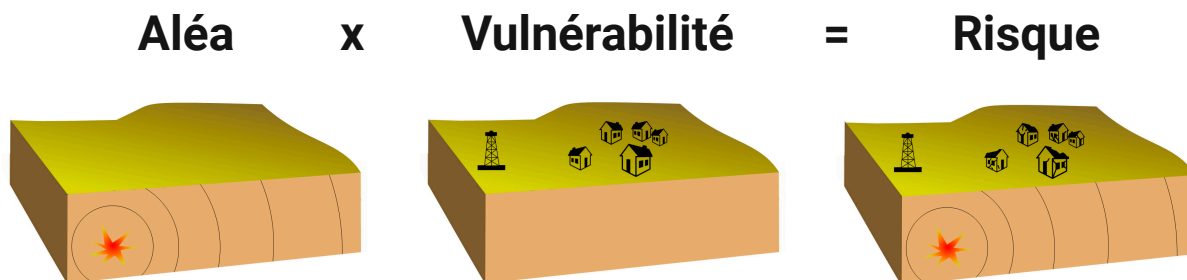


Figure 7 : Illustration figurant la définition du risque sismique par le croisement de l'aléa et de la vulnérabilité

3.2.2. La magnitude

La magnitude caractérise l'énergie du séisme libérée sous forme d'ondes. Elle est calculée à partir des ondes enregistrées par les sismomètres. Il existe plusieurs types de magnitudes qui diffèrent par la méthode de calcul employée. Cela explique pourquoi, pour un même séisme plusieurs valeurs de magnitude peuvent être données. La **magnitude de Richter** est la plus ancienne et la plus connue du grand public, mais elle devient moins utilisée par les sismologues. Depuis quelques années, la magnitude de moment est la référence internationale, étant la seule réellement reliée à la surface et à l'amplitude de la rupture (Annexe 2). D'un point de vue pratique, la magnitude locale est la plus utilisée, car elle est calculée plus facilement et rapidement, en particulier dans un contexte opérationnel. À noter que dans la suite de ce guide, le terme générique de magnitude sera utilisé pour tous types de magnitudes.

Augmenter la magnitude d'une unité équivaut à multiplier par 32 l'énergie libérée : un séisme de magnitude 4 libère 32 fois plus d'énergie qu'un séisme de magnitude 3 et 1 000 fois plus d'énergie qu'un séisme de magnitude 2. La magnitude permet aussi d'apprécier les dimensions de la faille activée. Des ordres de grandeur du nombre de séismes, des caractéristiques physiques et des vibrations pour différentes magnitudes sont donnés en Annexe 2.

En général, la microsismicité couvre les séismes dont la magnitude ne dépasse pas une valeur proche de 2, correspondant à la rupture d'une faille sur une longueur d'une cinquantaine de mètres avec un déplacement de quelques millimètres de part et d'autre de la surface de rupture. L'échelle de magnitude n'est pas bornée. À ce jour, le séisme le plus fort enregistré est un séisme naturel, au Chili en 1960 de magnitude 9,5. Il est par ailleurs fréquent d'enregistrer des séismes de magnitude négative notamment associés aux activités anthropiques ; la plus petite magnitude enregistrée lors de la stimulation à Soultz-Sous-Forêts en 2003 était -0,5. Il convient de remarquer que l'enregistrement d'événements de magnitude négative dépend des performances du réseau sismique utilisé¹¹.

3.2.3. L'intensité

L'intensité caractérise les effets en surface d'un séisme et témoigne du ressenti de la population et d'éventuels dommages associés sur les constructions ou sur l'environnement. Elle est en général maximale à l'aplomb de l'hypocentre, on parle d'intensité épiscopentrale, et décroît globalement en s'éloignant de l'**épiscentre**. Cela signifie que pour un même séisme, les intensités (effets/perceptions) varient selon l'endroit où l'on se trouve à la surface du sol.

En Europe, les échelles d'intensité les plus utilisées sont les échelles MSK 1964 (Medvedev-Sponheuer-Karnik) et EMS-98 (*European macroseismic scale*, 1998). L'échelle EMS-98 (Tableau 4, Annexe 2), plus récente, est particulièrement adaptée aux différentes typologies des constructions actuelles. Cependant, les méthodes d'évaluation de l'impact en surface de séismes naturels ne peuvent pas être directement transférées à l'analyse des vibrations générées par les séismes induits (Bommer et al., 2015). En effet, ces séismes sont peu profonds (profondeur < 5 km), de faible magnitude et plus fréquents, et par conséquent il est difficile d'appliquer directement les relations d'atténuation (ou modèle de vibration au sol) établies à partir des séismes naturels en général plus distants et plus profonds. Ces relations relient magnitudes et distances à la source sismique aux valeurs d'intensité mais aussi de **PGV** ou **PGA** (section 3.2.4) attendues en un point de la surface. Ainsi, les secousses générées par ces séismes peu profonds peuvent être nettement plus nuisibles et dommageables que pour des séismes tectoniques de magnitude équivalente plus profonds (NRC, 2013 et Figure 8).

Compte tenu de la nature superficielle des perturbations du sous-sol générées par la géothermie profonde, **la sismicité induite reste peu profonde** (en général inférieure à 5 km). Cette spécificité a pour conséquence d'augmenter fortement les mouvements sismiques en surface pour une même magnitude par rapport à des séismes naturels en général plus profonds. Ainsi, des événements superficiels de faible magnitude, même inférieure à 2, peuvent être ressentis. À titre d'exemple, à Landau (Allemagne), des microséismes sont ressentis à partir d'une magnitude 1,3 (Groos et al., 2013). Sur le secteur de Strasbourg, plusieurs microséismes de magnitude 1,7 à 2,1 ont été récemment ressentis par la population (données BCSF-RéNaSS).

La Figure 8 illustre de manière simplifiée¹² ce principe : un séisme de magnitude 1 ou 2 n'est pas (ou peu) ressenti en surface dans le cas d'un séisme tectonique, situé à 10 km de profondeur, alors qu'il peut l'être pour un séisme superficiel (ce qui est généralement le cas pour la sismicité induite) de même magnitude, par exemple situé à 2 km de profondeur. Un séisme de magnitude 3, pourra être ressenti dans les deux cas, mais sur une surface plus importante dans le cas d'un séisme peu profond.

¹¹ – Les magnitudes négatives sont associées à des événements de très faible amplitude et énergie. Leur enregistrement nécessite des stations de mesures très sensibles, placées à proximité.

¹² – Il n'est pas tenu compte des effets de sites éventuels, de la **directivité** de la source etc.

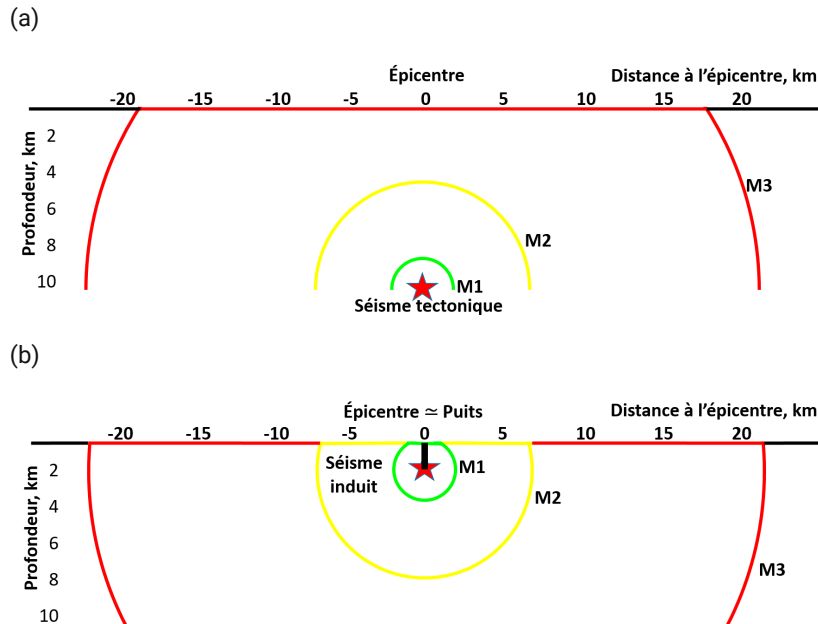


Figure 8 : Vues en coupe illustrant la distance maximale jusqu'à laquelle les secousses seront ressenties pour des séismes de magnitude 1 (ligne verte), 2 (ligne jaune) et 3 (ligne rouge) pour (a) un séisme tectonique situé à 10 km de profondeur ou (b) induit situé à 2 km de profondeur. Schéma d'après NRC (2013).

3.2.4. Les paramètres de mouvement du sol

La définition même de l'intensité peut rendre subjective la quantification du mouvement sismique en surface. On note par exemple que les populations qui ont déjà ressenti un séisme ont développé une perception accrue au moindre petit mouvement issu de répliques, en période de crise sismique.

Au contraire, les enregistrements des stations sismiques de surface fournissent une mesure objective du mouvement sismique au niveau du capteur sans biais de sur ou sous-interprétation. Ces mesures objectives en surface intègrent l'ensemble des modifications du signal sismique entre le **foyer** et le point d'observation. Ils correspondent au déplacement, à la vitesse ou à l'accélération du sol. L'amplitude, la durée, le contenu fréquentiel du signal sismique caractérisent l'intensité d'une vibration représentative de la perception ou de dommages potentiels observés en surface.

Le pic maximal de vitesse (**Peak Ground Velocity – PGV**) ou le pic maximal d'accélération (**Peak Ground Acceleration – PGA**) sont les paramètres les plus couramment utilisés. L'expérience montre que la vitesse est souvent le paramètre le plus significatif des effets des vibrations sur les constructions. En France et à l'international, la vitesse est généralement utilisée dans les arrêtés comme critère pour fixer les limites à ne pas dépasser pour les tirs de carrière ou même pour les seuils de **TLS** (**Traffic Light System**, voir chapitre 8) sur certaines opérations de géothermie profonde.

Le pic maximal d'accélération est également largement utilisé pour fixer les mouvements sismiques de référence afin de dimensionner les constructions aux séismes (par exemple, norme dans les codes parasismiques internationaux, type Eurocode 8, International Building Code 2018). Cependant, comme mentionné précédemment, ces normes ont été établies pour les séismes naturels profonds et pourraient nécessiter une révision pour les séismes induits situés à moins de 5 km de profondeur en général.

Des capteurs sismiques enregistrent directement le signal sismique en vitesse (vélocimètre) ou en accélération (accéléromètre). Cependant, il est facile de passer d'un paramètre à l'autre par simple dérivation ou intégration du signal

sismique. Sans détailler les différents types d'instrumentation, le vélocimètre est globalement plus adapté pour enregistrer un séisme de faible magnitude à grande distance. En revanche, il est plus sensible aux conditions d'installation et aux écarts de température, en particulier pour les installations à la surface du sol. L'accéléromètre est particulièrement adapté pour enregistrer des mouvements forts à courte distance, sans risque de saturation du signal sismique.

La Figure 9 illustre le mouvement sismique en déplacement, vitesse et accélération en fonction du temps avec les valeurs maximales respectivement : *Peak Ground Displacement* **PGD**, *Peak Ground Velocity* **PGV** et *Peak Ground Acceleration* **PGA**. Une représentation de ces notions est fournie en Annexe 2.

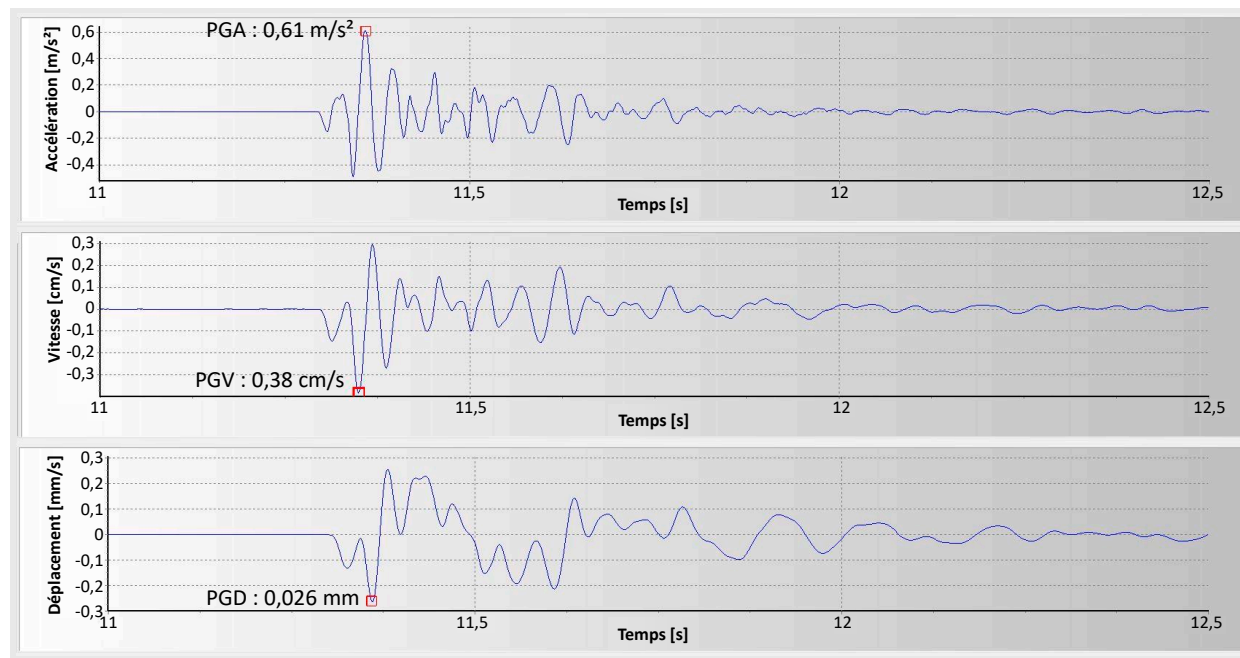


Figure 9 : Exemple de signaux sismiques en accélération, vitesse et déplacement enregistrés sur une station de l'ancien bassin houiller de Gardanne située en Provence. Microséisme induit du 27 juillet 2022 – Magnitude 1,3 à 550 m de profondeur (PGA = 0,61 m/s² ; PGV = 0,38 cm/s ; PGD = 26 µm)

À titre d'information, le Tableau 4 donne un exemple d'ordres de grandeur de correspondance entre l'intensité et les paramètres de mouvements du sol (PGA et PGV).

Comme l'intensité, les paramètres de mouvement du sol traduisent l'amplitude du mouvement sismique en surface. Plus la magnitude est élevée et le séisme superficiel (ou peu profond), plus le mouvement sismique sera fort en surface aux **effets de site** près précisés ci-après. C'est typiquement ce que traduisent **les relations d'atténuation du mouvement sismique** qui **fournissent les paramètres de mouvement du sol (Ground Motion Prediction Equation – GMPE)** en fonction de la distance, de la magnitude et d'autres paramètres liés à la source sismique ou aux conditions de site. Ces équations permettent de déterminer le niveau de vibration, généralement le PGV, associé à un séisme d'une certaine magnitude à une distance donnée. Dans la littérature, il existe plusieurs exemples de GMPE selon les intervalles de magnitudes considérés ainsi que des caractéristiques d'atténuation spécifiques à chaque site. Récemment, Douglas (2020) a publié une synthèse des GMPE existantes et déterminées empiriquement sur la base de données sismiques réelles. Dans ce contexte, citons les relations de Convertito et al. (2012) et Douglas et al. (2013) qui ont été explicitement formulés pour la sismicité induite dans les projets géothermiques.

Tableau 4 : Effets sur la population et sur les constructions (en grisé) et paramètres de mouvement du sol en fonction de l'intensité (Échelle basée sur Caprio et al., 2015).

Intensités EMS98	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	> X
Dégâts potentiels bâtiments vulnérables	aucun	aucun	aucun	aucun	très légers	modérés	quelques effondrements partiels	nombreux effondrements partiels	nombreux effondrements	effondrements généralisés
Dégâts potentiels bâtiments peu vulnérables	aucun	aucun	aucun	aucun	aucun	aucun	très légers	modérés	effondrements partiels	nombreux effondrements
Perception humaine	aucune	très faible	faible	modérée	forte	brutale	très brutale	sévère	violente	extrême
PGA (cm/s ²)	< 0,2	0,7	2,8	11	46	84	154	281	514	> 940
PGV (mm/s)	< 0,07	0,3	1,3	5	23	55	130	310	730	> 1740

3.2.5. Effet de site et phénomènes associés

Les **effets de site** correspondent en général à une amplification des ondes sismiques directement liée à la configuration topographique ou géologique du site. On distingue ainsi :

- les **effets de site liés à la structure et à la nature du sol** : la géométrie des formations (empilement, remplissage de fond de vallée), les caractéristiques mécaniques (densité, rigidité, compressibilité) peuvent accentuer les effets du mouvement sismique ;
- les **effets de site topographiques** : sommets de butte, crêtes allongées, rebords de plateaux et de falaises sont le siège d'amplification importante du mouvement sismique.

La Figure 10 représente un exemple de configuration susceptible d'amplifier le mouvement sismique.

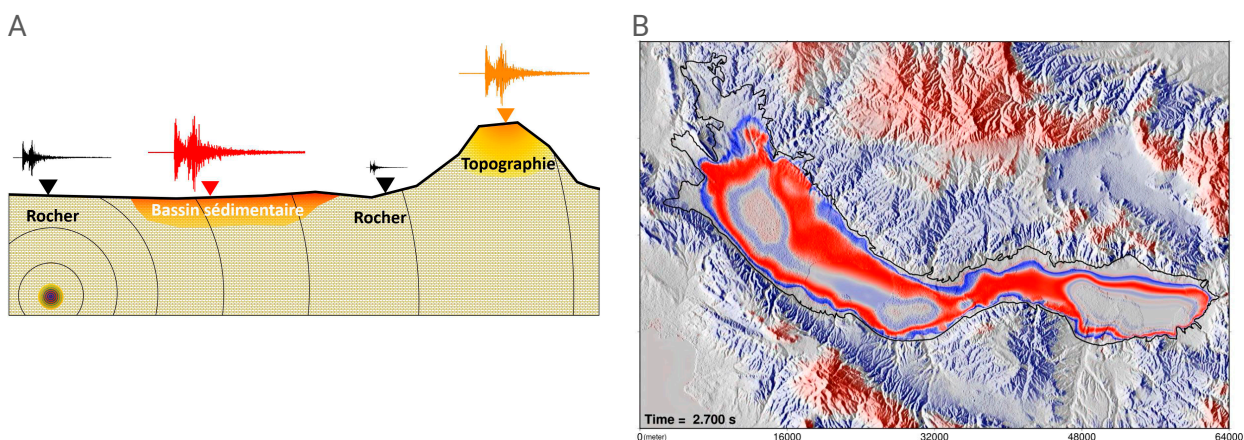


Figure 10 : (a) Représentation schématique des types d'effet de site (lithologique et topographique). Les signaux sismiques (sismogrammes) montrent les mouvements les plus forts enregistrés sur les zones à effet de site : crêtes, reliefs (en orange) et zone de remplissage sédimentaire (en rouge). Les sismogrammes en noir sont enregistrés sur du rocher. Ils s'atténuent avec la distance épacentrale. (b) Exemple d'amplification (en rouge) du mouvement sismique dans un bassin sédimentaire et sur les reliefs avoisinants en Grèce (De Martin et al., 2021 ; Sochala et al., 2020).

Plus rarement et plus particulièrement dans le cas de forts séismes ($M > 5$), des comportements inhabituels du sol que l'on nomme ici phénomènes associés peuvent également se produire. Ces phénomènes associés spécifiques à certains contextes particuliers sont décrits en Annexe 1.

3.3. Les mécanismes en jeu

3.3.1. Les mécanismes de glissement le long des failles à l'origine de la sismicité en géothermie

Comme évoqué précédemment (section 3.1), un séisme se produit le long d'une faille ou fracture et résulte du relâchement brutal de contraintes accumulées dans le massif rocheux. Le champ de contraintes naturel est dépendant de nombreux facteurs ; il peut être perturbé sous l'action d'activités humaines. En géothermie profonde, la circulation de fluide joue un rôle majeur sur les mécanismes associés aux variations et aux transferts de contraintes. Comme explicité de manière plus détaillée en Annexe 3, la sismicité peut en effet résulter d'effets directs liés à la diffusion du fluide, qui agit sur la pression de pore et la pression interstitielle, et d'effets indirects avec des variations de l'état de contraintes dues à des mécanismes poroélastiques et/ou thermoélastiques. Elle peut également résulter d'une altération géochimique de la matrice rocheuse sous l'action de la circulation de fluides.

D'un point de vue théorique, plusieurs critères mécaniques et hydromécaniques permettent d'expliquer les conditions de rupture. Le critère de rupture de Mohr-Coulomb est le plus couramment utilisé pour décrire le glissement le long d'une discontinuité (Figure 11) ; il traduit la relation entre la contrainte tangentielle au plan (dite de cisaillement, τ) et la contrainte normale au plan de rupture (σ_n).

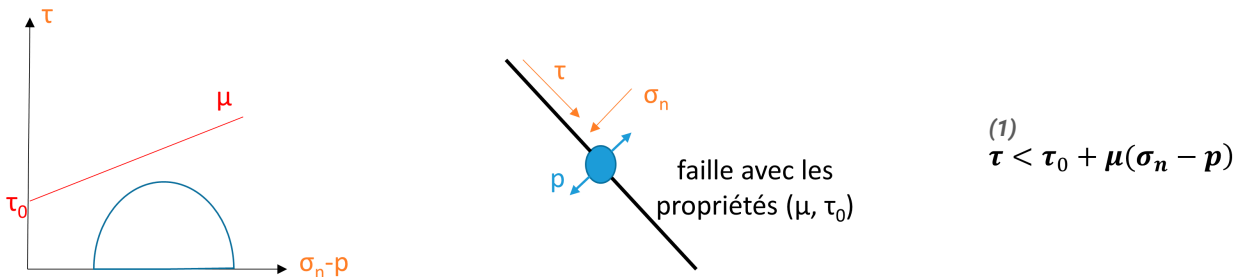


Figure 11 : Représentation schématique des grandeurs sur une discontinuité (à gauche) ; cercle de Mohr représentant l'état de contrainte initial avant toute perturbation (au centre) et critère de rupture de Mohr-Coulomb (à droite). Une rupture a lieu quand l'inégalité n'est plus respectée, c'est-à-dire quand le cercle représentant l'état de contrainte local intersecte la droite rouge.

Avec τ : contrainte de cisaillement, parallèle au plan de la faille ;

μ : coefficient de friction, généralement compris entre 0.6 et 1 (Byerlee, 1978 ; Dieterich, 1979) ;

σ_n : contrainte normale, perpendiculaire à la faille ;

p : pression exercée par le fluide (pression interstitielle) ;

$(\sigma_n - p)$: est appelée la contrainte normale effective, et qui s'exerce réellement sur le squelette solide des épontes de la faille ;

τ_0 : cohésion.

Ainsi, la faille est stable tant que la contrainte de cisaillement (τ) est inférieure à la force de friction, qui est représentée par le terme $\mu (\sigma_n - p)$.

La Figure 12 illustre les principaux mécanismes de rupture par injection de fluide (e.g. De Santis et al., 2021 ; Maury et Branchu, 2020). Dans la réalité, la réponse sismique du milieu aux sollicitations anthropiques est complexe (chapitre 5) : la diffusion de fluide dans le sous-sol est dépendante de plusieurs paramètres parmi lesquels les propriétés géologiques et hydrauliques du réservoir. Ainsi, il est fréquent d'observer un mécanisme dominant, auxquels peuvent s'ajouter ou se soustraire d'autres mécanismes en présence.

Dans un milieu peu poreux fracturé par exemple, la diffusion du fluide sera préférentiellement contrôlée par des processus non-linéaires où les caractéristiques hydrauliques ainsi que l'orientation des fractures préexistantes joueront un rôle central. Dans un champ géothermique à haute température (supérieure à 200 °C), les mécanismes thermoélastiques pourront jouer un rôle majeur dans le déclenchement de la sismicité notamment au voisinage des puits de réinjection en raison du contraste important de température entre le fluide injecté et le réservoir.

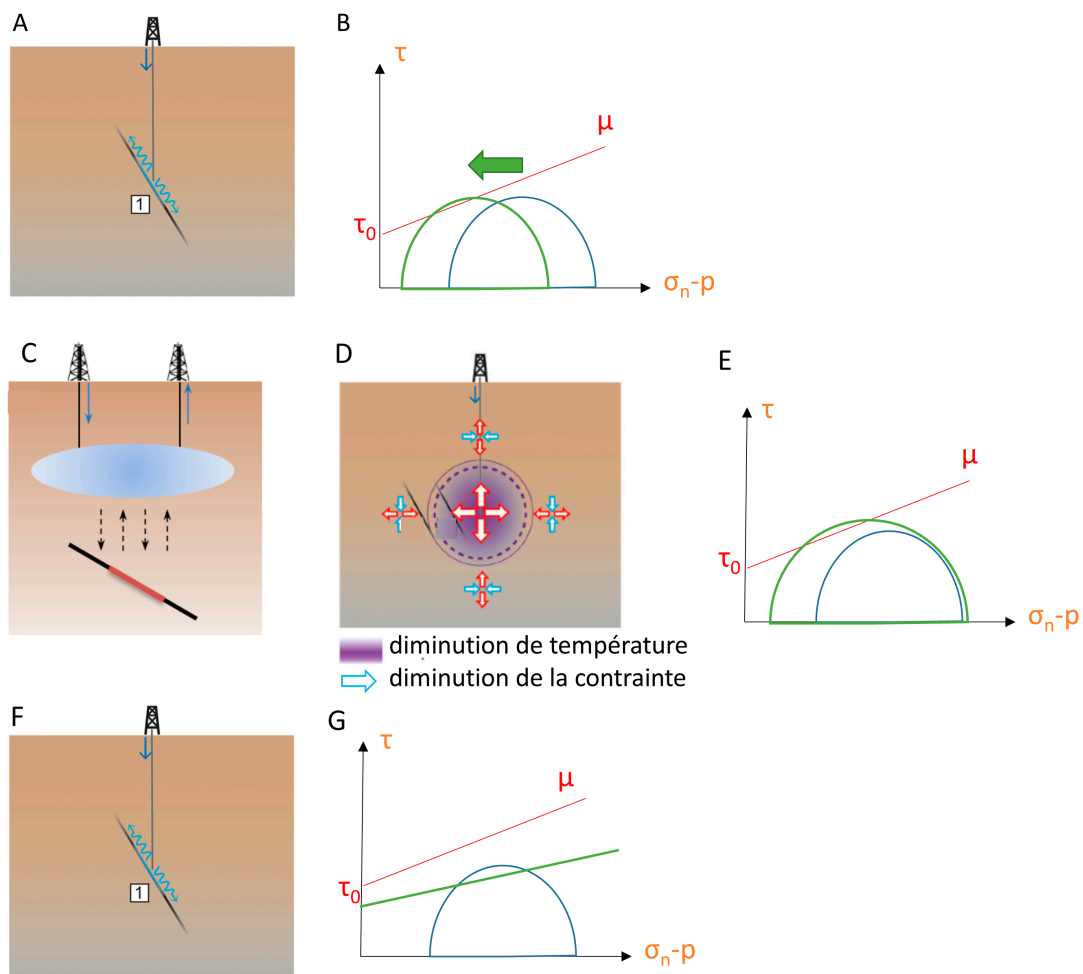


Figure 12 : Représentation des mécanismes pouvant déclencher de la sismicité induite par injection des fluides (d'après Buijze et al., 2019b et De Santis 2021). Première ligne : sous l'effet de l'augmentation de la pression de pore (A) le cercle de Mohr représentant l'état de contrainte initial (en bleu) se translate (cercle vert). Deuxième ligne : sous l'effet des mécanismes poroélastiques et thermoélastiques (C) ou d'une diminution de la température (D) la contrainte ($\Delta\sigma$) varie. Le cercle de Mohr (E) représentant l'état de contrainte initial (en bleu) change de taille et se translate (à noter que la variation de contrainte $\Delta\sigma$ peut être positive ou négative en fonction de la localisation de la faille). Troisième ligne : sous l'effet de l'altération des propriétés mécaniques de la roche du fait de la circulation de fluide (F) l'enveloppe de rupture (la pente de la droite et son ordonnée en vert) change.

3.3.2. Les glissements asismiques

La bonne compréhension de la relation fluide – sismicité est également rendue complexe par la présence de glissements asismiques le long des failles et discontinuités préexistantes. Ce type de glissement, lent et stable, **a lieu sans émission d'ondes sismiques** ; il s'accompagne fréquemment d'une relaxation lente des contraintes dans le milieu comme l'expliquent certaines lois de friction¹³.

Les glissements lents peuvent être déclenchés pendant la phase de **chargement** des failles mais aussi à la suite d'un séisme lors d'un rééquilibrage des contraintes. Ils se caractérisent majoritairement par une augmentation générale de la friction lors du glissement, empêchant ainsi l'émission d'ondes sismiques.

Divers retours d'expérience montrent que les glissements asismiques peuvent avoir lieu à grande échelle dans les réservoirs géothermiques exploités, tels qu'à Soultz-sous-Forêts (Cornet, 2016), Rittershoffen (Lengliné et al., 2017), ou encore North Brawley aux USA (Wei et al., 2015). À leur tour, ces glissements asismiques peuvent être à l'origine d'une sismicité induite dans les réservoirs géothermiques, au sein d'un processus mixte sismique et asismique (De Santis et al., 2021 ; Wynants-Morel, 2021). Dans ce contexte, ces glissements asismiques peuvent être identifiés par l'analyse des signaux sismiques pour détecter des événements caractérisés par des formes d'onde très similaires, qui témoignent de l'occurrence de ruptures sismiques répétitives le long de segments de faille qualifiés d'aspérité. En effet, selon Bourouis et Bernard (2007), ces aspérités sont des zones sur le plan de faille où le glissement s'arrête temporairement et localement, alors que la région environnante glisse, de manière continue et asismique, en chargeant l'aspérité qui, ainsi, est amenée à la rupture de manière répétitive.

Le déclenchement de sismicité post-injection pourrait être attribué à ces mécanismes de déformation asismique (voir section 3.4 ; Cornet, 2016 ; Lengliné et al., 2017). De plus, des expériences d'injection de fluide réalisées in situ, à échelle décimétrique, dans différents milieux géologiques, montrent une déformation majoritairement asismique (De Barros et al., 2016; Guglielmi et al., 2015). De même, lors d'une expérience d'injection de fluide aux Philippines dans une faille, celle-ci a glissé asismiquement, sans générer de sismicité (Prioul et al., 2000). Si les conditions de glissement des failles étaient mieux connues et bien maîtrisées, il pourrait être possible d'éviter la présence de glissement instable (Cornet, 2016).

Dans l'état actuel des observations et connaissances, il n'est pas encore possible d'anticiper la réponse d'une faille soumise à une injection de fluide. Le suivi des déplacements asismiques est encore au stade de la recherche, c'est pourquoi dans la suite de ce guide, des propositions seront formulées pour acquérir des données et alimenter la recherche sur ce sujet (section 7.4).

3.4. Caractéristiques générales de la sismicité induite par géothermie profonde

La sismicité induite associée à une injection de fluides se produit souvent à proximité du point d'injection et peut s'éloigner jusqu'à quelques kilomètres (3 à 5 km pour les systèmes faillés fracturés) (De Santis et al., 2021). Cependant, cela n'exclut pas d'observer des séismes induits à plus grande distance (de l'ordre de la dizaine de kilomètres) du point d'injection (Goebel and Brodsky, 2018). La distance à laquelle se produit la sismicité induite serait à rapprocher du mécanisme qui la provoque (diffusion de la pression ou phénomènes poroélastiques, section 3.3).

¹³ – La friction est la résistance au mouvement entre les deux compartiments de la faille.

La sismicité induite présente souvent une migration spatio-temporelle marquée, les événements se produisant d'abord à proximité du point d'injection pour s'en éloigner progressivement. Cependant, ce n'est pas toujours le cas, plusieurs sites en système à contrôle mixte ont développé immédiatement une sismicité plus profonde que le point d'injection (De Santis et al., 2021). Ce phénomène serait lié à des connections hydrauliques entre le réservoir et le **socle** qui réactivent les failles dont l'orientation est la plus critique, en termes d'équilibre mécanique, par rapport à la modification de l'état de contraintes.

Concernant la temporalité de la sismicité induite, cette dernière peut se produire conjointement à l'injection et/ou à l'extraction de fluide et s'arrêter dans les semaines qui suivent l'arrêt de la perturbation, mais elle peut aussi perdurer des mois voire des années (Maury et Branchu, 2020). Cette temporalité est fortement liée au contexte géologique local, aux propriétés hydrauliques du réservoir géothermique et aux conditions d'exploitation (volume, débits, pressions, etc.). En effet, une caractéristique propre à la sismicité induite durant les opérations visant à augmenter la perméabilité des discontinuités préexistantes (section 2.1.2.3) est l'occurrence de l'événement de magnitude maximale pendant la phase post-injection (e.g. Evans et al., 2012; Majer et al., 2007; Mukuhira et al., 2017; Zang et al., 2014). Comme il sera discuté plus en détail au chapitre 8, l'occurrence d'événements de magnitude significative après la fin des opérations pose un problème majeur dans la maîtrise de la sismicité sur les sites géothermiques. En effet, les solutions de mitigation employées, basées sur l'optimisation des paramètres opérationnels (pression, débit, etc.), sont inopérantes quand les opérations sont à l'arrêt. Anticiper l'occurrence de la sismicité post-injection constitue aujourd'hui le seul moyen pour en réduire le risque associé, mais cela reste difficile car ses causes sont encore mal comprises.

3.5. La sismicité induite à travers le monde

Le catalogue en ligne HiQuake¹⁴ (dernier accès 16/06/2021) donne un éclairage large sur la sismicité induite à travers le monde, puisqu'il recense plus de 1 200 événements induits depuis 1868 et ayant fait l'objet de publications. Il confirme que l'occurrence d'événements sismiques en réponse aux activités anthropiques est un phénomène observé pour différents types d'opérations industrielles.

Parmi l'ensemble des événements, près de 75 sont attribués à la géothermie soit 6 % (Figure 13). Il est cependant à noter que ce catalogue inclut tous les événements classés *a priori* comme induits, c'est-à-dire sans validation d'experts (Foulger et al., 2018), et qu'il n'est pas exhaustif, tous les cas de sismicité induite n'étant pas publiés.

La part de la géothermie profonde par rapport aux autres technologies, est sans doute à relativiser du point de vue de la maturité des filières industrielles. Les activités minières sont par exemple plus anciennes que la géothermie profonde, ce qui peut expliquer l'écart en proportion des cas de sismicité induite. La production d'hydrocarbures non-conventionnels est quant à elle certes récente, mais requiert en comparaison avec l'activité minière, l'injection massive de fluide dans le sous-sol avec notamment le recours à la fracturation hydraulique et l'injection d'eaux de rejet qui sont par nature très sismogènes. Enfin, notons que pour chacune des grandes catégories d'activités industrielles le nombre d'opérations ou de projets, est très variables, certaines activités étant plus développées que d'autres, ce qui rend également difficile la comparaison : il n'est pas possible de rapporter ces chiffres au nombre total de projets par catégorie d'activité.

Malgré ses limites, le catalogue HiQuake donne des ordres de grandeur ; il permet de conclure que la sismicité induite par la géothermie profonde représente une faible part de la sismicité induite par les activités industrielles dans le

¹⁴ – <https://inducedearthquakes.org/> Chaque item du catalogue correspond à un projet ou à une phase d'un projet (opération). Soultz-sous-Forêts, par exemple, apparaît deux fois pour la sismicité de 2000 et 2003. Par ailleurs, certaines informations sont manquantes, comme la date d'occurrence du séisme d'intensité maximale ou sa magnitude. Plus généralement, ce catalogue s'appuie sur les études publiées dans la littérature scientifique ; celles-ci concernent généralement des événements de magnitude élevée.

sous-sol. À noter également que des enseignements peuvent être tirés de ces différents secteurs industriels en matière de mitigation de l'aléa et du risque de sismicité induite. Beaucoup s'appuient sur le suivi de l'activité microsismique pour limiter l'accumulation de contraintes dans les zones sensibles ou favoriser autant que possible leur relaxation en adaptant les méthodes d'exploitation (voir Contrucci et Klein, 2017 pour une synthèse sur ces aspects). Une synthèse des effets de l'injection de fluide dans le sous-sol a été publiée par NRC (2012).

Nous verrons dans les chapitres suivants, comment la sismicité induite se répartit pour chacun des trois principaux types de systèmes géothermiques et discuterons de manière plus précise des paramètres opérationnels et facteurs intrinsèques qui la contrôlent.

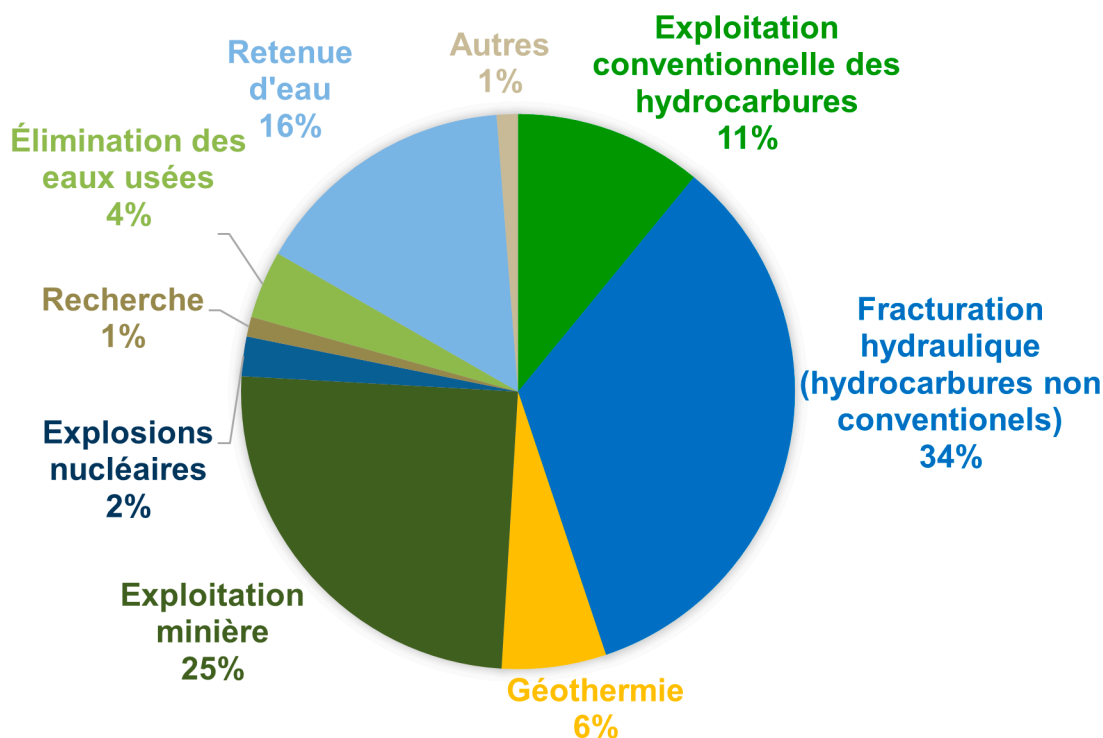


Figure 13 : Causes de sismicité induite d'après le catalogue HiQuake¹⁴. « Autres » inclut des activités qui contribuent pour moins de 0.5 % à la sismicité induite (stockages de CO₂, explosions chimiques, exploitation du méthane houiller, constructions, bombes à pénétration profonde, exploitation des hydrocarbures/injection d'eaux usées).

4. Déploiement de la géothermie et sismicité induite : vue d'ensemble et cas d'études

Ce chapitre débute par la définition d'un **incident sismique** et par une vue d'ensemble des incidents répertoriés en France et à l'étranger et associés à la géothermie profonde. Nous verrons que ces incidents sont finalement peu fréquents, et ce malgré plusieurs biais dans la compilation des données disponibles. Il se poursuit par la présentation des cas d'études utilisés, dans le chapitre suivant, pour identifier les facteurs de prédisposition de l'aléa incident sismique. Ce chapitre se termine par une discussion sur la pertinence et la représentativité de ces cas d'études, dont les enseignements sont *in fine* à la base des recommandations formulées dans la suite de ce guide.

4.1. Vue d'ensemble sur les incidents sismiques

4.1.1. En France

Dans cette section, le nombre d'**incidents sismiques** est mis en relation avec le nombre de projets de géothermie. Par incident sismique, il est entendu **un évènement qui a mené à des plaintes voire à l'arrêt d'un projet**. Par conséquent, dans la suite, un seul incident sismique (le séisme de magnitude la plus élevée) par projet de géothermie est considéré.

En France, les premiers forages géothermiques profonds remontent aux années 1970, avec une prévalence de projets dans le Bassin parisien pour répondre au besoin de chauffage urbain, et l'on en dénombre aujourd'hui 259 (France métropolitaine et DROM), pour 127 projets¹⁵. Sur l'ensemble des projets, seuls 2, à Soultz-sous-Forêts (2003) et Vendenheim (2021), ont été marqués par des incidents sismiques, ce qui représente moins de 2 % des projets.

En première approche (Figure 14), on observe que 100 % des 115 projets en systèmes contrôlés par porosité matricielle n'ont donné lieu à aucun incident sismique. Le nombre de projets en domaines contrôlés par les failles et fractures est quant à lui plus limité, avec seulement 6 projets dont celui de Bouillante localisé en zone volcanique pour lequel aucun incident n'a été répertorié. 2 des 5 projets en domaine en extension ont donné lieu à des séismes ressentis en surface par la population (Figure 14). De même, pour les 6 projets en domaine mixte, aucun incident n'a été recensé.

Il ne faut toutefois pas à ce stade tirer de conclusions sur un lien entre le type de systèmes géothermiques en jeu et l'occurrence d'incident sismique. D'une part, il existe trop peu de projets en domaine contrôlé par les failles ou domaine mixte pour produire des statistiques fiables. D'autre part, les conditions de réalisation des projets sont trop variables selon les contextes géothermaux et géologiques, les objectifs du projet, l'organisation de l'exploitation et les technologies mises en œuvre (section 2.1.2).

¹⁵ – Ces chiffres incluent tous les projets, qu'ils soient en développement tels que Illkirch-Graffenstaden ou Bobigny-Drancy, en cours d'exploitation ou arrêtés, tel que Vendenheim.

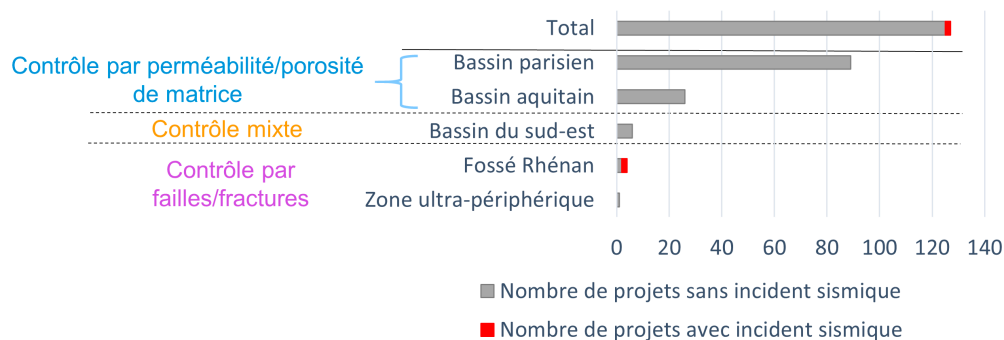


Figure 14 : Projets de géothermie avec et sans incidents sismiques, en France (d'après les données de Sybase, BRGM, complétées par les projets électrogènes de Bouillante (Zone ultra-périphérique) et de Soultz-sous-Forêts). Le type de système géothermique associé est donné à titre indicatif (voir texte).

4.1.2. En Europe

À l'échelle européenne, la plupart des *European GeoSurveys*¹⁶ centralisent les statistiques nationales sur le nombre d'incidents sismiques associés à la géothermie profonde. La comparaison directe entre les statistiques des différents pays n'est toutefois pas simple, car le niveau de ressenti à partir duquel la population manifeste une gêne est très variable. En Islande par exemple, pays marqué par une activité sismo-volcanique récurrente, le niveau d'alerte à partir duquel il faut réduire les opérations est une magnitude de 4 (Peter-Borie et al., 2020b) contre une magnitude de l'ordre de 2 en France. La comparaison de données entre pays européens est donc à prendre avec précaution, mais permet de fournir un état des lieux du nombre de projets ayant eu à gérer des incidents sismiques. La base de données des *European GeoSurveys*¹⁷ a été ici complétée par les données du rapport du marché de l'EGEC (European Geothermal Energy Council)¹⁸ de 2020 (EGEC, 2021) qui fournit des statistiques sur le nombre de projets (réseaux de chaleur plus électricité) de géothermie profonde comprenant les projets déjà en opération plus les projets dont le financement est annoncé et/ou un contrat de forage signé. Après recoupement de ces sources d'information, il apparaît que **sur 571 projets, seuls 2 % (soit 14 projets dont les 2 français précités) ont été l'objet d'incidents sismiques** (Figure 15). Il faut noter que cette comparaison est à prendre comme un ordre de grandeur, **plusieurs des projets ayant été l'objet d'incidents sont définitivement arrêtés, et donc non comptabilisés dans le nombre de projets**. Par ailleurs, certains des projets en développement peuvent être seulement à la phase de pré-forage, et dans ce cas, la non-survenue d'incidents sismiques n'est pas significative. La liste détaillée des projets pour lesquels des incidents se sont produits et leurs répercussions est fournie en Annexe 4.

¹⁶ – Les services géologiques européens regroupent les informations disponibles sur la géologie du sous-sol dans leur pays.

¹⁷ – Quand les *European GeoSurveys* n'avaient pas cette information nous avons pris contact avec des universitaires locaux pour compléter cette base de données.

¹⁸ – L'EGEC est une association européenne dont le but est de promouvoir l'industrie géothermique.

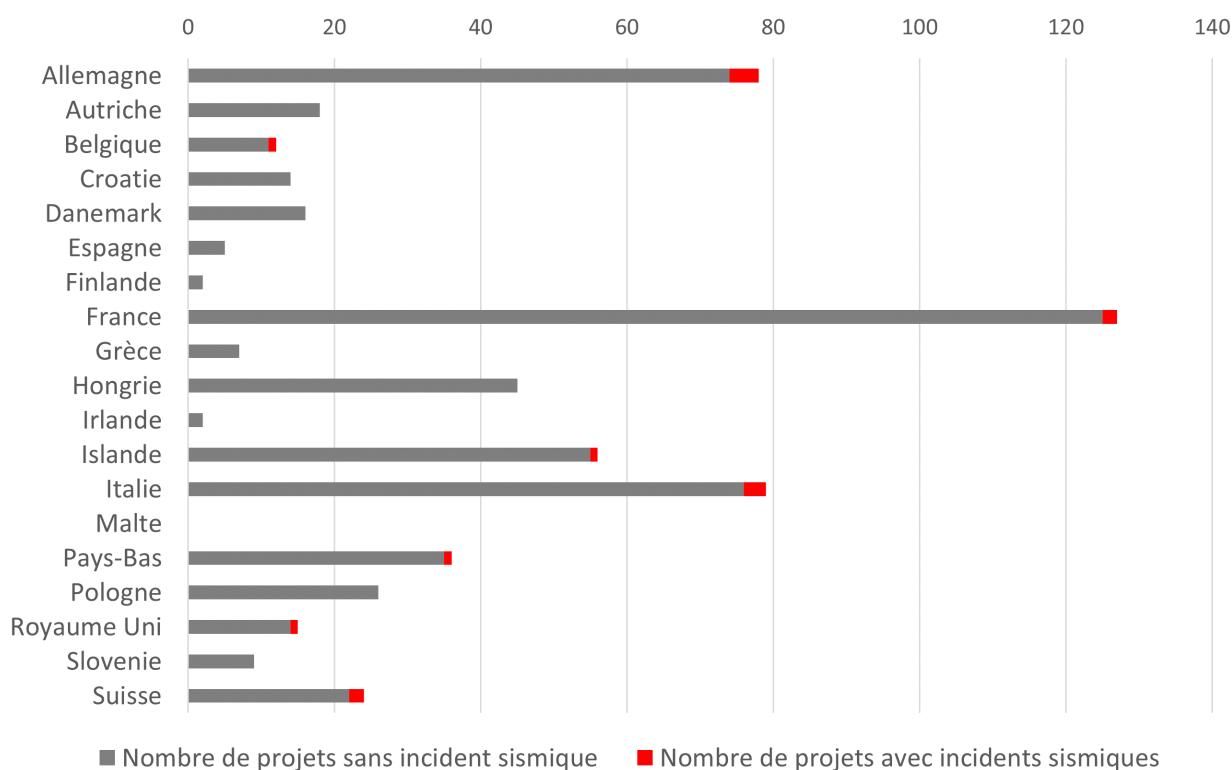


Figure 15 : Projets de géothermie avec et sans incident sismique en Europe (France comprise). Le nombre de projets (en exploitation et en développement) est issu du rapport de l'EGEC et le nombre d'incidents est issu d'une enquête auprès de différentes entités de chaque pays détentrices de ces informations (voir détails en Annexe 4).

4.1.3. Dans le monde

Le catalogue HiQuake¹⁴, malgré ses limites et ses biais, permet de renseigner sur l'évolution du nombre d'évènements de **magnitude maximale** (Figure 16), à partir des années 2000, avec le développement de projets de géothermie (et donc la puissance installée). On peut ainsi noter une diminution récente du nombre d'évènements sur la période 2015-2020 avec environ un évènement par an, alors que la puissance installée a continué de grandir en 2015 et probablement également en 2020 comme la courbe sur l'usage électrique le laisse supposer. En conclusion, on peut noter une absence de corrélation du nombre d'évènements sismiques induits avec la puissance installée, autrement dit même si de plus en plus de projets sont développés, le nombre d'évènements sismiques reste stable.

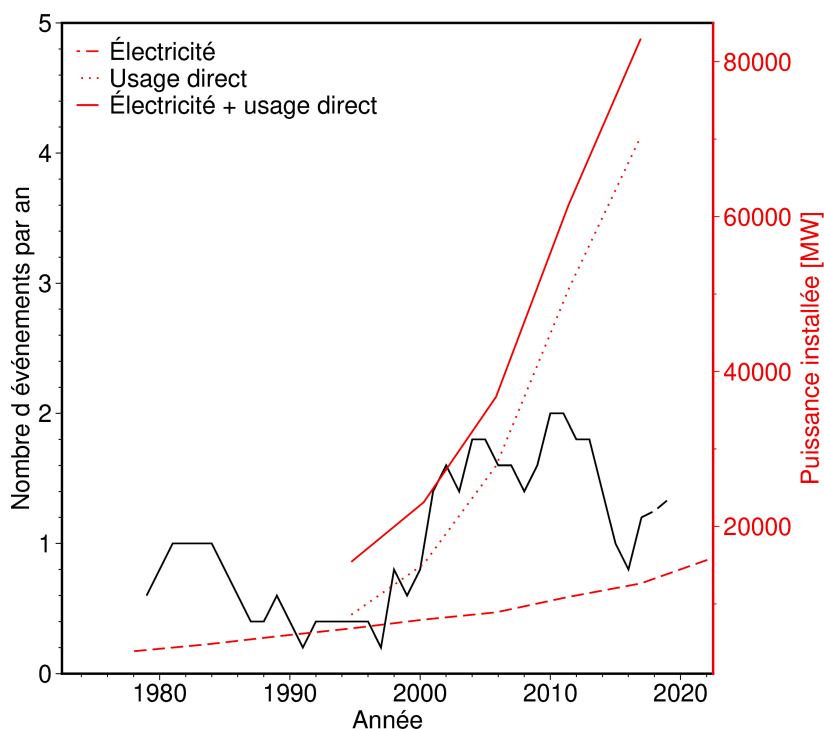


Figure 16 : Comparaison entre le nombre d'évènements sismiques par an attribués à la géothermie et la puissance installée. En noir, moyenne glissante sur 5 ans du nombre d'évènements sismiques attribués à la géothermie (source des données : catalogue HiQuake¹⁴) ; seulement 46 évènements sur 74 sont datés précisément. Les courbes rouges indiquent l'évolution de la puissance mondiale installée au cours du temps en fonction de l'usage (Bertani, 2016; Hutter, 2020, 2001; <https://www.geothermal-energy.org/explore/our-databases/geothermal-power-database/#electricity-generation-by-country>). Cette évaluation de la puissance est réalisée tous les 5 ans.

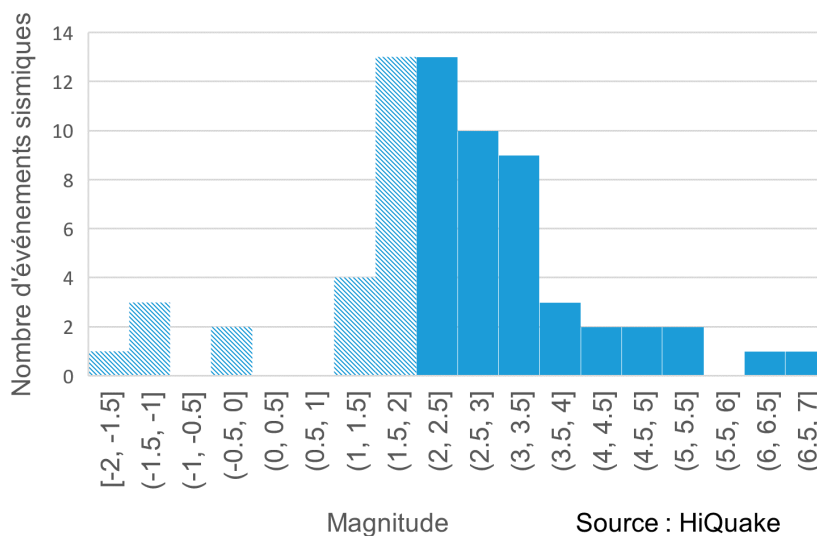


Figure 17 : Magnitude du **séisme maximal** observé quand elle est renseignée (source des données : catalogue HiQuake¹⁴). À noter qu'aucune information ne permet de relier la magnitude du séisme maximal à la **magnitude de complétude** du réseau de surveillance ayant enregistré cet évènement. Les barres hachurées matérialisent la gamme de magnitude pour laquelle le catalogue est très probablement incomplet.

Concernant la magnitude maximale, elle est connue pour 68 des événements sismiques reportés dans le catalogue (Figure 17). Peu d'événements ont une magnitude maximale inférieure à 1. Cela s'explique d'une part, par le fait que tous les projets de géothermie n'ont pas de réseau de surveillance sismique dédié et par le fait que la magnitude de complétude des réseaux sismologiques nationaux est généralement proche de 2. D'autre part, de faibles valeurs de magnitudes, n'ayant pas ou très peu d'impact en surface, ne seront pas systématiquement publiées à moins que des études de recherche spécifiques n'aient lieu. La grande majorité des événements recensés (68 %) a une magnitude comprise entre 1,5 et 3,5. Les événements de magnitude supérieure à 5, soupçonnés d'être induits ont, à l'exception de Pohang, tous eu lieu dans des projets géothermiques en exploitation situés dans des zones connues pour avoir une activité sismique naturelle importante.

En conclusion, et malgré toutes les limites et les biais des éléments précédemment discutés, on peut retenir que **les incidents sismiques concernent un faible pourcentage (~2 %) des opérations de géothermie profonde**. Le nombre d'incidents sismiques n'augmente pas au cours du temps et leur proportion par rapport au nombre de projets tendrait même à diminuer. Par ailleurs, la grande majorité (70 %) des événements recensés ont des magnitudes inférieures à 3 ce qui signifie que, bien qu'ils puissent être ressentis, les dégâts aux biens et aux personnes sont limités voire nuls.

4.2. Présentation des cas d'études

La sélection de cas d'études pour mieux comprendre et identifier les facteurs clé d'occurrence des incidents sismiques s'appuie en bonne partie sur une étude conduite par l'Ineris (De Santis et al., 2021). Sur la base d'une **revue bibliographique détaillée**, elle avait permis l'analyse d'une trentaine de projets de géothermie profonde marqués par des événements sismiques de magnitude supérieure ou égale à 1,5, pour certains ressentis en surface. À noter que certains des projets géothermiques se distinguent par l'occurrence de plusieurs épisodes de sismicité, chacun est relatif à différentes **opérations**.

Pour analyser non seulement les conditions d'occurrence de la sismicité, mais aussi son absence, le travail d'analyse de De Santis et al. (2021) est ici complété par l'étude d'une vingtaine de projets marqués par l'absence de sismicité ou par une sismicité de faible magnitude ($M < 1,5$). **Au total, ce sont donc 53 projets (Figure 18a et b) de géothermie profonde et 77 opérations qui sont ici pris en compte**. Au-delà des références bibliographiques spécifiques à chaque projet et/ou épisode de sismicité, les deux sources importantes d'information pour constituer notre base de données sont les travaux de Buijze et al (2019a, 2019b), qui ont récolté et analysé un nombre important de données sur des nombreux projets géothermiques, ainsi que le catalogue HiQuake¹⁴. La Figure 19 présente l'ensemble des projets retenus avec indication, pour les projets concernés, de la **magnitude maximale** des séismes induits. Plus de détails sur ces cas d'études sont fournis en Annexe 5.

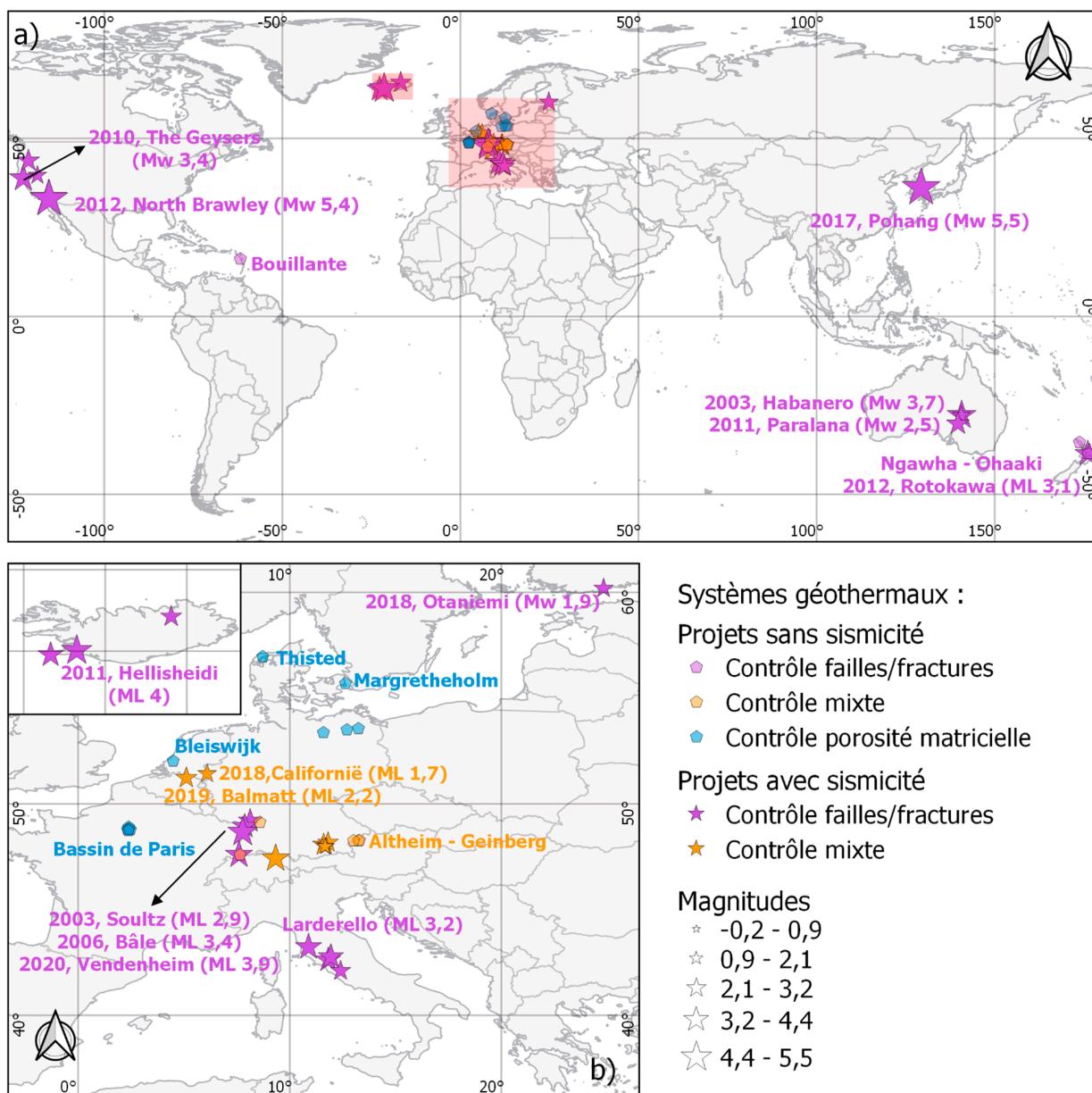
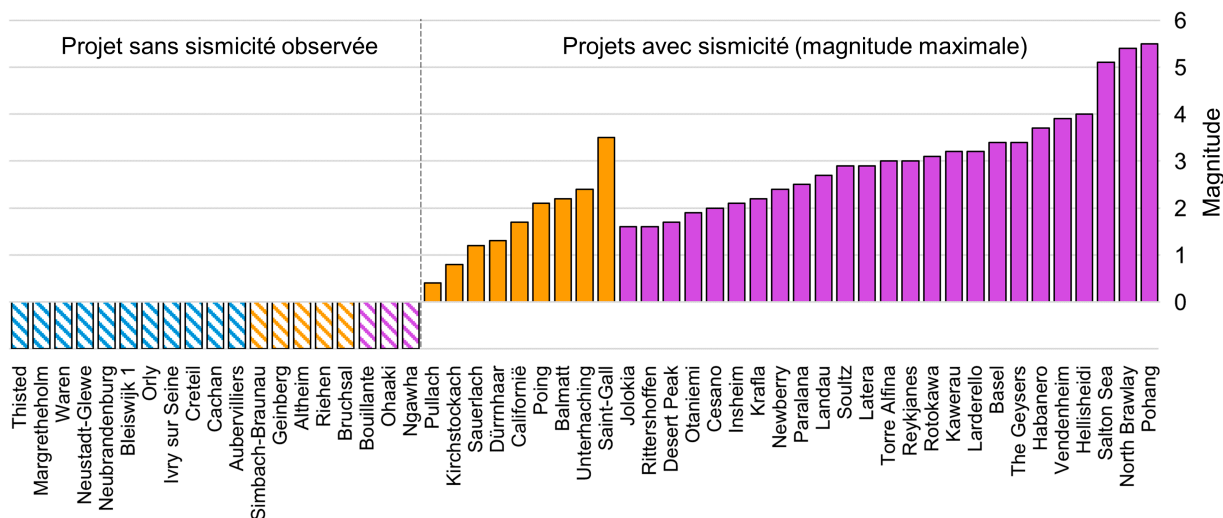


Figure 18 : Carte des projets géothermiques analysés (a) avec un zoom sur l'Europe centrale et l'Islande (b). Les projets associés à l'occurrence de sismicité sont indiqués avec une étoile dont la taille est fonction de la magnitude maximale observée pour les événements induits de chaque projet. Les projets pour lesquels aucune sismicité n'a été observée sont reportés avec un pentagone. La couleur des étoiles et pentagones indique le type de système géothermique de chaque projet (légende).



Types de systèmes géothermiques :

■ Contrôle par failles/fractures ■ Contrôle par porosité matricielle ■ Contrôle mixte

Figure 19 : Liste des projets géothermiques analysés. Les projets pour lesquels aucune sismicité n'a été observée sont reportés (à gauche) dans l'histogramme avec un remplissage hachuré. Les projets associés à l'occurrence de sismicité sont indiqués (à droite) avec un remplissage uni. Dans ce dernier cas, la barre de l'histogramme indique la valeur de magnitude maximale des séismes observés pour chaque projet. Le code couleur indique le type de système géothermique comme en Figure 18.

4.2.1. Classement des projets sélectionnés selon le type de système géothermique

Les projets géothermiques sélectionnés ont été groupés (Figure 18 et Figure 20a) en fonction des **3 typologies de systèmes géothermiques** introduites en section 2.1.2.1. qui se basent sur le phénomène qui régit l'écoulement des fluides dans les réservoirs (Tableau 1), à savoir :

- **les systèmes où l'écoulement se fait principalement par porosité de la matrice rocheuse** (en bleu en Figure 20a, i.e. bassin parisien) ;
- **les systèmes mixtes** où l'écoulement se fait à la fois par les réseaux de failles et **fractures**, et par porosité matricielle (en orange en Figure 20a, i.e. bassin molassique bavarois) ;
- **les systèmes contrôlés par failles et fractures** (en violet en Figure 20a), où l'écoulement se fait grâce aux réseaux de failles/fractures du réservoir et qui inclut tous les projets géothermiques en contexte **pétrothermal** de socle (CPS en Figure 20a, i.e. Paralana), en domaine en extension (CDE en Figure 20a, i.e. fossé rhénan), ainsi qu'en contexte volcanique (CV en Figure 20a, i.e. Bouillante) et plutonique (CP en Figure 20a, i.e. Larderello).

Pour les systèmes géothermiques contrôlés par porosité matricielle, 11 projets au total sont retenus (Figure 20a). Ces projets, qui ne sont pas associés à l'occurrence de sismicité (voir Figure 18b et chapitre 5), sont tous localisés en Europe (Figure 18b), notamment dans le bassin parisien, au nord de l'Allemagne, au Danemark et aux Pays-Bas ; tous ciblent des aquifères sédimentaires poreux (principalement grès et carbonates).

Toujours en Europe, se trouve la totalité des **14 projets sélectionnés dans les systèmes géothermiques à contrôle mixte** (par faille/fractures et par porosité matricielle) (Figure 20a). 10 de ces projets sont localisés dans le bassin

molassique, entre la Suisse, le sud de l'Allemagne et l'Autriche (Figure 18b), visant un aquifère sédimentaire (principalement calcaire) poreux, mais hautement karstifié et fracturé. Les 4 autres projets sélectionnés dans la même catégorie sont situés aux Pays-Bas, en Belgique et dans le fossé rhénan, en Allemagne et en Suisse (Figure 18b). Pour ce qui concerne les Pays-Bas et la Belgique, il s'agit respectivement des sites de Californië et Balmatt qui ciblent tous les deux un aquifère sédimentaire (principalement grès et calcaires) karstifié et fracturé. Enfin, les deux projets du fossé rhénan classés dans les systèmes à contrôle mixte sont les sites de Bruchsal (Allemagne) et Riehen (Suisse) qui exploitent les grès du Trias au-dessus du socle granitique.

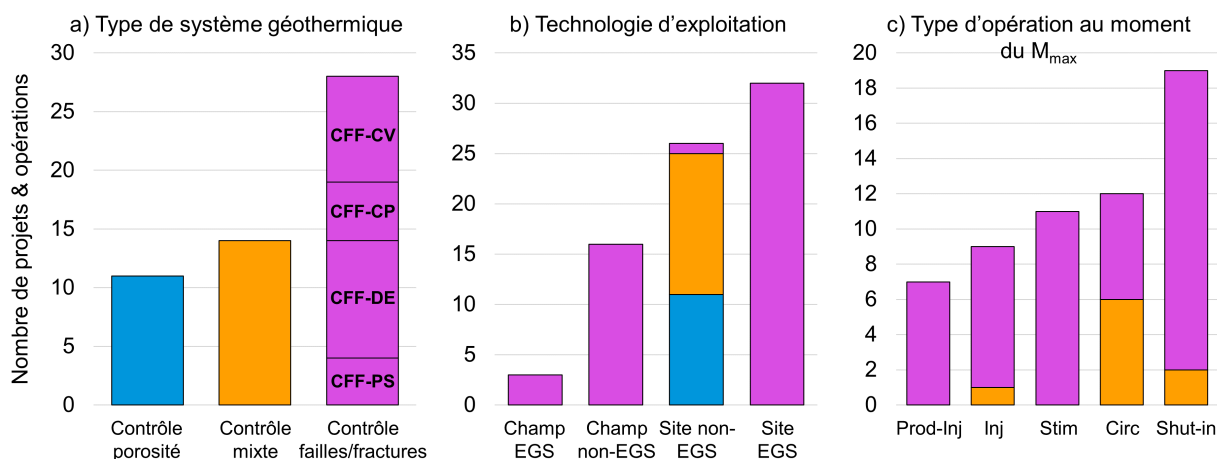


Figure 20 : Nombre de projets et cas d'études analysés en fonction du type de système géothermique (a), de la technologie d'exploitation (b) et du type d'opération en cours au moment de la survenue de l'évènement sismique principal. Le code couleur des figures (b) et (c) est défini par les trois premières colonnes de la figure (a). En figure (a), pour les systèmes contrôlés par failles et fractures, on indique également le type de contexte géothermal pour les projets choisis : CPS – Contexte pétrothermal de socle ; CP – Contexte plutonique ; CV – Contexte volcanique ; CDE – Contexte en domaine en extension. Types d'opérations en figure (c) : Inj – Injection ; Prod-Inj – Production et réinjection ; Circ – Circulation ; Stim – Stimulation ; Shut-in.

Les **28 projets sélectionnés dans les systèmes géothermiques contrôlés par failles et fractures** (Figure 20a) sont caractérisés par une plus grande variété de contextes géothermaux et sont plus largement répartis dans le monde (Figure 18a et b). En Europe on retrouve : les projets italiens et islandais, 7 au total, liés respectivement à des contextes plutoniques et volcaniques ; les 6 projets du fossé rhénan, entre la France, la Suisse et l'Allemagne, en contexte de domaine en extension ; ainsi qu'un projet en Finlande, en contexte pétrothermal de socle. Les 7 autres projets sélectionnés en contextes plutonique et volcanique sont localisés aux Etats Unis, en Nouvelle-Zélande et en Guadeloupe (Figure 18a), alors que les 3 autres projets sélectionnés en contexte pétrothermal de socle sont tous localisés en Australie. Quant aux projets sélectionnés en contexte de domaine en extension, en dehors des 6 projets européens, 4 autres projets ont été choisis, 3 aux États-Unis et 1 en Corée du Sud.

4.2.2. Caractéristiques des projets et des cas d'études sélectionnés

Le Tableau 5 synthétise les caractéristiques des projets géothermiques sélectionnés. **Les profondeurs maximales des projets sont variables entre 1 et 6 km, pour des températures de réservoirs allant de 45 °C à plus de 400 °C. Les projets dans les systèmes contrôlés par porosité matricielle sont généralement les moins profonds, pour des températures de réservoir inférieures à 100 °C. Les projets dans les systèmes à contrôle mixte présentent des températures entre 80 et 145 °C et des profondeurs moyennes, avec des puits de 2 à 4 km de profondeur, généralement forés**

au-dessus du socle. Compte tenu de la variété des contextes géothermaux dans les systèmes contrôlés par failles et fractures, les températures et les profondeurs pour ces projets peuvent être très variables. En effet, les projets en contexte pétrothermal de socle sont les plus profonds, avec les puits forés à plus de 4 km, et des températures n'excédant pas les 270 °C. En contexte de domaine en extension, les profondeurs peuvent être très variables, de 1,5 à 4 km, avec les puits forés, dans certains cas, plusieurs centaines de mètres, voire plusieurs kilomètres, en dessous du socle. Enfin, les projets dans les contextes volcaniques et plutoniques présentent en moyenne des profondeurs n'excédant pas 3 km, pour des températures plus élevées, dans la plupart des cas entre 200 °C et plus de 400 °C.

Les technologies d'exploitation employées dans les différents projets sélectionnés sont diverses. Comme l'illustre la Figure 20b, établie sur la base des définitions des sections 2.1.2.2 et 2.1.2.3, **les cas d'études ont été étiquetés comme sites ou champs en fonction de l'organisation de l'exploitation.** On parlera de sites pour les projets géothermiques caractérisés par quelques forages proches (doublets, triplets ou quadruplets) et de champs pour les projets avec plusieurs puits de production et de réinjection (Figure 4). Au vu de ces deux différentes configurations d'exploitation, les champs géothermiques ont une emprise au sol généralement de plusieurs dizaines de km², beaucoup plus étendue que dans le cas des sites géothermiques, et présentent le plus souvent les taux de production les plus élevés. Comme le montre la Figure 20b, l'exploitation par site peut se rencontrer dans tous les types de systèmes géothermiques, alors que l'organisation de l'exploitation par champs est observée uniquement pour les projets se trouvant dans les systèmes contrôlés par failles et fractures.

Indépendamment de l'organisation par champs ou par sites des projets sélectionnés, **l'exploitation de la ressource géothermale peut se faire à la fois sans employer des technologies EGS ou, quand cela est nécessaire, en réalisant des opérations de stimulations hydrauliques, thermiques et/ou chimiques** pour améliorer les propriétés hydrauliques du réservoir. Dans le premier cas, les projets (champs ou sites) sélectionnés dans la base de données sont classés dans la catégorie non-EGS, alors que, dans le deuxième cas, ils seront classés dans la catégorie EGS (Figure 20b). Cependant, il convient de remarquer que les acidifications couramment employées dans les systèmes contrôlés par porosité matricielle, comme c'est souvent le cas pour les sites du bassin de Paris, ainsi que les stimulations thermiques régulièrement appliquées aux puits des projets islandais dans les systèmes contrôlés par faille et fractures, ne sont pas classées dans la catégorie EGS, car employées de manière conventionnelle et systématique avant la mise en production des sites ou des champs (voir section 2.1.2.3). Par ailleurs, dans de nombreux cas, les technologies EGS peuvent être employées seulement pour certains puits d'un même site ou champ. Cela est par exemple le cas du site de Rittershoffen, où seulement un des puits du doublet a été stimulé, de Bouillante (stimulation du puits BO4), ainsi que des champs géothermiques de Hellisheidi (Islande) et The Geysers (États-Unis). Dans ces cas, le projet en question est ici classé comme EGS ou non-EGS en fonction de l'opération (et donc du puits) prise en compte dans la base de données. C'est pour cela que le projet de Bouillante est ici classé dans les sites non-EGS car nous ne prenons pas spécifiquement en compte les opérations relatives aux stimulations dans le puits BO4.

Comme le montre la Figure 20b, parmi les projets sélectionnés, ce sont principalement les systèmes à contrôle mixte et par porosité matricielle, organisés par sites, qui n'emploient pas des technologies EGS. En revanche, les projets sélectionnés dans les systèmes contrôlés par failles et fractures sont plus souvent associés aux technologies EGS, notamment dans les contextes où l'exploitation s'organise par sites (Figure 20b). L'exploitation par champs est principalement employée dans les systèmes contrôlés par failles et fractures en contextes volcaniques et plutoniques (Figure 20b et Tableau 5). De manière ponctuelle, certains des cas d'études sélectionnés dans les systèmes contrôlés par failles et fractures en contextes de domaine en extension peuvent être exploités par champs avec ou sans recours à des technologies EGS (Tableau 5). Cela est le cas des projets de Salton Sea et North Brawley qui sont classés dans la catégorie champs non-EGS, ainsi que du projet de Desert Peak classé dans la catégorie champs EGS. Il convient de remarquer que l'exploitation par champs EGS est très peu développée dans les cas d'étude analysés. En effet, elle ne s'observe que pour 3 des cas analysés où certains des puits ont dû être stimulés avant la mise en production.

Tableau 5 : Synthèse des caractéristiques pour les cas d'études analysés.
Voir l'Annexe 5 pour plus d'informations sur les cas d'études.

Système géothermique		n° de projets sélectionnés	Zone	Technologie d'exploitation ^(a)	Sismicité ^(b)
Contrôle porosité matricielle		5	Bassin parisien (France)	Sites non-EGS (11)	Aucune observée
		3	Bassin nord allemand		
		1	Bassin ouest des Pays-Bas		
		2	Bassin Danois		
Contrôle mixte		10	Bassin molassique (Allemagne, Suisse, Autriche)	Sites non-EGS (14)	7 ($0,4 \leq M \leq 3,5$)
		2	Fossé rhénan (Allemagne, Suisse)		Aucune observée
		2	Belgique et Pays-Bas		2 ($2,1 \leq M \leq 2,2$)
Contrôle failles/fractures	Domaine en extension	6	Fossé rhénan (France, Allemagne, Suisse)	Sites EGS (7) Champs EGS (1) Champs non-EGS (2)	6 ($2,1 \leq M \leq 2,2$)
		4	Great Basin (États-Unis), bassin Salton Trough (États-Unis), Pohang basin (Corée du Sud)		4 ($1,6 \leq M \leq 5,5$)
	Plutonique	5	Bassin Toscane-Latium (Italie) et Geysers (États-Unis)	Champs EGS (1) Champs non-EGS (4)	5 ($0,4 \leq M \leq 3,4$)
	Volcanique	3	Zone volcanique islandaise	Site EGS (1)	3 ($2,2 \leq M \leq 4$)
		6	Volcan Newberry (États-Unis), Taupo volcanic zone (Nouvelle-Zélande), Guadeloupe	Site non-EGS (1) Champs EGS (1) Champs non-EGS (6)	3 ($2,4 \leq M \leq 3,2$)
	Socle pétrothermal	4	Poontana basin (Australie), Cooper basin (Australie), Finlande et Suède	Sites EGS (4)	4 ($1,6 \leq M \leq 3,7$)

(a) Technologie d'exploitation définie comme dans la Figure 20b. Les chiffres entre parenthèses indiquent le nombre de projets géothermiques associés à la technologie reportée. (b) Le chiffre indique le nombre de projets sélectionnés étant liés à l'occurrence de sismicité, les valeurs entre parenthèses indiquent la fourchette des magnitudes maximales observées pour chaque projet.

Enfin, la Figure 20c montre le nombre de cas d'études en fonction du **type d'opération en cours au moment de la survenu du séisme de magnitude maximale**. Ces opérations ont été classées de la manière suivante :

- **Injection** : toute opération d'injection, comme par exemple les tests d'injection ou les tests de traçage et d'interférence, en dehors des phases de circulation et de stimulation ;
- **Production-Réinjection** : opération simultanée, sur plusieurs puits, d'extraction du fluide géothermique et de réinjection dans le sous-sol du fluide refroidi. Cela est notamment le cas des systèmes contrôlés par failles et fractures où l'extraction de l'énergie géothermique est organisée par champs d'exploitation. Généralement, le volume de fluide extrait est supérieur à la quantité de fluide réinjecté ;
- **Circulation** : circulation équilibrée du fluide entre deux ou trois puits injecteurs et producteurs, avec un volume net pouvant être considéré nul. La circulation est à la base des opérations dans les projets géothermiques des systèmes contrôlés par porosité matricielle et à contrôle mixte, mais aussi dans les systèmes contrôlés par failles et fractures, notamment en contexte de domaine en extension, pendant la phase de production, i.e. une fois les opérations de stimulation terminées. Les opérations de circulation s'appliquent ici uniquement aux projets organisés par site ;

- **Stimulation** : font partie de cette catégorie toutes les opérations de stimulations hydrauliques, thermiques et chimiques, telles que discutées en section 2.1.2.3 et en Annexe 2, visant à améliorer l'injectivité des puits et la perméabilité du réservoir ;
- **Shut-in** : phase, généralement successive à une opération d'injection, de stimulation ou de circulation, dans laquelle le débit dans le système est ramené à zéro.

4.2.3. Discussion sur la sismicité et sur la représentativité de la base de données choisie

Pour ce qui concerne la réponse sismique des cas d'études, elle sera discutée plus en détail dans le chapitre 5. La Figure 19 montre les projets sélectionnés pour lesquels aucun séisme n'a été enregistré, ainsi que la magnitude maximale des séismes induits pour les projets concernés. Au-delà des projets exploitant des systèmes contrôlés par porosité matricielle (en bleu), qui ne sont pas associés à l'occurrence de sismicité, les deux autres types de systèmes, à savoir ceux à contrôle mixte (en orange) et ceux contrôlés par failles et fractures (en violet), peuvent être parfois associés à la survenue d'événements sismiques, dont les magnitudes maximales pour les projets sélectionnés sont variables entre 0,4 et 5,5.

Il convient de remarquer que la base de données de la présente étude ne prend pas en compte deux séismes de M_L 6,4 et 6,6 potentiellement liés respectivement aux projets géothermiques de Laugaland (Islande) et Cerro Prieto (Mexique), pour lesquels il reste difficile d'identifier sans ambiguïté un lien de causalité avec les opérations sur les projets associés.

Précisons aussi que certains séismes analysés dans cette étude ont été ressentis en surface et qu'ils ont, dans quelques cas, conduit à l'arrêt définitif des sites géothermiques. Cela a été le cas pour les projets de Bâle (Suisse), Saint-Gall (Suisse) et Pohang (Corée du Sud), respectivement en 2006, 2013 et 2017, ainsi que, plus récemment, pour le projet de Vendenheim (France), après l'occurrence d'un séisme de M_L 3,6 en décembre 2020.

Enfin, il convient de remarquer que la liste des projets géothermiques choisis ici n'est pas exhaustive. La sélection a été faite, entre autres, sur la base des informations disponibles dans la littérature scientifique ce qui porte à surestimer les projets associés à l'occurrence d'une sismicité significative puisqu'ils sont davantage documentés dans la littérature par rapport aux projets où aucune sismicité n'a été observée ou reportée. Par ailleurs, un autre biais résulte des différences dans le monitoring microsismique sur les projets géothermiques choisis. En effet, les réseaux de surveillance dédiés sont généralement inexistantes pour les projets ciblant des systèmes géothermiques contrôlés par porosité matricielle et à contrôle mixte. Par conséquent, le niveau de sismicité induite ne peut être évalué que sur la base des réseaux sismologiques nationaux. En revanche, les projets géothermiques où des niveaux plus importants de sismicité induite peuvent être attendus sont plus souvent équipés de systèmes de surveillance microsismique dédiés. Cela a deux conséquences principales. En premier lieu, le manque de réseau sismique dédié n'implique pas l'absence de microsismicité, les réseaux sismologiques nationaux n'étant pas dimensionnés pour enregistrer les événements de faible magnitude. En deuxième lieu, les performances des réseaux de surveillance dédiés lorsqu'ils existent ne sont pas identiques d'un site à l'autre. Le **seuil de détectabilité**, la **magnitude de complétude**, ainsi que les moyens de traitement et d'analyse des données sont variables d'un projet à l'autre, limitant la possibilité de comparer les niveaux de sismicité induite. Enfin, signalons que les magnitudes des événements sismiques sélectionnés dans la présente étude peuvent être exprimées à la fois en termes de magnitude locale (M_L), ainsi qu'en termes de magnitude de moment (M_w) (voir section 3.2.2), ce qui constitue un autre facteur limitant la comparaison des niveaux de sismicité entre différents projets.

5. Retour d'expérience sur les cas d'études et identification des facteurs de prédisposition de l'aléa incident sismique

Ce chapitre fait la synthèse des enseignements tirés du retour d'expérience des cas d'études présentés au chapitre précédent. Ceux-ci permettent de mettre en évidence deux familles de facteurs de prédisposition de l'aléa incident sismique : les facteurs intrinsèques, tels que les facteurs géologiques, hydrogéologiques et structuraux, ainsi que les paramètres opérationnels, tels que les pressions, débits et volumes en jeu ou encore les méthodes d'exploitation. Ce chapitre conclut sur une vue de synthèse de ces facteurs qui agissent de manière concomitante et complexe sur l'occurrence et l'intensité de la sismicité. Ils seront utilisés dans la suite de ce document pour formuler les recommandations et les bonnes pratiques pour évaluer l'aléa et maîtriser la sismicité induite.

5.1. Facteurs intrinsèques

5.1.1. L'influence du type de système géothermique

On observe que les **systèmes contrôlés par porosité matricielle (CPM)** ne sont pas associés à l'occurrence de sismicité induite (Figure 21a). C'est notamment le cas des projets géothermiques du Bassin parisien, du bassin nord-allemand, ainsi que du bassin occidental des Pays-Bas et du bassin danois, qui visent tous des réservoirs sédimentaires poreux, dans des conditions géomécaniques loin de la rupture (voir aussi Tableau 5 et Annexe 5.A).

Les projets géothermiques qui visent des **réservoirs à contrôle mixte (CM)**, à savoir contrôlés à la fois par la porosité matricielle ainsi que par les réseaux de failles et fractures préexistantes, peuvent parfois être associés à l'occurrence de sismicité, qui est généralement de faible magnitude (Figure 21b). En effet, sur les 14 cas d'études correspondant à ce type de système géothermique, 5 ne sont pas associés à l'occurrence de sismicité, alors que pour les 9 restants les magnitudes maximales des séismes observés sont comprises entre 0,4 et 3,5, avec seulement 4 cas d'études caractérisés par une sismicité de $M \geq 2$ (Figure 21b). Ces 4 cas sont les projets géothermiques de Poing (M_{\max} 2,1), Unterhaching (M_{\max} 2,4) et Saint-Gall (M_{\max} 3,5), exploitant tous l'aquifère calcaire karstique fracturé du bassin de la Molasse, ainsi que le site de Balmatt (M_{\max} 2,2) visant l'aquifère calcaire fracturé du Dinantien dans le bassin du Graben de la Ruhr en Belgique. La sismicité induite associée à ces 4 projets a été ressentie en surface et a conduit à l'arrêt (temporaire ou définitif, selon les cas) des opérations sur les sites concernés. Le séisme sur le site de Saint-Gall de magnitude M_L 3,5 montre une magnitude nettement supérieure à celle des autres séismes induits par les projets dans ce même type de système géothermique (Figure 21b). À noter que ce séisme, survenu le 20 juillet 2013, est particulier. Il s'est produit à la suite d'une venue inattendue de méthane par le puits qui a nécessité de réaliser des opérations de mise en sécurité du puits avec en particulier, l'injection d'environ 700 m³ de boue de forage pour repousser le gaz dans le sous-sol. Ces opérations ont conduit à augmenter le taux de sismicité, jusqu'à déclencher le séisme de M_L 3,5 (e.g. Diehl et al., 2017 ; Obermann et al., 2015 ; Zbinden et al., 2020). Enfin, il convient de remarquer que l'évènement sismique de M 1,7 associé au projet de Californië (Figure 21b) aux Pays-Bas, visant l'aquifère sédimentaire du Dinantien exploité également par le projet de Balmatt, a tout de même été ressenti en surface malgré sa magnitude inférieure à 2 (Baisch et Vörös, 2018 ; Vörös et Baisch, 2019).



Figure 21 : Sismicité observée en lien avec les cas d'études décrits au Chapitre 4 en fonction du type de système géothermique. Systèmes contrôlés par porosité matricielle (a) ; systèmes à contrôle mixte (b) ; systèmes contrôlés par failles et fractures (CFF) en contexte pétrothermal de socle (c) ; systèmes CFF en contexte plutonique – (d) ; systèmes CFF en contexte volcanique (e) ; système CFF en contexte de domaine en extension (f). Les cas d'études pour lesquels aucune sismicité n'a été observée sont reportés à gauche des histogrammes (figures a, b, e). Pour les cas d'études associés à l'occurrence de sismicité, la barre de l'histogramme indique la valeur de magnitude maximale (M_{max}) des séismes observés. Pour tous les cas d'études, la texture de remplissage des histogrammes indique la méthode d'exploitation de la ressource géothermale, comme indiqué dans la légende et décrit en détail en section 4.2.2.

Enfin, on observe que les projets géothermiques qui visent à exploiter les **systèmes contrôlés par failles et fractures (CFF)** sont plus fréquemment associés à l'occurrence de sismicité, avec des magnitudes maximales pouvant être parfois élevées (Figure 21c, d, e, f). En effet, seulement 3 des 52 cas d'études sélectionnés ne sont pas associés à l'occurrence de sismicité, 14 cas sont caractérisés par des événements sismiques de $M < 2$, alors que pour les 35 cas d'études restants (près des deux tiers des cas d'études dans les systèmes contrôlés par failles et fractures) la sismicité présente des magnitudes maximales entre $2,1 \leq M \leq 5,5$.

Si l'on considère la diversité des contextes géothermiques associés aux systèmes CFF, on observe que les événements sismiques associés aux projets en contexte pétrothermal de socle (CFF-PS) ne sont pas forcément de magnitude élevée, avec 2 cas sur 6 de magnitude $M < 2$ et 3 cas sur 6 de $2 \leq M \leq 3$ (Figure 21c). Dans un seul des cas analysés, on observe l'occurrence d'un événement sismique de $M > 3$. Il s'agit de l'événement de $M 3,7$ survenu en 2003 lors d'une stimulation hydraulique sur le site de Habanero qui ciblait une faille d'origine tectonique. Il est intéressant de souligner que les sites géothermiques en système CFF-PS sont encore aujourd'hui peu développés dans le monde. En effet, ce type de projet s'est révélé non viable économiquement dans la plupart des cas.

Les cas d'études en **contextes volcaniques (CFF-CV) et plutoniques (CFF-CP)** montrent une proportion plus importante d'événements sismiques de $M > 2$ (Figure 21d, e), même si c'est dans les systèmes CFF-CV qu'on retrouve les 3 seuls cas d'études non associés à l'occurrence de sismicité dans les systèmes contrôlés par failles et fractures. Il s'agit des projets de Ngatamariki et Ngawha dans la zone volcanique de Taupo en Nouvelle-Zélande, ainsi que du projet géothermique de Bouillante en Guadeloupe (Figure 21e) (Annexe 5.C.A). À l'exception de 2 opérations sur le champs géothermique de Lartera (Italie) qui ont conduit à l'occurrence d'événements sismiques de $M < 2$ (Figure 21d), tous les autres cas sélectionnés dans des contextes CFF-CV et CFF-CP font l'objet de sismicité de $M \geq 2$. Il convient de remarquer que dans ces contextes géothermaux, il peut être parfois difficile de distinguer les séismes naturels des séismes induits, ce qui ne permet pas d'attribuer avec certitude un événement sismique aux opérations géothermiques en cours. Cette problématique, propre à la sismicité induite en général, se retrouve plus particulièrement pour les sites géothermiques en zones volcaniques et plutoniques. En effet, en raison du niveau de sismicité naturelle généralement modéré à fort dans ce type de contexte, l'occurrence d'événements sismiques naturels peut être plus fréquente.

Pour les cas d'études en **zone en domaine d'extension (CFF-DE)**, la sismicité observée n'a été de $M < 2$ que pour 10 cas sur les 28 analysés. Cette sismicité de faible magnitude est associée à certaines opérations sur les sites géothermiques de Soultz-sous-Forêts et Rittershoffen dans le fossé rhénan, ainsi que pour des opérations sur les sites de Pohang et Desert Peak, respectivement en Corée du Sud et aux États-Unis. Tous les autres cas d'études en zone d'extension montrent l'occurrence d'événements sismiques de $M \geq 2$ (Figure 21f). Par ailleurs, on observe que les sites géothermiques dans ce type de contexte peuvent être associés à des séismes de $M > 5$, ce qui n'est pas le cas pour les cas d'études sélectionnés dans les autres contextes associés aux systèmes géothermiques CFF. Ce cas de figure reste cependant peu fréquent, il n'a été observé que pour 3 des 28 sites analysés en zone d'extension et notamment pour les projets géothermiques de Pohang ($M_w 5,5$), Salton Sea ($M_w 5,1$) et North Brawley ($M_w 5,4$).

Le REX sur les cas d'études de la base de données permet donc de préciser le rôle joué par le type de système géothermique sur le niveau d'aléa sismique induit des différents projets (Figure 22). En effet, **l'aléa incident sismique est très faible pour les réservoirs poreux** où la circulation des fluides est contrôlée par les propriétés pétrophysiques de la roche, **ce qui est le cas des systèmes CPM**, où aucune sismicité n'est observée. **L'aléa est en revanche faible à modéré pour les projets géothermiques visant des systèmes CM** où une sismicité peut être parfois observée, tout en présentant généralement des magnitudes relativement faibles. **Enfin, l'aléa incident sismique est modéré à élevé quand des réservoirs dans des roches fracturées et peu poreuses sont la cible des opérations géothermiques, comme c'est le cas pour les systèmes CFF**, où la sismicité peut être fréquente et caractérisée par des magnitudes plus élevées.

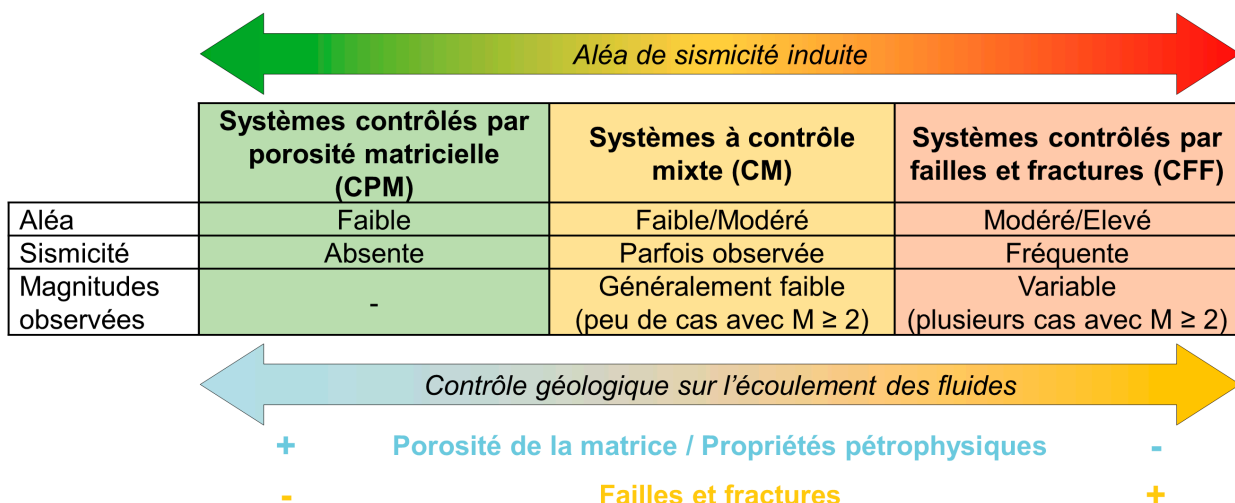


Figure 22 : Schéma illustrant les niveaux d'aléa incident sismique ainsi que les caractéristiques de la sismicité en fonction du type de systèmes géothermiques. La flèche du bas indique le type de contrôle géologique sur l'écoulement des fluides dans les différents types de systèmes géothermiques.

5.1.2. L'influence des conditions naturelles d'écoulement des fluides

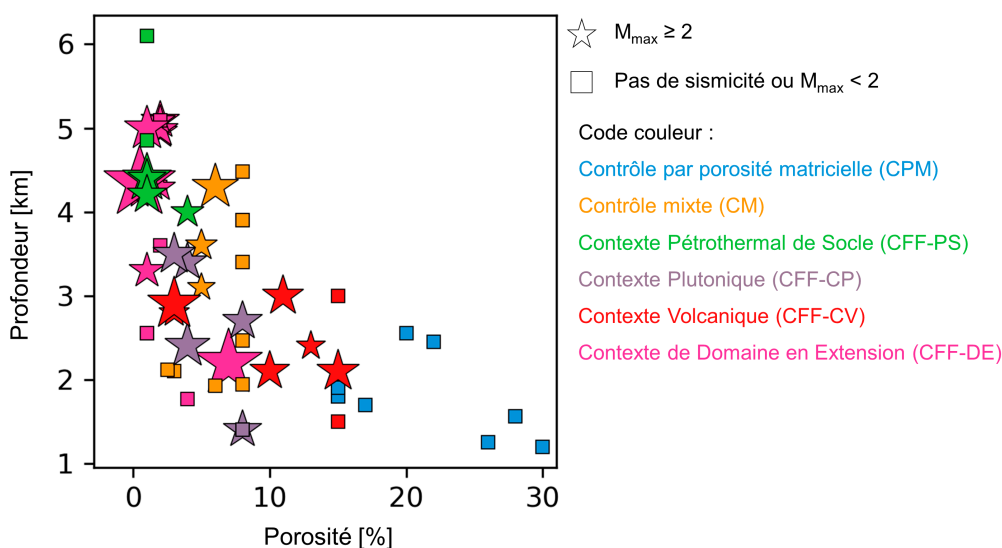


Figure 23 : Porosité et profondeur des cas d'études sélectionnés. La taille des étoiles est fonction de la magnitude maximale observée pour les cas d'études associés à l'occurrence de sismicité avec $M_{\max} \geq 2$. En absence de sismicité ou pour $M_{\max} < 2$, les cas d'études sont reportés avec un carré. Pour tous les cas d'études, la couleur des symboles indique le type de système géothermique comme en Figure 21. Les données de porosité ont été publiées par Buijze et al (2019a).

La Figure 23 présente la porosité de la formation en % pour les cas d'études sélectionnés en fonction de la profondeur des puits d'injection. Comme attendue, la porosité est plus élevée pour les projets géothermiques visant des réservoirs à des profondeurs inférieures à 3 km et pour lesquels l'écoulement naturel des fluides est contrôlé par la porosité matricielle. En effet, la Figure 23 montre que les cas d'études caractérisés par une porosité supérieure à 15 %, à savoir la totalité des projets CPM, ne sont pas associés à l'occurrence de sismicité. Autrement dit et en accord avec les

observations de la section précédente, **le potentiel sismogène des projets géothermiques augmente lorsque la porosité des formations cible est inférieure à 15 % et lorsque l'écoulement des fluides est contrôlé au moins en partie, par les réseaux de failles et fractures.**

Pour tous les autres types de systèmes géothermiques, y compris pour les systèmes CM, on n'observe pas de lien évident entre la porosité et la magnitude des événements sismiques. En effet, la magnitude maximale observée pour chaque cas d'études ne semble pas augmenter à mesure que la porosité diminue (Figure 23). Cela peut s'expliquer par le fait que, **dans les systèmes CM et CFF, la porosité de la formation cible n'influence que dans une moindre mesure la perméabilité du réservoir qui sera donc fonctions d'autres facteurs.** Dans ce contexte, **lorsque la circulation des fluides est principalement contrôlée par des failles/fractures, la perméabilité effective des réservoirs est fortement influencée par la présence ou non de circulations convectives dans le réservoir.** En effet, dans un réservoir CFF, **la présence de cellules de convection** suggère l'existence de fluides hydrothermaux en circulation naturelle dans le sous-sol et **témoigne d'une bonne perméabilité du réservoir.** En revanche, **les réservoirs** caractérisés par l'absence de cellules de convection, où **le transfert de chaleur est uniquement basé sur la conduction thermique** des roches, **seront caractérisés par des mauvaises propriétés hydrauliques et donc un potentiel sismogène plus élevé.**

5.1.3. L'influence des structures préexistantes et de l'état de contraintes

Les structures préexistantes jouent un rôle primordial dans le déclenchement de l'activité sismique. En effet, s'il y a (eu) des failles, cela signifie que des conditions favorables ont existées ou existent pour générer de la sismicité naturelle. Le retour d'expérience sur les cas d'études sélectionnés, en particulier **dans les systèmes CFF, montre que, dans ce type de systèmes géothermiques, la sismicité se produit préférentiellement par réactivation (glissement) des discontinuités préexistantes.** En effet, ces structures présentent une cohésion moins élevée que celle de la roche intacte et correspondent à des zones où la perméabilité est plus importante. Par conséquent, la circulation des fluides injectés a lieu de préférence le long de ces structures, où des événements sismiques sont déclenchés quand la résistance à la rupture est dépassée, principalement par effet de l'augmentation de la pression interstitielle.

Cependant, la seule présence de ces structures dans les réservoirs géothermiques n'est pas une condition suffisante à l'occurrence de la sismicité. En effet, **le potentiel de rupture des discontinuités préexistantes dépend du niveau de contrainte tectonique (i.e. naturel) auquel elles sont soumises ainsi que de leur orientation par rapport au champ de contraintes local** (e.g. Cornet, 2016 ; Evans et al., 2012). Ainsi, si les discontinuités sont déjà dans un état de **contraintes critique** et favorablement orientées pour le glissement, de faibles variations de l'état de contraintes dues aux opérations géothermiques peuvent suffire pour induire une rupture et générer des événements sismiques. Toutefois, cela n'implique pas nécessairement l'occurrence d'événements de forte magnitude et/ou potentiellement ressentis. En effet, **le nombre et la magnitude des séismes dépendent de la dimension des discontinuités et de leur niveau de développement ou de connexion, ainsi que des caractéristiques de résistance (cohésion et frottement) et de la variabilité locale du champ de contraintes** (Cornet, 2016 ; Evans et al., 2012 ; McClure et Horne, 2014).

Sur la base de ces considérations, et comme souligné par plusieurs auteurs (e.g. Baisch et al., 2016; Buijze et al., 2019b; Evans et al., 2012), **la présence à proximité des puits géothermiques de structures préexistantes dans un état de contraintes critique et favorablement orientées par rapport au champ de contraintes local constitue un facteur aggravant vis-à-vis de l'aléa incident sismique. Cet aléa est d'autant plus important en présence de failles de grandes dimensions qui sont susceptibles de générer des événements sismiques de magnitude élevée.** Dans ce contexte, une différence peut être faite entre les projets géothermiques qui visent à exploiter directement des zones de failles de ceux qui ciblent, au contraire, des volumes de roches fracturées, sans failles majeures. L'exemple des sites géothermiques de Jolokia et Habanero (Australie), à environ 9 km de distance l'un de l'autre et visant la même formation granitique avec des puits forés à des profondeurs similaires, illustre bien la variabilité de la réponse sismique aux opérations d'injection dans ces deux types de configurations. En effet, à Habanero, où une faille subhorizontale intersecte

les puits, plusieurs milliers d'évènements sismiques (magnitude maximale M_w 3,7) ont été induits le long du plan de faille à la suite des injections (Figure 24 à droite). En revanche, pour le site de Jolokia, où aucune structure majeure n'est intersectée, la sismicité est de faible intensité à la fois en magnitude (magnitude maximale M_L 1,6) et en nombre d'évènements sismiques (Figure 24 à gauche) (Baisch et al., 2015).

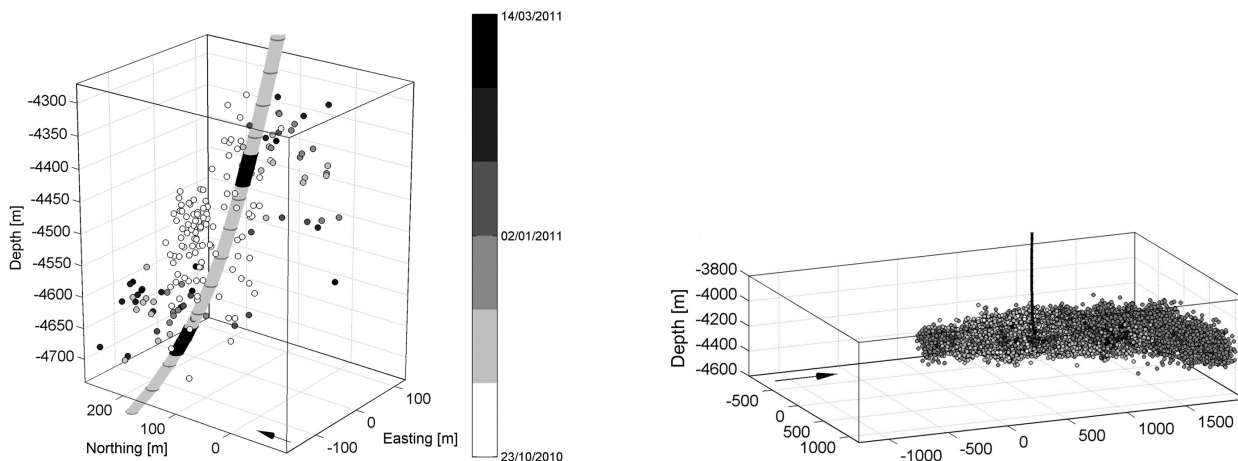


Figure 24 : Sismicité (points noirs et blancs) sur les sites géothermiques (en contexte pétrothermal de socle) de Jolokia (gauche) et Habanero (droite) (modifiée d'après Baisch et al., 2015). À Jolokia, la sismicité induite est faible en magnitudes atteintes (magnitude maximale M_L 1,6) et nombre d'évènements sismiques ; à Habanero plusieurs milliers d'évènements sismiques (magnitude maximale M_w 3,7) ont été induits par injection le long d'une structure de faille subhorizontale préexistante

5.1.4. L'influence de la connexion hydraulique avec le socle et de la distance socle-réservoir

Comme souligné par plusieurs auteurs (e.g. Baisch et al., 2016), la croûte cristalline peut être caractérisée par un état de contrainte critique, où une faible perturbation des contraintes est suffisante pour induire des évènements sismiques. Dans ce contexte, **la proximité des opérations géothermiques au socle peut être un facteur aggravant vis-à-vis de la sismicité induite**. Cela est bien mis en évidence pour certains des cas d'études analysés ici, et notamment pour les projets sélectionnés dans les systèmes CFF-DE, CM et CPM. Dans ce cas, à l'exception des projets de Salton Sea et North Brawley (SSG et NBW en Figure 25), **une sismicité de $M_{max} \geq 2$ est généralement observée pour les cas d'études où les puits sont forés à proximité du socle ou le ciblent directement** (Figure 25).

Par ailleurs, pour les projets développés à proximité du toit du socle, il convient de remarquer que la sismicité se développe de préférence à distance des puits d'injection et dans le socle cristallin. Cela est le cas pour les cas d'études sélectionnés dans les systèmes CM qui visent tous la couche sédimentaire au-dessus du socle, généralement à proximité de son toit et plus précisément à moins d'un kilomètre de distance (Figure 25). Pour ces cas d'études, l'activité sismique se développe dans le socle cristallin, entre 1 et 2 km en dessous du réservoir ciblé par les opérations géothermiques, notamment pour les évènements de magnitude supérieure à 2. Cela a été observé pour les projets géothermiques d'Unterhaching, Saint-Gall, Poing et Californië. À Saint-Gall, les évènements microsismiques se produisent à environ 300 m¹⁹ en-dessous de la section découverte du puits, alors qu'à Unterhaching et Californië la sismicité est, respectivement, 1,7 et 3,5 km plus profonde que les puits. Dans le cas du site de Poing, les évènements microsismiques sont aussi localisés dans le socle, entre 1 et 2 km en dessous du réservoir (Seithel et al., 2019).

¹⁹ – À noter que l'incertitude de localisation par rapport à la profondeur est estimée à ± 150 m (Diehl et al., 2017)

La même tendance est observée pour la plupart des cas d'études des systèmes CFF-DE qui ciblent des réservoirs localisés à la frontière entre la couche sédimentaire et le socle sous-jacent, avec les puits d'injections à proximité du toit du socle (Figure 25). Pour ces projets la sismicité se localise principalement au niveau du socle à distance des puits d'injection. Cela est notamment le cas pour les sites d'Insheim, Landau et Rittershoffen (Grund et al., 2016; Küperkoch et al., 2018; Lengliné et al., 2017) où la réponse aux opérations géothermiques de la partie haute du réservoir, dans la couche sédimentaire, reste sans sismicité, alors que l'activité sismique se développe intégralement dans la partie plus profonde du réservoir ciblé, au niveau du socle. Comme le montre la Figure 25, les projets dans les systèmes CFF-DE, pour lesquels les puits sont forés à proximité du toit du socle, présentent une sismicité généralement caractérisée par $M_{\max} < 2$, sauf dans les cas des projets d'Insheim et Landau. **Pour les autres cas d'études sélectionnés dans les systèmes CFF-DE, à l'exclusion des projets de Salton Sea et North Brawley, une sismicité de $M_{\max} \geq 2$ est généralement observée pour les projets qui ciblent le socle, et notamment à partir d'environ 2 km en dessous de son toit (Figure 25).**

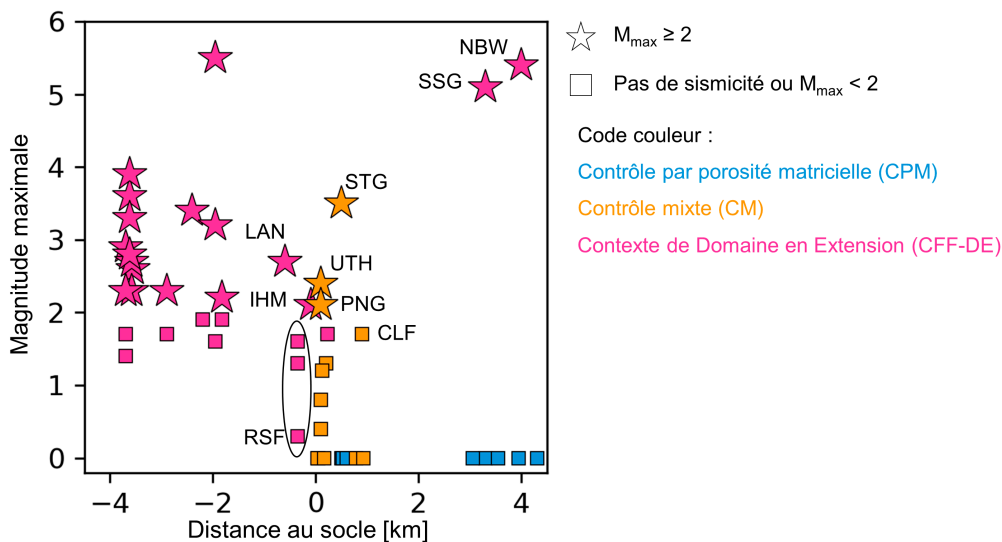


Figure 25 : Magnitude maximale observée et distance verticale du fond du puits d'injection au toit du socle cristallin. Une distance négative indique que le puits d'injection est sous le toit du socle ; une valeur positive que le puits d'injection se situe entre la surface du sol et le toit du socle. La couleur des symboles indique le type de système géothermique, comme en Figure 21, alors que le type de symbole est fonction de la sismicité associée aux cas d'études, comme indiqué dans la légende. Les projets sans sismicité observée sont tracés à l'ordonnée 0. Abréviations des projets géothermiques : Landau (LAN), Insheim (ILM), Rittershoffen (RSF), Unterhaching (UTH), Poing (PNG), Saint-Gall (STG), Californië (CLF), Salton Sea (SSG) et North Brawley (NBW). À noter que pour le site de Californië, le M_{\max} a atteint une valeur de 1,7 mais il a été quand-même ressenti en surface.

Ces observations s'expliquent par des mécanismes de connexion hydraulique entre le point d'injection et la zone d'initiation des séismes, principalement via les réseaux de failles et fractures perméables qui peuvent traverser les réservoirs des couches sédimentaires au socle (e.g. Diehl et al., 2017 ; Megies et Wassermann, 2014 ; Seithel et al., 2019 ; Zbinden et al., 2020b). En effet, dans un environnement rocheux à faible porosité, **les effets de la surpression hydraulique peuvent être transmis sur une distance de plusieurs kilomètres le long d'une faille atteignant le socle, où, en raison du niveau de contrainte critique, des structures préexistantes sont plus susceptibles d'être réactivées,** même pour de faibles perturbations de l'état de contraintes. Par conséquent, quand les opérations géothermiques sont réalisées dans des réservoirs de type CM ou CFF-DE à proximité du toit du socle, **l'existence d'une connexion hydraulique entre la zone d'injection et le socle** sous-jacent joue un rôle primordial dans le déclenchement des événements sismiques et **constitue donc un facteur aggravant vis-à-vis de la sismicité induite.**

Dans ce contexte, la présence de formations argileuses non faillées entre les réservoirs ciblés et le socle cristallin pourrait agir comme des barrières hydrauliques, empêchant la redistribution de pressions et contraintes vers les formations plus profondes du socle. Ce mécanisme pourrait au moins en partie expliquer l'absence de sismicité pour les projets géothermiques du Bassin parisien, qui ciblent des réservoirs de type CPM, où une couche argileuse non faillée est interposée entre les réservoirs du Dogger et le socle granitique sous-jacent (Buijze et al., 2019b).

5.1.5. L'influence de la profondeur du réservoir

L'examen de la réponse sismique, et plus particulièrement de la magnitude maximale observée pour chaque cas d'études, en fonction de la profondeur permet de compléter les propos précédents. À l'exclusion des systèmes CFF en contexte volcanique et plutonique, pour tous les autres systèmes géothermiques, **la sismicité présente des événements de $M \geq 2$ uniquement pour les opérations réalisées au-delà de 3 km de profondeur**. Font exception les projets de Salton Sea et North Brawley pour lesquels la sismicité montre des $M > 5$ malgré la profondeur relativement faible des opérations. Cependant, au-delà de 3 km, en systèmes CM, CFF-DE et CFF-PS, on n'observe pas une tendance franche d'augmentation de la magnitude avec la profondeur. Enfin, pour ce qui concerne les systèmes CFF-CP et CFF-CV, nous n'observons aucune corrélation claire entre la profondeur des injections et la magnitude maximale des séismes induits ; la réponse sismique est très contrastée selon les projets. Il convient de remarquer que pour ces deux derniers types de systèmes géothermiques la sismicité montre des magnitudes généralement supérieures à 2 malgré des profondeurs inférieures à 4 km.

Ces observations sont en accord avec les conclusions formulées par d'autres auteurs (Buijze et al., 2019b, 2019a ; Evans et al., 2012) qui montrent que la profondeur d'injection n'apparaît pas comme un paramètre déterminant pour l'estimation de la magnitude des séismes induits. Il est nécessaire, notamment pour les systèmes CM et CFF-DE, de considérer la distance au toit du socle et l'existence éventuelle d'une connexion hydraulique entre le réservoir géothermique ciblé et le socle pour statuer.

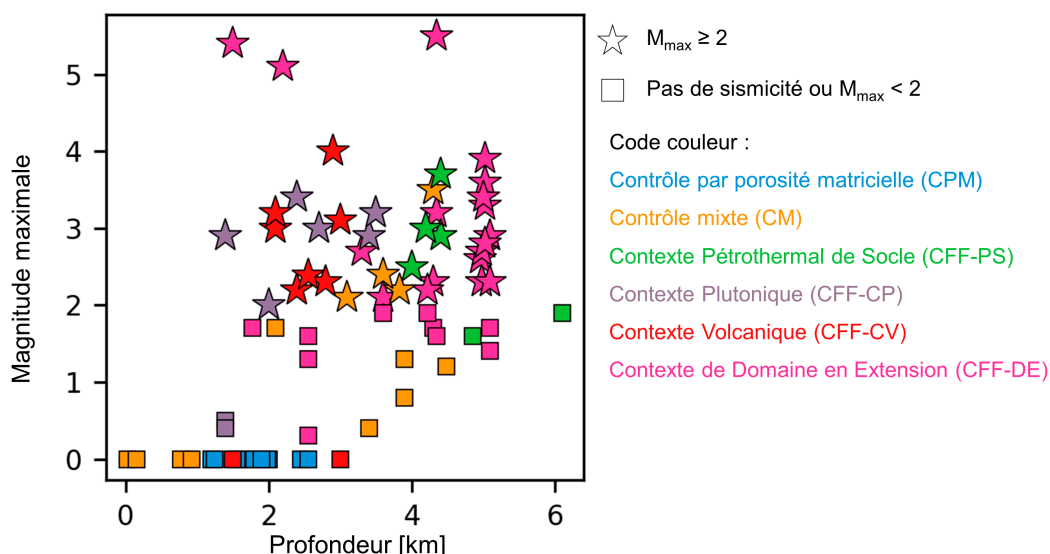


Figure 26 : Magnitude maximale observée et profondeur maximale du puits d'injection pour chacun des cas d'études sélectionnés. La taille des étoiles est fonction de la magnitude maximale observée pour les cas d'études associés à l'occurrence de sismicité avec $M_{\max} \geq 2$. En l'absence de sismicité ou pour $M_{\max} < 2$, les cas d'études sont reportés avec un carré. Les projets sans sismicité observée sont tracés à l'ordonnée 0. Pour tous les cas d'études, la couleur des symboles indique le type de système géothermique comme en Figure 21.

5.1.6. L'influence de l'aléa sismique naturel

L'aléa sismique naturel dans les sites géothermiques sélectionnés varie d'un cas à l'autre (Figure 27). Les projets sélectionnés dans des réservoirs de type CFF-CV et CFF-CP sont généralement localisés en zones tectoniques actives avec un niveau de sismicité naturelle élevé. En revanche, les projets qui visent des réservoirs de type CM et CPM présentent une sismicité naturelle généralement faible. L'aléa sismique naturel est considéré moyen pour tous les projets de type CFF-PS, ainsi que pour la plupart des projets de type CFF-DE, même si ces derniers peuvent dans quelques cas présenter des niveaux de sismicité naturelle faible, comme dans le cas de Pohang, ou élevé, comme à Bâle, Salton Sea (États-Unis) et Desert Peak (États-Unis).

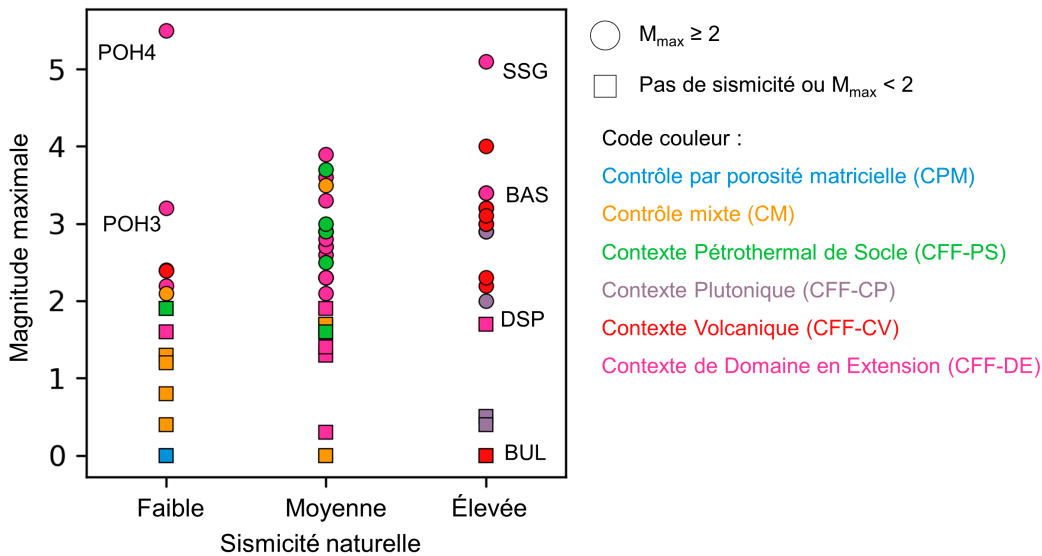


Figure 27 : Magnitude maximale atteinte par les événements sismiques induits en fonction de l'aléa sismique naturel de la zone concernée. L'aléa sismique se base sur la valeur de PGA (Peak Ground Acceleration) correspondant à une période de retour de 475 ans sur la zone concernée : $PGA \leq 0,6 \text{ m/s}^2$ aléa sismique faible ; $0,6 \text{ m/s}^2 < PGA < 1,3 \text{ m/s}^2$ aléa sismique modéré ; $PGA \geq 1,3 \text{ m/s}^2$ aléa sismique élevé. Ces valeurs de PGA ont été publiées par Buijze et al. (2019a). La couleur des symboles indique le type de système géothermique, comme en Figure 21, alors que le type de symbole est fonction de la sismicité associée aux cas d'études, comme indiqué dans la légende. Abréviations des projets géothermiques : Pohang (POH3 et POH4), Salton Sea (SSG), Bâle (BAS), Desert Peak (DSP) et Bouillante (BUL).

Comme le montre la Figure 27, des événements sismiques induits de $M_{\max} \geq 2$ peuvent être observés dans tous les types de contextes tectoniques, même si cela est moins fréquent dans les zones où l'aléa de sismicité naturelle est faible. Cela implique que des événements de forte magnitude peuvent être induits même dans une zone où la charge tectonique est modérée (Pohang, POH3 et POH4 en Figure 27). D'autre part, les projets géothermiques localisés en zone tectonique active, avec un aléa sismique naturel élevé, ne sont pas forcément associés à des événements sismiques induits de forte magnitude (Desert Peak et Bouillante, respectivement DSP et BUL en Figure 27).

Cependant, l'occurrence d'une sismicité naturelle à proximité d'un site géothermique démontre l'existence de zones de failles naturelles, potentiellement sismogènes et dans un état de contrainte critique. Dans un tel contexte, l'exploitation géothermique peut entraîner un aléa sismique accru, car la sismicité peut être déclenchée par des perturbations de contraintes relativement faibles.

5.1.7. L'influence de la température du réservoir

En accord avec d'autres auteurs (e.g. Buijze et al., 2019a), on observe un lien entre les événements de magnitude maximale et la température des réservoirs géothermiques. En effet, une sismicité de $M_{\max} \geq 2$ est généralement observée pour les projets qui visent des réservoirs à plus de 100 °C (Figure 28). Au-delà de 100 °C, on observe une tendance de la magnitude à augmenter avec la température. Pour les systèmes de type CFF-DE, des séismes de $M > 4$ sont observés uniquement dans les réservoirs avec une température supérieure à 250 °C (cf. NBW et SSG en Figure 28), à l'exception du site de Pohang (POH4 en Figure 28) qui présente une magnitude maximale élevée par rapport à la température relativement faible du réservoir. Il convient cependant de souligner que pour un même site géothermique, et donc pour une même température, la magnitude maximale observée peut varier de plus d'un ordre de grandeur selon les opérations considérées. Dans le réservoir à 5 km à Soultz-sous-Forêts par exemple, où la température est d'environ 200 °C, les magnitudes maximales des séismes induits par différentes opérations varient d'un minimum de M_L 1,7 à un maximum de M_L 2,9.

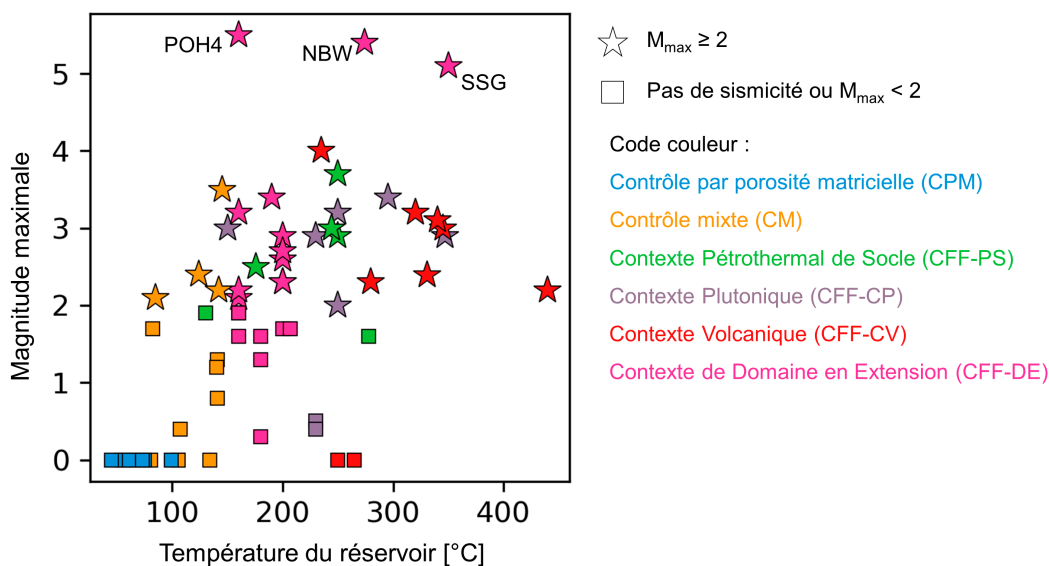


Figure 28 : Magnitude maximale des événements sismiques induits en fonction de la température du réservoir. La couleur des symboles indique le type de système géothermique, comme en Figure 21, alors que le type de symbole est fonction de la sismicité associée aux cas d'études, comme indiqué dans la légende. Les projets sans sismicité observée sont tracés à l'ordonnée 0. Abréviations des projets géothermiques : Pohang (POH4), Salton Sea (SSG) et North Brawley (NBW).

La relation entre la magnitude maximale observée et la température des réservoirs peut s'expliquer par l'impact de la température sur les conditions de frottement le long des failles ou par des variations significatives des **contraintes thermoélastiques** à proximité des puits d'injection. En effet, ces mécanismes de variation de contrainte thermoélastique, particulièrement significatifs pour les projets où l'exploitation s'organise par champs (sections 2.1.2 et 4.2.2), ont une influence importante sur le déclenchement de la sismicité. Dans ce contexte, plutôt que de considérer la température, il faudrait faire référence aux différences de températures (ΔT) entre les réservoirs et les fluides injectés. En effet, plus la température des réservoirs est élevée, plus grande sera la différence de température imposée par les injections (le fluide injecté ayant une température bien plus basse) et donc la variation de contraintes induites par les effets thermoélastiques. Malheureusement, le manque de données sur la température du fluide injecté ne permet pas de conclure sur un lien entre ΔT et la magnitude maximale.

5.2. Paramètres opérationnels

5.2.1. L'influence des méthodes d'exploitation de la ressource géothermale

Les méthodes d'exploitation de la ressource géothermale sont différentes selon le type de système géothermique visé. Comme discuté dans les chapitres 2 et 4, on distingue ici entre sites (doublets ou triplets) et champs, en fonction de l'organisation de l'exploitation et plus précisément sur la base du nombre de puits utilisés et de l'emprise au sol des projets géothermiques, selon que l'exploitation de la ressource géothermale est faite avec (EGS) ou sans (non-EGS) recours à des technologies EGS. La Figure 21 reporte le type de méthode d'exploitation employée pour chaque cas d'études sélectionné.

La sismicité observée pour chaque cas d'études a été analysée en fonction de la méthode d'exploitation de la ressource géothermale. Les résultats synthétisés en Figure 29a montrent que **l'organisation de l'exploitation par site sans faire recours aux technologies EGS présente un niveau d'aléa d'incident sismique assez faible**. En effet, pour cette méthode d'exploitation, la sismicité est dans la plupart des cas absente ou de $M_{\max} < 2$. Dans cette catégorie, les quatre cas d'études caractérisés par $M_{\max} \geq 2$ concernent les projets des systèmes CM déjà discutés dans les sections précédentes, dont le projet de Saint-Gall (M_L 3,5) qui est un cas particulier. **Pour les méthodes d'exploitation par site EGS, ainsi que par champs, l'aléa incident sismique est plus élevé**. En effet, ces méthodes sont plus susceptibles de générer des événements sismiques de $M_{\max} \geq 2$ et sont associées à la quasi-totalité des événements de $M_{\max} > 3$, à l'exception du cas de Saint-Gall discuté précédemment. Ces résultats sont en accord avec les considérations concernant l'aléa incident sismique en fonction du type de système géothermique (voir section 5.1.1) car les systèmes CFF, associés à des méthodes d'exploitation par champs non-EGS ainsi que par site EGS, sont plus fréquemment associés à l'occurrence d'une sismicité de $M \geq 2$ (voir Figure 21 et Figure 22).

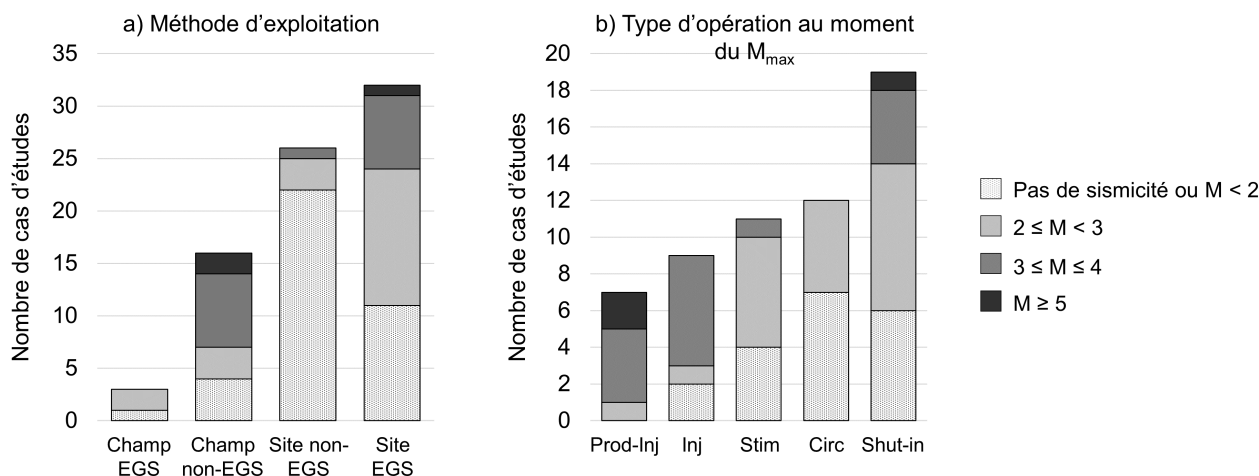


Figure 29 : Sismicité enregistrée en fonction des méthodes d'exploitation de la ressource géothermale (a) et du type d'opération en cours au moment de l'évènement de magnitude maximale (M_{\max}) (b).
 Type d'opération : Circ – Circulation ; Prod-Inj – production et réinjection ; Inj – injection ; Stim – stimulation.

5.2.2. L'influence du type d'opération

Pour les cas d'études associés à l'occurrence de sismicité, il est intéressant d'examiner la nature des opérations en cours au moment du déclenchement du séisme de magnitude maximale (M_{\max}) pour une séquence sismique et donc une opération géothermique donnée. Pour ce faire, les opérations géothermiques ont été distinguées en accord avec les définitions données au chapitre 4 et analysées vis-à-vis de la sismicité induite (Figure 29b).

Les opérations simultanées de production et réinjection (Prod-Inj en Figure 29b), typiques des champs géothermiques non-EGS, sont systématiquement associées à l'occurrence d'événements de $M \geq 2$ pour les cas d'études analysés et comprennent deux des séismes les plus significatifs en termes de magnitude, survenus sur les sites de Salton Sea (M_w 5,1) et North Brawley (M_w 5,4) (McGuire et al., 2015 ; Wei et al., 2015). Comme il est discuté plus en détail en section 5.2.4, cela peut être en partie lié aux volumes nets injectés sur les champs géothermiques qui sont souvent significatifs et généralement supérieurs aux volumes injectés pendant les autres opérations considérées. Cependant, cette analyse est réalisée uniquement sur 7 cas d'études de cette classification, car il n'était pas possible de relier avec certitude la sismicité soit à la réinjection, soit à la production sur les champs géothermiques considérés. En effet, lorsque l'exploitation s'organise par champs, même si la sismicité est clairement due aux opérations géothermiques, il peut être parfois compliqué de la corréler à une opération en particulier, à savoir aux opérations de production ou à celles de réinjection. Cela s'explique par la complexité de l'exploitation en termes de nombre de puits de production et de réinjection qui sont, dans la plupart des cas, en opération en même temps.

Pour ce qui concerne **les opérations de circulation**, elles sont moins fréquemment associées à l'occurrence d'événements sismiques de $M_{\max} \geq 2$ et pour tous les cas de sismicité analysés dans cette catégorie la magnitude reste toujours inférieure à 3 (Figure 29b). Les événements les plus forts survenus en phase de circulation sont associés aux sites de Unterhaching (M_L 2,4) et de Soultz-sous-Forêts (M_L 2,3). Pour les cas analysés, la sismicité en phase de circulation a été observée uniquement en lien avec les projets sélectionnés dans les systèmes géothermiques de type CFF-DE et CM. Pour ces types de systèmes, les événements en phase de circulation peuvent avoir lieu en conditions de circulation stationnaires, mais aussi après des variations des paramètres hydrauliques, par exemple des augmentations ou des diminutions du débit d'injection (e.g. Baisch et Vörös, 2018 ; Cuenot et al., 2011 ; Gaucher et al., 2015). Dans certains cas, la M_{\max} en phase de circulation a été observée à la suite d'arrêts brutaux de circulation. Ces cas de figure sont traités dans la catégorie de sismicité en phase de *shut-in* (Figure 29b). Dans de nombreux cas de sismicité en phase de circulation, l'activité sismique peut apparaître plusieurs années après le démarrage des opérations de circulation. Cela a par exemple été le cas pour le site de Poing (Allemagne) où l'événement de magnitude maximale a eu lieu 5 ans après le début de la circulation. Dans ce cas, des mécanismes thermoélastiques et de dissolution, agissant sur le long terme, pourraient avoir conduit respectivement à la variation locale du champ de contraintes et à la dégradation du coefficient de frottement des structures à proximité du site géothermique, ce qui aurait permis de les réactiver (Seithel et al., 2019).

En phase d'injection, l'aléa incident sismique semble plus important, avec la plupart des cas d'études caractérisés par $3 \leq M_{\max} \leq 4$ (Figure 29b). Les événements les plus forts survenus en phase d'injection sont relatifs au cas singulier de Saint-Gall (M_L 3,5), lors des opérations d'injection de boue de forage pour maîtriser la fuite de méthane, et au site de Vendenheim (France) où un événement de M_L 3,6 a eu lieu le 4 décembre 2020, pendant des tests de connectivité entre les puits.

En revanche, les événements de magnitude maximale survenus lors de la **phase de stimulation** pour les cas d'études analysés sont généralement caractérisés par $2 \leq M_{\max} \leq 3$ (Figure 29b). Dans ce cas, le séisme le plus fort est celui de M_L 3 survenu sur le site de Habanero en Australie, lors d'une stimulation en 2012. Pour 4 des 11 cas d'études analysés dans cette catégorie, on observe également l'occurrence d'événements sismiques de $M_{\max} < 2$ en phase de stimulation

(Figure 29b). Cependant, il convient de remarquer que **la plupart des M_{\max} liés à des opérations de stimulation ont eu lieu une fois les injections terminées** et ils sont donc classés dans la catégorie de sismicité en phase de *shut-in*.

Sur la base de ces considérations, **il apparaît évident qu'en phase de circulation, l'aléa d'incident sismique est plus faible**. Comme il est discuté plus en détail dans les sections suivantes, cela peut être en partie lié aux plus faibles valeurs de pression et débit d'injection atteintes lors des opérations de circulation. En revanche, **l'aléa d'incident sismique est plus significatif lors des opérations de production-réinjection** réalisées sur les champs géothermiques, où les magnitudes atteintes peuvent être relativement élevées, probablement à cause des volumes nets injectés importants. Les phases d'injection et stimulation sont plus fréquemment associées à l'occurrence de sismicité de $M_{\max} \geq 2$, cependant **c'est une fois les opérations terminées, donc en phase de *shut-in*, qu'on observe la plupart des M_{\max} associés aux cas analysés ici**. La sismicité post-injection est discutée en détail dans la section suivante.

5.2.3. L'influence de la phase post-injection

On observe que pour la plupart des cas analysés, le M_{\max} a lieu **en phase de *shut-in***, à savoir une fois les opérations d'injection, stimulation ou de circulation terminées et le débit ramené à zéro (Figure 29b). En effet, la littérature scientifique comprend de nombreux exemples de sismicité en phase de *shut-in* ou post-injection, notamment pour les stimulations hydrauliques dans les systèmes EGS. Cependant, ce phénomène peut également être observé en phase de circulation, notamment après l'arrêt soudain des pompes. Pour les cas analysés dans la présente étude, on observe que **12 cas sur les 19 analysés en phase de *shut-in* sont associés à des opérations de stimulation hydraulique** dans des sites EGS visant de préférence des réservoirs en systèmes CFF-DE (pour 10 cas sur les 12), ainsi que ponctuellement en systèmes CFF-PS (dans 2 sur les 12 cas). **4 cas sur les 19 cas totaux en phase de *shut-in* sont en revanche associés à des arrêts d'injections réalisés à la suite d'opérations de circulation** réalisées dans des sites EGS (Landau et Soultz-sous-Forêts) et non EGS (Balmatt et Californie), respectivement pour des projets en systèmes CFF-DE et CM. Enfin, **les 3 cas restants en phase de *shut-in* sont associés à des tests de connectivité entre puits** réalisés sur le site de Vendenheim fin 2020. Dans la plupart des cas concernés analysés, le M_{\max} a lieu quelques heures, voire jusqu'à deux semaines, après le *shut-in*. Plus rarement, il peut aussi être observé plusieurs mois après. Cela a été le cas pour les séismes de M_w 5,5 et M_L 1,6 survenus respectivement sur les sites de Pohang (Corée du Sud) et Jolokia (Australie) 2 à 4 mois après la fin des injections (Baisch et al., 2015 ; Ellsworth et al., 2019), ainsi que sur le site de Vendenheim (France) où deux événements sismiques de M_L 3,3 (22 janvier 2021) et M_L 3,9 (26 juin 2021) se sont produits respectivement 20 jours et plus de 5 mois après le *shut-in*.

Les modifications brutales d'opération causent le passage d'un régime pseudo-permanent à un régime transitoire propice à l'occurrence d'une sismicité induite. Généralement, **indépendamment du type d'opération, un arrêt soudain des injections, non réalisé par paliers, semble constituer un facteur aggravant qui peut augmenter la probabilité d'occurrence d'une sismicité significative en phase post-injection**. **L'aléa incident sismique peut donc être élevé en phase de *shut-in***. Cela est d'autant plus vrai si on considère que l'occurrence d'événements sismiques de magnitude significative en phase post-injection rend les solutions de mitigation de la sismicité (e.g. TLS) inopérantes, car elles sont souvent basées sur l'optimisation des paramètres opérationnels (pression, débit etc.). **Anticiper l'occurrence de la sismicité post-injection pour réduire le risque associé, reste difficile à mettre en œuvre, car les causes sont encore mal identifiées**. Généralement, la sismicité post-injection est expliquée sur la base des phénomènes de diffusion de la pression interstitielle (section 3.3) qui ne s'arrêtent pas instantanément une fois les injections terminées (e.g. Mukuhira et al., 2017 ; Parotidis et al., 2004). Cependant, certains auteurs considèrent des phénomènes plus complexes tels que des mécanismes poroélastiques (e.g. Segall et Lu, 2015) ainsi qu'un couplage entre phénomènes mécaniques, hydraulique et thermique (e.g. De Simone et al., 2017). Enfin, d'autres auteurs suggèrent d'attribuer l'occurrence de la

sismicité post-injection aux mécanismes de déformation asismique induits par les opérations d'injection (e.g. Cornet, 2016; Lengliné et al., 2017).

5.2.4. L'influence du volume total injecté

L'influence du volume injecté sur les caractéristiques de la sismicité induite a été discutée par plusieurs auteurs à partir de données relatives à différents types de projets industriels impliquant l'injection de fluides dans le sous-sol. Dans l'hypothèse d'une injection dans un milieu complètement saturé où la sismicité est déclenchée par effet de l'augmentation de la pression de pores, McGarr (2014) montre par une approche empirique que le moment sismique (M_0) cumulé, et donc la magnitude maximale²⁰ attendue des séismes induits, augmentent avec le volume total injecté selon la formulation suivante :

$$M_0 (\text{max}) = G\Delta V \quad (3)$$

où G [Pa] est le module de rigidité et ΔV [m³] le volume total injecté. La Figure 30 illustre cette relation pour $G=30$ GPa avec une estimation de la magnitude maximale attendue des séismes en fonction du volume injecté et comparaison avec les données de différents sites. **Autrement dit, cette relation permet d'estimer la magnitude maximale attendue pour un projet donné, à partir du volume total de fluide injecté.**

En se basant sur des simulations numériques, sur une seule faille, qui prennent en compte les mécanismes physiques de propagation des ruptures, Galis et al. (2017) ont étudié et estimé théoriquement la dimension des ruptures induites par des perturbations locales de la pression interstitielle. Ces auteurs distinguent les ruptures stables (*self-arrested ruptures*), qui s'arrêtent spontanément à une distance finie de la zone de nucléation, des ruptures instables (*runaway ruptures*), qui se propagent au-delà de la zone de perturbation de la pression de pores, le long de failles soumises à un état de contraintes élevé. Sur la base de ces observations, Galis et al. (2017) ont développé une relation d'échelle entre la magnitude maximale des séismes caractérisés par des ruptures stables et le volume de fluide injecté :

$$M_0^{\text{max-arr}} = \gamma(\Delta V^{3/2}) \quad (4)$$

où $M_0^{\text{max-arr}}$ est le moment sismique maximal pour un événement sismique *self-arrested*, ΔV le volume total injecté et γ un paramètre qui dépend de la chute de contrainte, de l'extension du réservoir, du coefficient de frottement cinétique et du module d'élasticité isostatique de la roche du réservoir. En utilisant les données de différents projets d'injection de fluides, les auteurs montrent que la magnitude maximale estimée à travers la relation 4 est cohérente avec les magnitudes maximales observées dans les projets investigués. Cela indique que la sismicité induite par les opérations d'injection est principalement contrôlée par un processus de propagation stable des ruptures, où la taille des séismes est proportionnelle au volume injecté.

En revanche, selon van der Elst et al. (2016) la magnitude maximale générée par un événement sismique induit le long d'une faille (favorablement orientée dans l'état de contraintes local) sera uniquement contrôlée par la tectonique régionale, la connectivité des failles et le nombre d'événements induits, comme pour les séismes naturels. Ce type de sismicité est typique de la sismicité qualifiée de déclenchée. En d'autres termes, l'injection contrôle uniquement la nucléation des séismes induits, alors que leur propagation et donc leur magnitude sont uniquement liées à la tectonique et à la dimension des failles préexistantes. Par conséquent, en suivant la loi de Gutenberg-Richter²¹, plus le nombre d'événements induits est élevé, plus grande sera la possibilité de déclencher un séisme de forte magnitude.

²⁰ – Le moment sismique est relié à la magnitude du moment (M_w) à travers la relation suivante (Kanamori, 1977) : $M_w = 2/3 (\log_{10} M_0) - 6,07$

²¹ – Loi de Gutenberg-Richter (Gutenberg and Richter, 1944) : $\log_{10} N(M) = a + bM$, où N est le nombre de séismes avec magnitude égale ou supérieure à M , alors que a et b sont respectivement l'ordonnée à l'origine et la pente de la droite qui définit la relation entre M et $\log_{10} N(M)$.

Dans ce sens, ces auteurs démontrent que le volume injecté contrôle plus le nombre total d'évènements sismiques induits que le moment sismique total libéré. La magnitude maximale peut alors être définie de manière empirique en fonction du volume injecté selon la formule suivante :

$$\hat{M}_{\max} = \frac{1}{b} (\Sigma + \log_{10} V) \quad (5)$$

où, \hat{M}_{\max} est la magnitude maximale attendue, Σ est l'indice sismogénique (*seismogenic index*) (Shapiro et al., 2010), qui relie le nombre d'évènements sismiques au volume injecté, b la **b-value** de la loi de Gutenberg-Richter et V le volume injecté.

Indépendamment des relations utilisées, ces observations démontrent que la réponse sismique des réservoirs aux injections est au moins en partie contrôlée par les volumes injectés. En accord avec les études précédentes, les données des sites géothermiques analysées dans ce guide montrent que **la magnitude maximale augmente avec le volume injecté** (Figure 30) et que, dans la plupart des cas, les données suivent les relations de McGarr (2014), Galis (2017) et van der Elst et al. (2016). Il convient de remarquer que ces dernières relations ont été établies non seulement à partir de données de sites géothermiques, mais en considérant aussi des opérations d'injection d'effluents ou de CO₂ dans le sous-sol, ainsi que des opérations de fracturation hydraulique pour l'extraction des hydrocarbures non conventionnels.

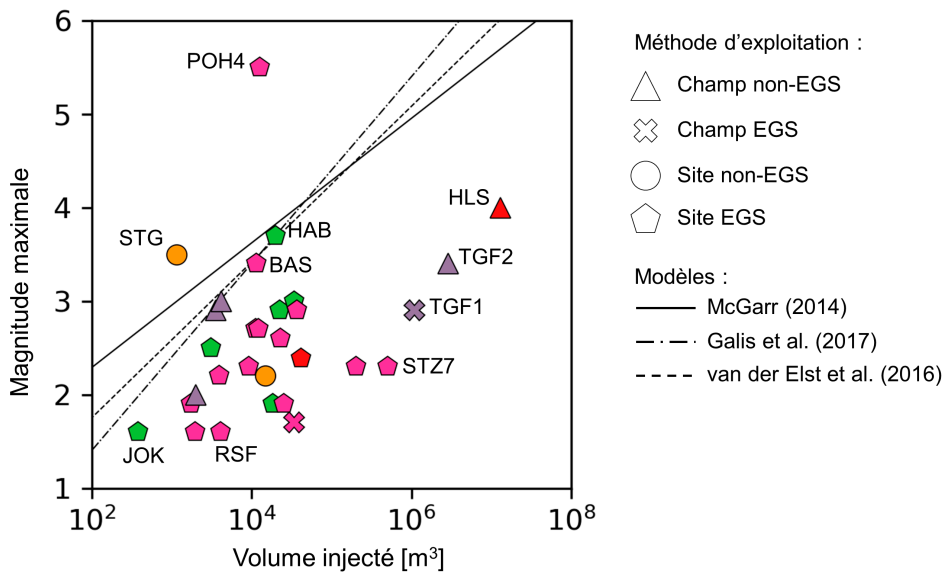


Figure 30 : Magnitude maximale observée en fonction du volume total injecté. Les droites indiquent les magnitudes maximales estimées sur la base des trois relations indiquées dans la légende : relation de McGarr pour $G=30$ GPa (Équation 3), relation de Galis avec $\gamma = 1,5 \cdot 10^8$ (Équation 4), relation de van der Elst avec $b = 1,2$ et $\Sigma = 0,1$ (Équation 5). La couleur des symboles indique le type de système géothermique, comme indiqué dans la légende de la Figure 28. La forme des symboles indique la méthode d'exploitation, comme indiqué dans la légende. Abréviations des sites : Pohang (POH), Saint-Gall (STG), Habanero (HAB), Bâle (BAS), Berlin (BGF), Hellisheidi (HLS), The Geysers (TGF), Soultz (STZ), Balmatt (BAL), Rittershoffen (RSF) et Jolokia (JOK).

Cependant, on observe que, pour des volumes comparables de fluide injecté, la magnitude maximale des séismes observés peut varier significativement d'un cas à l'autre, car le volume net injecté n'est pas l'unique paramètre à influencer sur la réponse sismique du système géothermique comme vu précédemment. Par ailleurs, un grand nombre de sites présentent des magnitudes bien inférieures aux valeurs attendues sur la base des volumes injectés. **Ces relations sont donc à considérer pour évaluer l'ordre de grandeur de la magnitude maximale attendue. Elles ne peuvent pas être utilisées pour une estimation précise de cette valeur de magnitude.**

Les cas de Pohang et de Saint-Gall (POH5 et STG en Figure 30) pour lesquels la magnitude atteinte dépasse de plusieurs ordres de grandeur celle prédite par les relations de McGarr (2014), Galis (2017) et van der Elst et al. (2016), illustrent bien leurs limites. Dans ce sens, le cas de Pohang est emblématique car la magnitude M_{\max} dépasse de presque deux ordres de magnitude la valeur de 3,7 qui aurait dû se produire selon la relation de McGarr (2014). En suivant la terminologie de Galis et al. (2017) et de McGarr (2014), les séismes induits sur les sites de Saint-Gall et Pohang sont caractéristiques de ruptures instables qui, une fois initiées, se propagent bien au-delà de la zone intéressée par la perturbation de la pression de pores, car la taille de la rupture est contrôlée par la relaxation des contraintes tectoniques et par la dimension et la connectivité entre les failles préexistantes, plutôt que par le volume injecté. C'est typiquement le phénomène de sismicité déclenchée.

Sur la base de ces considérations et des données analysées, on peut en conclure que **la probabilité de déclencher un séisme de forte magnitude augmente avec les volumes injectés, même si des différences importantes peuvent être observées au cas par cas**. Cela ne remet pas en question la validité des tendances observées, mais suggère d'utiliser ces relations avec précaution.

5.2.5. Influence de la pression d'injection et de l'injectivité

La relation entre la magnitude maximale et la pression d'injection a également été investiguée dans la littérature. En analysant les données de Bâle, Mukuhira et al. (2013) indiquent que la magnitude des événements sismiques ne montre aucune corrélation claire avec la différence entre la pression d'injection et la pression hydrostatique du réservoir. De manière similaire, en analysant les données de plus de 40 sites géothermiques européens, Evans et al. (2012) n'observent aucune relation directe entre la pression d'injection et la magnitude maximale des séismes induits. Au contraire, Xie et al. (2015) et Buijze et al (2019a) observent que la pression d'injection peut avoir une influence importante sur la magnitude maximale des événements sismiques.

Pour ce qui concerne les cas d'études analysés dans ce guide, on observe une tendance des magnitudes maximales à augmenter avec la pression d'injection pour les sites EGS (Figure 31a). En revanche, pour les autres méthodes d'exploitation de la ressource géothermale, à savoir les champs et les sites non-EGS, ainsi que les champs EGS, aucun lien n'est observé entre la pression d'injection et les magnitudes maximales atteintes. Cependant, il faut souligner que dans ces derniers cas, le nombre de données disponibles est trop faible pour conclure d'une façon définitive. Cette tendance indique qu'un **seuil maximal de magnitude pourrait être défini à partir de la valeur maximale de la pression en tête de puits, au moins pour les systèmes où l'exploitation s'organise par site avec application de technologies EGS**.

Comme déjà discuté, le séisme de M 5,5 survenu à Pohang montre une magnitude nettement supérieure à celle attendue en comparaison de celles observées dans les autres projets géothermiques où des stimulations hydrauliques ont été réalisées avec des pressions d'injection comparables. Cela implique que la magnitude de ce séisme n'est contrôlée ni par les volumes injectés ni par les pressions maximales atteintes en tête de puits, ce qui est en accord avec le concept de séisme instable (voir section 5.2.4), où la magnitude du séisme est principalement liée aux caractéristiques structurales du réservoir (à savoir à la dimension des failles préexistantes).

La pression d'injection est un paramètre qui dépend du débit d'injection et de la perméabilité du milieu cible. Pour cette raison et en considérant la relation observée entre la pression d'injection et la magnitude des séismes induits (Figure 31a), on pourrait s'attendre à une augmentation de la magnitude avec le débit d'injection. Cependant, l'analyse des cas d'études pour les sites EGS ne montre pas de liens clairs entre le débit et les magnitudes maximales observées. Des conclusions similaires ont été faites par Buijze et al (Buijze et al., 2019b) sur la base des données de 40 sites géothermiques. Pour chaque cas d'études, nous avons donc comparé la magnitude maximale à l'injectivité qui est ici calculée comme le rapport entre le débit maximal et la valeur maximale de la pression d'injection. Les données montrent que, pour les sites EGS, la magnitude tend à diminuer lorsque l'injectivité augmente (Figure 31b). Cette tendance, qui a aussi

été mise en évidence par Zang et al., (2014), indique que plus les réservoirs sont capables « d'accepter » l'injection de fluides, moins l'intensité des séismes induits est importante. En d'autres termes, plus le réservoir présente un réseau de fractures bien connectées, moins il y aura besoin que ce réseau soit réagencé pour permettre la diffusion du fluide le long de ces structures, et plus la magnitude et la fréquence des séismes induits seront faibles.

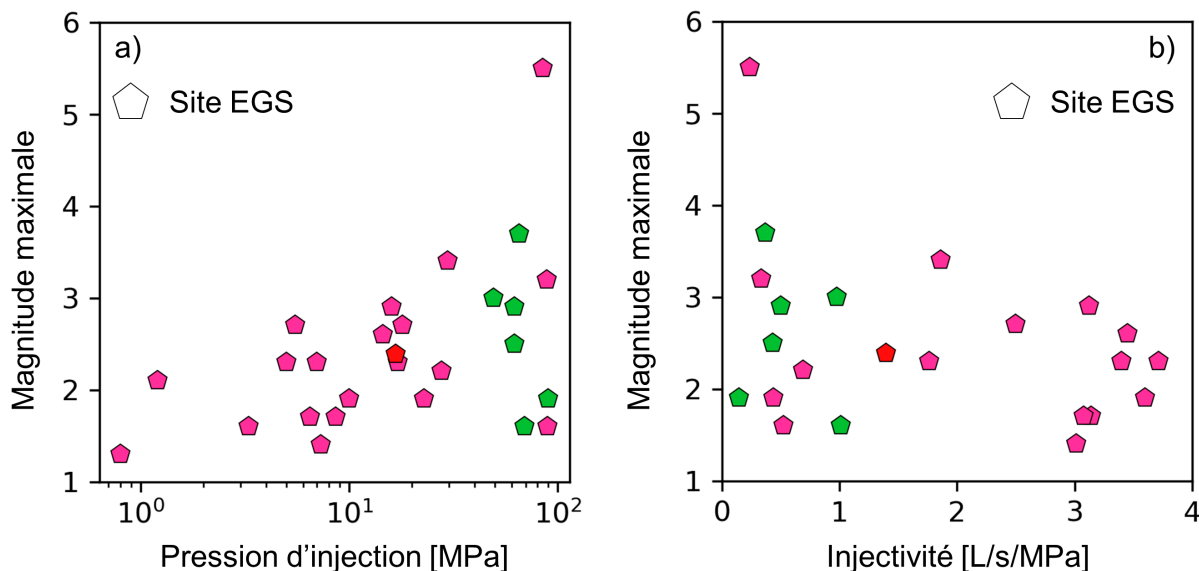


Figure 31 : Magnitude maximale observée en fonction de la pression maximale en tête de puits (a) et de l'injectivité (b) uniquement pour les sites EGS. La couleur des symboles indique le type de système géothermique : contexte de domaine en extension (CFF-DE) en rose, contexte pétrothermal de socle (CFF-PS) en vert et contexte volcanique (CFF-CV) en rouge.

5.3. Synthèse sur les facteurs de prédisposition

L'analyse des cas d'études a permis de mettre en évidence les facteurs intrinsèques et opérationnels qui ont un rôle significatif dans le déclenchement de la sismicité induite et qui impactent donc l'aléa incident sismique des projets géothermiques. **En synthèse des sections précédentes, il apparaît évident que l'occurrence et l'intensité de la sismicité induite sont le résultat de l'interaction entre plusieurs facteurs, à la fois naturels et anthropiques, concomitants et souvent dépendants les uns des autres. Par conséquent, la sismicité liée aux projets géothermiques ne peut pas être expliquée au regard d'un seul de ces facteurs de prédisposition.**

Les facteurs identifiés dans les sections précédentes sont synthétisés dans le Tableau 6 où leur influence sur le niveau d'aléa incident sismique est formulée de manière qualitative (code couleurs) vis-à-vis du type de système géothermique ciblé. En effet, les caractéristiques hydrauliques, pétrophysiques et géologiques, ainsi que les méthodes d'exploitation et les opérations réalisées sont différentes en fonction du type de réservoir géothermique visé et contribuent à définir le niveau d'incident sismique d'un projet donné. En d'autres termes, les facteurs intrinsèques et opérationnels clés vis-à-vis de la sismicité induite auront une influence différente sur le niveau d'aléa en fonction du type de système géothermique, comme le montre le Tableau 6.

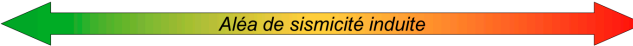
Sur la base de ces considérations et des éléments discutés dans la section précédente, les projets géothermiques peuvent être associés à des niveaux d'aléa incident sismique différents comme suit :

- **l'aléa incident sismique est faible** pour les **projets développés en aquifères poreux, en l'absence de failles connectées au réservoir géothermique et qui sont exploités sans faire recours aux technologies EGS**. Font partie

de cette catégorie les sites géothermiques en systèmes CPM, dont ceux qui exploitent l'aquifère sédimentaire du Dogger dans le Bassin parisien, dans le contexte français ;

- **l'aléa incident sismique est moyen** pour les **projets exploitant des réservoirs poreux en présence de failles potentiellement connectées au réservoir**, qui peuvent être parfois visées comme cibles des opérations géothermiques, mais qui ne sont **pas supposées critiquement chargées ni connectées avec le socle** et pour lesquelles **aucune activité sismique naturelle** n'est observée. Il s'agit par ailleurs de **projets qui ne planifient pas le recours à des technologies EGS** pour l'exploitation de la ressource géothermale. Cela s'applique à certains des projets en systèmes à contrôle mixte (CM) ;
- **l'aléa incident sismique est élevé** pour les projets qui visent :
 - **Tout type de réservoirs** (à contrôle mixtes, contrôlés par porosité matricielle, contrôlés par failles et fractures) **caractérisés par des bonnes propriétés hydrauliques mais où les failles peuvent être connectées avec le socle et/ou être critiquement chargées**. Les projets géothermiques dans ce type de formation peuvent être plus fréquemment associés à l'occurrence d'événements sismiques (e.g. Saint-Gall et Unteraching) ;
 - **Des réservoirs** contrôlés par failles et fractures **avec une faible circulation naturelle des fluides** (i.e. absence de cellules de convection) **et/ou des faibles valeurs d'injectivité** ;
 - **Des réservoirs** à contrôle mixte et/ou contrôlés par failles et fractures **où des technologies EGS sont employées** pour exploiter la ressource géothermale. Ces cas de figure ne s'appliquent pas aux projets en réservoir poreux où les technologies EGS ne sont généralement pas employées ;
 - **Des réservoirs** contrôlés par failles et fractures **exploités par champs géothermiques** qui présentent des **volumes nets injectés ainsi que des différences, généralement élevées, de température entre le fluide du réservoir et le fluide réinjecté**.

Tableau 6 : Influence des facteurs intrinsèques et opérationnels sur le niveau d'aléa d'incident sismique en fonction du type de système géothermique visé. Les couleurs des cases du tableau indiquent le niveau d'aléa pour chaque facteur identifié et pour chaque type de système géothermique : vert, jaune et saumon indiquent respectivement des niveaux faibles, moyens et élevés d'aléa de sismicité induite. Les cases barrées indiquent que les facteurs ne peuvent pas s'appliquer à certains types de systèmes géothermiques. Le texte dans les cases du tableau permet d'apporter des précisions sur les facteurs et paramètres qui concernent les cas les plus représentatifs mais non-exhaustifs de chacun de ces contextes.

				
		Systèmes contrôlés par porosité matricielle (CPM)	Systèmes à contrôle mixte (CM)	Systèmes contrôlés par failles et fractures (CFF)
Facteurs intrinsèques	Écoulement des fluides	Contrôlé par porosité matricielle	Contrôle mixte par porosité et par failles/fractures	Contrôlé par failles et fractures
	Convection (transfert chaleur)			Bonnes propriétés hydrauliques
	Conduction (transfert chaleur)			Mauvaises propriétés hydrauliques
	Présence de failles dans un état de contrainte critique et favorablement orientées	Généralement non observé	Peut être fréquent	Peut être fréquent
	Connexion hydraulique avec le socle	Généralement non observé	Peut être fréquent	Forages à proximité ou atteignant le socle
	Distance socle réservoir	Généralement à distance du socle	Généralement à proximité du socle	Forages à proximité ou atteignant le socle
	Aléa sismique naturel	Faible	Moyen	Élevé
	Température du réservoir	Faible	Moyen	Élevé notamment pour systèmes CFF-CV
Paramètres opérationnels	Méthodes d'exploitation	Sites non-EGS	Aucun cas de sismicité observé	Très peu de cas de sismicité observés
		Sites EGS		
		Champs non-EGS		
		Champs EGS		
	Opérations	Circulation	Aucun cas de sismicité observé	Très peu de cas de sismicité observés
		Production-injection		
		Injection/Stimulation		
		Shut-in	Aucun cas de sismicité observé	Plusieurs cas de sismicité observé
		Volume net injecté	Faible	Moyen
		Pression d'injection	Faible	Élevé
		Injectivité	Élevée	Faible

6. Définition et évaluation de l'aléa sismique d'un projet

Comme les cas d'études le montrent (chapitres 4 et 5), tous les projets de géothermie ne présentent pas la même prédisposition de l'occurrence d'incident sismique. Cette prédisposition dépend des facteurs de prédisposition du système géothermique visé par le projet et des technologies mises en œuvre. Associer un **aléa incident sismique** à un projet permet de piloter ce projet en prenant en compte la sismicité de manière proportionnée. Ce chapitre débute par un court état de l'art sur les méthodes d'évaluation de l'aléa incident sismique développées spécifiquement pour le contexte de la géothermie profonde. Il se poursuit par la présentation de la méthode proposée dans ce guide. Ainsi, dans la suite, le niveau d'aléa désigne le niveau d'aléa incident sismique associé à un projet. **Basée sur une approche multicritère, applicable à tous les types de contextes géothermiques, la méthode proposée ici s'appuie sur des arbres de décision pour l'évaluation initiale puis la réévaluation du niveau d'aléa à chaque étape clé du projet.** Cette méthode est appliquée en fin de chapitre, à titre d'exemple, à quelques cas d'études représentatifs de différents contextes géothermiques.

6.1. État de l'art sur les méthodes d'évaluation de l'aléa existantes

Des méthodologies d'estimation de l'aléa sismique, spécifiques au contexte de la géothermie profonde, ont été établies en Suisse (GRID, Trutnevyte and Wiemer, 2017) et aux Pays-Bas (Quickscan, Baisch et al., 2016). Leur principe, explicité dans la Figure 32, est d'établir des indicateurs permettant de quantifier le niveau de risque ou d'aléa de sismicité induite d'un projet géothermique (Tableau 7). Ces indicateurs sont notés sur une échelle à 3 (GRID) ou 4 (Quickscan) niveaux : par exemple, dans GRID, selon que le réservoir est à moins de 1 km de profondeur, entre 1 et 3 km ou à plus de 3 km de profondeur la note de 0, 1 ou 2 sera attribuée à cet indicateur. En fonction du score final établi, les projets sont associés à un niveau d'aléa ou de risque spécifique pour lesquels s'appliquent des mesures de gouvernance précises. Par exemple, la méthode GRID propose une gouvernance adaptée en fonction du niveau de risque avec des mesures obligatoires, volontaires ou pas nécessaires. Les catégories de personnes impliquées dans ces mesures sont détaillées ainsi que la phase du projet durant laquelle ces mesures doivent être mises en place. Ces mesures regroupent des actions techniques (évaluation du niveau de risque, [TLS](#), surveillance sismique) aussi bien que des actions non-techniques (information des parties prenantes, sensibilisation, mise en place d'un système d'assurance, « engagement dans les deux sens », caractérisation sociale du site). Des exemples d'engagement dans les deux sens sont de recueillir les inquiétudes du public et d'y répondre ouvertement sur des sites web appropriés, des interactions face à face entre le public et les experts ou encore des discussions publiques entre des experts externes qui ont des avis divergents. **Le présent guide étant centré sur les mesures techniques à prendre pour gérer la sismicité induite il n'aborde pas cet aspect de gouvernance** qui reste un point important pour mener à bien un projet de géothermie profonde.

Pour en revenir à l'évaluation de l'aléa, la méthode Quickscan considère uniquement les paramètres pouvant influencer l'aléa sismique (tableau à une entrée) alors que la méthode GRID considère à la fois l'aléa, la vulnérabilité et la préoccupation du public (tableau à trois entrées). La méthode Quickscan a l'avantage d'être plus rapide et réalisable directement par les opérateurs, tandis que des études dédiées (e.g. expertise en science sociale et géosciences) sont nécessaires pour la méthode GRID, ce qui donne en contrepartie des résultats plus complets.

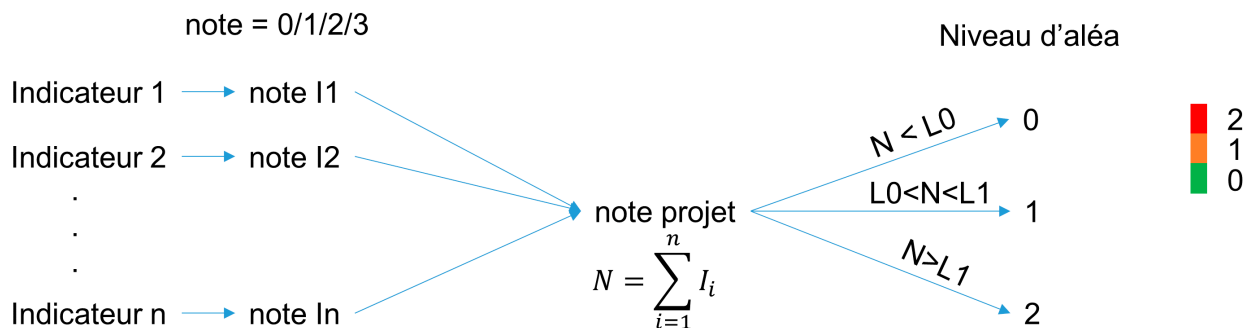


Figure 32 : Schéma expliquant le principe des méthodes GRID et Quickscan.

En dehors des méthodes de cotation telles que celles décrites ci-dessus, d'autres approches existent pour définir le niveau d'aléa et/ou de risque d'un projet géothermique. À titre d'exemple, l'approche proposée pour les projets EGS par Majer et al. (2016, 2012) repose sur différentes étapes à appliquer, ou pas, suivant la nature des projets. Parmi ces étapes, on trouve un examen préalable, un programme de communication, une évaluation de l'aléa sismique probabiliste²² ou encore un programme de mitigation. L'examen préalable a pour but de classer les projets en 4 catégories à partir du début du projet en l'état jusqu'à l'arrêt du projet. Cependant les indicateurs de cet examen préalable ne sont pas aussi clairement détaillés que pour les méthodes GRID et Quickscan et sont laissés à l'appréciation de l'opérateur en fonction du type de projet qu'il prévoit. Les mesures de mitigation sont classées en mesures directes et mesures indirectes par Majer (2012). Les mesures directes sont celles qui permettent de piloter les opérations pour maîtriser la sismicité telles que le TLS (chapitre 8) et les mesures indirectes sont les moyens de gérer la sismicité si elle se produit (la surveillance, une communication accrue en cas de sismicité, des mesures de compensation, un système d'assurance, etc.).

Les méthodes citées ci-dessus sont spécifiques à un type de système géothermique ou une technologie (Quickscan pour la géothermie en milieu contrôlé par porosité de matrice, GRID pour les systèmes géothermiques contrôlés par failles et fractures et Majer pour la technologie EGS) et le système de notation établi est très dépendant de ce contexte. Afin de généraliser ces méthodes, il serait nécessaire d'évaluer quels indicateurs sont indépendants du contexte (l'orientation des failles par rapport au champ de contrainte est un indicateur qui peut être utilisé dans tous les types de système par exemple) et quels indicateurs et leurs valeurs limites associées doivent être adaptés (nous avons montré dans le chapitre 5 que suivant le type de système géothermique la perméabilité de la formation n'est pas contrôlée par les mêmes structures, la grandeur à considérer sera donc différente).

6.2. Les fondements de la méthode d'évaluation de l'aléa de ce guide

L'approche proposée dans ce guide pour évaluer le niveau d'aléa d'un projet s'appuie sur des arbres de décision comme illustré en Figure 33. Elle présente l'avantage de prendre en compte les interactions entre indicateurs sans définir de système de notation (comme les méthodes Quickscan ou GRID), ce qui la rend applicable quels que soient les systèmes géothermiques et les technologies mises en œuvre (chapitre 2). Cette méthode s'inspire pour partie de la méthode Quickscan et se base sur la définition du niveau d'aléa, et non du risque, pour les raisons évoquées en section 3.2.1.

²² – L'aléa est exprimé comme une probabilité de dépasser un mouvement sismique fixé, c'est la méthode utilisée pour définir le zonage sismique français.

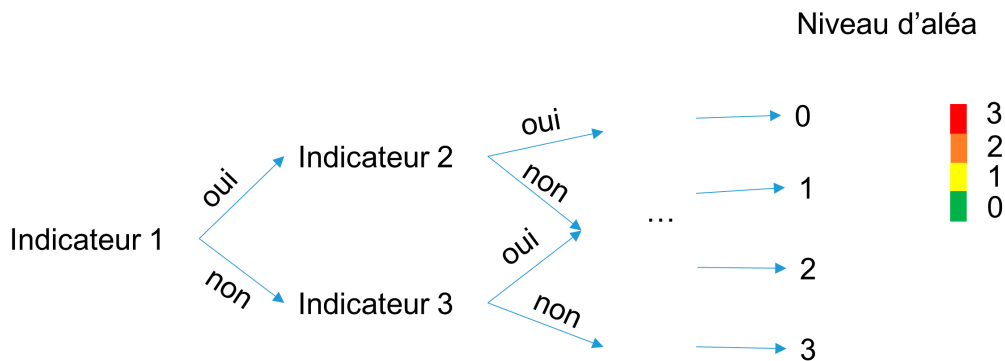


Figure 33 : Schéma expliquant le principe de la méthode proposée pour évaluer l'aléa sismique dans ce guide.

Le Tableau 7 ci-après compare les indicateurs pris en compte dans les méthodes Quickscan, GRID et la méthode proposée dans ce guide où l'on peut relever une différence essentielle. Elle concerne la prise en compte du type de système géothermique, plutôt que les deux critères sur la profondeur du réservoir et le type de roche. Ce critère sur le type de système rencontré est plus complet et intégrateur puisqu'il rend compte notamment des modes de transfert de chaleur et de circulation des fluides dans le réservoir ; il couvre ainsi tous les types de système exploités en France.

À noter aussi que la méthode proposée permet, comme pour la méthode GRID, **de définir le niveau d'aléa à chaque étape clé d'un projet de géothermie**. Cette réévaluation est essentielle car, plus un projet avance, plus les connaissances sur le comportement du réservoir progressent.

Tableau 7 : Indicateurs utilisés pour l'évaluation de l'aléa sismique par les méthodes Quickscan et GRID et la méthode de ce guide.

Indicateurs pour l'évaluation de l'aléa sismique	Méthode Quickscan	Méthode GRID*	Méthode proposée dans ce guide
Profondeur du réservoir	-	X	-
Type de roche	-	X	-
Type de système géothermique	-	-	X
Réservoir connecté au socle	X	-	X
Niveau de sismicité naturelle	X	X	X
Niveau de sismicité induite (occurrences précédentes)	X	-	X
Distance par rapport aux failles connues et potentiellement actives	X	X	X
Orientation des failles par rapport au champ de contrainte actuel	X	-	X
Volume journalier injecté ou extrait durant les opérations	-	X	-
Volume cumulé injecté	X	X	X
Pression d'injection/surpression réservoir	X	X	X
Débit de circulation	X	-	-
Interférence entre puits	X	-	X

* pour la méthode GRID, seuls les indicateurs relatifs à l'aléa sont détaillés.

Ainsi, pour compléter cette évaluation de l'aléa, dans l'esprit de la démarche de Majer (2016, 2012), des recommandations à suivre en fonction des étapes du projet (chapitre 7) en termes de données à acquérir et de paramètres à surveiller sont proposées. Ces recommandations sont complétées par des préconisations pour le pilotage des opérations (chapitre 8) pour aider à prévenir un incident sismique. Le principe de la démarche et l'articulation des différentes composantes sont décrits dans les sections suivantes.

6.3. Définition des niveaux d'aléa

Dans le cadre de ce guide, 4 niveaux d'aléa incident sismique sont définis (Tableau 8) ; ils caractérisent la **prédisposition de l'occurrence d'un incident sismique, c'est-à-dire d'un évènement dont l'intensité est de nature à provoquer des nuisances pour la population et les enjeux exposés, et à affecter les conditions de déroulement voire la poursuite du projet**. Ainsi, dans le cas où la géothermie se développe dans des zones urbanisées, au plus près des besoins de chaleur et énergie, l'incident sismique pourra correspondre à l'occurrence d'un évènement induit d'intensité \geq III sur l'échelle EMS (secousse ressentie faiblement, Tableau 4). Dans le cas de projets géothermiques se développant dans des secteurs à faibles enjeux (e.g. zone rurale faiblement urbanisée et industrialisée), l'intensité de référence pour les évènements induits redoutés pourra être plus élevée, par exemple \geq IV. Il revient à l'opérateur de définir cet incident sismique.

La prédisposition de l'occurrence de l'incident sismique pour un projet donné peut être très faible (niveau d'aléa 0), faible (niveau d'aléa 1), modérée (niveau d'aléa 2) ou forte (niveau d'aléa 3) ; et le niveau d'aléa conditionne les mesures à mettre en place pour la maîtrise de la sismicité induite. Ainsi, pour le niveau d'aléa 0 aucune mesure spécifique n'est à prendre ; pour les niveaux 1 et 2 des mesures en termes de surveillance, données à acquérir et TLS sont à prévoir ; pour le niveau 3, un temps d'arrêt est nécessaire pour permettre un examen précis de la situation par l'opérateur et la révision du programme de travaux afin de revenir à un niveau d'aléa d'au plus 2, compatible avec la poursuite du projet (Tableau 8).

Le niveau d'aléa est amené à évoluer au cours de la vie du projet (section 6.4), grâce à l'acquisition de connaissances nouvelles.

Tableau 8 : Niveau d'aléa et préconisations associées pour éviter autant que possible l'incident sismique.

Niveau d'aléa	0	1	2	3
Qualification	Très faible	Faible	Modéré	Fort
Préconisation / recommandation globale	Application des bonnes pratiques et recommandations définies dans Hamm et al. (2019)	Mise en place de mesures préventives et correctives (monitoring, bonnes pratiques...) adaptées (section 7.3 et chapitre 8)		Ajustement impératif du programme de travail pour diminuer le niveau d'aléa et éviter autant que possible l'incident sismique

6.4. Les moments clés pour l'évaluation et la réévaluation du niveau d'aléa : préconisations

L'évaluation initiale du niveau d'aléa incident sismique d'un projet peut être réalisée dès que les contours de celui-ci se dessinent. Le niveau d'aléa doit ensuite faire l'objet d'une réévaluation régulière sur la base des nouvelles connaissances acquises au cours de la vie du projet (Figure 34).

Ce guide définit **des moments clés (jalons) pour l'évaluation puis la réévaluation du niveau d'aléa du projet** (Figure 34) et il appartiendra à l'exploitant d'**informer les autorités compétentes du niveau d'aléa incident sismique** du projet au moins **à chacun de ces jalons**. Par ailleurs, si les données opérationnelles venaient à démontrer une **divergence significative** avec le niveau d'aléa précédemment estimé, il est en outre recommandé de procéder à une réévaluation même si cette divergence ne se produit pas lors d'un moment clé.

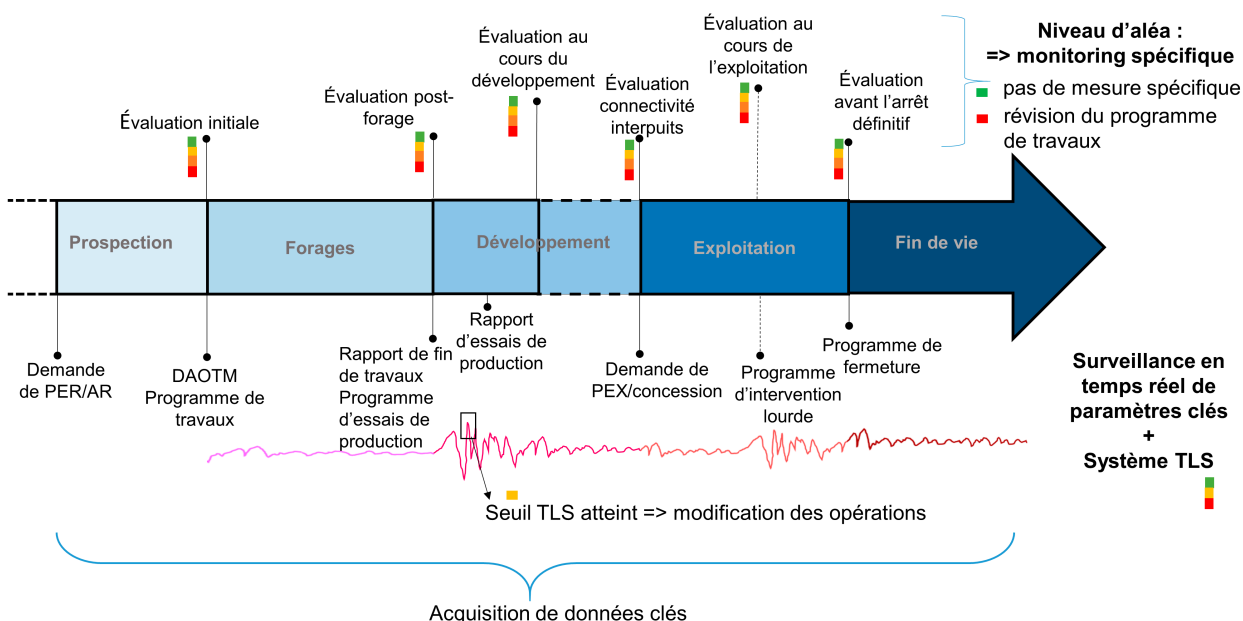


Figure 34 : Schéma illustrant le principe itératif de la méthode d'évaluation et de réévaluation par l'exploitant, à des étapes clé d'un projet, du niveau d'aléa incident sismique. La définition des phases du projet est donnée dans le chapitre 2 (section 2.2.1). Les pointillés indiquent une phase optionnelle, si le programme d'essai initial n'a pas été satisfaisant un nouveau cycle d'essais peut être nécessaire. Les principaux documents réglementaires à fournir sont adossés à ces phases (si la phase d'exploration ne contient pas d'investigations géophysiques sur la zone, la demande de PER/AR et la DAOTM peuvent être conjointes). Ce niveau d'aléa conditionne les recommandations en termes de monitoring. En parallèle, tout au long du projet des paramètres clés sont surveillés et évalués en fonction d'un système TLS et des données sont à acquérir. L'atteinte d'un seuil TLS entraîne des actions opérationnelles immédiates.

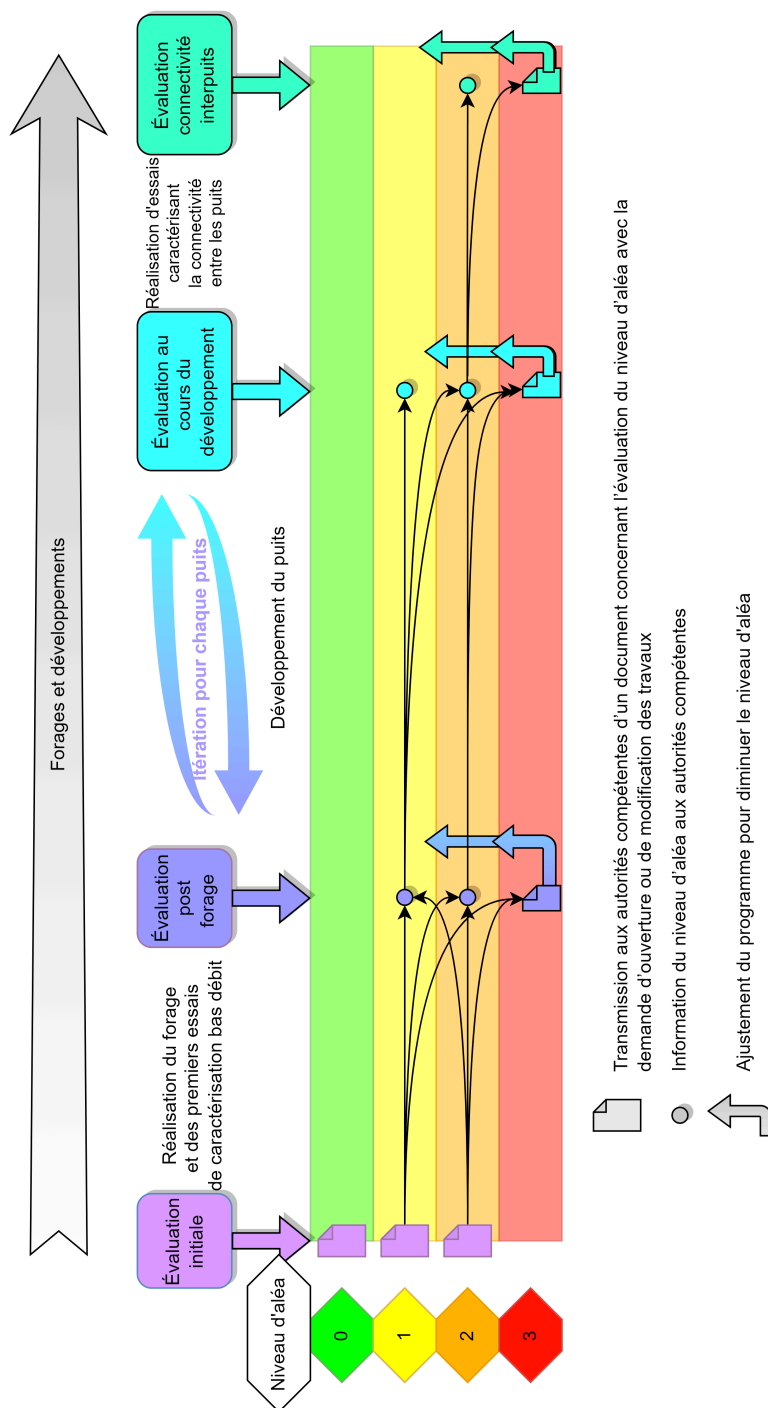


Figure 35 : Vue schématique de la temporalité et des possibilités d'évaluation du niveau d'aléa « incident sismique » au cours des étapes les plus sensibles du projet. Une évaluation initiale de l'aléa à transmettre aux autorités compétentes avec la demande d'ouverture des travaux est recommandée. Ensuite, tant que le projet reste à un niveau d'aléa incident sismique inférieur ou égal à 2, seule une information aux autorités compétentes est recommandée. Si le projet atteint le niveau 3, il est fortement recommandé de revoir et d'ajuster le programme de travail afin que le projet repasse à un niveau d'aléa d'au plus 2.

Dans la pratique, deux jalons sont particulièrement sensibles. Le premier concerne l'évaluation initiale de l'aléa qui définit les conditions de réalisation du projet. Le second est l'étape d'évaluation post-forage qui définit les conditions de réalisation des opérations pour améliorer l'injectivité et/ou la productivité du puits si elles sont nécessaires ainsi que l'évaluation au cours du développement. En effet, il a été établi que la probabilité d'incident sismique est particulièrement élevée lors de la phase de développement du puits (chapitre 5) ; c'est pourquoi une attention particulière doit être apportée à l'évaluation de l'aléa lors de cette phase.

L'évaluation initiale (qui peut être basée sur une recherche bibliographique, sur l'analyse de données existantes, et/ou sur des investigations géophysiques suivant les contextes, chapitre 7) de l'aléa du projet (section 6.5.1) est recommandée **consécutivement à la prospection et avant la réalisation du premier forage** dans le réservoir visé. Dans la temporalité réglementaire, il est conseillé qu'elle soit réalisée au moment de la constitution du dossier d'autorisation d'ouverture de travaux miniers (DAOTM) pour constituer une pièce à part entière du mémoire technique (section 6.6) associé au DAOTM.

Ensuite, le nombre et le calendrier des jalons est fonction du niveau d'aléa qui peut évoluer tout au long de la vie du projet (Figure 35) :

- **Niveau 0 : pas de réévaluation de l'aléa.** Cependant, une réévaluation, à la discrétion de l'opérateur et au vu d'éléments nouveaux, est recommandée si une augmentation manifeste du niveau d'aléa se produit (notamment s'il y a suspicion d'un évènement sismique induit ressenti en surface).
- **Niveau 1 :** il est recommandé que l'opérateur **révalue** le niveau d'aléa aux étapes suivantes :
 - Lors des phases de forage et développement de l'ouvrage :
 - après chaque forage et **essais hydrauliques** (section 6.5.2) permettant de caractériser le comportement hydromécanique du réservoir ;
 - **avant** toute opération visant à **améliorer l'injectivité et/ou la productivité** du puits (section 6.5.3).
 - Lors de la phase d'exploitation de l'ouvrage, et si aucune dérive par rapport à la situation attendue n'a été observée (section 6.5.5) :
 - **annuellement** pendant 5 ans (au minimum),
 - **tous les 5 ans** après 5 ans d'exploitation (au minimum),
 - en amont de la **réalisation de travaux importants ou de redémarrage après un arrêt inopiné, ou/et un arrêt sur une longue période** pouvant être à l'origine de suppressions importantes dans le puits (notamment lors de nouvelles stimulations ou lors de nouvelles réinjections).
 - Lors de l'arrêt définitif de l'ouvrage (section 6.5.6) :
 - avant la réalisation des opérations visant à stopper l'exploitation d'un ou plusieurs puits,
- **Niveau 2 :** il est recommandé que l'opérateur révalue le niveau d'aléa aux étapes décrites pour le niveau 1, auxquelles s'ajoutent les jalons suivants :
 - Lors de la phase de développement de l'ouvrage :
 - après la réalisation de tests prouvant la connectivité en pression entre les forages injecteurs et producteurs et avant une mise en circulation longue durée (section 6.5.4).

- **Niveau 3** : le niveau 3 ne peut être atteint qu'après la réalisation du premier forage et des premiers essais permettant de caractériser le comportement hydromécanique du réservoir ; il est atteint quand le comportement du réservoir diverge significativement de ce qui était attendu. Dans ce cas, il est recommandé que l'opérateur ne lance pas de nouvelles opérations avant d'avoir analysé la situation en détail, si nécessaire et analysé de nouvelles mesures, et **revu son programme d'opération de manière à repasser dans un niveau d'aléa inférieur**. En cas de nouveau programme de travaux, mieux adapté aux conditions du réservoir, il est rappelé que celui-ci doit être transmis à la préfecture et copie à la police des mines (section 2.2.2.2). En complément, **la réévaluation de l'aléa du projet pourra constituer une pièce à part entière du dossier à transmettre aux autorités compétentes**.

Pour chacun des jalons précités, une méthode d'évaluation basée sur la logique d'un arbre de décision est proposée dans les sections suivantes. Ces arbres de décisions doivent aider les opérateurs à évaluer l'aléa à chacun des jalons, au regard des connaissances et données disponibles à chacune des étapes correspondantes.

6.5. Préconisation pour l'évaluation et la réévaluation du niveau d'aléa à chaque moment clé

Les critères à évaluer pour déterminer l'aléa incident sismique sont définis dans cette section. Les données à acquérir afin de pouvoir évaluer ces critères sont indiquées dans le chapitre 7.

6.5.1. Évaluation initiale de l'aléa (avant tout forage)

La Figure 36 illustre la méthode recommandée pour évaluer le niveau d'aléa incident sismique d'un projet avant tout forage.

Critère E0 : La clé d'entrée pour l'évaluation du niveau initial d'aléa est fortement guidée par le **type de système géothermique** visé (chapitre 2). Cette clé est certes indirecte du point de vue de l'écart à la rupture, mais elle présente l'avantage de pouvoir être appréhendée plus aisément que l'état de contraintes local et le chargement du système en présence. C'est pourquoi, le premier critère proposé (Figure 36 - E0) porte sur le moteur dominant des circulations de fluide. Ces circulations peuvent-être contrôlées par les failles et/ou fractures ou par la porosité matricielle de la roche :

- **non → critère E1** : si les circulations de fluide sont majoritairement contrôlées par la porosité matricielle, le critère suivant (Figure 36 - E1) porte sur la connaissance du système géothermique :
 - **oui → Niveau 0** : dès lors que le système est connu et déjà exploité (interpolation entre des forages géothermiques préexistants exploitant un même système) sans sismicité induite importante (pas d'incident sismique répertorié, pas de sismicité induite de magnitude $M > 1.5$ enregistrée), un **niveau d'aléa 0** (très faible) est attribué au projet. En France, par exemple, les projets du Bassin parisien suivent ce chemin de décision ;
 - **non → critère E3** : si le projet prend place dans une zone à l'extérieur des forages géothermiques préexistants exploitant un même système, ou dans un nouveau système, peu ou pas exploité, le critère suivant porte sur la proximité de failles potentiellement connectées avec le réservoir (Figure 36 - E2). À ce stade du projet, la détection de failles est possible soit grâce à son identification sur les cartes géologiques régionales, soit a été mise en évidence lors d'études géophysiques (sismique active par exemple, chapitre 7) :
 - **non → Niveau 0** : en cas d'absence de preuve évidente de la présence de failles, un **niveau d'aléa 0** (très faible) est attribué au projet. Il est néanmoins conseillé à l'opérateur de réévaluer le niveau d'aléa si les opérations ultérieures démontrent la présence de faille(s) ayant un rôle dans la circulation des fluides géothermaux.

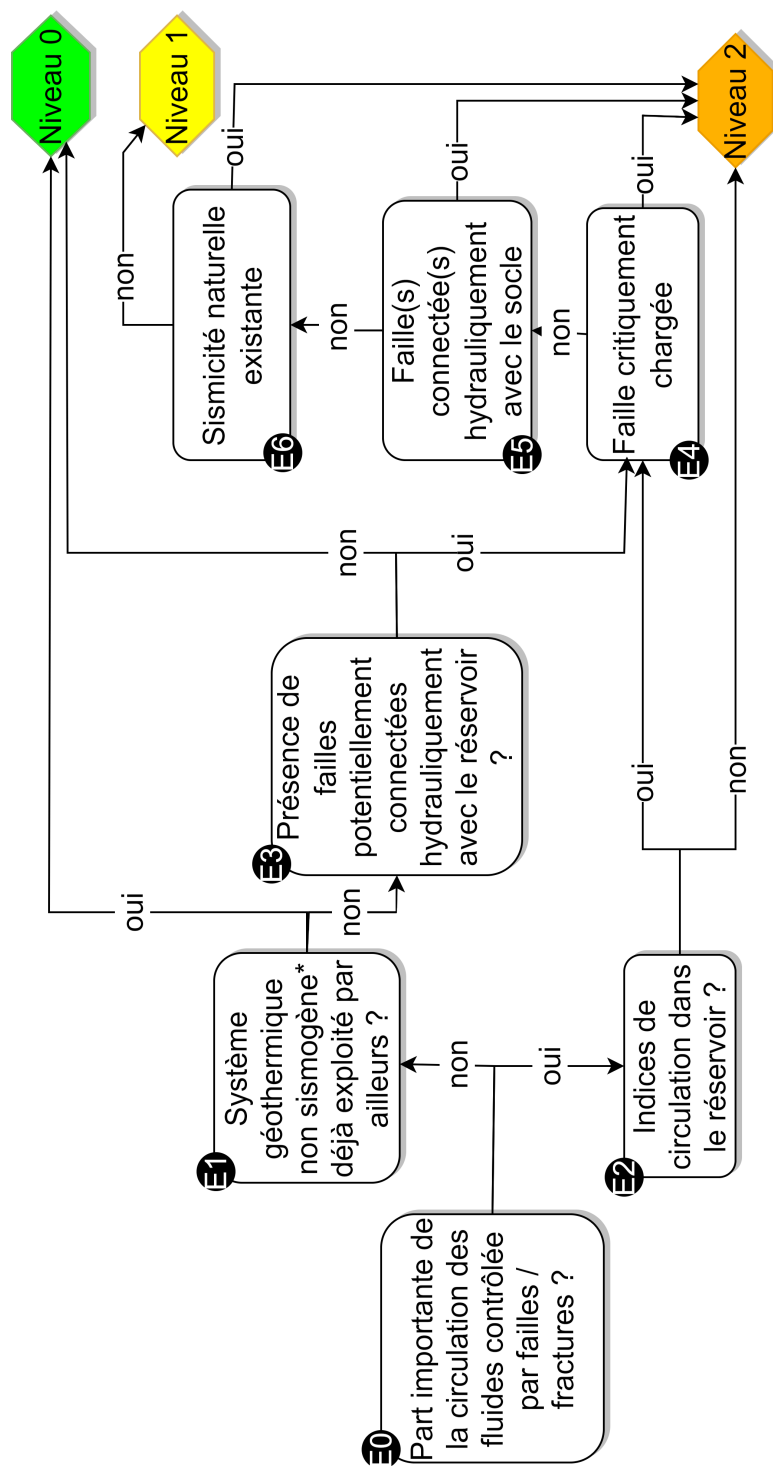


Figure 36 : Arbre de décision pour l'évaluation du niveau d'aléa d'un projet avant tout forage profond.
 Cette évaluation se fait à partir des données disponibles sur le réservoir géothermique ciblé (e.g. publications scientifiques) ainsi qu'à l'aide des données acquises lors de la phase de prospection (section 7.1.1). *Pas d'incident sismique répertorié, pas de sismicité induite de magnitude $M > 1.5$ enregistrée.

- **oui → critère E4** : en cas de présence de failles supposées connectées avec le réservoir, le niveau d'aléa est de 1 ou 2 en fonction des caractéristiques estimées de cette faille ; les critères d'évaluation correspondant aux niveaux 1 et 2 sont les critères **E4**, **E5** puis **E6** détaillés plus bas (Figure 36 - **E4**, **E5**, **E6**).
- **oui → critère E2** : si les circulations de fluide sont principalement contrôlées par des failles/fractures, alors le niveau d'aléa est de fait 1 ou 2. Un premier élément discriminant le niveau d'aléa incident sismique est la présence ou non de circulations des fluides dans le réservoir (Figure 36 - critère **E2**) :
 - **non → Niveau 2** : l'absence d'indice de présence de circulations au droit du réservoir ciblé conduit vers un **niveau d'aléa 2** (modéré) : *a priori*, le réservoir présente de mauvaises caractéristiques hydrauliques, et l'injection de fluide dans ce type de milieu peut rapidement faire augmenter la pression dans le réservoir ;
 - **oui → critère E4** : si des indices de présence de circulations convectives au droit du réservoir ciblé existent, alors la discrimination entre le niveau d'aléa 1 ou 2 sera basé sur les caractéristiques mécaniques, géométriques et **sismotectoniques** des failles. En premier lieu, une évaluation omnidirectionnelle de la potentialité de cisaillement de discontinuités (type **slip tendency**, e.g. Moeck et al., 2009), basée sur la connaissance régionale et idéalement locale de l'état des contraintes (à partir d'une revue bibliographique, de l'étude des **mécanismes au foyers** de séismes locaux si possible, des connaissances apportées par des forages à proximité etc.), est recommandée. Le critère d'évaluation **E4** repose sur le chargement de la ou des failles :
 - **oui → Niveau 2** : si la ou les failles connues dans le réservoir ou connectées à celui-ci sont critiqueusement chargées (par exemple une valeur de *slip tendency* supérieure ou égale à 0.6²³), ou une direction semble critiqueusement chargée (par exemple une valeur de *slip tendency* supérieure ou égale à 0.8²³) alors un **niveau d'aléa 2** (modéré) est retenu pour le projet.
 - **non → critère E5** : si la ou les failles présentent dans le réservoir ou connectées à celui-ci ne sont pas critiqueusement chargées et aucune autre direction ne semble critiqueusement chargée²³, alors la question porte sur la connexion de la faille avec le socle (Figure 36 - **E5**). En effet, l'analyse des facteurs de prédisposition a permis de mettre en évidence que la connexion hydraulique des failles avec le socle (i.e prolongation de la faille dans le socle et proximité du réservoir et du socle et/ou indice de connexion hydraulique) constitue un facteur aggravant dans la sismicité induite (chapitre 5) : les fluides peuvent migrer vers le socle, où l'état de contraintes est généralement plus favorable au cisaillement, et être de fait à l'origine d'un incident sismique. Pour les réservoirs en domaine volcanique ou plutonique, ou la notion de socle n'a pas vraiment de signification, il convient de répondre non à cette question.
 - **oui → Niveau 2** : s'il y a un indice de connexion de la ou les failles du réservoir avec le socle, cela constitue un facteur de prédisposition à l'incident sismique. Le **niveau d'aléa 2** (modéré) est retenu pour le projet.
 - **non → critère E6** : s'il n'y a pas d'indice ou de soupçon de connexion hydraulique de la ou des failles avec le socle, le dernier critère porte sur la sismicité naturelle et historique du site (Figure 36 - **E6**). En effet, dans une zone historiquement ou naturellement sismique indiquant une prédisposition des failles à glisser, il y a un plus grand risque que les failles dans ou à proximité du réservoir soient réactivées. Afin de déterminer l'existence ou non de sismicité naturelle, les opérateurs peuvent se référer à des bases de données et cartographies nationales, de type SisFrance (<https://www.sisfrance.net/>) et Géoportail (<https://www.geoportail.gouv.fr/donnees/zones-de-sismicite>),

²³ – Dans cette pré-étude, incluant toutes les directions (même celles n'existant a priori pas dans le réservoir), un coefficient relativement élevé peut être utilisé en seuil ; ce seuil est néanmoins à considérer avec les directions structurales connues : si la direction est avérée, un seuil de 0.6 est recommandé.

où sont respectivement répertoriés l'ensemble des séismes historiques connus et le niveau de sismicité naturelle (Annexe 1). Une recherche bibliographique est également conseillée pour identifier d'éventuels séismes locaux. Pour les projets en niveau 1 ou 2 cette caractérisation de la sismicité naturelle pourra être affinée par l'analyse des données du réseau sismique permanent installé avant les forages (chapitre 7).

- o **oui → Niveau 2** : si le projet se situe dans une zone de sismicité modérée ou plus (au sens du zonage sismique français) ou si la présence d'essaims sismiques ou de séismes historiques forts est avérée sur la base d'une recherche bibliographique, alors un **aléa 2** (modéré) est retenu pour le projet ;
- o **non → Niveau 1** : lorsque la présence ou la proximité de failles dans le réservoir est avérée, mais que celles-ci ne présentent pas de facteur de prédisposition au cisaillement (zone de sismicité faible à très faible au sens du zonage sismique français et pas d'essaims sismiques ou de séismes historiques forts), alors le **niveau d'aléa 1** (faible) est retenu pour le projet.

6.5.2. Évaluation de l'aléa post forage

La réalisation et la transmission de cette évaluation est préconisée pour les projets initialement cotés en niveau 1 ou 2 lors du jalon précédent et pourrait être adossé au programme d'essais de production.

Le Tableau 9 illustre la méthode recommandée pour évaluer le niveau d'aléa incident sismique d'un projet après un forage et les premiers essais et tests permettant de caractériser le réservoir.

Tableau 9 : Arbre de décision pour l'évaluation du niveau d'aléa d'un projet après un forage et les premiers essais de caractérisation du réservoir.

F0 - Faille critique ment chargée	F1 - Microsismicité pendant le forage*	F2 - Indice d'injectivité « insuffisant »	Niveau d'aléa
oui	oui	oui	3
		non	2
	non	oui	2
		non	2
non	oui	oui	2
		non	2
	non	oui	Si technologies EGS 2, sinon 1
		non	1

*Si un évènement est ressenti pendant le forage alors le niveau d'aléa passe immédiatement à 3.

Cet arbre de décision est un tableau, qui se lit de gauche à droite, et permet de se positionner au regard des différents critères énoncés en entête.

Le critère initial **F0** est un **critère mécanique** : il porte sur **le chargement (en termes de contraintes) des failles** recoupées par le forage ou à proximité. Ce critère, déjà évalué dans l'arbre de décision précédent (section 6.5.1, critère **E4**) est ici réévalué au regard des données nouvellement acquises, à savoir, d'une part, les informations sur la structure du réservoir, qui auront permis d'identifier les directions des discontinuités majeures recoupées par l'ouvrage, et, d'autre part, les mesures de contraintes réalisées dans le puits.

Le second critère **F1** est un **critère sismique** : il évalue la sensibilité du réservoir aux faibles modifications de contraintes en se basant sur la présence ou l'absence de sismicité induite par les opérations de forage. L'enregistrement d'une microsismicité significative au cours d'une opération de forage témoigne d'un état mécanique instable du massif rocheux, et par conséquent peut être favorable à la survenue d'un incident sismique. Si la sismicité enregistrée pendant l'opération de forage, dans un rayon de 1 km autour du forage, est de magnitude supérieure à 0.5 et/ou avec un PGV en surface supérieur à 0,5 mm/s à au moins deux stations (chapitre 8), alors l'aléa passe en niveau 2 (si le projet présentait un niveau d'aléa inférieur), alors que si cette sismicité est ressentie, l'aléa passe en niveau 3.

Le troisième critère **F2** est un **critère hydraulique** : à ce stade des opérations, seuls des essais hydrauliques ont permis de caractériser le comportement hydraulique du système puits-réservoir. Une première évaluation de l'indice d'injectivité et/ou de productivité est disponible. Si celui-ci apparaît trop faible au regard de l'indice ciblé pour l'exploitation, alors il est probable que l'opérateur ait à utiliser des méthodes d'amélioration de l'injectivité/productivité, ce qui peut, *a priori*, constituer un facteur aggravant l'aléa incident sismique. Une réponse positive à ce critère classe le projet en aléa 2, voire 3 en fonction du nombre et type de facteurs aggravants à moins que tous les autres facteurs soient négatifs. Si tous les autres critères sont négatifs, et si l'opérateur planifie le recours à des technologies EGS de type stimulation hydraulique et/ou thermique, alors le niveau d'aléa à considérer est de 2. Si tous les autres critères sont négatifs et l'opérateur va utiliser des technologies d'amélioration non EGS (selon la définition du section 2.1.2.3) visant à augmenter la longueur du puits dans le réservoir par exemple, ou à faire recours uniquement à la stimulation chimique sans surpression significative sur le réservoir, le niveau d'aléa à considérer reste celui évalué à l'étape précédente. Enfin, si tous les critères sont négatifs, le niveau d'aléa à considérer est de 1.

6.5.3. Évaluation de l'aléa au cours de développement du puits

La réalisation et la transmission de cette évaluation est préconisée pour les projets initialement cotés en niveau au moins 1 lors du jalon précédent et pour lesquels l'indice initial d'injectivité et/ou de productivité apparaissait insuffisant. À ce stade, des **essais hydrauliques** ont été réalisés. Cette évaluation est préconisée avant de réaliser un programme de stimulation. Ce protocole d'évaluation de l'aléa en lien avec le développement d'un puits est itératif, et il est préconisé de réitérer cette démarche avant chaque nouvelle mise en œuvre d'un protocole d'accroissement de l'injectivité/productivité. Pour le premier programme de stimulation cette évaluation peut se réaliser en parallèle de l'évaluation post-forage.

L'arbre de décision présenté en Figure 37 illustre la méthode recommandée pour évaluer le niveau d'aléa incident sismique d'un projet après un essai bas débit et avant toute nouvelle opération de **stimulation EGS** ou non-EGS :

Critère D0 : l'atteinte de l'indice d'injectivité/productivité visé est un critère qui permet de déterminer si le réservoir se comporte comme espéré ou non.

- Si l'indice d'injectivité et/ou de productivité visé est atteint, alors, le niveau d'aléa incident sismique reste identique à celui précédemment estimé.
- Si l'indice d'injectivité et/ou de productivité visé n'est pas atteint, il est préconisé, en premier lieu :
 - **Critère D1** : De réaliser une série d'analyses afin d'évaluer la réponse mécanique du réservoir aux sollicitations précédemment mises en œuvre et de prévoir son comportement sous de nouvelles sollicitations, à travers notamment :
 - l'évaluation des conséquences et des effets potentiels liée à une nouvelle augmentation du volume total net de fluide injecté ; en effet, comme montré au chapitre 5 (section 5.2.3, aussi McGarr, 2014), dans certaines conditions, plus la quantité de fluide injectée dans le réservoir est grande, plus la magnitude des événements sismiques induits peut être importante. Cette évaluation peut être par exemple le résultat de modélisations numériques hydrauliques du réservoir (chapitre 7), permettant de prédire le

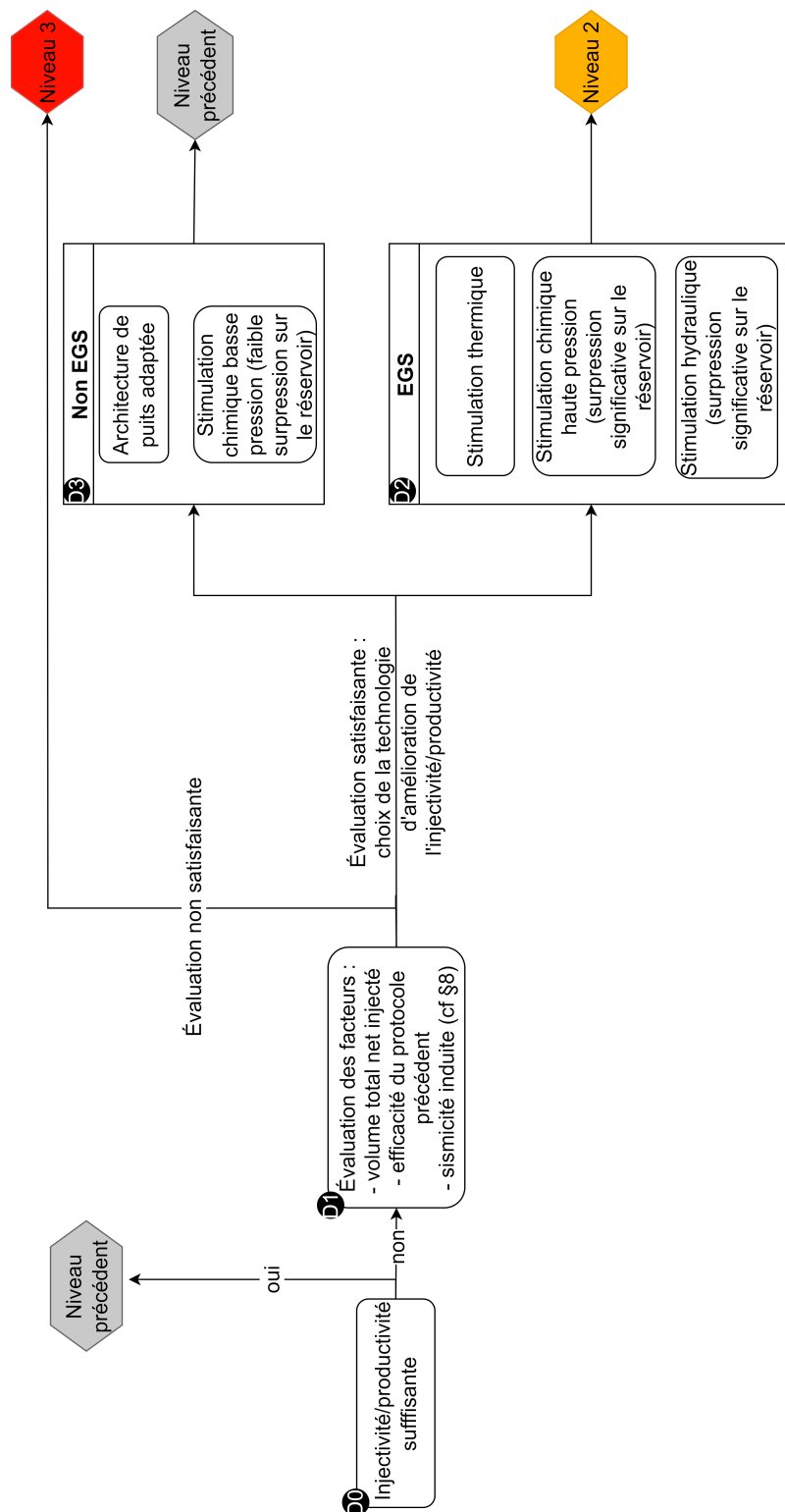


Figure 37 : Arbre de décision post-développement de puits

champ de surpression dans le réservoir, qu'il serait opportun de comparer avec la tendance des failles au glissement ;

- l'évaluation de l'efficacité du protocole précédemment mis en œuvre, s'il y en a eu un : l'inefficacité ou la faible efficacité des méthodes précédemment mises en œuvre est un indice précieux sur le comportement du réservoir, à considérer dans la définition du nouveau protocole ;
- l'évaluation de la capacité du réservoir à supporter les perturbations thermo-hydro-mécaniques grâce à l'analyse de la réponse de celui-ci en termes de sismicité induite. L'évaluation de cette capacité permet de concevoir le prochain cycle de développement du puits en minimisant l'aléa. Cette évaluation peut passer par une analyse de la sismicité en relation avec les chroniques des stimulations et/ou des modélisations hydro-mécaniques.

– Les résultats de ces analyses, permettront à l'opérateur:

- de classer le projet en niveau d'aléa 3 : si l'évaluation de l'ensemble des facteurs du critère **D1** amène l'opérateur à identifier une situation particulièrement complexe, où le risque d'induire des incidents sismiques paraît non-négligeable, alors il est préconisé de passer en niveau d'aléa 3 et de s'arrêter pour revoir le programme de travaux. Ce peut être le cas par exemple lorsque le(s) protocole(s) précédemment mis en œuvre n'ont pas permis un gain d'injectivité suffisant, et qu'ils ont été accompagnés par une sismicité induite au-delà de l'un des seuils du TLS et/ou d'un incident sismique.
- de continuer la mise en œuvre d'un protocole de développement du puits : si ces évaluations apparaissent satisfaisantes (le gain d'injectivité/productivité est insuffisant mais l'analyse des stimulations et/ou essais précédents n'ont pas révélé de risque accru de sismicité induite), alors, un protocole d'accroissement de l'injectivité/productivité du puits peut être proposé, et le niveau d'aléa est basé sur les technologies prévues :
 - **Critère D2** : l'utilisation de technologies dites EGS (stimulation hydraulique, chimique haute pression ou thermique) dans le protocole de développement de puits classent le projet en aléa 2,
 - **Critère D3** : l'utilisation uniquement de technologies non-EGS, moins déstabilisantes pour le massif rocheux (stimulation chimique basse pression ou architecture de puits adaptée), permet au projet de rester dans le niveau d'aléa précédemment déterminé.

6.5.4. Évaluation de l'aléa au regard de la connectivité interpuits

Une fois tous les forages réalisés, et notamment lorsque l'exploitation se fait par site et non pas par champs (chapitre 2), il est nécessaire de vérifier la connexion entre les puits sélectionnés pour la mise en circulation. Ce jalon se pose uniquement pour les sites, dont au moins un des puits est en niveau d'aléa 2 (Figure 35). **L'aléa incident sismique sera évalué à ce jalon pour l'intégralité du projet et non plus puits par puits, comme c'était le cas pour toutes les autres étapes d'évaluation précédentes.** Cet aléa doit être évalué une fois un essai d'interférence réalisé (entre les puits qui seront opérationnels pendant la phase d'exploitation) et en prenant en compte tous les essais précédents sur ces puits. L'évaluation de l'aléa est ici clairement conditionnée par la qualité de la **connexion en pression entre les forages**. Plus précisément, il s'agit de vérifier que la connexion en pression entre les puits est effective à des pressions correspondant à la pression d'exploitation prévue ; dans le cas contraire, le projet doit passer en niveau 3. En effet, une faible connexion indique qu'une fois en circulation il n'y aura pas d'équilibre et que des différentiels de pression pourront être générés dans le réservoir entraînant un risque accru de sismicité.

6.5.5. Évaluation de l'aléa au cours de l'exploitation du réservoir

L'aléa incident sismique sera évalué à ce jalon pour l'intégralité du projet et non plus puits par puits. Lors de la mise en circulation de la boucle, il est recommandé que le niveau d'aléa reste le même que pour les opérations précédentes. Si deux puits (ou plus) ont des niveaux d'aléa différents, il est préconisé de prendre le niveau d'aléa le plus élevé pour le projet dans son ensemble. Il est aussi préconisé de réévaluer ce niveau :

- avant toute opération lourde provoquant des modifications importantes sur la circulation (par exemple travaux importants (*work over*), changement du design d'exploitation, etc.) ;
- tous les ans durant les 5 premières années, puis tous les 5 ans par la suite ;
- en cas d'occurrence d'une sismicité forte et/ou inattendue.

Pour réévaluer ce niveau d'aléa il faudra prendre en compte :

- le niveau de sismicité : en cas de dépassement du seuil rouge du TLS, le niveau d'aléa passe automatiquement au niveau 3 ;
- l'évolution de l'indice d'injectivité : en cas de baisse de l'indice d'injectivité et d'une augmentation de la sismicité induite, si le projet est en niveau 1 il doit passer en niveau 2.

En cas d'opération lourde, il faudra en plus considérer :

- l'évaluation des conséquences et des effets potentiels liée à une augmentation du volume total net de fluide injecté ;
- en cas de nouveau forage, il faut reprendre la démarche depuis le début (section 6.5.1).

Si le niveau d'aléa est 2 et qu'au bout de 5 ans aucun incident (sismicité ressentie et/ou seuil rouge du TLS dépassé) n'a été répertorié, il est recommandé de baisser l'aléa d'un niveau. Pour un projet de niveau 1, si au bout de 5 ans le niveau de sismicité induite est négligeable (niveau de sismicité enregistré identique au niveau enregistré dans les 6 mois précédents le forage) il est recommandé de passer au niveau d'aléa 0. Ainsi, il sera possible pour un projet de niveau 2 sans sismicité de passer au niveau d'aléa 0 au bout de 10 ans.

6.5.6. Évaluation de l'aléa avant l'arrêt définitif de l'exploitation

Dans le cas de l'arrêt définitif du développement ou de l'exploitation dû à un incident sismique, il conviendra d'évaluer la situation au cas par cas. Dans le cas de l'arrêt définitif en fin de vie d'un projet, seul cas traité dans cette section, il est recommandé de maintenir le niveau précédent, durant la phase d'arrêt de l'exploitation. Si la centrale est exploitée jusqu'à sa fin de vie sans sismicité notable, le projet se retrouvera à l'arrêt au niveau d'aléa 0 (pas de surveillance).

Au contraire, si le projet est arrêté alors qu'il est en niveau d'aléa 1 ou 2, celui-ci fait nécessairement l'objet d'une surveillance par un réseau permanent (chapitre 7). Ainsi, une fois l'exploitation arrêtée, il est recommandé de poursuivre la surveillance pendant au moins 1 an et de suivre l'évolution de la sismicité sur la base des critères et seuils relatifs à la sismicité, définis dans le TLS lors de l'exploitation (chapitre 8). Si la sismicité est en deçà des seuils durant les 12 premiers mois post-fermeture et si *a fortiori* le niveau de sismicité induite est négligeable (niveau de sismicité enregistré identique au niveau enregistré dans les 6 mois précédents le forage), le niveau d'aléa pourra être ramené au niveau 0. Dans le cas contraire, il est préconisé de maintenir le niveau précédent et de réévaluer la situation tous les ans tant que le niveau 0 n'est pas atteint.

6.6. Niveau d'aléa et mémoire technique : quelques éléments de cadrage

Dans le cadre de la demande d'autorisation d'ouverture de travaux miniers (DAOTM), l'article L164-1-2 du Code minier prévoit la remise, par le pétitionnaire, d'un mémoire technique (voir section 2.2.2.2) :

- précisant les mesures mises en œuvre et celles envisagées pour connaître la géologie du sous-sol ;
- permettant de comprendre les phénomènes naturels, notamment sismiques, susceptibles d'être activés par les travaux, afin de minimiser leur probabilité, leur intensité ainsi que les risques de réapparition de tels phénomènes après leur survenance éventuelle.

Sur cette base, et en lien avec la méthodologie d'évaluation de l'aléa incident sismique présentée ci-avant, quelques éléments de cadrage pour l'élaboration du mémoire technique peuvent être formulés :

- l'évaluation initiale de l'aléa incident sismique pourra être réalisée en suivant l'arbre de décision proposé en section 6.5.1 ; en tous les cas, les indicateurs retenus seront autant que possible explicités et argumentés ;
- sur la base d'hypothèses structurantes du projet géothermique, notamment en lien avec les objectifs, les moyens envisagés pour le réaliser et les connaissances au démarrage du projet, il s'agira pour l'opérateur de faire une projection *a priori* du niveau d'aléa en phases de forage et développement, en s'appuyant sur les arbres de décision des section 6.5.2 et section 6.5.3. Cette projection *a priori* sera de fait nécessairement fondée sur des hypothèses sur le comportement attendu du réservoir et sur le mode de développement prévu. Les données, informations et /ou modèles qui viendront appuyer les hypothèses clés seront autant que possible explicités.

Cette estimation initiale et projection *a priori* du niveau d'aléa incident sismique aux étapes suivantes pourront en effet s'avérer utiles pour déterminer les données à acquérir pour comprendre le comportement du réservoir et pour anticiper et décrire les mesures de maîtrise et prévention de la sismicité, y compris les stratégies opérationnelles qui pourraient être mises en œuvre. Ces aspects pourront être traités en s'appuyant sur les recommandations formulées dans les chapitres suivants (chapitres 7 et 8). Des recommandations supplémentaires pour le mémoire technique, regardant les données à acquérir, sont discutées en section 7.5.

6.7. Exemples d'application sur des cas d'étude

Afin d'illustrer la définition du niveau d'aléa sur des cas concrets, cinq sites ont été sélectionnés afin de couvrir l'ensemble des contextes pouvant être observés. Ces sites sont indiqués dans le Tableau 10 ainsi que le niveau de sismicité enregistré à ce jour.

Tableau 10 : Cas d'études pour l'évaluation du niveau d'aléa incident sismique.

Type de système géothermique	Site	Sismicité associée
Contrôle par porosité matricielle	Cachan (France)	Pas de sismicité
Contrôle mixte	Bruchsal (Allemagne)	Pas de sismicité
	Unterhaching (Allemagne)	Sismicité en exploitation
Contrôle failles/fractures	Bouillante (France)	Pas de sismicité
	Soultz-sous-Forêts (France)	Sismicité à plusieurs phases

Pour chaque cas d'études, le niveau d'aléa a été évalué à chaque étape en fonction des données disponibles dans la littérature. Ce niveau d'aléa est déterminé suivant la méthode préconisée dans ce guide, mais comme il s'agit d'une analyse *a posteriori*, sur certains exemples il peut y avoir une différence entre les recommandations en termes de monitoring (Bouillante) ou d'opérations (Soulzt-sous-Forêts) et la réalisation des puits. Le Tableau 11 résume les niveaux d'aléa déterminé pour chaque site à chaque étape du projet. L'analyse détaillée pour chaque cas d'études est fournie en Annexe 6.

Tableau 11 : Exemple d'évaluation du niveau d'aléa incident sismique pour chaque cas d'études. Les cases grisées indiquent les étapes où il n'est pas nécessaire de réévaluer l'aléa. Le puits pour lequel l'évaluation de l'aléa est réalisée pour l'évaluation initiale, post-forage et post-développement est indiqué entre parenthèses. Les couleurs vert, jaune, orange et rouge indiquent les niveaux d'aléa 0,1,2,3 respectivement. Les cases sans couleur indiquent que la réévaluation n'est pas nécessaire.

	Cachan (GCA1)	Bruchsal (GB II)	Unterhaching (Gt Uha2)	Bouillante ⁽¹⁾ (B02)	Soulzt-sous-Forêts ⁽²⁾ (GPK3)
Évaluation initiale	E0 : non E1 : oui → Niveau 0	E0 : oui E2 : - E4 : non E5 : oui → Niveau 2	E0 : oui E2 : - E4 : oui → Niveau 2	E0 : oui E2 : oui E4 : non E5 : non E6 : oui → Niveau 2	E0 : oui E2 : oui E4 : non E5 : oui → Niveau 2
Évaluation post-forage		F0 : oui F1 : non F2 : non → Niveau 2	F0 : oui F1 : non F2 : oui → Niveau 2	F0 : non F1 : non F2 : non → Niveau 1	F0 : oui F1 : non F2 : oui → Niveau 2
Évaluation post-développement			D0 : oui → Niveau 2		D0 : non D1 : critères atteints → Niveau 3
Évaluation connectivité puits			Oui → Niveau 2	NA ⁽³⁾ (pas de reinjection)	Oui → Niveau 2
Évaluation exploitation		Niveau 0 car pas de sismicité après 10 ans d'exploitation	Incident sismique en 2008 puis plus de sismicité → niveau 1 après 5 ans, niveau 0 après 10 ans	Niveau 0 car pas de sismicité après 10 ans d'exploitation	Pas d'incident sismique → Niveau 1 après 5 ans d'exploitation
Évaluation fin de vie					Niveau 1 pendant au moins la 1 ^{re} année

⁽¹⁾Pour l'évaluation au cours de l'exploitation, évaluation pour le projet dans son ensemble, le niveau 2 serait atteint car des technologies EGS ont été utilisées pour le forage B04.

⁽²⁾L'évaluation de Soulzt-sous-Forêts se limite à GPK3 pour les premières phases et passe au projet entier comme recommandé à partir de l'évaluation de la connectivité. Suite à la sismicité post-développement un niveau d'aléa 3 est atteint nécessitant de réévaluer le protocole de stimulation.

⁽³⁾NA : non applicable

7. Caractérisation et surveillance du réservoir : recommandations et bonnes pratiques

Ce chapitre pose les bases pour une meilleure acquisition et utilisation des connaissances techniques et scientifiques nécessaires à l'évaluation du niveau d'aléa incident sismique (chapitre 6) ainsi que pour faciliter l'aide à la décision durant le déroulement des opérations (chapitre 8). La prévention de l'incident sismique repose en effet sur l'acquisition et la mobilisation de connaissances pour appréhender autant que possible le comportement du réservoir, et plus largement du système géothermique, face aux sollicitations qui lui sont imposées. Ces connaissances regroupent différentes données à acquérir, à interpréter et à intégrer au travers de différents modèles du réservoir. Elles couvrent également les modalités à mettre en œuvre pour la surveillance microsismique et le suivi des paramètres opérationnels, dits aussi paramètres d'exploitation.

7.1. Mesures, données et savoirs nécessaires à chaque étape du projet

Le pilotage d'un projet dans le but de minimiser l'occurrence d'un incident sismique requiert une connaissance suffisante du réservoir exploité et de son comportement. Selon le type de système géothermique, et en fonction de l'aléa incident sismique associé au site, le terme « suffisant » peut recouvrir différents niveaux et types de connaissances. **Dans cette section, sont listées les données et savoirs nécessaires au moins pour élaborer et alimenter, à chaque étape du projet, les modèles du réservoir (section 7.2). Cependant, chaque site ayant ses spécificités, il n'est pas possible d'être exhaustif. Il est de ce fait de la responsabilité de l'opérateur de se donner les moyens d'acquérir les données pertinentes et nécessaires à l'évaluation et à la gestion de l'aléa incident sismique pour son projet.**

7.1.1. Données et savoirs à acquérir en phase de prospection, avant tout forage

À ce stade du projet, le réservoir géothermique visé est connu à travers des précédents projets s'ils existent, et grâce aux données acquises, compilées et intégrées lors de la phase d'exploration. Les investigations à réaliser pour être en mesure d'évaluer le niveau d'aléa incident sismique sont présentées dans le Tableau 12. Les données obtenues à travers ces investigations permettront également d'élaborer les premiers modèles du réservoir géothermique (section 7.2).

L'objectif de cette première acquisition de données et des modèles associés est au minimum de :

- identifier les failles à proximité, définir autant que possible leurs caractéristiques (longueur, épaisseur, perméabilité). Identifier de potentielles zones/directions de fracturation ;
- avoir une première estimation du tenseur de contraintes auquel ces failles sont soumises. Pour cela, il est nécessaire d'estimer les valeurs et orientations des contraintes principales locales. À défaut d'estimation exacte du champ de contraintes, le régime tectonique (normal, inverse ou décrochant) à la profondeur du réservoir doit être déterminé pour permettre d'identifier une gamme de valeurs en fonction de la profondeur (Zoback et al., 2003) ;
- avoir une première idée des circulations dans le réservoir ;
- identifier et caractériser la sismicité naturelle.

Tableau 12 : Recommandations sur le niveau de données à acquérir et calculs à réaliser avant forage

Type de système Objet de l'investigation	Contrôle par porosité matricielle	Contrôle mixte	Contrôle failles / fractures
Comportement du réservoir et en particulier la potentialité d'incidents sismiques	Intégration des retours d'expérience de projets proches ou avec des fortes similitudes. Ce retour d'expérience doit être basé sur les publications scientifiques et rapports publics disponibles. De plus, il paraît opportun qu'un partage d'information se mette en place entre opérateurs d'un même réservoir (section 7.6).		
Présence et localisation des failles	Recherche d'indications de présence de failles à travers une revue bibliographique basée sur les publications scientifiques et rapports publics disponibles ainsi que sur la carte géologique de la France pour les structures majeures. Consultation de la BSS (Banque du Sous-Sol ²⁴) pour intégrer les données de projets proches (notamment les données de puits).	Revue bibliographique basée sur les publications scientifiques et rapports publics disponibles ainsi que sur la carte géologique de la France pour les structures majeures. Consultation de la BSS pour intégrer les données de projets proches (notamment les données de puits). Production d'une imagerie 3D du réservoir (sismique, méthodes électromagnétiques, gravimétrie, selon le contexte) permettant de visualiser et de localiser les failles et les interfaces lithologiques	
Comportement hydraulique du réservoir	Revue bibliographique basée sur les publications scientifiques et rapports publics disponibles.	Revue bibliographique basée sur les publications scientifiques et rapports publics disponibles Consultation de la BSS et ADES (Accès aux Données sur les Eaux Souterraines) pour disposer d'éventuelles mesures de température et de paramètres hydrodynamiques qui vont aider à contraindre les modèles de réservoir. Selon le contexte, recherche d'indices de surface (sources chaudes, fumerolles, émanations gazeuse,...) et analyses géochimiques pour identifier l'origine des fluides, forages de gradient .	
État géomécanique	–	Revue bibliographique renseignant sur l'état des contraintes (direction et magnitude) basée sur les publications scientifiques et rapports publics disponibles ainsi que sur les données de la <i>world stress map</i> (WSM) ²⁵ . L'outil stress2grid ²⁶ qui permet d'estimer la direction horizontale maximale sur une grille, basé sur les données de la WSM, peut être utile. Une gamme de magnitudes pour les valeurs de contrainte horizontales maximales peut être estimée en supposant que la contrainte verticale est principale ²⁷ (Moos and Zoback, 1990). Les opérateurs d'un même réservoir pourraient fournir les informations dont ils disposent sur le champ de contraintes. Premières estimations de la susceptibilité des failles à glisser (omnidirectionnelle basée sur une estimation du <i>slip tendency</i> par exemple). Si le tenseur de contraintes n'est pas bien contraint plusieurs estimations peuvent être réalisées.	
Sismicité naturelle	Revue de la sismicité naturelle et historique dans la zone d'étude (par exemple d'après SisFrance (https://www.sisfrance.net/) et Géoportail (https://www.geoportail.gouv.fr/donnees/zones-de-sismicite))		

²⁴ – <https://infoterre.brgm.fr/page/banque-sol-bss>

²⁵ – <https://www.world-stress-map.org/>

²⁶ – <https://dataservices.gfz-potsdam.de/wsm/showshort.php?id=escidoc:4175894>

²⁷ – Attention, cette hypothèse n'est pas toujours valide notamment s'il y a une topographie importante (zone montagneuse).

7.1.2. Données et savoirs à acquérir au cours et juste après le forage

La réalisation du premier forage est l'opportunité d'acquérir des données directes sur le réservoir géothermal, qui permettront d'améliorer la connaissance et d'alimenter les modèles du réservoir. L'acquisition dans les forages suivants peut être moindre, cependant elle permet de compléter le jeu de données en élargissant spatialement la connaissance (un seul forage ne permet que l'acquisition d'une donnée locale, ponctuelle ou 1D) et ainsi de mettre en évidence la variabilité des caractéristiques du réservoir.

Les données à acquérir lors du premier forage d'exploration et des forages suivants, afin d'évaluer le niveau d'aléa incident sismique, sont présentées respectivement dans les Tableau 13 et Tableau 14, en fonction du niveau d'aléa déterminé lors de la phase de prospection. Ces données, à confronter et à interpréter au regard des connaissances initiales, permettront également de mettre à jour les modèles du réservoir géothermal (section 7.2).

L'objectif de cette acquisition de données et des modèles associés est de :

- caractériser avec plus de précision les failles et la fracturation du réservoir ;
- mieux définir le champ de contraintes local ;
- identifier les failles circulantes et celles qui le sont moins ;
- avoir une première estimation de la réponse du réservoir à des sollicitations hydrauliques.

Ces informations doivent permettre de réévaluer l'aléa sismique (section 6.5.2) et d'établir un protocole de stimulation, s'il est nécessaire, en tenant compte de l'aléa sismique (section 8.2.5 et section 8.2.6).

Tableau 13 : Recommandations sur le niveau de données à acquérir et calculs à réaliser lors du 1^{er} forage d'exploration.

Niveau d'aléa			
Objet de l'investigation	Niveau d'aléa 0	Niveau d'aléa 1	Niveau d'aléa 2
Contexte géologique	Pas de recommandations supplémentaires à celles formulées dans le « Guide de bonnes pratiques sur les retours d'expérience des forages géothermiques profonds » (Hamm et al., 2019)	<p>Analyse des cuttings et/ou des carottes pendant le forage.</p> <p>Interprétation des pertes de boue enregistrées au regard de la connaissance sur la formation géologique traversée.</p> <p>Localisation et interprétation des variations brutes du taux de pénétration de l'outil dans le forage (<i>rate of penetration break</i>).</p> <p>Réalisation de diagaphies et logs adaptés pour renseigner sur les caractéristiques pétrophysiques et géologiques du réservoir. Un soin particulier sera apporté à la localisation et la caractérisation du réseau de failles/fractures (direction principale, pendage, épaisseur, complexité du sous-réseau s'il existe) notamment grâce à des imageries de puits (sismique, acoustique ou électrique, en fonction du contraste de propriété qui permettra la meilleure visualisation des discontinuités) couplées avec les résultats de diagaphies et de logs de température et de débit. Une attention particulière sera portée à la recherche de failles à proximité du puits non vues depuis la surface.</p>	
Contexte hydraulique	Pas de recommandations supplémentaires à celles formulées dans le « Guide de bonnes pratiques sur les retours d'expérience des forages géothermiques profonds » (Hamm et al., 2019)	<p>Localisation et caractérisation des zones d'alimentation (<i>feed zones</i>) à travers en particulier l'interprétation des logs de température et de débit (<i>flowlog</i> et <i>temperature log</i>) dans le puits. Les interpréter au regard de la connaissance géologique. L'objectif est d'identifier les failles et fractures perméables. L'Annexe 8 présente différentes méthodes pouvant fournir cette information ainsi que leurs avantages et inconvénients.</p> <p>Réalisation d'essais de puits à bas débit pour caractériser les paramètres hydrauliques du réservoir et estimer l'indice d'injectivité/productivité (l'objectif étant de ne pas solliciter en pression le réservoir de façon trop importante avant d'avoir une première estimation de son comportement).</p> <p>Suivi et archivage des données de pression, débit et température en fond et en tête de puits. Il est recommandé d'avoir un suivi en continu de ces paramètres en tête de puits. Il est également recommandé de mettre en place des équipements (tel que la fibre optique) pour les suivre en continu en fond de puits au moins pendant la phase de développement.</p> <p>Point d'attention lors de l'interprétation des essais : considérer des modèles adaptés au contexte géologique, c'est-à-dire intégrant les circulations en milieux faillés/fracturés.</p>	
État physico-chimique du réservoir		Mesure de la température en fond de puits	
État géomécanique		<p>Mesure et caractérisation de l'état de contraintes. Il est préconisé de suivre les recommandations de l'ISRM (<i>International Society for Rock Mechanics and rock engineering</i>) pour effectuer cette caractérisation (Hudson et al., 2003).</p> <p>Estimation de la valeur de la contrainte verticale à partir de la densité des roches et de la profondeur. Mesures des ovalisations de puits (diamètre et imagerie de puits) afin d'identifier les directions principales de contrainte à l'aide de l'interprétation des breakout et fractures en tension s'ils sont observés.</p> <p>Pour estimer la valeurs des contraintes, des modèles directs pour expliquer les observations de breakout peuvent être envisagés (Blanksma et al., 2018 ; Peter-Borie et al., 2018) ou l'utilisation de la largeur des <i>breakout</i> (Valley et Evans, 2019). Si la valeur des contraintes est mal connue et que des stimulations EGS sont prévues, réalisation d'essais ad hoc tel le XLOT (<i>Extended Leak off Test</i>, e.g. Zoback, 2011) ou HTPF (<i>Hydraulic Testing of Pre-existing Fractures</i>, Haimson et Cornet, 2003).</p> <p>Estimations de la susceptibilité des failles à glisser (basée sur une estimation du <i>slip tendency</i> par exemple).</p>	
Sismicité	–	<p>Surveillance de la sismicité pendant le forage avec le réseau sismique (section 7.3). Détection et localisation de la sismicité en temps quasi-réel (voir section 8.3.1).</p> <p><i>A posteriori</i> et en cas de sismicité de $M > 0.5$ et $PGV > 0.5$ mm/s, corrélation des localisations des événements avec les imageries de puits pour identifier de potentielles structures chargées.</p>	

Tableau 14 : Recommandations sur le niveau de données à acquérir et calculs à réaliser à partir du second forage.

Niveau d'aléa Objet de l'investigation	Niveau d'aléa 0	Niveau d'aléa 1	Niveau d'aléa 2
Contexte géologique	Pas de recommandations supplémentaires à celles formulées dans le « Guide de bonnes pratiques sur les retours d'expérience des forages géothermiques profonds » (Hamm et al., 2019)	<p>Analyse des cuttings et/ou des carottes pendant le forage.</p> <p>Interprétation des pertes de boue enregistrées au regard de la connaissance sur la formation géologique traversée.</p> <p>Localisation et interprétation des variations brutes du taux de pénétration de l'outil dans le forage (<i>rate of penetration break</i>).</p>	<p>Analyse des cuttings et/ou des carottes pendant le forage.</p> <p>Interprétation des pertes de boue enregistrées au regard de la connaissance sur la formation géologique traversée.</p> <p>Localisation et interprétation des variations brutes du taux de pénétration de l'outil dans le forage (<i>rate of penetration break</i>).</p> <p>Réalisation de diagraphies et logs adaptés pour renseigner sur les caractéristiques pétrophysiques et géologiques du réservoir. Un soin particulier sera apporté à la localisation et la caractérisation du réseau de failles/fractures notamment grâce à des imageries de puits couplées avec les résultats de diagraphies et de logs de température et de débit.</p>
Contexte hydraulique	–	<p>Réalisation, dans chaque puits, d'essais de puits à bas débit pour caractériser les paramètres hydrauliques du réservoir et estimer l'indice d'injectivité/productivité (l'objectif étant de ne pas solliciter en pression le réservoir de façon trop importante avant d'avoir une première estimation de son comportement).</p> <p>Suivi et archivage des données de pression, débit et température en fond et en tête de puits. Il est recommandé d'avoir un suivi en continu de ces paramètres en tête de puits. Il est également recommandé de mettre en place des équipements (tel que la fibre optique) pour les suivre en continu en fond de puits au moins pendant la phase de développement.</p>	<p>Localisation et caractérisation des zones d'alimentation (feed zones) à travers en particulier l'interprétation des logs de température et de débit (flowlog et temperature log) dans le puits. Les interpréter au regard de la connaissance géologique. L'objectif est d'identifier les failles et fractures perméables. L'Annexe 8 présente différentes méthodes pouvant fournir cette information ainsi que leurs avantages et inconvénients.</p> <p>Réalisation, dans chaque puits, d'essais de puits à bas débit pour caractériser les paramètres hydrauliques du réservoir et estimer l'indice d'injectivité/productivité (l'objectif étant de ne pas solliciter en pression le réservoir de façon trop importante avant d'avoir une première estimation de son comportement).</p> <p>Point d'attention lors de l'interprétation des essais : considérer des modèles adaptés au contexte géologique, c'est-à-dire intégrant les circulations en milieu faillés/fracturés.</p> <p>Suivi et archivage des données de pression, débit et température en fond et en tête de puits. Il est recommandé d'avoir un suivi en continu de ces paramètres en tête de puits. Il est également recommandé de mettre en place des équipements (tel que la fibre optique) pour les suivre en continu en fond de puits au moins pendant la phase de développement.</p>
État physico-chimique du réservoir	–	Mesure de la température en fond de puits.	

Niveau d'aléa Objet de l'investigation	Niveau d'aléa		
	Niveau d'aléa 0	Niveau d'aléa 1	Niveau d'aléa 2
État géomécanique	–	–	Mesure et caractérisation de l'état de contrainte. Mesures des ovalisations de puits (diamètre et imagerie de puits) afin d'identifier les directions principales de contrainte à l'aide de l'interprétation des breakout et fractures en tension s'ils sont observés. Estimations de la susceptibilité des failles à glisser (basée sur une estimation du <i>slip tendency</i>)
Sismicité	–	Surveillance de la sismicité pendant le forage avec le réseau sismique (section 7.3). Détection et localisation de la sismicité en temps quasi-réel (cf. section 8.3.1). <i>A posteriori</i> et en cas de sismicité de $M > 0.5$ et $PGV > 0.5$ mm/s, corrélation des localisations des événements avec les imageries de puits pour identifier de potentielles structures chargées.	

7.1.3. Données et savoirs à acquérir au cours du développement du puits

Durant cette phase, les sollicitations parfois importantes appliquées sur le réservoir peuvent permettre entre autres d'améliorer la compréhension que l'opérateur peut avoir du comportement (thermo-)hydromécanique du réservoir.

Les données à acquérir lors du développement d'un puits afin d'évaluer le niveau d'aléa incident sismique et pour optimiser le pilotage des opérations sont présentées dans le Tableau 15 en fonction du niveau d'aléa déterminé à l'issue de la phase de forage.

L'objectif de cette acquisition de données et des modèles associés est de :

- évaluer la réponse du réservoir à des sollicitations hydrauliques ;
- évaluer la capacité du réservoir à supporter de nouvelles sollicitations ;
- piloter le développement du puits.

Tableau 15 : Recommandations sur le niveau de données à acquérir et des calculs à réaliser lors du développement du puits

Objet de l'investigation \ Niveau d'aléa	Niveau d'aléa 0	Niveau d'aléa 1	Niveau d'aléa 2
Hydraulique	Pas de recommandations supplémentaires à celles formulées par Hamm et al., 2019.	<p>Suivi en continu (fréquence de quelques secondes à quelques minutes) de la pression, de la température et du débit en fond et en tête de puits (interprétation des résultats au regard de la connaissance géologique).</p> <p>Réalisation d'essais permettant de caractériser le gain d'injectivité/productivité après chaque séquence d'opérations visant à les améliorer (stimulations hydrauliques, chimiques, thermiques, réalisation de multidrain...).</p> <p>Réalisation de flow/température logs pour caractériser les évolutions hydrauliques des zones d'alimentation (<i>feed zones</i>).</p>	
Sismicité	–	<p>Consultation régulière des catalogues régionaux nationaux.</p> <p>Hors technologie EGS → Surveillance de la sismicité avec le réseau de base. Estimation en quasi-temps réel des localisations et magnitudes des événements. <i>A posteriori</i>, en cas de dépassement d'un seuil TLS, corrélation des localisations des événements avec les paramètres de forçage (cf. sections 8.3.3 et 8.5).</p> <p>Si application de technologies EGS → Surveillance de la sismicité améliorée par le réseau renforcé. En quasi-temps réel, localisations, calcul de magnitudes et mesure des PGV des événements, ainsi que d'autres variables clés telles que : le moment sismique, l'énergie sismique, la b-value, etc. <i>A posteriori</i>, capitalisation des connaissances sur la réponse sismique du réservoir (section 8.4.4).</p>	

7.1.4. Site multipuits : caractérisation de la connexion entre les puits

Les essais de puits ne permettent que de caractériser le réservoir sur une zone proche du puits. En comparaison, les essais interpuits vont permettre de caractériser une zone étendue du réservoir.

Le Tableau 16 synthétise les données qu'il est recommandé d'acquérir lorsque plusieurs puits d'un même projet sont disponibles. Ces recommandations concernent les projets organisés en site et non en champ. Idéalement, si des projets similaires et/ou visant le même réservoir sont accessibles, les essais recommandés peuvent aussi être réalisés en intersites. L'objectif de cette acquisition de données et des modèles associés est de caractériser la connexion en pression et/ou en fluide entre les puits.

Tableau 16 : Recommandations sur le niveau de données à acquérir et les calculs à réaliser entre les puits.

Objet de l'investigation \ Niveau d'aléa	Niveau d'aléa 0	Niveau d'aléa 1	Niveau d'aléa 2
Hydraulique	Pas de recommandations supplémentaires à celles formulées par Hamm et al., 2019.	<p>Réalisation d'essais permettant de caractériser la connexion en pression et/ou en fluide entre les puits (e.g. : tests d'interférences, essais de circulation, essais de traçage, etc.) et interprétation via des modèles intégrant les circulations dans les discontinuités.</p>	
Sismicité	–	<p>Surveillance de la sismicité avec le réseau permanent. Corrélation entre les données sismiques observées et les interprétations issues des tests hydrauliques.</p>	

7.1.5. Phase d'exploitation du site

Une fois les forages et les développements réalisés, si la production et l'injection s'avèrent satisfaisantes, le projet passe en phase d'exploitation, ou autrement dit, en circulation à long terme pour l'exploitation du réservoir.

Le Tableau 17 synthétise les données qu'il est recommandé d'acquérir lors de la phase d'exploitation. L'objectif de cette acquisition de données est de piloter les opérations au regard de la sismicité observée.

Tableau 17 : Recommandations sur le niveau de données à acquérir lors de la phase d'exploitation.

Niveau d'aléa Objet de l'investigation	Niveau d'aléa 0	Niveau d'aléa 1	Niveau d'aléa 2
Hydraulique	Pas de recommandations supplémentaires à celles formulées par Hamm et al, 2019.(2019)	Suivi et archivage des données de production et d'injection (débit, pression, température, paramètres physico-chimiques, etc.).	
Sismicité	–	Consultation régulière des catalogues régionaux nationaux. Surveillance de la sismicité avec le réseau dédié. Estimation en quasi-temps réel des localisations et magnitudes des événements. <i>A posteriori</i> , en cas de dépassement d'un seuil TLS, corrélation des localisations des événements avec les paramètres de forçage (sections 8.3.3 et 8.5).	

7.2. Modèles et calculs nécessaires à l'évaluation du comportement du réservoir et au pilotage de l'exploitation, traitement de l'incertitude

La prévention de l'aléa incident sismique passe aussi par des modèles et calculs qu'il est nécessaire de construire et de mettre à jour (quand des informations nouvelles sont disponibles) pour réaliser un pronostic pertinent du comportement du réservoir face aux différentes sollicitations prévues dans le cadre du forage, du développement des puits et de la mise en exploitation. Un séisme étant une réponse mécanique à une sollicitation thermo-hydro-mécanique, il est nécessaire pour prédire 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.

Dans tous les cas, le **modèle conceptuel** de réservoir (Annexe 7A) constitue la base pour tous les autres modèles et calculs, tels que (Figure 38) :

- le(s) modèle(s) géologique(s) (Annexe 7B), qui intègre(nt) la connaissance sur la structure et nature géologique du réservoir et des formations limitrophes, et potentiellement les caractéristiques pétrophysiques des formations géologiques (porosité, perméabilité) ;
- le(s) modèle(s) de réservoir ou modèle(s) hydrogéologique(s) (Annexe 7C), qui simule(nt) les écoulements de fluides dans le réservoir et leurs effets en termes de pression, éventuellement en incluant les effets de la température ;

- le(s) modèle(s) géomécanique(s) (Annexe 7D), qui est fortement recommandé dans les systèmes à contrôle mixte et dans les systèmes contrôlés par les failles et fractures. Il permet d'évaluer la susceptibilité au cisaillement des failles, dans l'état initial (avant toute opération) et en conséquence des opérations prévues dans le projet (variations de pressions et volume possiblement estimées dans le modèle de réservoir, variation de température, etc. section 3.2).

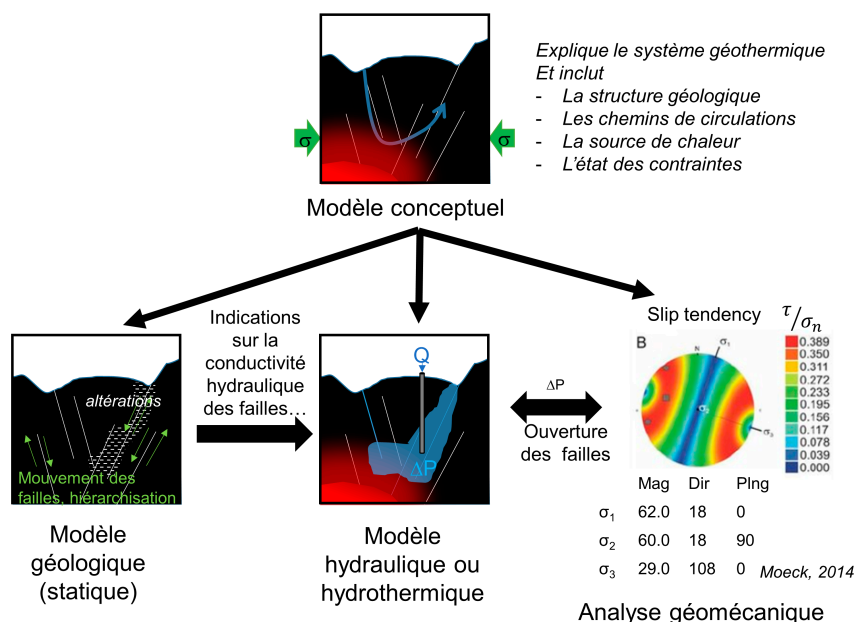


Figure 38 : Modèles et calculs nécessaires à l'anticipation du comportement sismique du réservoir dans les systèmes à contrôle mixte par la porosité et perméabilité de matrice rocheuse et par la porosité et perméabilité de failles et fractures dans les systèmes contrôlés par les failles et fractures.

Le traitement de l'incertitude est un point essentiel de ces modèles afin de pouvoir estimer le niveau de fiabilité des résultats. Lorsque le degré de connaissance du réservoir est faible, et que l'incertitude est grande, il est recommandé d'intégrer cette incertitude dans les résultats et interprétations, en ayant dans l'idéal une approche probabiliste (qui donne une distribution des résultats possibles) plutôt que déterministe (qui donne une solution unique) dans les modèles. Il est nécessaire d'identifier clairement où sont les incertitudes et de proposer plusieurs modèles possibles avec des études paramétriques (au moins 2, aux extrêmes) pour balayer les pôles de l'ensemble des possibles.

7.3. Surveillance microsismique : bonnes pratiques et recommandations

La surveillance des paramètres opérationnels est une constante pour tous les projets. Elle est cadrée par les préconisations formulées en section 7.1 et évolue au cours des étapes du projet. La surveillance de l'activité microsismique doit répondre à un objectif double de gestion du risque sismique (vérifier que les seuils TLS ne sont pas atteints) et de pilotage des opérations (adapter les opérations en temps réel en fonction de la sismicité). **La surveillance de l'activité microsismique, quand elle est mise en œuvre, doit faire l'objet d'une interprétation croisée avec les données acquises en cours d'opération** telles que les pressions d'injection, les volumes injectés et produits, ou encore la température d'injection. **Cette analyse croisée est indispensable pour la bonne compréhension des mécanismes en jeu**, et pour

améliorer la connaissance sur le développement du réservoir et sa réponse aux différentes opérations. **C'est aussi une condition nécessaire pour piloter les opérations géothermiques** sur la base de la sismicité enregistrée (chapitre 8).

Tableau 18 : Synthèse des recommandations pour les réseaux sismiques de base et renforcé en fonction du niveau d'aléa des projets géothermiques. M fait référence à la magnitude des événements.

	Phase avant forage	Phase de forage	Phase de développement ¹	Phase d'exploitation
Projets en niveau d'aléa 0				
Réseau de base	Ne s'applique pas			
Réseau renforcé ³				
Projets en niveau d'aléa 1				
Réseau de base	Oui (6 mois avant)	Oui	Oui	Oui
Réseau renforcé ³	Non	Si M > 0,5 et PGV > 0,5 mm/s	Si dépassement seuil orange du TLS ²	Si dépassement seuil orange du TLS ²
Projets en niveau d'aléa 2				
Réseau de base	Oui (6 mois avant)	Oui	Oui	Oui
Réseau renforcé ³	Non	Si M > 0,5 et PGV > 0,5 mm/s	Toujours	Si dépassement seuil orange du TLS ²

¹ à noter que pour les projets en niveau d'aléa 1 la phase de développement n'implique pas nécessairement l'application de technologies de type EGS, alors que cela est toujours le cas pour la phase de développement des projets en niveau d'aléa 2 ;

² voir chapitre 8 pour le pilotage des opérations par un système TLS (Traffic Light System).

³ le réseau renforcé peut être installé à tout moment avant la phase à laquelle il est nécessaire

Les exigences relatives à **la surveillance microsismique ne concernent que les projets en niveau d'aléa 1 et 2** (chapitre 6), et reposent, selon des situations qui sont explicitées ci-après, sur le déploiement d'un réseau de surveillance microsismique dédié de base qui peut être renforcé, en termes de nombre et position des capteurs, aux étapes les plus sensibles du projet (Tableau 18).

Pour les projets géothermiques en niveau d'aléa 0, développés en aquifères poreux, en l'absence de failles connectées au réservoir géothermique, **aucun réseau dédié de surveillance microsismique n'est nécessaire**. Dans le contexte français, cela s'applique par exemple aux projets du bassin de Paris.

Rappelons que le **niveau d'aléa 3** ne peut être atteint que pour des projets initialement en niveau d'aléa d'au moins 1, mais généralement plutôt de 2, pour lesquels une forte déviation par rapport aux connaissances *a priori* et au comportement attendu du réservoir est observée après la réalisation du forage ou lors des premiers essais de développements de puits. Par conséquent, ces projets font nécessairement l'objet d'une surveillance microsismique ; ils ne pourront se poursuivre que sous réserve d'une révision du programme de travaux pour revenir à un niveau d'aléa d'au plus 2, comme explicité au chapitre 6, et après une analyse précise de la situation.

Les recommandations en termes de surveillance microsismique sont formulées aux sections suivantes. Une synthèse des caractéristiques des réseaux sismiques mis en place sur certains projets géothermiques déjà analysés dans ce guide est fournie en Annexe 9.

7.3.1. Exigences de base

Pour les projets en niveau d'aléa 1 et 2, le réseau sismique dédié doit présenter les caractéristiques suivantes (Tableau 19) :

- être installé au moins 6 mois avant le démarrage des travaux de forage pour mieux caractériser le niveau de référence de la sismicité naturelle dans la zone du projet géothermique ;
- être fonctionnel pendant toute la durée du projet, et notamment en phase de forage, de développement, d'exploitation et de fin de vie, afin de suivre l'activité microsismique potentiellement associée aux différentes opérations de géothermie et d'identifier d'éventuelles variations dans les caractéristiques de la sismicité avec le démarrage des travaux ;
- détecter, localiser et estimer la magnitude de la microsismicité ;
- garantir une localisation précise des événements potentiellement ressentis ;
- être compatible avec le pilotage des opérations via un système TLS (section 8.1).

En complément des préconisations précédentes, pour les projets en niveau d'aléa 2 qui visent des réservoirs à contrôle mixte et/ou des réservoirs contrôlés par failles et fractures, en présence de failles potentiellement connectées avec le socle et/ou critiqueusement chargées, nécessitant le recours à des technologies EGS du fait d'une faible circulation naturelle des fluides, le réseau sismique devra être aussi dimensionné pour permettre (Tableau 19) :

- l'estimation des paramètres à la source et des mécanismes focaux des événements les plus forts ($M > 1.5$) ;
- le suivi et la caractérisation aussi précise que possible de l'évolution spatio-temporelle et énergétique de la microsismicité (cf. section 8.1 sur les approches statistiques) ainsi que le pilotage des opérations avec un TLS avec approche prédictive en cas de stimulation EGS (cf. section 8.2).

7.3.2. Renforcement du réseau sismique

Le renforcement du réseau sismique par l'ajout de stations devra intervenir en fonction des phases des projets géothermiques, ainsi que du niveau d'aléa. **Ce renforcement peut se faire soit par l'ajout de stations permanentes soit par l'installation d'un réseau temporaire.** Ce renforcement du réseau sismique est notamment nécessaire dans les cas suivants :

- en cas d'occurrence d'évènement de $M > 0,5$ et $PGV > 0.5$ mm/s à au moins deux stations dans un rayon de 1 km pendant la phase de forage, si le réseau n'est pas déjà renforcé, quand les modifications de l'état de contrainte sont généralement plus faibles qu'en phase opérationnelle ;
- systématiquement lorsqu'en phase de développement des technologies EGS sont employées (projets en niveau d'aléa 2), ce renforcement peut se faire à tout moment avant les stimulations EGS ;
- en cas de dépassement du seuil orange du TLS (section 8.2.2) en phase de développement (hors application de technologies EGS) et/ou en phase d'exploitation ;
- en cas d'occurrence d'une sismicité ressentie en surface²⁸ (indépendamment de sa magnitude) à tout moment du projet.

²⁸ – Il convient de remarquer que l'occurrence d'une sismicité ressentie en surface en phase de forage est un phénomène très rare, peu documenté en littérature.

Selon le contexte du projet et la situation rencontrée, le renforcement du réseau pourra être envisagé selon un double objectif (Tableau 19) : d'une part améliorer les performances en termes de détectabilité (minimisation de la magnitude de complétude M_c) et de localisation des sources microsismiques et d'autre part, élargir la zone de couverture du réseau afin d'être en capacité d'identifier d'éventuels événements induits à distance des puits (chapitre 3).

Lorsqu'elles sont utilisées pour le pilotage des opérations, **les stations supplémentaires devront s'intégrer en termes de gestion et de traitement de données au réseau de surveillance de base** de manière à optimiser en quasi-temps réel le pilotage des opérations.

Tableau 19 : Synthèse des objectifs et des performances techniques pour les réseaux sismiques en fonction du niveau d'aléa des projets géothermiques.

	Objectifs et performances techniques visés	
	Projets en niveau d'aléa 1	Projets en niveau d'aléa 2
Réseau de base	<p>Détecter, localiser et estimer la magnitude de la microsismicité avec une magnitude de complétude $M_c \leq 0,5$ à l'aide de 5 stations sismiques. Une précision de localisation de ± 300 m horizontalement et ± 1 km verticalement est attendue dans les 2 km autour du forage. Garantir une localisation précise des événements potentiellement ressentis avec une précision inférieure à l'extension de l'exploitation.</p> <p>Permettre le fonctionnement d'un système TLS (section 8.2) pour le pilotage des opérations.</p>	<p>Détecter, localiser et estimer la magnitude de la microsismicité avec une magnitude de complétude $M_c \leq 0,5$ à l'aide de 7 stations sismiques dont au moins un accéléromètre. Une précision de localisation de ± 100 m horizontalement et ± 500 m verticalement est attendue dans les 2 km autour du forage.</p> <p>Permettre l'estimation des paramètres à la source et des mécanismes focaux pour les événements les plus forts ($M > 1,5$).</p> <p>Permettre le suivi et la caractérisation de l'évolution spatio-temporelle et énergétique de la microsismicité (statistiques sismiques), ainsi que le pilotage par un TLS avec approche prédictive pour les stimulations EGS.</p>
Réseau renforcé	<p>Améliorer les performances du réseau en termes de détectabilité et de localisation. Élargir la zone de couverture du réseau sismique.</p>	

7.3.3. Performances techniques attendues des réseaux sismiques et modalités associées à la surveillance microsismique

Pour le réseau de base, il est préconisé une magnitude de complétude $M_c \leq 0,5$ pour un minimum de 5 stations sismiques, équipées de géophones, pour les projets en niveau d'aléa 1 et 7 stations, pour les projets en niveau d'aléa 2. Cette magnitude de complétude est attendue en fonctionnement normal, c'est-à-dire en dehors des opérations de forage dont le bruit pourrait perturber l'enregistrement de la sismicité. Les projets en niveau d'aléa 2 comprendront également une station accélérométrique de surface pour permettre l'enregistrement d'éventuels événements forts ($M > 3$) qui pourraient saturer les vélocimètres. Une des stations devra être localisée au centre du réseau, à l'aplomb du réservoir, c'est-à-dire au plus proche de la source attendue de sismicité. Les gaps azimutaux de plus de 120° sont à éviter. De manière générale **l'installation de capteurs triaxiaux est toujours à privilégier aux capteurs uniaxiaux**. Ils permettent en effet une meilleure caractérisation des formes d'onde, et l'estimation des paramètres à la source ainsi que des mécanismes focaux (estimations impossibles avec des capteurs 1-composante).

La couverture du réseau doit être suffisante pour surveiller la sismicité sur toute la surface sollicitée par les opérations, y compris les failles identifiées à proximité qui pourraient être impactées par les opérations. Pour les projets

en niveau d'aléa 1, une précision de localisation de 300 m au moins horizontalement et de 1 km en profondeur est attendue dans un rayon de 2 km autour de la source probable de sismicité. Pour les projets en niveau d'aléa 2, cette précision doit être de 100 m horizontalement et 500 m verticalement. Avant l'installation du réseau de surveillance et préalablement à toutes modifications d'un réseau existant, il sera indispensable de réaliser une étude de conception basée sur des simulations numériques pour déterminer la géométrie optimale (nombre et position des capteurs) du réseau sismique en fonction de la magnitude de complétude et de l'erreur de localisation visées. Plusieurs approches numériques existent dans la littérature pour déterminer la géométrie optimale des réseaux en fonction des exigences visées, ainsi que pour évaluer les performances de localisation et de détection sur la base d'une géométrie donnée (e.g. D'Alessandro et al., 2011; De Santis et al., 2017; Schorlemmer and Woessner, 2008; Stabile et al., 2013).

Cette étude de conception doit prendre en compte les contraintes techniques d'installation (qui peuvent être nombreuses notamment en milieu urbain) et des mesures de bruit ambiant de manière à privilégier des solutions qui permettent d'éloigner les stations des sources de bruits (naturelles et anthropiques) et d'optimiser la sensibilité des stations vis-à-vis des conditions environnementales. Pour les zones fortement bruitées, l'instrumentation en forage sera privilégiée de manière à optimiser le rapport signal sur bruit et ainsi détecter des événements de faible magnitude. L'étude de conception de réseaux devra également prendre en compte les incertitudes sur le **modèle de vitesse** de propagation des ondes sismiques. Celui-ci est nécessairement spécifique au site, c'est-à-dire défini sur la base des modèles géologique et structural, ainsi que sur la base des données de forage existantes (VSP, diagraphies, etc.). En effet, les modèles de vitesse régionaux ne sont pas suffisamment précis à l'échelle du réservoir géothermique et, par conséquent, ils peuvent mener à des erreurs importantes sur la localisation des événements sismiques. Idéalement, le modèle de vitesse utilisé pour la conception du réseau pourra être optimisé et mis à jour après l'installation de ce dernier, sur la base de données de calibration et/ou sur la base des nouvelles informations acquises.

7.4. Proposition pour le suivi des glissements asismiques

D'après les connaissances actuelles (section 3.3.2) sur la mécanique de la rupture et sur les propriétés hydro-mécaniques des failles et discontinuités géologiques, l'injection de fluide en profondeur peut induire des phénomènes de glissement asismique. Or il est aujourd'hui admis par la communauté scientifique que les glissements asismiques peuvent agir à grande échelle sur les réservoirs géothermiques et conduire à l'accumulation ou au relâchement de contraintes sur des aspérités sur lesquelles peut s'amorcer le glissement et la rupture sismique.

Dans ces conditions, et bien que la bonne compréhension des interactions entre les glissements asismiques et sismiques soit encore du domaine de la recherche, il est recommandé de collecter des données qui pourraient s'avérer utiles dans un avenir proche pour mieux prévenir les incidents sismiques et tout au moins apporter des éléments pour alimenter les analyses en cas de sismicité inattendue (section 8.5). Les glissements asismiques peuvent en effet être mis en évidence par différents types d'observables et de méthodes, par exemple par l'analyse des traces sismiques continues (typiquement pour la détection et l'analyse de répéteurs sismiques) ou par des mesures géodésiques de surface (mesures GNSS et images radar SAR par exemple).

7.5. Acquisition de données, réalisation de modèles et mémoire technique : quelques éléments de cadrage

Dans le cadre de la demande d'autorisation d'ouverture de travaux miniers (DAOTM), l'article L164-1-2 du Code minier prévoit la remise, par le pétitionnaire, d'un mémoire technique (section 2.2.2.2).

Des premiers éléments de cadrage sur le contenu de ce mémoire sont discutés en section 6.6. Sur cette base, et en lien avec l'acquisition de données et savoirs, présentée ci-avant, des éléments de cadrage additionnels pour l'élaboration du mémoire technique peuvent être formulés :

- afin de comprendre les phénomènes sismiques susceptibles d'être activés, il est au moins nécessaire d'atteindre les objectifs définis dans la section 7.1.1 en acquérant les données décrites ;
- cette acquisition de données doit permettre de réaliser un modèle conceptuel du réservoir ainsi que d'autres modèles nécessaires à la compréhension du comportement du réservoir en particulier une analyse géomécanique (voir section 7.2) ;
- l'opérateur devrait aussi indiquer les mesures qu'il compte acquérir au cours du forage et du développement des puits sur la base des recommandations des sections 7.1.2 et 7.1.3 ;
- dans le cas où le niveau d'aléa initial le nécessite (niveau 1 ou 2), une description du réseau sismique déployé en termes de nombre et caractéristiques des stations devra être fournie, sur la base des recommandations formulées dans la section 7.3 ;
- les pistes de réflexion pour le suivi des glissements asismiques (section 7.4) devront également être précisées pour les projets en niveau d'aléa 2.

7.6. Gouvernance des données et modèles

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, idéalement en suivant le principe FAIR (*Findable* / trouvable, *Accessible* / accessible, *Interoperable* / interopérable, *Reusable* / réutilisable).

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 et **qui doit donc nécessairement être intégré au schéma de gouvernance du projet**.

Pour ce qui concerne les données, il s'agira pour l'exploitant, d'apporter une vigilance particulière aux points relatifs à la traçabilité et à la maîtrise des processus :

- d'acquisition de données, relativement aux équipements utilisés (référence de capteurs, date d'étalonnage, modalités d'installation, etc.) et aux paramètres d'acquisition (fréquence d'échantillonnage, critères de déclenchement microsismique, horodatage, structuration et format de données, etc.). À noter que les données produites à des formats propriétaires doivent pouvoir être converties et exportées facilement à des formats standard (ex : au format mini-seed ou SAC pour les données microsismiques et traces continues) ;
- d'instrumentation du puits pendant les essais de façon à être en capacité de mesurer directement des paramètres clés, notamment les surpressions appliquées sur le réservoir et la température de celui-ci (par exemple sonde

PTS²⁹ en fond de puits, ou au sabot du *liner*/tubage). L'ensemble des paramètres opérationnels en tête de puits doit être mesuré de manière continue et pas seulement durant les phases d'injection. Pour les mesures en fond de puits, à défaut de mesures continues, il sera nécessaire de mesurer, lors des essais hydrauliques, au niveau du sabot du tubage, ou au niveau des crépines le cas échéant, la pression et de la température en fond de puits, en parallèle des mesures en tête de puits, cela afin de s'affranchir des effets de puits. Cependant, il reste recommandé de mettre en place des équipements (tel que la fibre optique) pour suivre en continu la pression et la température en fond de puits au moins pendant la phase de développement du puits.

- de traitement de données, qui doivent être compatibles avec les exigences de surveillance en quasi-temps réel. Cela implique en particulier :
 - l'application d'algorithmes automatiques de détection et de localisation et de calcul de magnitude des événements sismiques et la validation des résultats de traitement par un opérateur à une fréquence adaptée à l'opération en cours (le délai de validation par un analyste peut varier de quelques jours à quelques heures selon la nature des travaux en cours et la situation rencontrée). Cette validation inclut le retraitement pour affiner si nécessaire les résultats issus des traitements automatiques ;
 - des capacités de traitements avancés de paramètres sismiques (mécanismes à la source, calcul d'énergie et statistiques, éventuellement imagerie 4D) notamment en phase de développement de puits. Ces capacités sont à coupler aux modalités de pilotage de l'exploitation, quand cela est nécessaire, et à mettre en œuvre à une fréquence adaptée à l'opération en cours et à la situation rencontrée.
- de reporting et de consolidation des données, selon des formats et des fréquences adaptés aux étapes du projet, de manière à faciliter le partage d'informations entre les différents intervenants opérationnels (opérateurs de forage, géologues, géotechniciens et sismologues) et faciliter la prise de décision ;
- de conservation et d'archivage des traces continues, données et métadonnées, à des fins si besoin de rétro-analyse.

De manière générale, les sujets relatifs à la gouvernance des données et modèles nécessitent des compétences spécifiques et une expertise technique pointue. C'est pourquoi, il est ici rappelé que l'exploitant peut faire appel à des experts externes pour constituer tout ou partie du dossier de demande d'autorisation de travaux miniers et procéder aux analyses et études nécessaires à la bonne prise de décision. De plus, il est rappelé que conformément à l'article 11-1 du décret n°2006-649 du 2 juin 2006, le dossier de demande d'autorisation de travaux miniers peut faire l'objet aux frais de l'exploitant, par un organisme tiers expert accepté par l'exploitant, d'une analyse critique de tout ou partie des pièces du dossier de demande d'autorisation d'ouverture de travaux, des études, données techniques, programmes ou rapports qui justifient des vérifications particulières.

La mutualisation des connaissances entre opérateurs d'un même réservoir est également vivement encouragée. En effet, la mise en place d'un système de partage d'information, permettant d'évaluer la potentialité d'incident sismique dans ce contexte local et de mieux piloter les opérations au regard du risque de sismicité induite, peut être un facteur de réussite, notamment pour les projets visant des systèmes contrôlés par failles et fractures. **Cette mutualisation des connaissances doit notamment porter sur les éléments permettant de caractériser l'état géomécanique local, ainsi que le comportement hydraulique du réservoir.**

Enfin, en accord avec d'autres auteurs (e.g. Wiemer et al., 2017), **il est suggéré aux opérateurs de publier en temps quasi-réel sur des sites internet avec accès libre les catalogues sismiques enregistrés** (avec information sur la localisation, le temps d'occurrence et la magnitude) **ainsi que la carte des épicentres.**

²⁹ – Pressure-Temperature Sensor (sonde pression-température).

8. Pilotage des opérations de géothermie profonde : bonnes pratiques pour éviter l'incident sismique

La prévention d'un incident sismique consiste à définir et à mettre en œuvre des protocoles opérationnels adaptés au comportement géomécanique du réservoir et ajustables en cours d'opérations de manière à minimiser la sismicité induite. Ce mode de pilotage des opérations s'appuie sur la mise en place de systèmes de feux de signalisation, nommés dans la suite systèmes TLS (pour *Traffic Light System*) couplant des paramètres hydrauliques et des grandeurs caractéristiques de la réponse sismique du réservoir, comme illustré en première partie de ce chapitre, sur la base de la littérature existante. S'ensuivent des recommandations pratiques pour établir ces systèmes TLS. Ce chapitre se termine par des recommandations sur les protocoles opérationnels ainsi que des points d'attention à chaque étape clé du projet.

8.1. État de l'art sur les systèmes de feux de signalisation (TLS)

8.1.1. TLS : principes et exemples

Les TLS sont des outils de pilotage qui permettent d'ajuster en quasi-temps réel les paramètres opérationnels, notamment le débit, la pression d'injection et le volume injecté, en fonction de la sismicité enregistrée par le(s) réseau(x) sismique(s) en place, dans le but d'éviter l'occurrence d'un incident sismique. Ce type de système a été introduit pour la première fois par Bommer et al. (2006) pour la gestion du site géothermique de Berlin (El Salvador). Il a été depuis testé dans plusieurs projets géothermiques et il est actuellement l'outil le plus couramment utilisé pour la gestion et la mitigation de l'aléa de sismicité induite sur les sites géothermiques (Douglas et Aochi, 2014 ; Grigoli et al., 2017), même si sa mise en œuvre n'est pas encore systématique.

Généralement, un TLS repose sur un plan d'action en trois ou quatre seuils qui s'échelonnent entre le **Vert**, signifiant que tout va bien, et le **Rouge** qui, en raison de la réponse sismique, impose d'arrêter les opérations en cours, autant que possible en conditions de sécurité, et d'analyser la situation avant toute reprise éventuelle des travaux. Il existe généralement 1 à 2 seuils intermédiaires, **Jaune** et/ou **Orange**, dont l'objectif est de moduler à la baisse les paramètres d'injection/production pour éviter l'atteinte du niveau **Rouge**. En France, les arrêtés préfectoraux les plus récents se basent actuellement sur 3 seuils ; certains exemples tirés de la littérature en prévoient 4 (Tableau 20 et Tableau 21).

La transition entre les différents seuils du TLS se base généralement sur un ou plusieurs paramètres issus de la surveillance microsismique, dont les plus utilisés sont la magnitude et/ou le PGV³⁰ (*Peak Ground Velocity*). Ce dernier permet de caractériser la vibration du sol en surface et donc l'impact potentiel d'un évènement sismique sur les populations et le bâti (section 3.2.4). À noter que dans les contextes à forts enjeux, le seuil de PGV du niveau rouge se situe généralement en deçà ou à la limite de la perception humaine (e.g. Ader et al., 2020 ; Bommer et al., 2006 ; Kim et al., 2018).

D'autres critères complémentaires à la magnitude et au PGV/PGA sont parfois adoptés. Dans les cas de Bâle et Saint-Gall, la perception des secousses par la population a été directement prise en compte dans le TLS en considérant le

³⁰ – À noter que le niveau de vibration du sol est parfois exprimé en PGA (*Peak Ground Acceleration*) plutôt que PGV.

nombre d'appels effectués par les riverains suite aux séismes (Håring et al., 2008). Pour le site de Balmatt, outre la magnitude et le PGV, le TLS a été également basé sur le taux de sismicité ainsi que sur la distance horizontale des épicentres par rapport au puits d'injection (Heege et al., 2020). Ce dernier critère est principalement justifié par la présence de deux failles à environ 600 m à l'est et à l'ouest du puits d'injection (Kinscher, 2020).

Les seuils associés à chaque critère doivent être à la fois conservatifs pour limiter les nuisances potentielles, mais ils doivent aussi permettre la continuité des opérations de manière maîtrisée et sans altérer de manière non justifiée la production du site géothermique (Ader et al., 2020). Le Tableau 20 reporte les seuils de magnitude et PGV définissant les niveaux des TLS pour certains des projets géothermiques déjà illustrés dans ce guide, montrant que ces valeurs peuvent être assez variables d'un cas à l'autre.

Tableau 20 : Exemples des seuils, en PGV et magnitude, utilisés dans les systèmes TLS de certains projets géothermiques. À noter que d'autres critères peuvent être couplés à ces seuils pour déclencher les niveaux jaune, orange et rouge. À noter également que les seuils TLS reportés peuvent être relatifs à différentes phases opérationnelles (e.g. développement, circulation, production, etc.) d'un projet à l'autre.

Projets	Seuils de PGV [mm/s]				Seuil de magnitude			
	Vert	Jaune	Orange	Rouge	Vert	Jaune	Orange	Rouge
Bâle	< 0,5	≤ 2,0	≤ 5,0	> 5,0	< 2,3	≥ 2,3	≤ 2,9	> 2,9
Pohang	≤ 0,8	≤ 5,0	≤ 10	> 10	≤ 1,0	≤ 1,4	≤ 1,7	> 1,7
Otaniemi	< 1	-	≥ 1	≥ 7,5	< 1,0	-	≥ 1,0	≥ 2,1
Californië	< 0,1	-	≥ 0,1	≥ 0,3	Pas de critère sur la magnitude			
Balmatt	< 0,4	-	≤ 1,0	> 1,0	< 1,5	-	≤ 2,5	
Rittershoffen	< 0,5	≥ 0,5	≥ 1,0	≥ 1,5	Pas de critère sur la magnitude			
Vendenheim	Pas de critère sur le PGV				-	-	≥ 1,5	≥ 2,0
Newberry	Pas de critère sur le PGV				< 2,0	≤ 2,7	≤ 3,5	> 3,5

Pour ce qui concerne les mesures à mettre en place pour chaque seuil du TLS, elles sont assez similaires d'un projet à l'autre, comme l'illustre le Tableau 21. À noter la particularité du projet d'Otaniemi où les mesures à mettre en place en cas de dépassement du niveau orange sont établies au cas par cas après analyse de la situation (Ader et al., 2020; Kwiatek et al., 2019).

Tableau 21 : Exemples de mesures à mettre en place aux différents seuils des TLS pour certains projets géothermiques. Il convient de remarquer qu'au-delà des exemples reportés, la purge du puits (Bleed off) ne s'effectue pas de manière systématique en cas de dépassement du seuil rouge du TLS.

Projets	Mesures à mettre en place			
	Vert	Jaune	Orange	Rouge
Bâle	Continuer comme prévu	Ne pas augmenter le débit	Maintenir la pression en tête de puits en dessous de la pression de stimulation ¹	Purge du puits (<i>Bleed off</i>) à la valeur minimum de pression en tête
Pohang	Continuer comme prévu	Débit et pression constants	Réduction ou arrêt du débit	Purge du puits (<i>Bleed off</i>)
Otaniemi	Continuer comme prévu	-	Évaluer au cas par cas si et comment mettre en place une stratégie de mitigation	Arrêt des injections et purge du puits (<i>Bleed off</i>) optionnelle

¹ La pression de stimulation est ici définie comme la pression en tête de puits à laquelle le premier événement sismique s'est produit.

8.1.2. Les TLS combinés à des approches statistiques et/ou empiriques prédictives

Théoriquement, l'efficacité des TLS peut être améliorée par la prise de compte de modèles statistiques et/ou empiriques permettant d'estimer l'évolution de la réponse sismique du réservoir au cours du temps et en fonction des opérations réalisées (e.g. Bentz et al., 2020; Drif et al., 2021; Kwiatek et al., 2019). Cette approche revient à suivre la sismicité et ses caractéristiques en temps réel ou quasi-réel, en modifiant ou arrêtant les opérations en cas d'occurrence de déviations par rapport à un ou plusieurs modèles prédéfinis, plutôt que sur la base de valeurs seuils fixées sur un ou plusieurs paramètres comme décrits précédemment (Figure 39).

Ces modèles statistiques et/ou empiriques permettent par exemple d'estimer la probabilité qu'une magnitude donnée se produise en se basant sur des lois purement sismologiques, comme les lois de Gutenberg-Richter (Gutenberg et Richter, 1944) ou celle modifiée d'Omori (Utsu, 1961), ou bien sur la base de modèles qui prennent également en compte l'influence des facteurs opérationnels sur la réponse sismique. Dans ce dernier cas, on peut citer notamment le modèle de Shapiro et al. (2013, 2010) qui estime le taux de sismicité induite pendant l'injection en fonction d'un paramètre spécifique au site (l'indice sismogénique) et du volume de fluide injecté, ainsi que les modèles de McGarr (2014), van der Elst et al. (2016) et Galis et al. (2017), déjà discutés au chapitre 5, qui relient la magnitude des séismes induits au volume de fluide injecté. Les modèles listés ci-dessus sont des exemples et ne constituent pas une liste exhaustive de tous les modèles et approches existants dans la littérature. Une discussion plus détaillée sur les approches prédictives de la sismicité est fournie en Annexe 10.

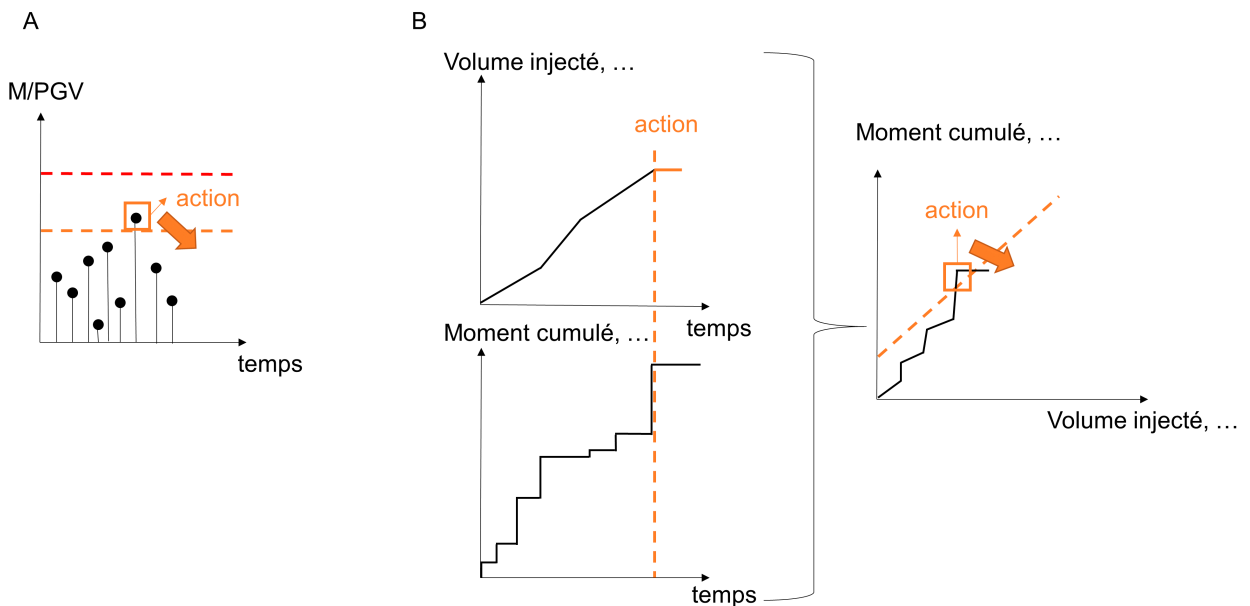


Figure 39 : A. Principe du TLS. B. Principe du TLS combiné à des approches empiriques.

Des études relativement récentes (e.g. Aochi et al., 2017; Bentz et al., 2020; Drif et al., 2022; Kwiatek et al., 2019) montrent que l'utilisation de ces approches, statistiques et/ou empiriques, ouvrent des pistes intéressantes pour mieux maîtriser la sismicité induite, notamment éviter les incidents sismiques. Cependant, comme il sera discuté plus en détail dans la section suivante, il est important de souligner que ces approches restent difficiles à mettre en place, notamment en temps réel ou quasi-réel. Dans l'état des connaissances actuelles, ces approches sont plutôt employées dans des situations de rétro-analyse de données.

8.1.3. Atouts et limites des TLS

Les TLS constituent l'outil privilégié pour piloter les opérations géothermiques et maîtriser la sismicité induite, mais ils ne permettent pas de se prémunir de manière absolue d'un incident sismique. Ils ont pour objectif de créer les conditions pour minimiser autant que possible la sismicité induite en modulant, avec une approche sécuritaire, les paramètres d'injection et de production en fonction de la réponse sismique du système géothermique.

Les TLS ont l'avantage d'être simple à mettre en œuvre et d'être facilement compréhensibles et explicables. Les mesures simples qui leur sont généralement associées (diminution du débit par exemple) permettent de réagir rapidement en cas d'évènement sismique inattendu.

Cependant, le pilotage des opérations par l'application des TLS, bien que de plus en plus répandu, ne garantit pas totalement d'empêcher un incident sismique. Sur plusieurs projets géothermiques, la sismicité a parfois dépassé les valeurs seuils du TLS. Pendant l'une des stimulations hydrauliques sur le site de Pohang, par exemple, deux évènements de M 1,4 et 1,8 ont déclenché respectivement les seuils orange et rouge du TLS. En conséquence, la pression a été réduite (seuil orange), puis l'injection a été arrêtée et le puits dépressurisé (seuil rouge) (Hofmann et al., 2019). À Bâle, l'occurrence d'un évènement sismique de M 2,6 a déclenché le seuil orange du TLS, après quoi le débit a été réduit puis le puits fermé. Cela n'a cependant pas empêché l'occurrence d'un séisme de M 3,4 en phase de *shut-in*, une fois les injections terminées (Häring et al., 2008). De manière similaire, le seuil rouge du TLS sur le site de Balmatt a été atteint deux jours après l'arrêt brutal des injections, à la suite d'une coupure électrique, avec l'occurrence d'un évènement de M 2,2 (Kinscher, 2020).

Ces exemples montrent à la fois les limites des TLS durant les opérations et la difficulté à maîtriser la sismicité post-injection (ou en phase de *shut-in*) qui peut avoir lieu plusieurs heures voire mois après la fin des opérations. La stratégie de pilotage des opérations, notamment la conception des protocoles opérationnels et le choix des seuils du TLS, doivent donc permettre d'anticiper et limiter la sismicité post-injection ce qui est difficile. De fait, les TLS qui reposent sur la comparaison mono-paramétrique entre la sismicité enregistrée et les paramètres hydrauliques, bien que simples à mettre en place, négligent la nature multiparamétrique de la sismicité induite qui est le résultat d'interactions complexes entre plusieurs paramètres opérationnels et facteurs géologiques (cf. chapitre 5).

Par ailleurs, si l'utilisation d'approches statistiques et/ou empiriques de la sismicité, tels que discutés en section 8.1.2, pourraient compenser certaines limitations, il est important de souligner que leur application reste difficile, notamment en temps réel ou quasi-réel. En effet, la déviation du comportement d'un réservoir géothermique par rapport à un comportement supposé stable, sur la base de l'évolution d'un ensemble de paramètres mesurés, peut se révéler difficile à détecter en raison des nombreuses incertitudes sur les connaissances relatives au sous-sol profond (chapitre 7). C'est notamment le cas pour les projets dans des zones jusque-là inexploitées, pour lesquels peu de retours d'expérience sont disponibles. De la même manière, une déviation n'est pas forcément toujours le signe d'un système mécaniquement et sismiquement instable. Par ailleurs, les processus physiques en jeu qui régissent la sismicité induite ne sont pris en compte que de manière partielle par ces modèles de sismicité, ce qui limite leur capacité à anticiper la réponse du réservoir. Le lien entre les paramètres mesurés dans le puits (pression, débit, volume injecté) et la sismicité n'est pas toujours direct et simple à établir.

Sur la base de ces considérations **reconnaissant l'utilité de ces approches mais aussi leurs limites**, des recommandations sont formulées dans les sections suivantes pour le pilotage des opérations en s'appuyant sur des TLS bien conçus (section 8.2), ainsi que sur des protocoles opérationnels permettant de minimiser la sismicité induite et définis sur la base des connaissances acquises (section 8.4).

8.2. Recommandations générales pour la mise en œuvre des TLS

8.2.1. Principes généraux

Les recommandations formulées ci-après s'appliquent aux projets en niveau d'aléa 1 et 2, pour lesquels l'aléa incident sismique est faible à modéré et pour lesquels l'état des connaissances et les moyens de surveillance répondent aux exigences énoncées au chapitre 7. **Ces recommandations sont définies en fonction de la phase du projet géothermique³¹ et donc des opérations réalisées ; elles imposent le suivi croisé en quasi-temps réel de l'activité micro-sismique au travers de variables sismiques clés et des paramètres de forçage hydraulique.** L'objectif visé est d'être en capacité d'analyser et d'interpréter le comportement d'un réservoir géothermique en réponse aux opérations réalisées.

La mise en œuvre d'un TLS repose sur la définition d'un certain nombre de critères sismiques et/ou hydrauliques (cf. section 8.2.3) qui régissent la transition entre les différents seuils (ou niveaux) du TLS auxquels sont associées des actions visant à piloter les opérations (cf. section 8.2.2).

8.2.2. Seuils TLS et actions opérationnelles associées

Compte tenu du retour d'expérience (voir section 8.1), **il est recommandé que le TLS soit basé sur un plan d'action à trois seuils (Vert, Orange et Rouge)**, pour les projets ne nécessitant pas de stimulation EGS, et à **quatre seuils (Vert, Jaune, Orange et Rouge) exclusivement durant les phases de stimulation EGS** (Figure 40).

Les recommandations génériques suivantes doivent être prises en compte pour définir les actions à mettre en place ou les suites à donner à l'atteinte de l'un de ces seuils en proposant **une stratégie de mitigation adaptée au projet** :

- seuil **Jaune** ou **Orange** : les suites à donner peuvent par exemple reposer sur la **diminution de certains paramètres opérationnels clés**, tels que la **surpression appliquée sur le réservoir** et/ou le **débit d'injection**, ou encore sur le **maintien de ces paramètres à des valeurs constantes**. Celles-ci consistent à adapter le protocole opérationnel à la réponse sismique du réservoir ;
- seuil **Rouge** : ce seuil implique **l'arrêt des opérations** (injection et/ou production) sur les puits concernés. **L'éventuelle purge du puits** peut être également envisagée, si pertinent, mais cela **doit être évalué au cas par cas**, en fonction des éventuelles retombées positives et négatives d'une telle action.

Dans tous les cas, une variation inattendue d'un paramètre opérationnel (la pression par exemple) nécessite d'être analysée et interprétée en termes de comportement du réservoir et de sismicité.

Il est aussi rappelé que le seuil **Rouge** implique automatiquement pour le projet, un passage en niveau d'aléa 3, quel que soit son niveau d'aléa initial.

³¹ – À l'exception de la phase de forage pour laquelle, la mise en place d'un TLS n'est pas appropriée car aucun paramètre opérationnel ne permet réellement de minimiser la sismicité.

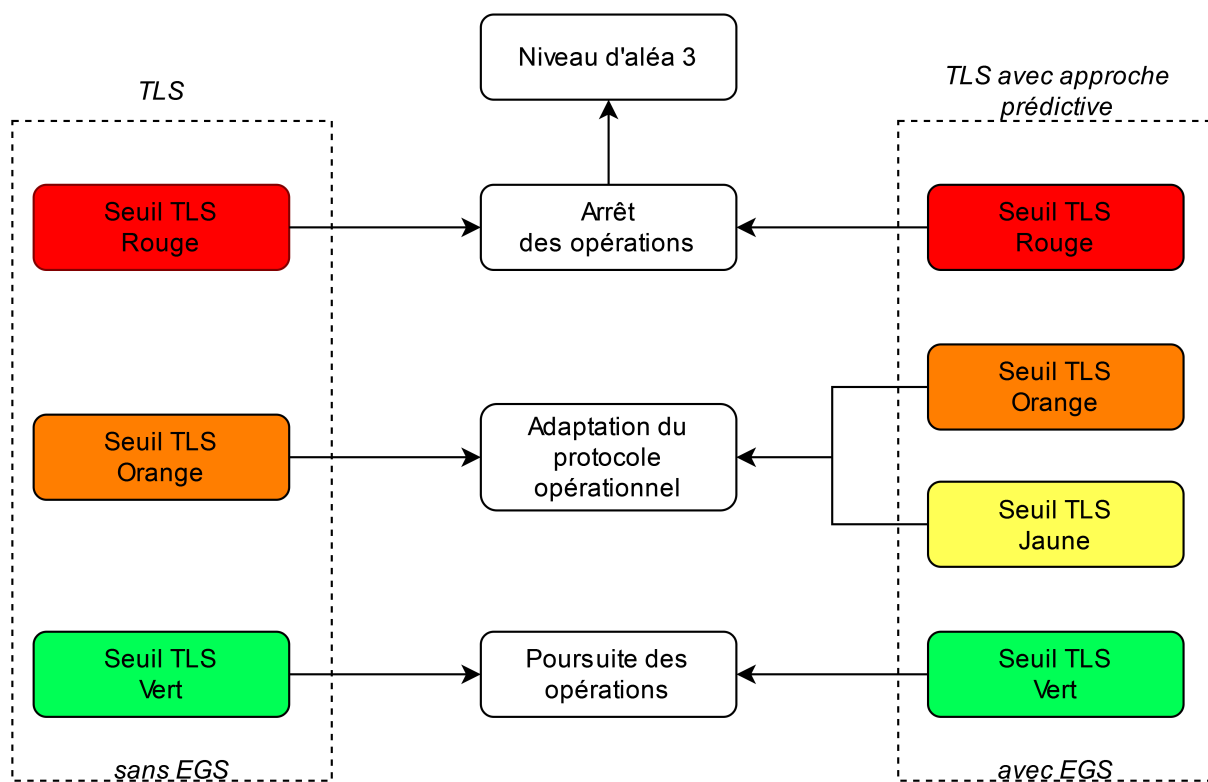


Figure 40 : Représentation schématique du lien entre les seuils TLS et la conduite des opérations géothermiques.
 Le seuil Jaune n'intervient que durant les phases de stimulation EGS ; celles-ci nécessitent aussi d'introduire une approche prédictive dans le TLS.

En phase de stimulation avec application de technologies EGS (uniquement pour les projets en niveau d'aléa 2), **il est recommandé d'introduire une approche prédictive (statistique et/ou empirique) dans le TLS**. En pratique, cela revient à imposer un suivi dynamique (qui évolue au cours du temps) des variables sismiques en fonction des paramètres opérationnels **tels que le volume, le débit ou la pression**. L'approche retenue doit être à la **fois robuste et simple à mettre en œuvre, adaptées aux compétences, moyens, et expérience des opérateurs et de l'analyse de la sismicité enregistrée**. Quelle que soit l'approche retenue (e.g. Galis et al. (2017), McGarr (2014), van der Elst et al. (2016) ou autre), il s'agira de veiller à ce qu'elle soit pertinente compte tenu du contexte, des connaissances disponibles et des incertitudes sur les paramètres clés à considérer.

8.2.3. Les critères sismiques et hydrauliques clés du TLS

Les variables sismiques clés pour le pilotage des opérations par un TLS, sont la magnitude et le PGV (Tableau 22). **Les valeurs limites** associées à chaque seuil ne peuvent pas être définies a priori. Elles **doivent être fixées** en considérant, entre autres, que **le seuil Rouge du TLS doit être cohérent avec l'incident sismique redouté**. De plus, pour la magnitude, les valeurs limites doivent également être définies en fonction de la profondeur du réservoir visé et des effets de site éventuels qui pourraient amplifier la vibration et donc le ressenti en surface des secousses.

Tableau 22 : Synthèse des paramètres et modalités pour le pilotage des opérations à chaque étape d'un projet.
Tableau valable pour les projets en niveau d'aléa 1 et 2. M indique la magnitude des événements sismiques.

	Phase de forage	Phase de développement (hors technologies EGS)	Phase de développement (technologies EGS)	Phase d'exploitation
Mode de pilotage	Pas de TLS	TLS	TLS avec approche prédictive	TLS
Nombre recommandé de seuils TLS	-	3	4	3
Variables sismiques d'intérêt (au minimum)¹	M	M, PGV (Distance de la sismicité, taux de sismicité, etc.) ²	M, PGV, application d'une loi prédictive (type McGarr, Galis et al., van der Elst et al., etc.)	M, PGV
Paramètres opérationnels et hydrauliques d'intérêt	Poids de boue de forage	Volumes injectés Surpression réservoir Indice d'injectivité	Volumes injectés Surpression réservoir Vitesse de variation des surpressions Indice d'injectivité Pression de réactivation des failles	Volumes injectés Surpression réservoir

¹ Ces variables sismiques doivent être estimées en quasi-temps réel, elles sont donc à la base de la chaîne de traitement des données sismiques en temps réel ;

² d'autres critères sismiques pourront être proposés par les opérateurs pour renforcer les TLS, notamment pour les projets en niveau d'aléa 2.

Par ailleurs, notamment **pour les projets en niveau d'aléa 2**, il pourra être utile d'introduire dans le TLS **des variables sismiques secondaires pertinentes, compte tenu des connaissances acquises sur le site et des opérations à conduire (Tableau 22)**. Il pourra par exemple s'agir de critères de distance de la sismicité aux puits et/ou à des structures géologiques connues, du taux de sismicité, ou encore de la migration de la sismicité. Ces critères pourront alors être utilisées pour définir la transition entre les différents seuils du TLS.

En complément des critères sismiques, **des valeurs hydrauliques clés peuvent également être définies et associées à des valeurs limites** pour définir des changements de seuils TLS (Figure 41). La pression d'injection par exemple et ses éventuelles augmentations en phase d'injection peuvent être vue comme des valeurs hydrauliques clés.

Dans tous les cas, notamment en phase de stimulation par technologie EGS, les variables sismiques clés devront toujours être mises en relation avec les paramètres de forçage, la surpression réservoir et le volume total injecté, afin d'en comparer l'évolution respective au cours de l'opération.

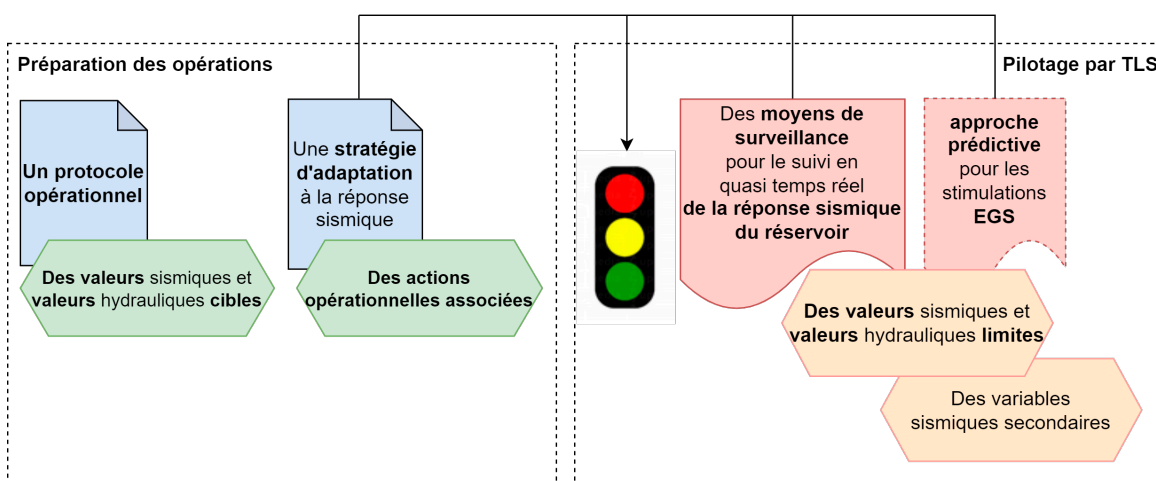


Figure 41 : Représentation schématique des composants nécessaires à la mise en œuvre d'un système TLS et au pilotage des opérations géothermiques. Le protocole opérationnel fixe les valeurs cibles et les modalités prévues pour les attendre ; la stratégie d'adaptation fixe les actions à conduire en cas d'atteinte des valeurs seuils et seuils TLS.

8.3. Recommandations relatives au pilotage des opérations, liens avec le TLS

8.3.1. Cas particulier de la phase de forage

Pendant la phase de forage, la mise en place d'un TLS n'est pas appropriée, car aucun paramètre opérationnel ne permet réellement de minimiser la sismicité. Son occurrence, bien que peu fréquente, peut survenir lorsque la pression de boue/fluide dynamique est telle que des pertes de ces fluides sont possibles dans le réservoir et en particulier dans les failles recoupées par le forage.

Dans tous les cas, la survenue de sismicité en champ proche du forage, typiquement d'évènement(s) de magnitude $M > 0,5$ et PGV en surface $> 0,5$ mm/s dans un rayon de 1 km compte tenu des incertitudes de localisation, doit être considérée comme la manifestation *a priori* d'un système potentiellement instable. En effet, les perturbations du milieu engendrées par les opérations de forage sont faibles en comparaison de celles qui seront provoquées lors du développement du puits et de la circulation des fluides.

Cette situation doit conduire :

- au **renforcement du réseau sismique** (section 7.3) si ce n'est pas déjà fait. La poursuite des travaux de forage sera alors assujettie à ce renforcement ;
- au **passage du projet en niveau d'aléa 2**, s'il était auparavant en niveau 1. Le niveau d'aléa ne change pas pour les projets déjà en niveau d'aléa 2.

À noter que la survenue d'un évènement ressenti doit automatiquement entraîner le passage du projet en niveau d'aléa 3, quel que soit son niveau d'aléa initial, et doit conduire à l'arrêt immédiat des travaux de forage. Celle-ci s'accompagne de la mise en sécurité du site dans l'attente d'une revue du protocole de forage sur la base de l'ensemble des données acquises (par exemple données d'imagerie de puits couplées aux données sismiques enregistrées).

8.3.2. Cas particulier durant la phase d'exploitation et de la fin de vie

La sismicité en phase de circulation peut avoir lieu après des variations des paramètres hydrauliques, comme des augmentations ou des diminutions rapides du débit d'injection, à la suite d'arrêts brutaux de circulation (cf. chapitre 5) ou même lorsque les conditions de circulation restent stables. Les interventions d'entretien, reconditionnement ou correction de problèmes identifiés sur le puits (*workover*), peuvent également être à l'origine de la modification des sollicitations mécaniques sur le réservoir.

C'est pourquoi, il est recommandé de prévoir dans le protocole d'exploitation :

- des solutions pour **pallier aux défaillances possibles et aux aléas externes pouvant modifier soudainement les opérations** (coupure d'électricité, etc.) ;
- des mesures adaptées lors de toute intervention sur le puits ;
- son adaptation à l'évolution constatée du comportement du réservoir.

Concernant la phase d'arrêt progressif, qui précède la phase de fin de vie, il est recommandé de laisser en place et d'appliquer le TLS utilisé lors de la phase d'exploitation.

En fin de vie, le pilotage au sens strict n'est plus applicable, mais le maintien de la surveillance sismique pendant au moins 1 an après l'arrêt des opérations, avec estimation en quasi-temps réel des magnitudes et des localisations des éventuels événements enregistrés permet de suivre le rééquilibrage des pressions dans le sous-sol. Le suivi sismique pourra être arrêté et le réseau microsismique démantelé, si, au bout des 12 mois, les magnitudes restent inférieures aux valeurs limites définies dans le TLS opérationnel en phase d'exploitation (avant la phase de démantèlement) et si le bruit de fond sismique est comparable à celui enregistré avant-projet.

8.3.3. TLS et pilotage : implications pour la surveillance, le traitement et l'interprétation des données

Le pilotage des opérations sur la base de variables sismiques cibles et limites a plusieurs implications importantes pour la chaîne de traitement des données sismiques.

Par défaut, la chaîne de traitement des données sismiques **doit notamment permettre en quasi-temps réel de détecter et localiser les événements et évaluer leur magnitude**. S'agissant du PGV, il est recommandé de qualifier un dépassement de seuil TLS à partir des mesures de PGV à deux stations de surveillance représentatives en termes de mouvement du sol. Par ailleurs, si la variabilité des mouvements du sol est importante à l'échelle d'un site, au moins une station devra se trouver sur une zone sujette aux effets de site, s'il en existe, afin d'être représentative des mouvements maximaux sur le secteur. À défaut de placer des stations sur les zones sujettes aux effets de site, une relation de prédiction des mouvements du sol (GMPE) pourra être calibrée (et adaptée au cours du temps si nécessaire) pour évaluer les mouvements du sol au plus proche des enjeux de surface s'il y en a.

Pour les TLS avec approche prédictive, il sera nécessaire de calculer également en quasi-temps réel des paramètres qui caractérisent la source sismique et qui rendent compte de son évolution tels que, par exemple, le moment sismique, les paramètres à la source, l'énergie sismique ou encore la b-value. Comme déjà énoncé en sections 7.6 et 8.1.2, le calcul de ces différents paramètres requiert des compétences pointues. L'interprétation de l'évolution des variables sismiques clés avec celle des paramètres opérationnels, au travers d'approches prédictives est également une affaire de spécialistes. Il est à ce sujet important de préciser que **la mise en œuvre d'un TLS avec approche prédictive sera d'autant plus performante qu'elle aura pu être calibrée** sur des données microsismiques acquises sur le site par exemple lors des premiers essais à bas débit, de précédentes stimulations et/ou sur une étude permettant d'estimer la sismicité attendue sur le site. En effet, la calibration à partir de données extérieures au projet peut dans certaines situations complexes avoir une pertinence limitée.

Sur le plan administratif, les variables sismiques et les variables hydrauliques à la base du TLS peuvent être définies dans l'arrêté préfectoral d'autorisation des travaux miniers. Dans ces situations, **l'arrêté est établi par l'administration après proposition et échanges techniques avec l'opérateur**. C'est le cas par exemple des projets de géothermie profonde en Alsace (e.g. Maury and Branchu, 2020).

8.4. Recommandations relatives à la définition en amont des protocoles opérationnels et à la capitalisation des connaissances

8.4.1. Généralités sur le protocole opérationnel

La mise en œuvre d'un système TLS et la définition de valeurs limites nécessitent une parfaite cohérence avec le déroulé des opérations. Les opérations doivent donc être conduites sur la base **de protocoles opérationnels adaptés au projet, au système géothermique, aux technologies mises en œuvre et aux objectifs** visés (par exemple valeurs cibles de débit, pression) par ces opérations. Ce protocole opérationnel doit être **défini avant de commencer une opération** tout en capitalisant les données acquises lors des opérations précédentes.

Comme déjà évoqué à de nombreuses reprises dans ce guide, la maîtrise de la sismicité induite nécessite de bonnes connaissances du sous-sol profond et la mise en œuvre de technologies et de protocoles spécifiquement définis pour chaque projet.

Les modalités d'acquisition et de capitalisation des connaissances ont déjà été largement énoncées au chapitre 7. **Dans la suite de ce document, s'ajoutent des préconisations complémentaires pour établir des protocoles opérationnels les mieux adaptés** aux conditions géologiques du sous-sol et aux objectifs assignés au projet.

Seules des recommandations d'ordre général peuvent être définies pour définir ces protocoles opérationnels. Il s'agit notamment de s'appuyer sur :

- les retours d'expérience des projets proches ou dans des contextes analogues ;
- les résultats des modèles hydrauliques et géomécaniques, en conservant un esprit critique quant à la validité et la significativité des modèles au regard des incertitudes ;
- l'historique éventuel des opérations déjà réalisées, les volumes cumulés, les pressions d'activation des failles, ainsi que les caractéristiques de la sismicité éventuellement enregistrée.

Quel que soit le système géothermique exploité, il est recommandé d'adopter une approche globale sécuritaire de mise en pression. Les protocoles opérationnels basés sur une stratégie **itérative** sont particulièrement recommandés en présence de nombreuses incertitudes sur la stabilité géomécanique du réservoir, **car elle permet d'évaluer la réponse du réservoir à des sollicitations d'intensité croissante**. Elle présente de plus l'avantage d'apporter de l'information utile (par exemple sur la pression d'activation de la sismicité) pour alimenter les modèles (cf. section 7.2) et ainsi **optimiser si besoin les protocoles opérationnels** au fur et à mesure de l'avancement du projet.

Enfin, dans l'éventualité où plusieurs scénarios de réponse sismique seraient envisagés, il apparaît plus que nécessaire de prévoir une stratégie pour adapter le protocole opérationnel à la réponse sismique du réservoir pour chacun de ces scénarios.

8.4.2. L'élaboration d'un protocole opérationnel

De manière générale, toutes les étapes consécutives à la phase forage doivent faire l'objet d'un **protocole opérationnel** détaillé précisant (Figure 42 et Figure 43) :

- les objectifs visés (par exemple nettoyage du puits, test d'injectivité, production/circulation etc.) adossés à des valeurs cibles et valeurs limites (Figure 41), aussi en termes de volumes injectés/produits, surpressions imposées, etc. ;
- les moyens à mettre en œuvre (par exemple les besoins en capacité de stockage en surface) y compris les instruments de mesure nécessaire ;
- les modalités de l'opération envisagées en termes de débit, pression, durée etc. pour l'injection et/ou la production.

Il **s'accompagne nécessairement d'une stratégie d'adaptation des opérations** (Figure 41). Celle-ci doit permettre de répondre aux situations suivantes :

- en cas d'atteinte de seuil TLS **Jaune** ou **Orange**, elle est basée sur un ou plusieurs scénarios de réponse sismique selon le niveau d'incertitudes sur les conditions géomécaniques et géologiques ;
- en cas d'atteinte du seuil **Rouge**, elle doit comprendre un mode opératoire pour arrêter les opérations (voir aussi section 8.5).

L'élaboration d'un protocole opérationnel (Figure 42 et Figure 43) doit s'appuyer sur les connaissances acquises par l'opérateur lors d'opérations précédentes éventuelles, ainsi que sur la base des modèles géologiques, hydrogéologiques et géomécaniques (chapitres 6 et 7).

De manière générale, pour minimiser la sismicité, les opérations basées sur des variations rapides de la pression dans le réservoir sont à proscrire (arrêt soudain des injections sans paliers décroissants, montée rapide des pressions dans le puits, etc.). Le protocole opérationnel doit intégrer, quand pertinent, des temps de stabilisation de la pression et/ou débit par paliers.

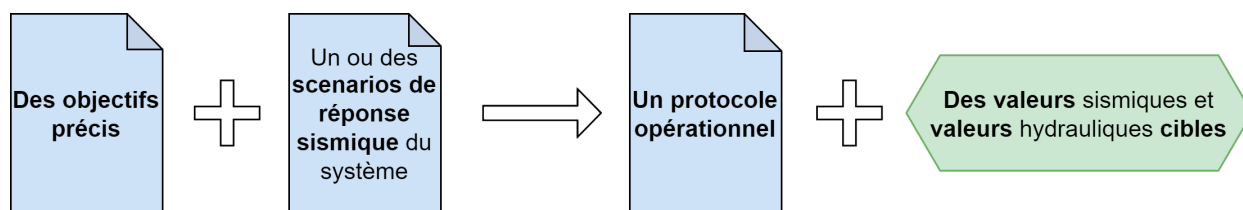


Figure 42 : Schéma de principe pour illustrer les modalités pour établir un protocole opérationnel et définir des valeurs cibles.

Enfin, en cas de divergence par rapport à tous les scénarios envisagés (en termes sismique ou de non atteinte des objectifs opérationnels), y compris en l'absence d'atteinte du seuil **Rouge**, un temps d'arrêt est recommandé pour analyser et interpréter la réponse du système. Un enchainement trop rapide d'opérations dans un tel contexte, c'est-à-dire, sans compréhension globale du fonctionnement du système, est à éviter.

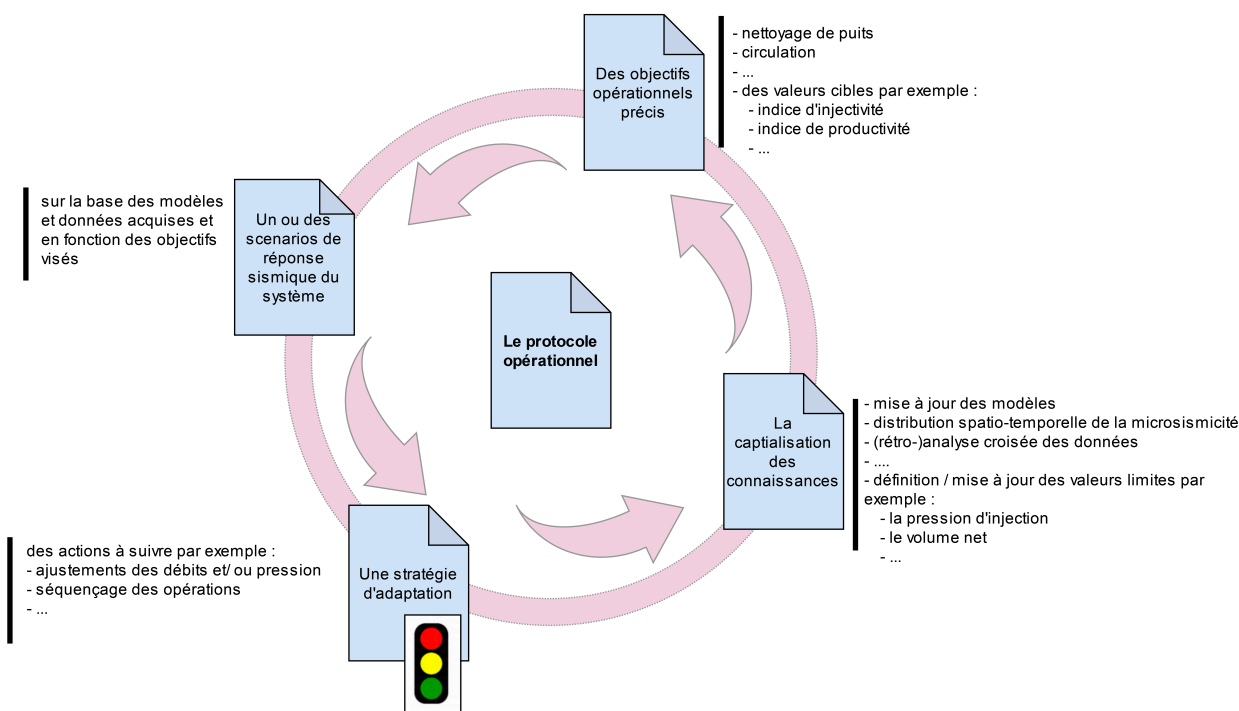


Figure 43 : Le cycle vertueux pour établir un protocole d'opérations.

8.4.3. Compléments pour l'élaboration d'un protocole de stimulation

En complément des recommandations précédentes, le protocole de stimulation doit préciser les objectifs quantitatifs visés en termes de gain d'injectivité/productivité, ainsi que :

- la durée de l'injection et les cycles prévus ;
- les volumes injectés au cours du temps ;
- les variations de débit prévues ainsi que la durée des paliers de débit montants (et descendants) ;
- la réponse attendue en termes de pression et de sismicité ;
- en cas d'écart par rapport à la réponse attendue : les implications éventuelles sur la poursuite des opérations (par exemple en termes de changement de palier ou de séquençage des opérations).

De manière générale et plus encore en cas de stimulation, comme **un incident sismique peut se produire une fois les opérations d'injection terminées** (chapitre 5), **il est important d'établir le protocole de stimulation en considérant l'historique** de la sismicité sur le site, les pressions de réactivation des failles, mais aussi les volumes cumulés tout au long des opérations sur le site.

La capitalisation des connaissances (chapitres 6, 7 et section 8.4.4) est donc un prérequis indispensable pour estimer les valeurs de pression (valeurs limites) à ne pas dépasser, minimiser la probabilité de réactivation des structures connues du sous-sol, et estimer les magnitudes maximales qui pourraient être atteintes en fonction des volumes injectés, par exemple sur la base des modèles de Galis et al. (2017), McGarr ou van der Elst et al. (2016).

8.4.4. Capitalisation des connaissances sur la réponse sismique à chaque étape du projet

L'évaluation ainsi que la réévaluation de l'aléa, intégrant la rétro-analyse croisée des données sismiques et de forçage est recommandée à chaque étape d'un projet géothermique. Elle est indispensable pour caractériser la réponse du réservoir aux opérations, mieux appréhender son évolution et mieux planifier les opérations suivantes prévues sur le réservoir dans le but de limiter l'occurrence de sismicité. De manière implicite, elle nécessite de tracer aussi précisément que possible, tout au long de la vie du projet, toutes les actions sur les puits pouvant induire de la sismicité.

Le Tableau 23 synthétise les préconisations formulées à cet égard.

En phase de forage, si des événements sismiques se produisent et sont localisables, il est fondamental de corrélérer leur localisation, en particulier leur profondeur, avec les imageries de puits, afin d'identifier et éventuellement de caractériser des potentielles structures instables d'un point de vue géomécanique.

En phase de développement, il est recommandé de réaliser une **rétro-analyse continue des catalogues sismiques afin de les mettre en relation avec les paramètres de forçage** (surpression réservoir, volumes injectés, variation de température, etc.), **ainsi qu'avec l'évolution de l'indice d'injectivité/productivité** suite à l'opération de développement. En cas d'application de technologies EGS, il est recommandé en complément :

- de déterminer les **mécanismes focaux** des séismes les plus forts ($M > 1,5$), pour mieux appréhender l'orientation des structures réactivées et avoir une information supplémentaire sur le champ de contraintes local ;
- d'estimer les paramètres à la source³² (fréquence coin, moment sismique, magnitude du moment, etc.), au moins pour les événements les plus forts ;
- de réaliser des **localisations par double différence** qui permettent la **relocalisation relative des événements microsismiques les uns par rapport aux autres** afin d'améliorer la **résolution spatiale de la sismicité** et ainsi **imager plus précisément les structures actives du réservoir**.

Tableau 23 : Synthèse des rétro-analyses réalisables sur les données à chaque étape d'un projet.
Tableau valable uniquement pour les projets en niveau d'aléa 1 et 2.

	Phase de forage	Phase de développement (hors technologies EGS)	Phase de développement (technologies EGS)	Phase d'exploitation
Rétro-analyses sur les données sismiques et opérationnelles (a minima)	Corrélation de la localisation de la sismicité avec les imageries de puits et les modèles	Corrélation de la localisation de la sismicité avec les imageries de puits et les modèles Analyse croisée de la sismicité avec les paramètres de forçage et l'indice d'injectivité	Corrélation de la localisation de la sismicité avec les imageries de puits et les modèles Analyse croisée de la sismicité avec les paramètres de forçage et l'indice d'injectivité Mécanismes focaux Relocalisation par double différence	Analyse croisée de la sismicité avec les paramètres de forçage

³² – Pour l'estimation des paramètres à la source, il est nécessaire que l'évènement sismique soit enregistré par au moins 4 sondes sismiques.

8.5. Les suites à donner en cas de sismicité inattendue

En cas de déclenchement du seuil **Rouge** du TLS il est préconisé d'arrêter toutes les opérations sur site. Mais, comme la sismicité post injection est un phénomène couramment observé dans le contexte de la géothermie profonde, il est important d'arrêter d'injection selon des modalités adaptées à l'historique de la sismicité sur le site et à la connaissance de la réponse du réservoir. Il convient pour cela de prendre en compte les éléments suivants :

- l'impact potentiel, en termes de sismicité, d'un arrêt brutal ;
- l'impact potentiel, en termes de sismicité, d'un arrêt progressif, qui impliquerait l'injection d'un volume plus important de fluide que dans le cas du point précédent.

Le choix entre les deux scénarios d'arrêt n'est pas anodin. En effet, il a été dans certains cas observé que les arrêts brutaux des injections amènent à l'occurrence de sismicité ressentie, voire d'incidents sismiques en phase de *shut-in*. Cependant, la mise en place d'un arrêt progressif ne garantit pas qu'aucun incident ne se produira en phase post injection. En même temps, un arrêt progressif implique nécessairement l'injection d'un volume plus important de fluide dans le sous-sol qu'en cas d'arrêt brutal, ce qui peut être à son tour cause de sismicité induite. Afin de sélectionner le protocole d'arrêt optimal pour un site donné dans des situations inattendues, il est nécessaire d'évaluer l'impact de ces deux phénomènes et choisir le protocole le moins pénalisant en termes de sismicité. Cependant, il convient de remarquer que dans une telle situation toute décision devra être prise dans des temps très serrés, ce qui ne permettra certainement pas de s'appuyer sur des calculs complexes ou des modèles poussés, afin d'évaluer les deux scénarios.

Dans l'éventualité où un incident sismique interviendrait en phase de *shut-in*, le projet passerait automatiquement en niveau d'aléa 3, quel que soit le niveau d'aléa du projet au moment de l'incident sismique.

9. Bibliographie

- Addis, M.A., Hanssen, T.H., Yassir, N., Willoughby, D.R., Enever, J., 1998. A comparison of leak-off test and extended leak-off test data for stress estimation, in: SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering. OnePetro.
- Ader, T., Chendorain, M., Free, M., Saarno, T., Heikkinen, P., Malin, P.E., Leary, P., Kwiatek, G., Dresen, G., Bluemle, F., 2020. Design and implementation of a traffic light system for deep geothermal well stimulation in Finland. *Journal of Seismology* 24, 991–1014.
- AFPG, 2021. La géothermie en France. Etude de filière 2021.
- Aochi, H., Le Guenan, T., Burnol, A., 2017. Developing subsurface energy exploitation strategies by considering seismic risk. *Petroleum Geoscience* 23, 298–305.
- Bachmann, C.E., Wiemer, S., Woessner, J., Hainzl, S., 2011. Statistical analysis of the induced Basel 2006 earthquake sequence: introducing a probability-based monitoring approach for Enhanced Geothermal Systems. *Geophysical Journal International* 186, 793–807.
- Baisch, S., Koch, C., Stang, H., Pittens, B., Drijver, B., Buik, N., 2016. Defining the Framework for Seismic Hazard Assessment in Geothermal Projects V0.1 (Technical Report).
- Baisch, S., Rothert, E., Stang, H., Vörös, R., Koch, C., McMahon, A., 2015. Continued geothermal reservoir stimulation experiments in the Cooper Basin (Australia). *Bulletin of the Seismological Society of America* 105, 198–209.
- Baisch, S., Vörös, R., 2018. Interpretation of the Earthquakes Near the Californie Geothermal Site: August 2015 – November 2018 (No. CLGG005). Q-con GmbH.
- Bentz, S., Kwiatek, G., Martínez-Garzón, P., Bohnhoff, M., Dresen, G., 2020. Seismic moment evolution during hydraulic stimulations. *Geophysical Research Letters* 47, e2019GL086185.
- Bertani, R., 2016. Geothermal power generation in the world 2010–2014 update report. *Geothermics* 60, 31–43. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2015.11.003>
- Blanksma, D.J., Blake, K., Pettitt, W., Sabin, A., Varun, V., Damjanac, B., 2018. Using Borehole Induced Structure Measurements at Fallon FORGE Combined with Numerical Modeling to Estimate In-Situ Stresses, in: Proceedings of the 3rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Presented at the 3rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, California, USA.
- Bommer, J.J., Oates, S., Cepeda, J.M., Lindholm, C., Bird, J., Torres, R., Marroquin, G., Rivas, J., 2006. Control of hazard due to seismicity induced by a hot fractured rock geothermal project. *Engineering Geology* 83, 287–306.
- Bourouis, S., Bernard, P., 2007. Evidence for coupled seismic and aseismic fault slip during water injection in the geothermal site of Soultz (France), and implications for seismogenic transients. *Geophysical Journal International* 169, 723–732. <https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.2006.03325.x>
- Breede, K., Dzebisashvili, K., Liu, X., Falcone, G., 2013. A systematic review of enhanced (or engineered) geothermal systems: past, present and future. *Geotherm Energy* 1, 4. <https://doi.org/10.1186/2195-9706-1-4>
- BRGM-EDF-IRSN, 2016. SisFrance. Sismicité historique de la France métropolitaine. [WWW Document]. URL www.sisfrance.net

- Buijze, L., van Bijsterveldt, L., Cremer, H., Paap, B., Veldkamp, H., Wassing, B., Van Wees, J.-D., ter Heege, J.H., 2019a. Review of worldwide geothermal projects: mechanisms and occurrence of induced seismicity (No. TNO 2019 R100043). TNO, Utrecht, the Netherlands.
- Buijze, L., van Bijsterveldt, L., Cremer, H., Paap, B., Veldkamp, H., Wassing, B.B.T., van Wees, J.-D., van Yperen, G.C.N., ter Heege, J.H., Jaarsma, B., 2019b. Review of induced seismicity in geothermal systems worldwide and implications for geothermal systems in the Netherlands. *Netherlands Journal of Geosciences* 98, e13. <https://doi.org/10.1017/njg.2019.6>
- Byerlee, J., 1978. Friction of Rocks, in: Byerlee, J.D., Wyss, M. (Eds.), *Rock Friction and Earthquake Prediction*. Birkhäuser Basel, Basel, pp. 615–626. https://doi.org/10.1007/978-3-0348-7182-2_4
- Caprio, M., Tarigan, B., Worden, C.B., Wiemer, S., Wald, D.J., 2015. Ground motion to intensity conversion equations (GMICEs): A global relationship and evaluation of regional dependency. *Bulletin of the Seismological Society of America* 105, 1476–1490.
- Cesca, S., Rohr, A., Dahm, T., 2013. Discrimination of induced seismicity by full moment tensor inversion and decomposition. *J Seismol* 17, 147–163. <https://doi.org/10.1007/s10950-012-9305-8>
- Contrucci, I., Klein, E., 2017. Etat des connaissances concernant les aléas et les risques liés à la sismicité anthropique (No. DRS-17-149681-07390D). Ineris. <http://www.ineris.fr/fr/etat-connaissances-concernant-aleas-risques-lies-sismicite-anthropique>
- Convertito, V., Maercklin, N., Sharma, N., Zollo, A., 2012. From induced seismicity to direct time-dependent seismic hazard. *Bulletin of the Seismological Society of America* 102, 2563–2573.
- Cornet, F.H., 2016. Seismic and aseismic motions generated by fluid injections. *Geomechanics for Energy and the Environment* 5, 42–54.
- Cuenot, N., Frogneux, M., Dorbath, C., Calò, M., 2011. Induced microseismic activity during recent circulation tests at the EGS site of Soultz-sous-Forêts (France).
- Dahm, T., Becker, D., Bischoff, M., Cesca, S., Dost, B., Fritschen, R., Hainzl, S., Klose, C.D., Kühn, D., Lasocki, S., Meier, Th., Ohrnberger, M., Rivalta, E., Wegler, U., Husen, S., 2013. Recommendation for the discrimination of human-related and natural seismicity. *J Seismol* 17, 197–202. <https://doi.org/10.1007/s10950-012-9295-6>
- Dahm, T., Hainzl, S., Becker, D., Bischoff, M., Cesca, S., Dost, B., Fritschen, R., Kuhn, D., Lasocki, S., Klose, C.D., Meier, T., Ohrnberger, M., Rivalta, E., Shapiro, S., Wegler, U., 0 Pre-GFZ, D.G., Departments, GFZ Publication Database, 2010. How to discriminate induced, triggered and natural seismicity, in: *Proceedings of the Workshop Induced Seismicity : November 15 - 17, 2010, Hotel Hilton, Luxembourg; Grand-Duchy of Luxembourg, Cahiers Du Centre Européen de Géodynamique et de Séismologie ; 30. Centre Européen de Géodynamique et de Séismologie*, pp. 69–76.
- D'Alessandro, A., Luzio, D., D'Anna, G., Mangano, G., 2011. Seismic Network Evaluation through Simulation: An Application to the Italian National Seismic Network. *Bulletin of the Seismological Society of America* 101, 1213–1232. <https://doi.org/10.1785/0120100066>
- De Barros, L., Daniel, G., Guglielmi, Y., Rivet, D., Caron, H., Payre, X., Bergery, G., Henry, P., Castilla, R., Dick, P., Barbieri, E., Gourlay, M., 2016. Fault structure, stress, or pressure control of the seismicity in shale? Insights from a controlled experiment of fluid-induced fault reactivation: Seismicity Controlling Factors in Shale. *J. Geophys. Res. Solid Earth* 121, 4506–4522. <https://doi.org/10.1002/2015JB012633>
- De Martin, F., Chaljub, E., Thierry, P., Sochala, P., Dupros, F., Maufroy, E., Hadri, B., Benaichouche, A., Hollender, F., 2021. Influential parameters on 3-D synthetic ground motions in a sedimentary basin derived from global sensitivity analysis. *Geophysical Journal International* 227, 1795–1817.

- De Santis, F., Contrucci, I., Lizeur, A., Tonnellier, A., Matrullo, E., Bernard, P., Nystrom, A., Mozaffari, S., 2017. Evaluation of microseismic array performances: case study of a deep metal mine monitoring network, in: 9. International Symposium on Rockbursts and Seismicity in Mines (RaSIM 9). pp. 50–57.
- De Santis, F., Klein, E., Thoraval, A., 2021. Analyse de cas de sismicité liés à l'exploitation de la géothermie profonde (No. Ineris-200953-v2.0). Institut national de l'environnement industriel et des risques (Ineris), Verneuil-en-Halatte (France). <http://www.ineris.fr/fr/analyse-cas-sismicite-lee-exploitation-geothermie-profonde>
- De Simone, S., Carrera, J., Vilarrasa, V., 2017. Superposition approach to understand triggering mechanisms of post-injection induced seismicity. *Geothermics* 70, 85–97.
- Deichmann, N., Giardini, D., 2009. Earthquakes Induced by the Stimulation of an Enhanced Geothermal System below Basel (Switzerland). *Seismological Research Letters* 80, 784–798. <https://doi.org/10.1785/gssrl.80.5.784>
- Diehl, T., Kraft, T., Kissling, E., Wiemer, S., 2017. The induced earthquake sequence related to the St. Gallen deep geothermal project (Switzerland): Fault reactivation and fluid interactions imaged by microseismicity. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* 122, 7272–7290.
- Dieterich, J.H., 1979. Modeling of rock friction: 1. Experimental results and constitutive equations. *J. Geophys. Res.* 84, 2161. <https://doi.org/10.1029/JB084iB05p02161>
- Douglas, J., 2020. Ground motion prediction equations 1964-2020.
- Douglas, J., Aochi, H., 2014. Using estimated risk to develop stimulation strategies for enhanced geothermal systems. *Pure and Applied Geophysics* 171, 1847–1858.
- Douglas, J., Edwards, B., Convertito, V., Sharma, N., Tramelli, A., Kraaijpoel, D., Cabrera, B.M., Maercklin, N., Troise, C., 2013. Predicting ground motion from induced earthquakes in geothermal areas. *Bulletin of the Seismological Society of America* 103, 1875–1897.
- Drif, K., Lengliné, O., Kinscher, J., Schmittbuhl, J., 2022. Faulting and hydraulic energy balance during fluid injection in the Soultz-sous-Forêts geothermal reservoir., in: Proceedings of European Geothermal Congress (EGC 2022). Presented at the European Geothermal Congress (EGC 2022), Berlin, Germany.
- Drif, K., Lengliné, O., Kinscher, J., Schmittbuhl, J., 2021. Energy Analysis of Micro-seismicity Induced by Fluid-Injection in the Soultz-sous-Forêts Geothermal Reservoir (France), in: 9th European Geothermal Workshop 2021. Karlsruhe, Germany.
- EGEC, 2021. Geothermal Market Report 2020. Tenth Edition.
- Ellsworth, W.L., 2013. Injection-induced earthquakes. *Science* 341, 1225942.
- Ellsworth, W.L., Giardini, D., Townend, J., Ge, S., Shimamoto, T., 2019. Triggering of the Pohang, Korea, Earthquake (Mw 5.5) by Enhanced Geothermal System Stimulation. *Seismological Research Letters* 90, 1844–1858.
- Evans, K.F., Moriya, H., Niitsuma, H., Jones, R.H., Phillips, W.S., Genter, A., Sausse, J., Jung, R., Baria, R., 2005. Microseismicity and permeability enhancement of hydrogeologic structures during massive fluid injections into granite at 3 km depth at the Soultz HDR site. *Geophysical Journal International* 160, 388–412.
- Evans, K.F., Zappone, A., Kraft, T., Deichmann, N., Moia, F., 2012. A survey of the induced seismic responses to fluid injection in geothermal and CO2 reservoirs in Europe. *Geothermics* 41, 30–54.
- Foulger, G.R., Wilson, M.P., Gluyas, J.G., Julian, B.R., Davies, R.J., 2018. Global review of human-induced earthquakes. *Earth-Science Reviews* 178, 438–514. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2017.07.008>
- Frajia, J., Ohmer, H., Pulick, T., Jardon, M., Kaja, M., Paez, R., Sotomayor, G.P.G., Umudjoro, K., 2002. New aspects of multilateral well construction. *Oilfield Review* 14.

- Galis, M., Ampuero, J.P., Mai, P.M., Cappa, F., 2017. Induced seismicity provides insight into why earthquake ruptures stop. *Science advances* 3, eaap7528.
- Gaucher, E., Schoenball, M., Heidbach, O., Zang, A., Fokker, P., van Wees, J.-D., Kohl, T., 2015a. Induced seismicity in geothermal reservoirs: physical processes and key parameters, in: *World Geothermal Congress 2015*.
- Gaucher, E., Schoenball, M., Heidbach, O., Zang, A., Fokker, P.A., van Wees, J.-D., Kohl, T., 2015b. Induced seismicity in geothermal reservoirs: A review of forecasting approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 52, 1473–1490. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.026>
- Genter, A., Maurer, V., 2016. Temperature and hydraulic properties of the Rittershoffen EGS reservoir , France. *European Geothermal Congress 2016* 19–24.
- Gentier, S., 2013. Les EGS : une méthode d'exploitation géothermique généralisée pour les températures de 130 à 180 °C. *Geosciences* 54–63.
- Goebel, T.H.W., Brodsky, E.E., 2018. The spatial footprint of injection wells in a global compilation of induced earthquake sequences. *Science* 361, 899–904. <https://doi.org/10.1126/science.aat5449>
- Grigoli, F., Cesca, S., Priolo, E., Rinaldi, A.P., Clinton, J.F., Stabile, T.A., Dost, B., Fernandez, M.G., Wiemer, S., Dahm, T., 2017. Current challenges in monitoring, discrimination, and management of induced seismicity related to underground industrial activities: A European perspective. *Reviews of Geophysics* 55, 310–340.
- Groos, J.C., Zeiß, J., Grund, M., Ritter, J., 2013. Microseismicity at two geothermal power plants at Landau and Insheim in the Upper Rhine Graben, Germany. *Geophysical Research Abstracts* 15.
- Grund, M., Groos, J.C., Ritter, J.R.R., 2016. Fault Reactivation Analysis Using Microearthquake Clustering Based on Signal-to-Noise Weighted Waveform Similarity. *Pure Appl. Geophys.* 173, 2325–2355. <https://doi.org/10.1007/s00024-016-1281-4>
- Guglielmi, Y., Cappa, F., Avouac, J.-P., Henry, P., Elsworth, D., 2015. Seismicity triggered by fluid injection–induced aseismic slip. *Science* 348, 1224–1226. <https://doi.org/10.1126/science.aab0476>
- Gutenberg, B., Richter, C.F., 1944. Frequency of earthquakes in California. *Bulletin of the Seismological society of America* 34, 185–188.
- Haenel, R., Rybach, L., Stegena, L., 1988. Fundamentals of Geothermics, in: *Handbook of Terrestrial Heat-Flow Density Determination*. Springer Netherlands, Dordrecht, pp. 9–57. https://doi.org/10.1007/978-94-009-2847-3_2
- Haimson, B.C., Cornet, F.H., 2003. ISRM Suggested Methods for rock stress estimation—Part 3: hydraulic fracturing (HF) and/or hydraulic testing of pre-existing fractures (HTPF). *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* 40, 1011–1020. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2003.08.002>
- Hamm, V., Bugarel, F., Giuglaris, E., Goyénèche, O., Guttierrez, A., 2019. Guide de “bonnes pratiques” sur les retours d'expérience des forages géothermiques profonds (No. BRGM/RP-65443-FR).
- Hamm, V., Darnet, M., Maurel, C., Audouin, O., 2020. BILAN GTH : Bilan de la filière géothermie profonde pour la production de chaleur sur la période 2007-2018 (No. BRGM/RP-69577-FR).
- Hanks, T.C., Kanamori, H., 1979. A moment magnitude scale. *J. Geophys. Res.* 84, 2348. <https://doi.org/10.1029/JB084iB05p02348>
- Häring, M.O., Schanz, U., Ladner, F., Dyer, B.C., 2008. Characterisation of the Basel 1 enhanced geothermal system. *Geothermics* 37, 469–495.

- Heege, J., van Bijsterveldt, L., Wassing, B., Osinga, S., Paap, B., Kraaijpoel, D., 2020. Induced seismicity potential for geothermal projects targeting Dinantian carbonates in the Netherlands. SCAN.
- Herzberger, P., Münch, W., Kölbl, T., Bruchmann, U., Schlagermann, P., Hötzl, H., Wolf, L., Rettenmaier, D., Steger, H., Zorn, R., 2010. The geothermal power plant Bruchsal, in: Proceedings World Geothermal Congress. pp. 25–29.
- Hofmann, H., Zimmermann, G., Farkas, M., Huenges, E., Zang, A., Leonhardt, M., Kwiatak, G., Martinez-Garzon, P., Bohnhoff, M., Min, K.-B., 2019. First field application of cyclic soft stimulation at the Pohang Enhanced Geothermal System site in Korea. *Geophysical Journal International* 217, 926–949.
- Holmes, M., Toews, M., Jenkins, J., Sepulveda, N., 2021. Multilateral Closed-Loop Geothermal Systems as a Zero-Emission Load-Following Resource. *GRC Transactions* 45.
- Hudson, J.A., Cornet, F.H., Christiansson, R., 2003. ISRM Suggested Methods for rock stress estimation—Part 1: Strategy for rock stress estimation. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* 40, 991–998. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2003.07.011>
- Huttrer, G., 2020. Geothermal Power Generation in the World 2015-2020 Update Report, in: Proceedings World Geothermal Congress.
- Huttrer, G.W., 2001. The status of world geothermal power generation 1995–2000. *Geothermics* 30, 1–27. [https://doi.org/10.1016/S0375-6505\(00\)00042-0](https://doi.org/10.1016/S0375-6505(00)00042-0)
- Jomard, H., Scotti, O., Auclair, S., Dominique, P., Manchuel, K., Sicilia, D., 2021. The SISFRANCE database of historical seismicity. State of the art and perspectives. *Comptes Rendus. Géoscience* 353, 1–24.
- Kanamori, H., 1977. The energy release in great earthquakes. *Journal of geophysical research* 82, 2981–2987.
- Kim, K.-I., Min, K.-B., Kim, K.-Y., Choi, J.W., Yoon, K.-S., Yoon, W.S., Yoon, B., Lee, T.J., Song, Y., 2018. Protocol for induced microseismicity in the first enhanced geothermal systems project in Pohang, Korea. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 91, 1182–1191.
- Jannes L. Kinscher, Matsen Broothaers, Jean Schmittbuhl, Francesca de Santis, Ben Laenen, Emmanuelle Klein, First insights to the seismic response of the fractured Carboniferous limestone reservoir at the Balmatt geothermal doublet (Belgium), *Geothermics*, Volume 107, 2023, 102585, ISSN 0375-6505, <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2022.102585>.
- Király, E., Gischig, V., Karvounis, D., Wiemer, S., 2014. Validating models to forecasting induced seismicity related to deep geothermal energy projects, in: Proc. Thirty-Ninth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford University, Stanford, California.
- Küperkoch, L., Olbert, K., Meier, T., 2018. Long-Term Monitoring of Induced Seismicity at the Insheim Geothermal Site, Germany. *Bulletin of the Seismological Society of America*. <https://doi.org/10.1785/0120170365>
- Kwiatak, G., Saarno, T., Ader, T., Bluemle, F., Bohnhoff, M., Chendorain, M., Dresen, G., Heikkinen, P., Kukkonen, I., Leary, P., 2019. Controlling fluid-induced seismicity during a 6.1-km-deep geothermal stimulation in Finland. *Science advances* 5, eaav7224.
- Lee, K.C., 2001. Classification of geothermal resources by exergy. *Geothermics* 30, 431–442. [https://doi.org/10.1016/S0375-6505\(00\)00056-0](https://doi.org/10.1016/S0375-6505(00)00056-0)
- Lengliné, O., Boubacar, M., Schmittbuhl, J., 2017. Seismicity related to the hydraulic stimulation of GRT1, Rittershoffen, France. *Geophys. J. Int.* ggw490. <https://doi.org/10.1093/gji/ggw490>

- Link, K., Siddiqi, G., Lupi, N., 2019. Geothermal energy use, country update for Switzerland, in: Proc. European Geothermal Congress. Den Haag, The Netherlands. Den Haag, The Netherlands.
- Lopez, S., Hamm, V., Le Brun, M., Schaper, L., Boissier, F., Cotiche, C., Giuglaris, E., 2010. 40 years of Dogger aquifer management in Ile-de-France, Paris Basin, France. *Geothermics* 39, 339–356.
- Majer, E., Nelson, J., Robertson-Tait, A., Savy, J., Wong, I., 2016. Best Practices for Addressing Induced Seismicity Associated With Enhanced Geothermal Systems (EGS). US Department of Energy.
- Majer, E., Nelson, J., Robertson-Tait, A., Savy, J., Wong, I., 2012. Protocol for addressing induced seismicity associated with enhanced geothermal systems. US Department of Energy 52.
- Majer, E.L., Baria, R., Stark, M., Oates, S., Bommer, J., Smith, B., Asanuma, H., 2007. Induced seismicity associated with Enhanced Geothermal Systems. *Geothermics* 36, 185–222. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2007.03.003>
- Marquand, A., Bezelgues-Courtade, S., Beylot, A., Marchand, M., Blanc, I., 2014. Analyse du cycle de vie d'une centrale géothermique haute énergie dans le contexte des DROM (No. BRGM/RP-62538-FR).
- Maurer, V., Cuenot, N., Gaucher, E., Grunberg, M., Vergne, J., Wodling, H., Lehujeur, M., Schmittbuhl, J., 2015. Seismic monitoring of the Rittershoffen EGS project (Alsace, France), in: Proceedings World Geothermal Congress. pp. 19–25.
- Maur, J., Branchu, F., 2020. État de l'art sur la sismicité anthropique due aux opérations de géothermie profonde (No. BRGM/RP-69689-FR). BRGM.
- McClure, M.W., Horne, R.N., 2014. An investigation of stimulation mechanisms in Enhanced Geothermal Systems. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* 72, 242–260.
- McGarr, A., 2014. Maximum magnitude earthquakes induced by fluid injection: Limits on fluid injection earthquakes. *J. Geophys. Res. Solid Earth* 119, 1008–1019. <https://doi.org/10.1002/2013JB010597>
- McGarr, A., Simpson, D., Seeber, L., Lee, W., 2002. Case histories of induced and triggered seismicity. *International Geophysics Series* 81, 647–664.
- McGuire, J.J., Lohman, R.B., Catchings, R.D., Rymer, M.J., Goldman, M.R., 2015. Relationships among seismic velocity, metamorphism, and seismic and aseismic fault slip in the Salton Sea Geothermal Field region. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* 120, 2600–2615.
- Megies, T., Wassermann, J., 2014. Microseismicity observed at a non-pressure-stimulated geothermal power plant. *Geothermics* 52, 36–49.
- Meixner, J., Schill, E., Grimmer, J.C., Gaucher, E., Kohl, T., Klingler, P., 2016. Structural control of geothermal reservoirs in extensional tectonic settings: an example from the Upper Rhine Graben. *Journal of Structural Geology* 82, 1–15.
- Moeck, I., Kwiatek, G., Zimmermann, G., 2009. Slip tendency analysis, fault reactivation potential and induced seismicity in a deep geothermal reservoir. *Journal of Structural Geology* 31, 1174–1182. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2009.06.012>
- Moeck, I.S., 2014. Catalog of geothermal play types based on geologic controls. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 37, 867–882. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.032>
- Moos, D., Zoback, M.D., 1990. Utilization of observations of well bore failure to constrain the orientation and magnitude of crustal stresses: Application to continental, Deep Sea Drilling Project, and Ocean Drilling Program boreholes. *J. Geophys. Res.* 95, 9305. <https://doi.org/10.1029/JB095iB06p09305>
- Mortensen, A.K., Axelsson, G., 2013. Developing a conceptual model of a Geothermal System. *Short Course on Conceptual Modelling of Geothermal Systems* 1–10.

- Mukuhira, Y., Asanuma, H., Niitsuma, H., Häring, M.O., 2013. Characteristics of large-magnitude microseismic events recorded during and after stimulation of a geothermal reservoir at Basel, Switzerland. *Geothermics* 45, 1–17.
- Mukuhira, Y., Dinske, C., Asanuma, H., Ito, T., Häring, M.O., 2017. Pore pressure behavior at the shut-in phase and causality of large induced seismicity at Basel, Switzerland. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* 122, 411–435.
- Nair, R., Peters, E., Šliaupa, S., Valickas, R., Petrauskas, S., 2017. A case study of radial jetting technology for enhancing geothermal energy systems at Klaipėda geothermal demonstration plant, in: *Proceedings, 42nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. Presented at the 42nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, CA.
- Nami, P., Schellschmidt, R., Schindler, M., Tischner, T., 2008. Chemical stimulation operations for reservoir development of the deep crystalline HDR/EGS system at Soultz-sous-Forêts (France). Presented at the *Proceedings, 32nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, California, USA, pp. 28–30.
- Obermann, A., Kraft, T., Larose, E., Wiemer, S., 2015. Potential of ambient seismic noise techniques to monitor the St. Gallen geothermal site (Switzerland). *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* 120, 4301–4316.
- Ogata, Y., 1988. Statistical models for earthquake occurrences and residual analysis for point processes. *Journal of the American Statistical association* 83, 9–27.
- Parotidis, M., Shapiro, S.A., Rothert, E., 2004. Back front of seismicity induced after termination of borehole fluid injection. *Geophysical Research Letters* 31.
- Peter-Borie, M., Loschetter, A., Maury, J., Team, and D., 2020a. Assessment of Geothermal Well Productivity Improvement Technologies: an Overview from the DEEPEGS Project, in: *World Geothermal Congress 2020*. Reykjavik, Iceland.
- Peter-Borie, M., Loschetter, A., Merciu, I.A., Kampf, G., Sigurdsson, O., 2018. Borehole damaging under thermo-mechanical loading in the RN-15/IDDP-2 deep well: towards validation of numerical modeling using logging images. *Geotherm Energy* 6, 17. <https://doi.org/10.1186/s40517-018-0102-7>
- Peter-Borie, M., Maury, J., Armandine les Landes, A., Sanjuan, B., Darnet, M., Gaucher, E., Gudnason, E.A., Oskarsson, F., Tulinius, H., Nielsson, S., Sigurdsson, O., Fridleifsson, G.O., Perez, R., Jolivet, M., Saether, S., 2020b. Synthesis report with feedbacks of implemented method on sites: Reykjanes and Vendenheim EGS demonstrators, Deliverable 4.7, H2020-DEEPEGS project.
- Portier, S., Vuataz, F.-D., Nami, P., Sanjuan, B., Gérard, A., 2009. Chemical stimulation techniques for geothermal wells: experiments on the three-well EGS system at Soultz-sous-Forêts, France. *Geothermics* 38, 349–359.
- Prioul, R., Cornet, F.H., Dorbath, C., Dorbath, L., Ogena, M., Ramos, E., 2000. An induced seismicity experiment across a creeping segment of the Philippine Fault. *J. Geophys. Res.* 105, 13595–13612. <https://doi.org/10.1029/2000JB900052>
- Reinecker, J., Hochschild, T., Kraml, M., Löschan, G., Kreuter, H., 2019. Experiences and challenges in geothermal exploration in the Upper Rhine Graben, in: *European Geothermal Congress 2019*, European Geothermal Energy Council (EGEC). Den Haag, The Netherlands.
- Rutqvist, J., Rinaldi, A.P., Cappa, F., Jeanne, P., Mazzoldi, A., Urpi, L., Guglielmi, Y., Vilarrasa, V., 2016. Fault activation and induced seismicity in geological carbon storage – Lessons learned from recent modeling studies. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering* 8, 789–804. <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2016.09.001>
- Sanjuan, B., Lasne, E., Brach, M., 2000. Bouillante geothermal field (Guadeloupe, West Indies): Geochemical monitoring during a thermal stimulation operation., in: *Twenty-Fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. Stanford University, Stanford, California, pp. 215–222.

- Sanyal, S.K., 2005. Classification of Geothermal Systems: A Possible Scheme, in: Proceedings of Thirtieth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, 31 January-2 February 2005. pp. 85–88.
- Schoenball, M., Baujard, C., Kohl, T., Dorbath, L., 2012. The role of triggering by static stress transfer during geothermal reservoir stimulation. *J. Geophys. Res.* 117. <https://doi.org/10.1029/2012JB009304>
- Schorlemmer, D., Woessner, J., 2008. Probability of Detecting an Earthquake. *Bulletin of the Seismological Society of America* 98, 2103–2117. <https://doi.org/10.1785/0120070105>
- Segall, P., Lu, S., 2015. Injection-induced seismicity: Poroelastic and earthquake nucleation effects. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* 120, 5082–5103.
- Seithel, R., Gaucher, E., Mueller, B., Steiner, U., Kohl, T., 2019. Probability of fault reactivation in the Bavarian Molasse Basin. *Geothermics* 82, 81–90.
- Shapiro, S.A., Dinske, C., Langenbruch, C., Wenzel, F., 2010. Seismogenic index and magnitude probability of earthquakes induced during reservoir fluid stimulations. *The Leading Edge* 29, 304–309.
- Shapiro, S.A., Krüger, O.S., Dinske, C., 2013. Probability of inducing given-magnitude earthquakes by perturbing finite volumes of rocks. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* 118, 3557–3575.
- Sochala, P., De Martin, F., Le Maitre, O., 2020. Model reduction for large-scale earthquake simulation in an uncertain 3D medium. *International Journal for Uncertainty Quantification* 10.
- Stabile, T.A., Iannaccone, G., Zollo, A., Lomax, A., Ferulano, M.F., Vetri, M.L.V., Barzaghi, L.P., 2013. A comprehensive approach for evaluating network performance in surface and borehole seismic monitoring. *Geophysical Journal International* 192, 793–806. <https://doi.org/10.1093/gji/ggs049>
- Trutnevyte, E., Wiemer, S., 2017. Tailor-made risk governance for induced seismicity of geothermal energy projects: An application to Switzerland. *Geothermics* 65, 295–312. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2016.10.006>
- Utsu, T., 1961. A statistical study on the occurrence of aftershocks. *Geophys. Mag.* 30, 521–605.
- Valley, B., Evans, K.F., 2019. Stress magnitudes in the Basel enhanced geothermal system. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* 118, 1–20. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2019.03.008>
- van der Elst, N.J., Page, M.T., Weiser, D.A., Goebel, T.H., Hosseini, S.M., 2016. Induced earthquake magnitudes are as large as (statistically) expected. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* 121, 4575–4590.
- Vidal, J., Genter, A., 2018. Overview of naturally permeable fractured reservoirs in the central and southern Upper Rhine Graben: Insights from geothermal wells. *Geothermics* 74, 57–73.
- Vidal, J., Genter, A., Schmittbuhl, J., 2016. Pre- and post-stimulation characterization of geothermal well GRT-1, Rittershoffen, France: insights from acoustic image logs of hard fractured rock. *Geophysical Journal International* 206, 845–860. <https://doi.org/10.1093/gji/ggw181>
- Vörös, R., Baisch, S., 2019. Seismic hazard assessment for the CLG-Geothermal System - Study update March 2019 (No. CLG006). Q-con GmbH.
- Wei, S., Avouac, J.-P., Hudnut, K.W., Donnellan, A., Parker, J.W., Graves, R.W., Helmberger, D., Fielding, E., Liu, Z., Cappa, F., 2015. The 2012 Brawley swarm triggered by injection-induced aseismic slip. *Earth and Planetary Science Letters* 422, 115–125.
- Wiemer, S., Kraft, T., Trutnevyte, E., Roth, P., 2017. “Good Practice” Guide for Managing Induced Seismicity in Deep Geothermal Energy Projects in Switzerland. ETH Zurich.

- Woo, J.-U., Kim, M., Sheen, D.-H., Kang, T.-S., Rhie, J., Grigoli, F., Ellsworth, W.L., Giardini, D., 2019. An in-depth seismological analysis revealing a causal link between the 2017 Mw 5.5 Pohang earthquake and EGS project. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* 124, 13,060-13,078.
- Wynants-Morel, N., 2021. Modélisationsismo-hydro-mécaniquedelaréponse d'une failleàuneinjectiondefluide. Université Côte d'Azur, Nice.
- Xie, L., Min, K.-B., Song, Y., 2015. Observations of hydraulic stimulations in seven enhanced geothermal system projects. *Renewable Energy* 79, 56–65.
- Zang, A., Oye, V., Jousset, P., Deichmann, N., Gritto, R., McGarr, A., Majer, E., Bruhn, D., 2014. Analysis of induced seismicity in geothermal reservoirs—An overview. *Geothermics* 52, 6–21.
- Zbinden, D., Rinaldi, A.P., Diehl, T., Wiemer, S., 2020a. Potential influence of overpressurized gas on the induced seismicity in the St. Gallen deep geothermal project (Switzerland). *Solid Earth* 11, 909–933.
- Zbinden, D., Rinaldi, A.P., Diehl, T., Wiemer, S., 2020b. Hydromechanical Modeling of Fault Reactivation in the St. Gallen Deep Geothermal Project (Switzerland): Poroelasticity or Hydraulic Connection? *Geophysical Research Letters* 47, e2019GL085201.
- Zoback, M.D., 2011. *Reservoir geomechanics*, 5. print. ed. Cambridge.
- Zoback, M.D., Barton, C.A., Brudy, M., Castillo, D.A., Finkbeiner, T., Grollmund, B.R., Moos, D.B., Peska, P., Ward, C.D., Wiprut, D.J., 2003. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* 40, 1049–1076. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2003.07.001>

10. Glossaire

L'ensemble des mots en *couleur* dans le texte sont disponibles dans ce glossaire (aussi en lien hypertexte pour la version numérique du document).

Aquifère : formation géologique qui a la capacité de permettre les écoulements verticaux et transversaux de l'eau et de l'emmagasiner.

Bassin sédimentaire : dépression de la croûte terrestre formée par subsidence thermique ou tectonique et qui recueille des quantités relativement importantes de matériaux sédimentaires.

Bassin intracratonique (Système hydrothermal de ~) : système dans lequel se développe des *aquifères* à la faveur des couches sédimentaires poreuses et perméables déposées dans le bassin. Ce système est contrôlé par un transfert de chaleur *conductif*.

b-value : proportion relative entre les événements de petite et grande magnitude. Dans la loi de Gutenberg-Richter décrivant la relation entre les événements de petite et grande magnitude dans un catalogue sismique c'est le paramètre b ($\log_{10} N = a - bM$).

Champ : zone d'un même système géothermique où est enfouie une grande quantité de chaleur et où son extraction se fait à travers plusieurs puits qui alimentent un même réseau/centrale. Un champ géothermique peut s'étendre sur plusieurs kilomètres, permettant d'avoir plusieurs puits de production et de réinjection sur un même champ.

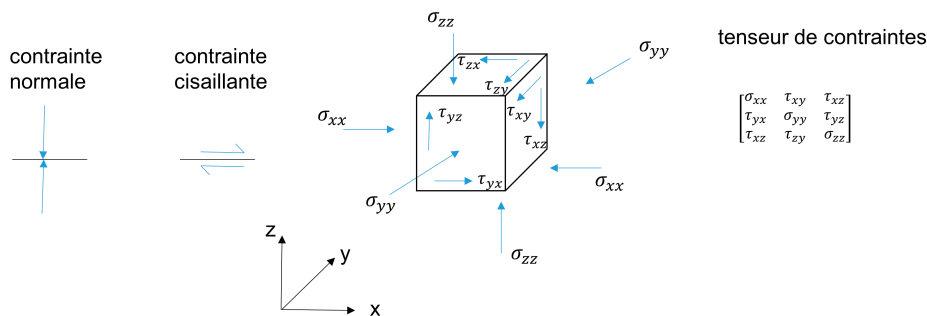
Chargement (d'une faille) : augmentation des forces agissant sur une faille jusqu'au point de rupture, point de nucléation d'un séisme.

Ceinture orogénique (Système hydrothermal de ~) : caractérisée à la fois par des dépôts sédimentaires potentiellement aquifères (poreux et perméables) et par la présence de nombreuses failles accommodant les déformations tectoniques de la zone et qui contrôlent une partie des écoulements dans le système géothermique. Ce système est contrôlé par un transfert de chaleur *conductif*.

Concession : la concession est l'acte par lequel l'État accorde à une personne le droit d'exploiter une substance de la classe des mines. Elle est accordée par décret en Conseil d'État, au terme d'une procédure définie par le décret n° 2006-648 du 2 juin 2006.

Conductif : mode de transport de chaleur provoqué par une différence de température entre deux régions d'un même milieu, ou entre deux milieux en contact, et se réalisant sans déplacement global de matière (par opposition à la convection).

Contrainte (état de) : ensemble des forces affectant un corps matériel et tendant à la déformer. Une contrainte est une force agissant sur une surface donnée. L'état de contrainte est en fait un tenseur ; la contrainte en un point donné dans la roche a trois composantes normales agissant perpendiculairement aux faces d'un petit cube et six composantes cisailantes agissant le long des faces (d'après Hudson et al., 2003 ; voir la figure ci-dessous). Les contraintes affectant un massif rocheux sont principalement liées aux forces tectoniques et à l'effet de la gravité. À cause de cette dernière, plus la profondeur est grande, plus les contraintes sont élevées.



Contrainte thermoélastique : contraintes qui apparaissent quand la température varie dans un matériau. La plupart des matériaux lorsqu'il sont chauffés se dilatent, si cette dilatation est empêchée des contraintes thermiques apparaissent. Par conséquent, des variations de température dans la roche entraîne l'apparition de contraintes thermiques.

Contrainte critique (faille dans un état de) : faille à la limite de la rupture, une petite perturbation de contrainte pourra provoquer son glissement.

Convectif : mode de transport de chaleur advectif, défini comme le transport de chaleur par déplacement des molécules du **vecteur énergétique**, et ayant la particularité d'être associé à des mouvements de boucle dites de convections, créées par les évolutions des propriétés de densité et de volume du fluide avec sa température (le fluide chaud, moins dense, tend vers un mouvement ascendant, puis, en remontant, il se refroidit, devient plus dense, et le mouvement devient descendant).

Développement du puits : opérations allant de la mise en eau du puits à la mise en production en passant par l'amélioration de l'indice de productivité/injectivité (stimulations hydraulique, chimique ou thermique ; multidrains). Les opérations de développement du puits recouvrent une large gamme d'opérations visant plusieurs objectifs (Hamm et al., 2019) :

- le nettoyage des résidus du forage dans le puits ;
- l'augmentation de la productivité d'un ouvrage ;
- la stabilisation de la formation et/ou de l'équipement notamment dans les réservoirs clastiques.

Directivité : effet Doppler appliqué à l'onde sismique, conduisant à des mouvements sismiques plus ou moins importants selon la position du site par rapport à la source sismique et au sens de propagation de la rupture sismique.

Doublet : géométrie d'exploitation d'une ressource géothermique composée de deux puits, l'un injecteur, l'autre producteur.

Distance focale : distance au foyer du séisme, à l'endroit où s'initie la rupture.

Effet de site : modification locale du mouvement sismique en liaison avec les propriétés du site étudié. Cette modification se traduit généralement par une amplification, parfois par une atténuation, de certains paramètres caractérisant le mouvement du sol (accélération spectrale, durée du mouvement, vitesse maximale, déplacement maximal), du fait des caractéristiques locales du site : topographie, stratigraphie et propriétés mécaniques des sols.

EGS : 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.

Enthalpie : mesure thermodynamique de la variation de la quantité de chaleur contenue dans un système physique ou chimique.

Épicentre : point à la surface de la Terre situé à la verticale du foyer d'un séisme.

Éponte : chacune des parois délimitant une faille/fracture. Ces parois sont plus ou moins rugueuses suivant le type de faille et de roche.

Essais hydrauliques : essais réalisés pour évaluer les capacités du puits après le forage et le gain obtenu après la réalisation d'un cycle de stimulation. Ils peuvent comprendre des essais par paliers ou des essais longue durée (voir Hamm et al., 2019 pour plus d'information sur ces essais). Lors des tests d'injectivité, une attention particulière devra être portée au volume injecté ainsi qu'à la pression appliquée lors des essais afin d'éviter la stimulation du réservoir.

Exergie : en thermodynamique, l'exergie est une grandeur physique permettant de mesurer la qualité d'une énergie. C'est la partie utilisable d'un joule.

Extension (zone ou domaine en ~) : zone tectonique où la déformation de structures géologiques est issue de l'étirement de la croûte terrestre. Les zones de tectonique en extension sont le plus souvent (mais pas uniquement) associées aux rifts (caractérisés par la présence de fossés d'effondrement délimités par des failles normales), aux limites de plaques divergentes, ou encore à des zones accommodantes des mouvements décrochants (bassins en pull-apart). Leur caractéristique en tant que système géothermique est la présence de nombreuses failles normales et une topographie en fossé qui ont un certain contrôle sur les écoulements des fluides géothermaux.

Faille : structure tectonique consistant en un plan (discontinuité unique) ou une zone de rupture (réseau de discontinuités organisées selon la déformation) le long duquel deux compartiments rocheux se déplacent l'un par rapport à l'autre, en réponse à un état de contraintes cisailant. Suivant le type de mouvement relatif, on définit trois types de failles : faille normale, faille inverse, faille décrochante (Annexe 1). Ces structures existent à toutes les échelles, depuis l'échelle des grains de la roche, jusqu'à celle des plaques tectoniques. Elles interfèrent fortement avec les circulations de fluides, représentant soit des barrières hydrauliques lorsque les discontinuités sont fermées du fait d'une forte intensité de la déformation associée, ou par des précipitations dues à des circulations antérieures, soit des drains privilégiés lorsque les discontinuités qui les constituent sont ouvertes à la circulation des fluides. Les réservoirs dits « en zone de failles » sont associés à des écoulements prépondérants dans un nombre limité de failles interconnectées.

Forage de gradient : forage à faible profondeur (entre 150 et 300 m) pour mesurer le profil de température et extrapoler ce profil en profondeur.

Forçage industriel : l'ensemble des opérations industrielles qui modifient l'état d'équilibre naturel du sous-sol profond. Ce forçage affecte les conditions géologiques, hydrologiques et géomécaniques du milieu.

Foyer : point d'initiation en profondeur de la rupture d'une faille à l'origine du séisme. Le foyer est aussi appelé hypocentre.

Fossé d'effondrement : structure tectonique constituée par des failles normales de directions grossièrement parallèles et limitant des compartiments de plus en plus abaissés en allant vers le milieu de la structure. Le fossé rhénan et les Limagnes constituent des exemples typiques.

Fracture : terme générique qui désigne toute discontinuité avec ou sans mouvement des compartiments séparés. De même que pour les failles, ces structures interfèrent fortement avec les circulations de fluides. Dans le langage courant associé à l'exploitation géothermique, le terme de réservoir fracturé renvoie le plus souvent à un réservoir dans lequel les circulations de fluides sont contrôlées par les discontinuités d'un massif rocheux, quelle que soit leur origine, et, par opposition aux réservoirs en zone de failles, non focalisées sur quelques failles majeures.

Gîte géothermique : gîtes renfermés dans le sein de la terre dont on peut extraire ou avec lesquels on peut échanger de l'énergie sous forme thermique, notamment par conduction ou par l'intermédiaire des eaux chaudes et des vapeurs souterraines qu'ils contiennent.

Graben : voir **fossé d'effondrement**.

Gradient géothermique : dans le sous-sol, la température augmente avec la profondeur, le plus souvent autour de 3 °C par 100 m dans les régions non-volcaniques, où elle peut augmenter beaucoup plus.

Incident sismique : un événement sismique dont l'intensité est de nature à provoquer des nuisances pour la population et les enjeux exposés, et à affecter les conditions de déroulement voire la poursuite du projet.

Injectivité, Indice d'injectivité : l'injectivité est la capacité d'absorption d'un fluide par un puits, et correspond à un débit maximal d'un puits absorbant. L'indice d'injectivité d'un puits (li souvent exprimé en [l/s/bar]) est défini comme étant le débit d'injection divisé par la chute de pression dans le puits relativement à la pression du réservoir :

$$li = q / (P_w - P_r)$$

Avec q le débit d'injection [m³/s], P_w la pression dans le puits [bar], P_r la pression dans le réservoir [bar].

Intensité : mesure statistique à la surface de la Terre des effets sur la population, les constructions ou l'environnement d'une secousse. L'intensité en un point varie en fonction de la taille du séisme (magnitude), de la **distance focale** ou des conditions locales de site (géologie, topographie). Il existe plusieurs échelles d'intensité.

Magmatique : relatif à des roches issues de la cristallisation d'un magma en profondeur (roche plutonique) ou en surface (roche volcanique).

Magnitude : Introduite en 1935 par l'Américain Charles Francis Richter pour les séismes locaux californiens, elle résulte d'un calcul basé sur les enregistrements obtenus sur les stations sismiques. Elle permet d'estimer l'énergie libérée au foyer d'un tremblement de terre et de comparer les séismes entre eux. Elle caractérise la « puissance » d'un séisme. On parle depuis de la magnitude de Richter. Il existe plusieurs types de magnitude selon le type d'ondes pris en compte (magnitude locale M_L ; magnitude des ondes de volume M_B, magnitude des ondes de surface M_S), selon la durée du signal (magnitude de durée M_D), ou à partir d'un modèle de source sismique (magnitude de moment M_w). Pour un même type de magnitude, l'incertitude sur sa valeur est en général de l'ordre de 0,3. La magnitude ne varie pas en fonction de la distance ou des conditions locales de site.

Magnitude de complétude : valeur de magnitude au-delà de laquelle tous les événements sismiques peuvent être détectés et localisés par un réseau sismique donné.

Magnitude maximale : parmi une séquence d'évènement, magnitude la plus élevée.

Mécanisme au foyer : représentation graphique sous la forme d'un hémisphère du mouvement de la source sismique le long du plan de rupture et du plan auxiliaire qui lui est associé. Il est obtenu à partir des enregistrements (sismogrammes) des stations sismiques.

Modèle : représentation ou simulation d'un objet physique qui peut être utilisée pour faire des prédictions et/ou comparer des observations avec des hypothèses.

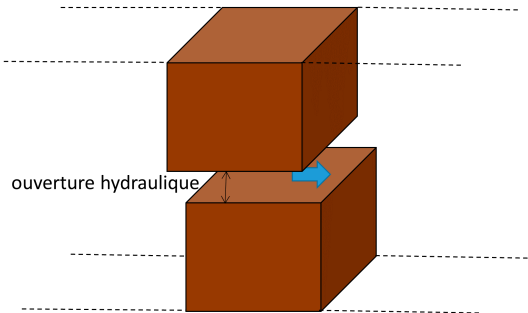
Modèle conceptuel : la modélisation conceptuelle est la décision de quoi modéliser et de quoi ne pas modéliser (abstraction du modèle). Un modèle conceptuel est la description du modèle de simulation numérique (qui sera, est ou a été développé), ne dépendant pas du logiciel de simulation, décrivant les objectifs, les entrées, les sorties, contenu, hypothèses et simplifications du modèle (Robinson, 2008 ; 2010).

Modèle de vitesse : modèle donnant la valeur des vitesses de propagation des ondes sismiques pour différentes couches géologiques, en fonction de la profondeur. En général, les vitesses augmentent avec la profondeur.

Opération : toute action sur le forage, que ce soit le forage en lui-même, la réalisation de tests et d'essais, le développement du puits par des stimulations des puits, la production, l'injection ou la circulation de fluide entre les puits, les travaux de maintenance ou d'arrêt des forages.

Ondes sismiques : vibrations dues au mouvement du sol généré par le séisme.

Ouverture hydraulique : espace disponible pour la circulation du fluide.



Perméabilité : aptitude d'un milieu à se laisser traverser par un fluide sous l'effet d'un gradient de pression ou d'un champ de gravité.

Pétrophysique : relatif aux propriétés physiques des roches, telles que la porosité, la perméabilité, les propriétés acoustiques, ou encore les propriétés électriques.

Péthrothermal (système ~ de socle) : massif rocheux ancien, très peu poreux et perméable et dont la fracturation ne permet pas une circulation importante des fluides (colmatage, étanchéification par la précipitation de minéraux, état des contraintes ne permettant plus la réouverture des discontinuités), mais dont la température peut être importante du fait notamment de l'énergie radiogénique de la roche. Ce système est contrôlé par un transfert de chaleur **conductif**.

PGA «Peak Ground Acceleration» : accélération maximale du sol ou accélération de pic en un endroit donné.

PGD «Peak Ground Displacement» : déplacement maximal du sol ou déplacement de pic en un endroit donné.

PGV «Peak Ground Velocity» : vitesse maximale du sol ou vitesse de pic en un endroit donné.

Plutonique (domaine ~) : domaine associé à la mise en place, en profondeur, de roches ignées, encore chauds ou récemment refroidis, principalement en contexte de jeune collision. Formé de roches qui sont majoritairement des granites ou des gabbros, ces domaines sont contrôlés par l'interaction entre les failles, fractures et les roches ignées.

Porosité : volume des vides rapporté au volume total de la roche.

Productivité, Indice de productivité : capacité d'un puits à produire un fluide et correspond à un débit maximal d'un puits produisant. L'indice de productivité d'un puits (I_p en géothermie J en convention pétrolière, souvent exprimé en $[l/s/bar]$), est défini comme étant le débit de production rapporté à la chute de pression dans le puits relativement à la pression du réservoir :

$$I_p = q / (P_r - P_w)$$

Avec q le débit d'injection $[m^3/s]$, P_w la pression dans le puits $[bar]$,

P_r la pression dans le réservoir $[bar]$.

Projet : site ou un champs d'exploitation donné, celui-ci étant composé d'un ou plusieurs forages sur lesquels sont réalisées des opérations (forage, tests et développement avant exploitation, circulation, maintenance en cours d'exploitation, travaux de fin de vie...).

Réservoir géothermique : milieu rocheux chaud, poreux et/ou fracturé. L'énergie calorifique contenue dans ce milieu peut être mobilisée par transfert de chaleur et de masse en exploitant le fluide géothermique (principe du doublet géothermique par exemple) ou par échange conductif (échangeur fermé type sonde), pour la production de chaleur et/ou d'électricité.

En fonction des systèmes géothermiques, les réservoirs peuvent présenter des caractéristiques géologiques et des propriétés hydrauliques différentes (porosité, perméabilité, fracturation naturelle de la roche et fluide sous forme liquide, vapeur ou supercritique notamment). Dans le cas d'une exploitation ouverte, si la perméabilité n'est pas suffisante, des technologies d'amélioration de cette dernière peuvent être employées pour permettre la production d'énergie de façon économique. Selon la quantité d'énergie à extraire et le type de système géothermique, le nombre et l'organisation spatiale des puits peut différer.

Séisme maximal : parmi une séquence d'évènement, séisme dont la magnitude est la plus élevée.

Seuil de détectabilité : magnitude minimale pouvant être détectée par un réseau sismique donné.

Sismotectonique : analyse des relations entre les structures géologiques actives et la sismicité. Elle conduit à identifier des failles actives ou sismogènes et des domaines sismotectoniques.

Slip tendency : la méthode dite du « slip tendency » ou tendance au glissement est une approche qui permet de faire une première évaluation de la susceptibilité des failles au glissement (e.g. Moeck et al., 2009). Le *slip tendency* est défini comme le ratio de la contrainte cisailante sur la contrainte normale effective : . Un glissement se produira si le *slip tendency* est supérieur au coefficient de friction d'une faille pré-existante (le coefficient de friction a une valeur généralement comprise entre 0.6 et 1).

Socle : désigne une structure géologique constituée d'un ensemble rocheux ancien induré (roches **magmatiques** et/ou métamorphiques), formé au cours d'un ou plusieurs cycles orogéniques, puis arasé par l'action de l'érosion.

Stimulation EGS : phase de stimulation hydraulique et/ou stimulation thermique et chimique à des pressions de fluide significativement supérieures à la pression initiale du réservoir dans des contextes nouveaux, ou non-usuels afin d'améliorer la perméabilité du réservoir autour du puits.

Supercritique : état obtenu pour l'eau pure à une température supérieure 374 °C sous une pression supérieure à 221 bars et qui combine à la fois les propriétés d'un liquide et d'un gaz.

Système géothermique : système sous-terrain d'intérêt pour l'exploitation de l'énergie thermique de la croûte terrestre, intégrant l'ensemble des éléments à l'origine de l'énergie thermique exploitable, et constitué généralement des zones d'infiltration des fluides, de zones de réchauffement des fluides, de chemins privilégiés de circulation des fluides géothermaux, et des réservoirs considérés comme les lieux privilégiés de l'extraction de l'énergie géothermique.

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.

Triplet : géométrie d'exploitation d'une ressource géothermique composée de trois puits dont au moins un est injecteur.

Vecteur énergétique : support de transport de l'énergie. Dans le cadre de la géothermie, où l'énergie est la chaleur, le vecteur énergétique est le plus souvent le fluide qui circule naturellement dans le réservoir (eau, saumure), mais ce peut être aussi la roche, relayée par un fluide artificiel comme dans les contextes pétrothermaux par exemple, ou encore lorsque des technologies en boucle fermées sont déployées.

Volcanique (domaine) : domaine associé à des volcans en activité (qui ont connu au moins une éruption dans les 10 000 dernières années).

Annexe 1. Sismicité et mouvements du sol

Représentation schématique de la rupture sismique et de l'émission d'ondes sismiques

Les ondes sismiques se propagent dans toutes les directions et peuvent être mesurées par des sismomètres (station sismique sur la Figure 40).

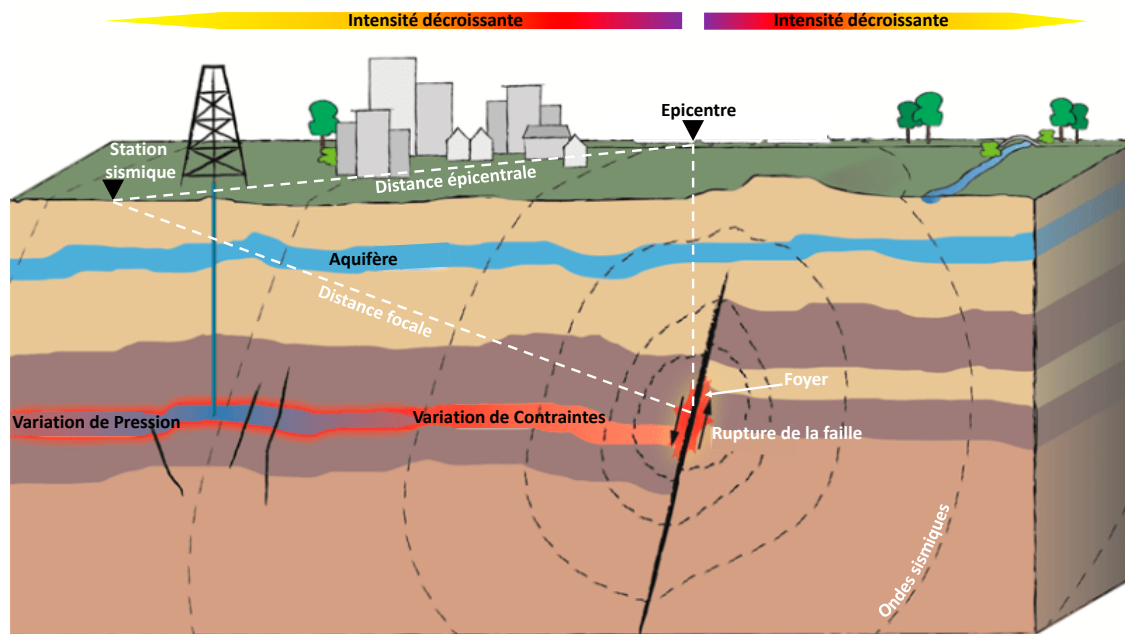


Figure 44 : Représentation schématique de la rupture sismique le long d'un plan de faille. Les fronts d'onde générés par la rupture du plan de faille sont représentés par les lignes tiretées noires (modifié d'après Rutqvist et al., 2016).

Types de mouvement de faille

Un séisme se matérialise par un déplacement relatif de deux blocs le long du plan de faille ; on distingue, le plus souvent, trois types de mouvement principaux :

- mouvement en compression le long d'une faille inverse ou chevauchante ;
- mouvement en extension le long d'une faille normale ;
- mouvement en coulissage le long d'une faille décrochante.

Dans la réalité, ces mouvements peuvent être des combinaisons des différents types exposés.

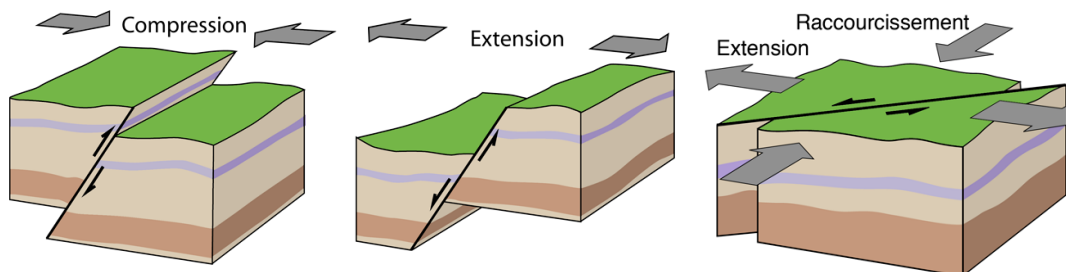


Figure 45 : Principaux types de mouvements associés aux failles (a. inverse, b. normale, c. décrochante)

Phénomènes associés

En cas de mouvement fort, des phénomènes associés peuvent se produire. Il faut toutefois considérer ces phénomènes comme extrêmes. En effet, ils ne peuvent être envisagés qu'en cas de survenue de séisme déclenché important caractéristique de contexte sismotectonique actif, comme celui des Antilles par exemple. Ils restent donc très peu probables dans des contextes de projet de géothermie profonde.

Les **phénomènes associés** sont directement reliés à un mouvement fort du sol. En France, il s'agit principalement du déclenchement possible de **mouvements de terrain**, tels que des éboulements de cavités souterraines, des effondrements de falaises, des chutes de blocs, des glissements de terrain suite aux vibrations sismiques.

Plus rarement et plus particulièrement dans le cas de forts séismes ($M > 5$), le phénomène de **liquéfaction** peut se produire momentanément dans les milieux granulaires (horizons sableux ou limoneux) gorgés d'eau. L'agitation sismique peut provoquer un tassement rapide des sédiments, l'eau contenue dans les sédiments va alors être expulsée. La déconsolidation brutale du matériau se traduit par la déstructuration du sol. Les constructions reposant sur des sols soumis au phénomène vont être particulièrement instables. Ce type de configuration de sols se rencontre particulièrement aux Antilles. À titre d'exemple, suite à des opérations industrielles dans le sous-sol ayant conduit probablement à la séquence sismique induite d'Émilie-Romagne de 2012 (plus forte magnitude ~ 6), ce phénomène de liquéfaction a été observé (Di Manna et al., 2012).

Enfin, dans de rares cas, la **rupture de faille se propage jusqu'à la surface du sol**, engendrant un décalage le long de la faille de quelques centimètres à plusieurs mètres de rejet. Cette propagation jusqu'à la surface du sol de la rupture du plan de faille se produit préférentiellement dans le cas de foyers (endroit du plan de faille où a débuté la rupture) peu profonds (quelques kilomètres) et avec une magnitude du séisme (énergie dissipée) suffisamment importante ($M > 5$).

Surveillance de la sismicité

En France, la connaissance de la sismicité historique s'appuie sur la base de données macrosismiques SisFrance gérée par le BRGM, l'IRSN et EDF (BRGM-EDF-IRSN, 2016 ; Jomard et al., 2021). La sismicité instrumentale du territoire métropolitain est surveillée depuis le début des années soixante par le réseau de surveillance du Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives, complétée à partir des années quatre-vingt par le Réseau National de Surveillance Sismique et les observatoires sismique et volcanique de l'Institut de Physique du Globe de Paris pour certains territoires ultra-marins, principalement aux Antilles et à la Réunion.

Annexe 2. Relation entre les grandeurs physiques caractérisant la sismicité

Relation magnitude de moment, moment, énergie

Le moment sismique, M_0 , peut être exprimé par la formule : $M_0 = \mu S D$

Où D est le déplacement moyen de la faille, S est la surface totale de la faille qui s’est déplacée et μ la rigidité moyenne (par rapport aux forces de cisaillement) des roches dans la faille. M_0 , mesuré en dyne-cm (1 dyne-cm = 1×10^{-7} newton-mètre = 1×10^{-7} Joule), représente la quantité d’énergie libérée par le tremblement de terre.

La mesure du moment sismique permet de calculer une magnitude de moment M_w relative à la taille du tremblement de terre. M_w peut être déterminé en utilisant la formule suivante (Hanks and Kanamori, 1979) : $M_w = 2/3 \log M_0 - 6,07$ (M_0 en Joule). La magnitude permet de comparer l’énergie d’un tremblement de terre par rapport à un autre.

L’énergie d’un séisme est libérée par le glissement sur la faille, de la chaleur et des ondes sismiques. La propagation de ces ondes sismiques correspond à l’énergie sismique rayonnée E_s .

Le Tableau 24 donne des ordres de grandeur de ces différentes grandeurs.

Tableau 24 : Énergie sismique et moment sismique pour différentes magnitudes.

Magnitude M_w	Énergie sismique rayonnée E_s (J)	Moment sismique M_0 (J)
1	$2,0 \cdot 10^6$	$4,0 \cdot 10^{10}$
2	$6,3 \cdot 10^7$	$1,3 \cdot 10^{12}$
3	$2,0 \cdot 10^9$	$4,0 \cdot 10^{13}$
4	$6,3 \cdot 10^{10}$	$1,3 \cdot 10^{15}$
5	$2,0 \cdot 10^{12}$	$4,0 \cdot 10^{16}$
6	$6,3 \cdot 10^{13}$	$1,3 \cdot 10^{18}$
7	$2,0 \cdot 10^{15}$	$4,0 \cdot 10^{19}$
8	$6,3 \cdot 10^{16}$	$1,3 \cdot 10^{21}$
9	$2,0 \cdot 10^{18}$	$4,0 \cdot 10^{22}$

Relation magnitude et grandeurs physiques caractéristiques

Le Tableau 25 donne pour différentes magnitudes : le nombre de séismes naturels par an dans le monde, ainsi que les caractéristiques physiques de la source sismique. Des exemples d’événements sismiques marquants représentatifs sont également fournis.

En général, le domaine de la microsismicité concerne les séismes dont la magnitude ne dépasse pas une valeur de l’ordre de 2, équivalent à la rupture d’une faille sur une longueur d’une cinquantaine de mètres avec un déplacement de quelques millimètres de part et d’autre de la faille. Ce domaine est figuré en grisé dans le Tableau 25.

Tableau 25 : Nombre, grandeurs physiques caractéristiques et exemples de séismes pour différentes magnitudes.
En grisé, le domaine de la microsismicité ($M < 2$).

Magnitude (Mw)	Nombre de séismes naturels par an dans le monde	Durée de la rupture (s)	Glissement moyen	Longueur de la rupture	Équivalent TNT ³³	Gamme de fréquence (Hz)	Exemples
-1	–	–	0,1 mm	2 m	32 g	100-1000 Hz	Fracturation de roche en laboratoire
0	–	–	0,3 mm	10 m	1 kg	10-1000 Hz	Grenade
1	–	–	1 mm	30 m	32 kg	1-100 Hz	Explosion de chantier en génie civil
2	–	0,07	3 mm	50 m	1 t	1-100 Hz	Important tir de carrière/ mine
3	50 000	0,1	1 cm	300 m	32 t	1-100 Hz	Séisme de Bâle Géothermie (M3,4 08/12/2006)
4	5 000	0,3	2 cm	1 km	1 kt	1-100 Hz	Séisme de Vendenheim Géothermie (M3,9 26/06/2021)
5	1 500	1	5 cm	3 km	32 kt	0,01-1 Hz	Séisme de Pohang (Corée du Sud) Géothermie (M5,5 15/11/2017)
6	125	3	20 - 50 cm	10 km	1 Mt	0,01-1 Hz	Séisme de Koyna (Inde) Barrage (M6,3 11/12/1967)
7	18	15	1 – 2 m	40 -50 km	32 Mt	0,01-1 Hz	Séisme d'Haïti (M7,0 12/01/2010)
8	1	85	5 - 10 m	200 - 250 km	1 Gt	0,001-0,1 Hz	Séisme de Mexico (M8,0 19/09/1905)
9	0,04 (1 tous les 25 ans)	250	10 - 20 m	500 - 800 km	32 Gt	0,001-0,1 Hz	Séisme de Fukushima (M9,0 11/03/2011)

33 – À noter que ces énergies correspondent à des explosions en surface du sol. Ainsi, une grande partie de l'énergie se dissipe en surface (énergie thermique, phénomène de souffle) et ne se dissipe pas intégralement dans le sous-sol sous la forme de vibrations.

Intensité macrosismique

Tableau 26 : Description résumée de l'échelle d'intensité macrosismique selon l'EMS-98.

Intensité EMS	Définition	Description des effets typiques observés (résumée)
I	Non ressenti	Non ressenti.
II	Rarement ressenti	Ressenti uniquement par quelques personnes au repos dans les maisons.
III	Faible	Ressenti à l'intérieur des habitations par quelques personnes. Les personnes au repos ressentent une vibration ou un léger tremblement.
IV	Largement observé	Ressenti à l'intérieur des habitations par de nombreuses personnes, à l'extérieur par très peu. Quelques personnes sont réveillées. Les fenêtres, les portes et la vaisselle vibrent.
V	Fort	Ressenti à l'intérieur des habitations par la plupart, à l'extérieur par quelques personnes. De nombreux dormeurs se réveillent. Quelques personnes sont effrayées. Les bâtiments tremblent dans leur ensemble. Les objets suspendus se balancent fortement. Les petits objets sont déplacés. Les portes et les fenêtres s'ouvrent ou se ferment.
VI	Dégâts légers	De nombreuses personnes sont effrayées et se précipitent dehors. Chute d'objets. De nombreuses maisons subissent des dégâts non structuraux comme de très fines fissures et des chutes de petits morceaux de plâtre.
VII	Dégâts	La plupart des personnes sont effrayées et se précipitent dehors. Les meubles se déplacent et beaucoup d'objets tombent des étagères. De nombreuses maisons ordinaires bien construites subissent des dégâts modérés: petites fissures dans les murs, chutes de plâtres, chutes de parties de cheminées; des bâtiments plus anciens peuvent présenter de larges fissures dans les murs et la défaillance des cloisons de remplissage.
VIII	Dégâts importants	De nombreuses personnes éprouvent des difficultés à rester debout. Beaucoup de maisons ont de larges fissures dans les murs. Quelques bâtiments ordinaires bien construits présentent des défaillances sérieuses des murs, tandis que des structures anciennes peu solides peuvent s'écrouler.
IX	Destructions	Panique générale. De nombreuses constructions peu solides s'écroulent. Même des bâtiments bien construits présentent des dégâts très importants : défaillances sérieuses des murs et effondrement structural partiel.
X	Destructions importantes	De nombreux bâtiments bien construits s'effondrent.
XI	Catastrophe	La plupart des bâtiments bien construits s'effondrent, même ceux ayant une bonne conception parasismique sont détruits.
XII	Catastrophe généralisée	Pratiquement tous les bâtiments sont détruits.

Annexe 3. Les mécanismes à l'origine de la sismicité en géothermie

Augmentation de la pression de pore

Le mécanisme fréquemment observé dans les systèmes géothermiques est lié à l'augmentation de la pression de pore, p , directement induite par l'injection de fluide dans le sous-sol (Figure 12A et B) qui provoque une diminution de la contrainte effective ($\sigma_n - p$). Ce mécanisme peut avoir lieu quand l'injection est directement réalisée dans une faille ou fracture majeure, ou bien quand la zone d'injection est hydrauliquement connectée avec une zone de faille, par exemple à cause de la présence de couches perméables ou grâce à un réseau de fractures qui permet la diffusion du fluide loin du point d'injection. La diffusion du fluide au cours du temps depuis le point d'injection, conduit à ce que les variations de pression soient significatives à des distances croissantes. L'évolution du front de pression pendant l'injection dépendra des propriétés hydrauliques du milieu, comme la porosité et la perméabilité, mais aussi de la distribution des fractures préexistantes, qui caractérisent des couloirs préférentiels de diffusion du fluide et qui contrôlent donc la diffusion du front de pression. Cependant, le lien entre cette variation de pression dans la roche et la variation de pression mesurée dans le forage n'est pas direct, il dépend des propriétés de la roche et des fractures. Il n'est donc pas toujours évident de relier une variation de pression dans le puits à un séisme donné.

Ce mécanisme est à la base des opérations de stimulation hydraulique pour augmenter la perméabilité des réservoirs.

Mécanismes poroélastiques et thermoélastiques

Dans certains cas, la sismicité induite dans les projets géothermiques n'est pas une conséquence directe des effets de diffusion du fluide, mais elle est plutôt liée aux variations de l'état de contraintes $\Delta\sigma$ dans le sous-sol dues à des mécanismes **poroélastiques** (Figure 12 C, D et E). La zone du réservoir directement impactée par des variations de pression interstitielle subira aussi des déformations volumétriques dues à la contraction (extraction de fluide) ou à l'expansion (injection de fluide) du réservoir (Buijze et al., 2019a). Cette déformation poroélastique entraîne des variations de l'état de contrainte (contraintes poroélastiques) dans le réservoir ainsi que dans la roche environnante, pouvant déstabiliser des structures préexistantes à distance du point d'injection et de la zone directement impactée par les variations de pression (e.g. Segall and Lu, 2015; Zbinden et al., 2020b). Le déclenchement de sismicité par ces effets poroélastiques se traduit dans l'équation (1) par une augmentation de la contrainte de cisaillement τ , chargeant la faille et une diminution de la contrainte normale (σ_n).

Le déclenchement de la sismicité par des mécanismes **thermoélastiques** est comparable à celui des mécanismes poroélastiques, avec dans ce cas une part des déformations volumiques du réservoir et de la roche environnante induite par des variations de température préférentiellement dans la zone d'injection où le contraste thermique est le plus fort (Figure 12 D). Comme pour les mécanismes poroélastiques, l'occurrence de la sismicité ne nécessite pas une connexion hydraulique directe. Le phénomène de contraction de la roche, dû à l'interaction entre un fluide froid et le réservoir chaud, entraînant une réduction de la contrainte normale agissant le long des fractures préexistantes, facilite le glissement et, donc, l'occurrence d'événements microsismiques le long des structures favorablement orientées et déjà dans un état de contrainte critique (Majer et al., 2007). Ce dernier mécanisme est à la base des opérations de stimulation thermique employées dans plusieurs systèmes géothermiques pour augmenter la perméabilité des réservoirs.

Ainsi, la sismicité peut avoir lieu en l'absence de connexion hydraulique directe entre la zone d'injection et la zone de nucléation des événements sismiques. D'autre part, les événements induits eux-mêmes provoquent des variations de contrainte qui peuvent en déclencher d'autres (Schoenball et al., 2012).

Altération des propriétés mécaniques de la faille

Les différentes opérations d'un projet de géothermie profonde peuvent engendrer ces différents processus menant à la rupture de la faille et donc au séisme. L'injection de fluides dans le sous-sol peut entraîner une altération géochimique de la matrice rocheuse ainsi que de la surface des fractures préexistantes, induisant une variation des propriétés de la roche. Le déclenchement d'évènements microsismiques peut donc avoir lieu quand les altérations chimiques (Figure 12F, G) entraînent une réduction de la cohésion ou du frottement de la roche (e.g. Buijze et al., 2019a; Majer et al., 2007). Ce type de mécanisme est à la base des opérations de stimulation chimique souvent utilisées pour améliorer la perméabilité du réservoir, notamment à proximité du point d'injection (e.g. Nami et al., 2008).

Cela peut se traduire dans l'équation (1) par une diminution du coefficient de friction, μ , ou de la cohésion τ_0 .

Annexe 4. Liste des incidents sismiques recensés à l'échelle européenne

Tableau 27 : Description des incidents sismiques recensés à l'échelle européenne et quand l'information est disponible description des dommages et répercussions pour le projet. Classement par ordre alphabétique des pays concernés.

Pays	Nom du site	Date	Magnitude	Dommages engendrés	Répercussions
Allemagne	Insheim	9 avril 2010	2,3	Néant	Nombreuses secousses sismiques ressenties par la population jusqu'à environ 10 km.
Allemagne	Landau	15 août 2009	2,7	La plupart des plaintes (63 au total) ont été classées sans suite. Pour 12 plaintes, la responsabilité de l'exploitant n'a pas été exclue, les personnes ont été en conséquence indemnisées entre 200 et 1200 € suivant les cas.	Un groupe d'experts a été mandaté pour étudier le séisme à l'initiative du ministère de l'environnement, des forêts et de la protection des consommateurs de l'État de Rhénanie-Palatinat. Il a été chargé de décrire, d'analyser et d'évaluer l'évènement, d'évaluer les causes possibles et d'élaborer des recommandations concernant les opérations futures. Mise en place d'un système d'écoute sismique.
Allemagne	Unterhaching	8 juillet 2008	2,4	Néant	Déploiement d'un réseau sismique local dédié. Réglementation dans la région métropolitaine de Munich modifiée, imposant l'installation d'au moins un sismomètre par site géothermique (en cas de séisme local de ML \geq 1,5, quatre stations supplémentaires au minimum sont exigées).
Belgique	Balmatt	23 juin 2019	2,1	–	Évènement ressenti par la population locale. Les opérations sur le site ont été arrêtées pendant environ 1 an suite à l'occurrence de la sismicité.
France	Soultz-sous-Forêt	11 juin 2003	2,9	46 plaintes recensées. À notre connaissance, une seule plainte a abouti pour le remboursement d'un miroir (Com. Pers. ES-Géothermie).	Réalisation d'une enquête macrosismique. Publication d'articles dans la presse locale.
France	Vendenheim	26 juin 2021	3,9	Nombreuses plaintes déposées par les riverains.	Demande de la préfecture de Strasbourg d'arrêter définitivement le projet. Un groupe d'experts a été mandaté par la DREAL Grand Est pour investiguer les causes de la sismicité et élaborer des recommandations.
Islande	Hellisheiði (Húsmúli)	2011	3,9	Néant	Secousses ressenties par la population.
Italie	Latera	1980	2,9	–	–
Italie	Torre Alfina	1977	3,0	–	–
Italie	Cesano	1978	2,0	–	–

Pays	Nom du site	Date	Magnitude	Domages engendrés	Répercussions
Pays-Bas	Californië	3 septembre 2018	1,7	–	–
Royaume-Uni	Carharrack (UDDPG)	30 septembre 2020	1,6	–	–
Suisse	Bâle	8 décembre 2006	3,4	L'assurance de l'opérateur a payé 7 million CHF (francs suisse, environ 6.5 millions d'euro) de compensation pour les dommages qui ont été attribués au séisme. Nombreuses plaintes déposées par les riverains.	Commission d'une étude par le canton de Bâle, soutenue par le gouvernement suisse pour analyser le risque sismique associé à la continuation et au développement du projet géothermal. Arrêt du projet.
Suisse	Saint-Gall	20 juillet 2013	3,5	120 plaintes recensées pour dégâts matériels légers (fissures).	Arrêt du projet (pas seulement du à la sismicité mais aussi à sa viabilité économique)

Annexe 5. Synthèse des cas d'études analysés

Des informations plus détaillées sur les cas d'études analysés dans ce guide (section 4.2 et le chapitre 5) sont données dans la présente annexe. Ces cas d'études sont organisés ici en fonction du type de système géothermique. Pour une description plus approfondie des projets sélectionnés, notamment dans les systèmes géothermiques à contrôle mixte et contrôlés par failles et fractures, le lecteur peut se référer au rapport d'étude de (De Santis et al., 2021) dont une mise à jour est en cours d'édition par l'Ineris.

5.A. Systèmes contrôlés par porosité matricielle

Tableau 28 - Liste des projets géothermiques des systèmes contrôlés par porosité matricielle sélectionnés.

Projet	Bassin	Pays	Technologie d'exploitation	M _{max}
Aubervilliers	Bassin parisien	France	Site non-EGS	Aucune sismicité observée
Cachan		France		
Créteil		France		
Ivry-sur-Seine		France		
Orly		France		
Bleiswijk	Bassin ouest des Pays-Bas	Pays-Bas		
Neubrandenburg	Bassin nord-allemand	Allemagne		
Neustadt-Glewe		Allemagne		
Waren		Allemagne		
Margrethholm	Bassin danois	Danemark		
Thisted		Danemark		

5.A.A. Bassin parisien

Le Bassin parisien est un bassin sédimentaire intracratonique qui occupe une surface d'environ 110 000 km² dans le Nord de la France. La formation ciblée par les opérations géothermiques est l'aquifère du Dogger composé de plusieurs unités de roches carbonatées et situé entre 1,5 et 2 km de profondeur, avec des températures du fluide géothermique entre 55 et 80 °C (Lopez et al., 2010). Le Dogger est séparé du socle granitique par une couche épaisse de schistes argileux (shales). La perméabilité dans le réservoir est principalement contrôlée par la porosité de la matrice rocheuse plutôt que par fracturation du milieu (Buijze et al., 2019a). Le bassin est entrecoupé par un réseau de failles normales d'orientation N-S, avec un régime de contrainte variable entre normale et en décrochement. La sismicité naturelle est très faible avec aucun séisme enregistré dans un rayon de 50 km autour de Paris (Evans et al., 2012).

L'exploitation du Bassin parisien pour la production de chaleur a commencé au début des années 1970. La plupart des projets géothermiques se concentrent en Île-de-France où une cinquantaine de sites, entre doublets et triplets, sont actuellement en opération. Grâce à la bonne perméabilité du réservoir, les puits ne nécessitent pas de stimulations hydrauliques, cependant des acidifications sont quasi systématiquement employées avant la mise en opération (Buijze et al., 2019a). Depuis le début des opérations sur le Bassin parisien, aucun événement sismique n'a été enregistré en lien avec les sites géothermiques. Il convient de remarquer que les sites géothermiques du Bassin parisien ne sont pas équipés de réseaux sismiques dédiés. Dans le guide, cinq projets situés dans le Bassin parisien ont été sélectionnés, il s'agit des sites d'Aubervilliers, Cachan, Créteil, Ivry-sur-Seine et Orly.

5.A.B. Bassin nord-allemand

Les trois projets sélectionnés dans le bassin nord-allemand sont les sites géothermiques de Neubrandenburg, Neustadt-Glewe et Waren au nord-est du pays, qui exploitent tous un aquifère sédimentaire, principalement composé de grès caractérisés par une très haute porosité (Buijze et al., 2019a). L'aquifère ciblé par les opérations géothermiques est séparé du socle par une couche épaisse de dépôts de sel qui pourrait isoler hydrauliquement et découpler mécaniquement les unités de la section sus-jacente du socle (Evans et al., 2012). La sismicité naturelle dans la zone est très faible avec aucun évènement sismique observé dans un rayon de 40 km autour des sites géothermiques (Evans et al., 2012).

La production de chaleur sur les trois sites sélectionnés, encore aujourd'hui en opération, a démarré dans les années 1980. L'exploitation de la ressource géothermale s'organise par doublet, avec les forages à des profondeurs variables entre 1 et 2,5 km. Les températures de production atteignent 99 °C à Neustadt-Glewe, 62 °C à Waren et 54 °C à Neubrandenburg (Evans et al., 2012). Aucune stimulation n'est employée pour ces doublets, mis à part des acidifications pour le nettoyage des dépôts de forage. Les doublets sont mis en circulation à des débits maximaux variables entre environ 14 et 31 l/s et des surpressions sur le réservoir entre 0,8 et 6 MPa (Evans et al., 2012).

Aucune sismicité n'a été observée en lien avec les opérations géothermiques du bassin nord-allemand. Comme pour le Bassin parisien, les projets du bassin nord-allemand ne sont pas équipés de réseaux sismiques dédiés.

5.A.C. Margrethholm et Thisted (bassin danois)

Les deux projets géothermiques sélectionnés dans le bassin danois sont les sites de Margrethholm et Thisted, localisés respectivement à l'est et au nord-ouest du Danemark, qui exploitent la ressource géothermale pour la production de chaleur. La sismicité naturelle autour des deux sites est faible (Buijze et al., 2019a; Evans et al., 2012). Les deux projets visent des aquifères sédimentaires poreux et perméables composés principalement de grès pour le site de Thisted et de grès imbriqués dans des couches d'argile dans le cas de Margrethholm (Buijze et al., 2019a). Sur le site de Thisted, le fluide géothermal est produit à une température de 44 °C, le doublet présente une profondeur d'environ 1,2 km, avec un débit de circulation d'environ 56 l/s, pour des pressions de réinjection de 1,7 MPa. Dans le cas de Margrethholm, les forages du doublet atteignent le socle à une profondeur d'environ 2,5 km où la température du réservoir est estimée à 73 °C ; le fluide est mis en circulation à un débit de 65 l/s et réinjecté à une pression d'environ 6 MPa (Evans et al., 2012).

Comme pour les autres projets géothermiques des systèmes contrôlés par porosité matricielle, aucune sismicité n'a été observée en lien avec les opérations sur les sites de Margrethholm et Thisted.

5.B. Systèmes à contrôle mixte

Tableau 29 - Liste des projets géothermiques des systèmes à contrôle mixte.

Projet	Bassin	Pays	Technologie d'exploitation	M _{max}	Date M _{max}
Altheim	Bassin molassique	Allemagne	Site non-EGS	Aucune sismicité reportée	
Simbach-Braunau		Allemagne			
Geinberg		Autriche			
Pullach		Allemagne		0,4	22/02/2015
Kirchstockach		Allemagne		0,8	2012
Sauerlach		Allemagne		1,2	2014
Dürrnhaar		Allemagne		1,3	2016
Poing		Allemagne		2,1	07/12/2016
Unterhaching		Allemagne		2,4	03/07/2008
Saint-Gall		Suisse		3,5	20/07/2013
Bruchsal	Fossé rhénan	Allemagne		Aucune sismicité reportée	
Riehen		Suisse			
Californië	Graben de la Ruhr	Pays-Bas		1,7	03/09/2018
Balmatt		Belgique		2,2	23/06/2019

5.B.A. Bruchsal (Allemagne) et Riehen (Suisse)

Le graben du fossé rhénan héberge plusieurs projets géothermiques de nature différente qui exploitent soit les couches sédimentaires de grès et carbonates fracturés ou le socle granitique sous-jacent. Entre les projets visant les réservoirs sédimentaires, nous avons sélectionné dans le présent rapport les sites géothermiques de Bruchsal (Allemagne) et Riehen (Suisse) (Tableau 29) qui ciblent des réservoirs composés respectivement de grès fracturés et de roches carbonatées (principalement calcaire et dolomie fracturés) (e.g. Buijze et al., 2019b; Evans et al., 2012; Vidal and Genter, 2018). Le site de Riehen, localisé dans le sud du fossé rhénan à environ 5 km du site EGS de Bâle (voir section sur le fossé rhénan dans la partie sur les systèmes contrôlés par failles et fractures), se trouve dans une zone où le niveau d'activité sismique naturelle est considéré modéré. En revanche, le niveau de sismicité naturelle dans la zone du site de Bruchsal, localisé dans la partie est du fossé rhénan, est considéré faible, même si plusieurs événements sismiques modérés avec des magnitudes maximales de 3,3 ont été observés dans la zone depuis 1970 (Evans et al., 2012).

Le site de Bruchsal est le plus ancien projet géothermique de ce graben où le premier puits a été foré en 1983 (Evans et al., 2012). Ce site, initialement destiné à la production de chaleur, a été adapté pour la cogénération (à savoir production à la fois de chaleur et électricité) à partir des années 2000 (Herzberger et al., 2010). Le doublet atteint des profondeurs de 2 km pour le puits de réinjection et de 2,5 km pour ceux de production, avec les deux puits traversant un réservoir très fracturé et caractérisé par la présence de zones de faille (Evans et al., 2012 ; Herzberger et al., 2010). Le fluide géothermique est produit à l'aide d'une pompe qui permet un débit de production d'environ 24 l/s, avec une température d'environ 120°C du fluide extrait. Le fluide refroidi est réinjecté dans la formation par gravité, ce qui induit une surpression sur le réservoir d'environ 0,5 MPa (Evans et al., 2012).

Le doublet de Riehen, visant à la production de chaleur, atteint des profondeurs plus faibles par rapport à ceux de Bruchsal, avec les puits de production et réinjection forés respectivement à 1,5 et 1,2 km (Evans et al., 2012). Comme pour le site de Bruchsal, le réservoir ciblé par les opérations géothermiques sur le site de Riehen est traversé par des

nombreuses zone de fracturation et le fluide géothermale est circulé sans faire recours à des opérations de stimulation (Meixner et al., 2016). Entre 2010 et 2014, l'installation d'une nouvelle pompe de production a permis d'augmenter le débit de circulation à 23 l/s, pour une température de production de 66 °C (Link et al., 2019).

Aucune activité sismique n'est associée aux opérations géothermiques sur les sites de Bruchsal et Riehen.

5.C. Systèmes contrôlés par failles et fractures

Tableau 30 - Liste des projets géothermiques des systèmes contrôlés par failles et fractures.

Contexte	Projet	Bassin	Pays	Technologie d'exploitation	M _{max}	Date M _{max}
Contexte de domaine en extension	Rittershoffen	Fossé rhénan	France	Site EGS	1,6	02/07/2013
	Insheim		Allemagne		2,1	20/10/2013
	Landau		Allemagne		2,7	15/08/2009
	Soultz-sous-Forêts		France		2,9	10/06/2003
	Bâle		Suisse		3,4	08/12/2006
	Vendenheim		France		3,9	26/06/2021
	Desert Peak	Great Basin	États-Unis	Champ EGS	1,7	?
	Salton Sea	Salton Trough	États-Unis	Champ non-EGS	5,1	2005
	North Brawley		États-Unis		5,4	26/08/2012
	Pohang	Pohang basin	Corée du Sud	Site EGS	5,5	15/11/2017
Contexte pétrothermal de socle	Otaniemi	Bouclier fennoscandien	Finlande	Site EGS	1,9	08/07/2018
	Paralana	Poontana basin	Australie		2,5	13/07/2011
	Jolokia	Cooper basin	Australie		1,6	07/03/2011
	Habanero		Australie		3,7	14/11/2003
Contexte plutonique	Cesano	Toscane-Latium	Italie	Champ non-EGS	2	?
	Latera		Italie		2,9	09/12/1984
	Torre Alfina		Italie		3	?
	Larderello		Italie		3,2	?
	The Geysers	Geysers	États-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	Iceland Volcanic Zones	Islande	Champ non-EGS	3,2	
	Krafla				2,2	?
	Reykjanes			Champ EGS et non-EGS	3	2006
	Hellisheiði				4	2011
	Newberry	-	États-Unis	Site EGS	2,4	?

5.C.A. Bouillante

La centrale géothermique de Bouillante, gérée par la société Géothermie Bouillante, est située dans la commune de Bouillante en Guadeloupe, sur Basse Terre non loin du volcan de la Soufrière (<https://www.geothermies.fr/outils/operations/la-centrale-geothermique-de-bouillante-guadeloupe>). Cette centrale géothermique a une capacité globale de 15,5 MW électriques répartie sur les deux unités de production qui la composent : Bouillante 1 et Bouillante 2. Bouillante 1 a une capacité de 4,5 MW électriques et peut produire 30 GWh par an. Elle a été mise en service en 1986 par EDF, a été reprise par CFG Services en 1995 et a été complètement rénovée en 2013. Bouillante 2, mise en service en 2005, présente une puissance installée de 11 MW électriques. Les deux unités qui composent la centrale géothermique sont alimentées en vapeur grâce à 2 puits de production qui permettent d'exploiter un fluide à 250-260 °C prélevé au sein d'un réservoir, à une profondeur comprise entre 500 et 1 000 m. Le champ captant produit une eau géothermale diphasique en tête de puits avec environ 10% de vapeur et à une pression de l'ordre de 20-25 bars-g selon les puits (Marquand et al., 2014). Depuis 2015, une partie des fluides produits est réinjectée dans le sous-sol grâce à un forage de réinjection. Le reste est rejeté en mer avec l'eau du système de refroidissement de la centrale, constituée d'eau de mer, via un canal de rejet.

Dans les années soixante-dix, 4 forages verticaux profonds (BO-1, 2, 3 et 4) ont été réalisés. À partir de 2000, un projet d'extension des activités géothermiques a été mis à l'étude pour augmenter les capacités installées : 3 nouveaux puits déviés ont alors été forés (BO-5, 6 et 7). Seul le puit BO-2, d'une profondeur de 350 m, a alimenté la première unité de la centrale jusqu'en 2005. Aujourd'hui, ce sont les forages BO-5 et 6 qui approvisionnent les 2 unités de production de la centrale géothermique. Le puits BO-2 est utilisé pour la réinjection partielle des fluides de production et les puits BO-4 et BO-7 sont des puits d'observation³⁴.

Le réservoir visé se trouve dans un substratum volcanique andésitique situé à la jonction de 2 systèmes de failles régionaux, un glissement sinistral NW-SE et des failles d'orientation E-W (Calcagno et al., 2012). Dans le champ géothermique, les failles d'orientation E-W forment un horst et un graben. Le fluide géothermique résulte du mélange d'environ 58 % d'eau de mer avec 42 % d'eau douce (Millot et al., 2010). Les gaz incondensables, principalement le CO₂, sont faibles (< 0,1 % en masse). Le réservoir a une perméabilité de fracture (Lachassagne et al., 2009).

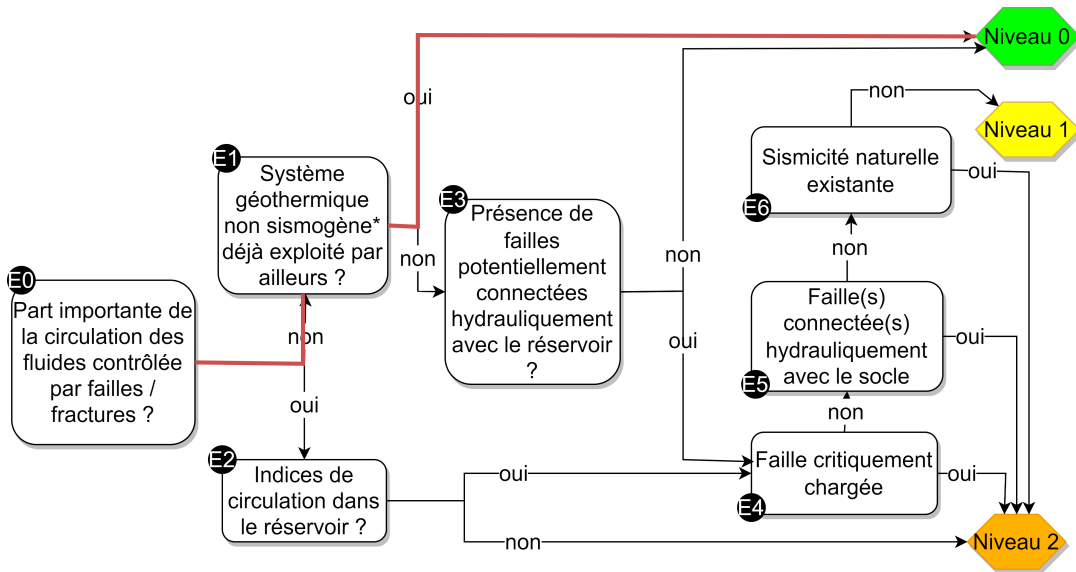
La stimulation du réservoir a été surveillée en 1998 et aucune sismicité induite n'a été détectée. Un réseau de stations sismologiques à large bande, constitué de 5 stations située autour des puits de production, a été installé en 2004. Le dépouillement et l'analyse des données récoltées a démontré qu'aucune sismicité significative n'a pu être mise en relation avec l'exploitation géothermique entre août 2004 et mars 2009. En 2009, la localisation des stations a légèrement évolué. En 2010 un état des lieux des stations a mené à une réhabilitation du réseau, en prévision de la réinjection du fluide géothermal, qui s'est terminée en août 2011. Cependant, entre 2011 et 2012 la qualité du réseau est moindre à cause d'inondations et du vol de panneaux solaires. La surveillance de la sismicité a continué malgré tout jusqu'en 2018, date à laquelle le réseau a cessé d'être fonctionnel. Au vu de l'absence de sismicité induite, même pendant la réinjection, il a été décidé de ne pas remplacer ce réseau.

³⁴ – Pour plus d'information sur la centrale de Bouillante voir <https://www.geothermies.fr/outils/operations/la-centrale-geothermique-de-bouillante-guadeloupe>.

Annexe 6. Application de l'estimation du niveau d'aléa pour les cas d'études

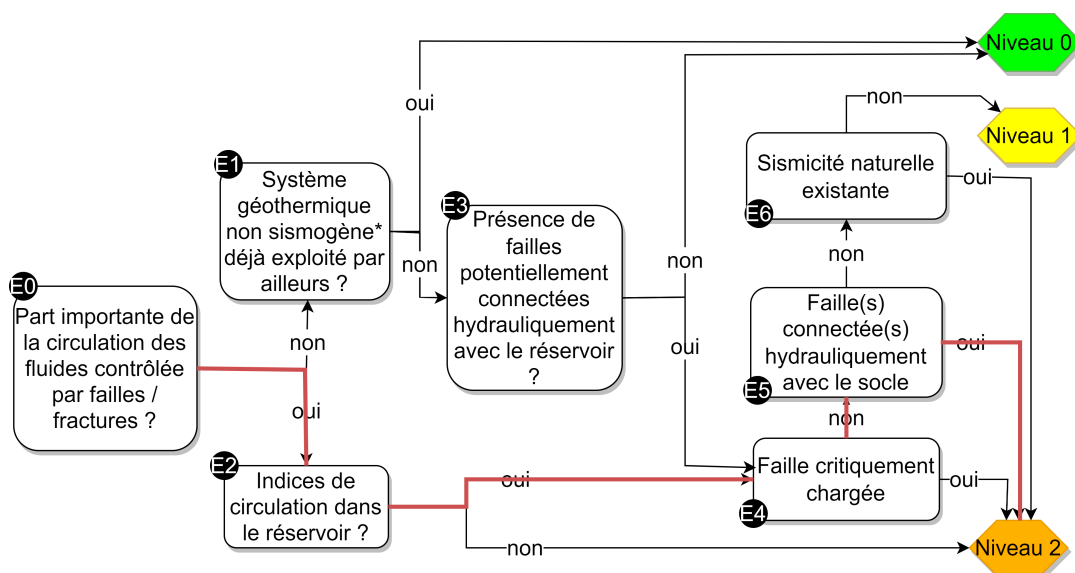
6.A. Cachan (GCA1)

6.A.A. Évaluation initiale de l'aléa pour Cachan



6.B. Bruschal (GB II)

6.B.A. Évaluation initiale de l'aléa pour Bruschal



6.B.B. Évaluation de l'aléa post-forage pour Bruschal

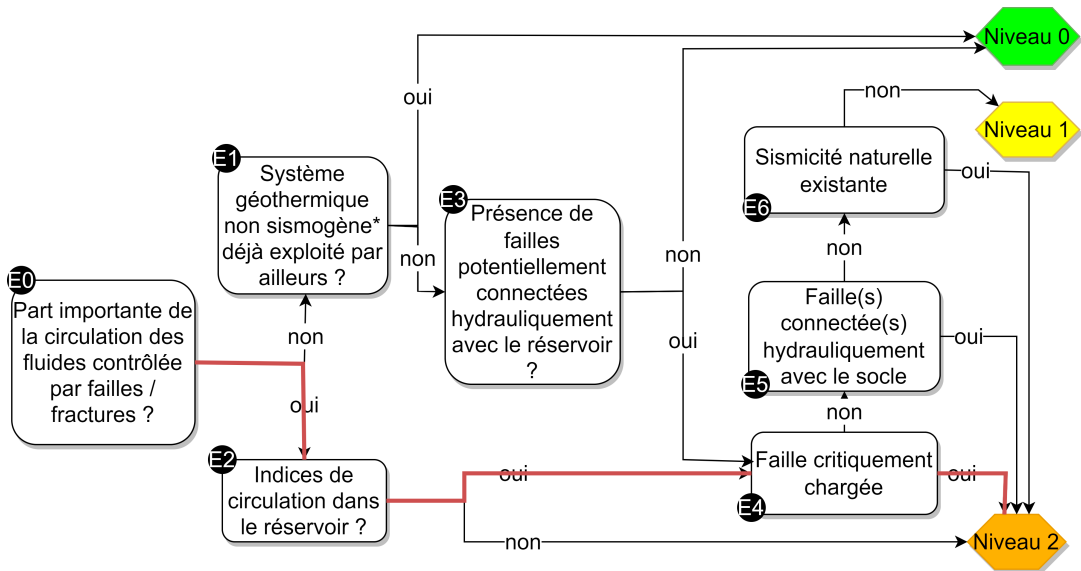
F0 - Faille critiqueusement chargée	F1 - Microsismicité pendant le forage	F2 - Indice d'injectivité «insuffisant»	Niveau
oui	oui	oui	3
		non	2
	non	oui	2
		non	2
non	oui	oui	2
		non	2
	non	oui	Si technologies EGS 2, sinon 1
		non	1

6.B.C. Évaluation de l'aléa au cours de l'exploitation pour Bruschal

Initialement le niveau d'aléa reste celui établi précédemment soit un niveau de 2. Après 5 ans d'exploitation sans sismicité induite observée ce niveau passe à 1. Après 10 ans, il passe à 0.

6.C. Unterhaching (Gt Uha2)

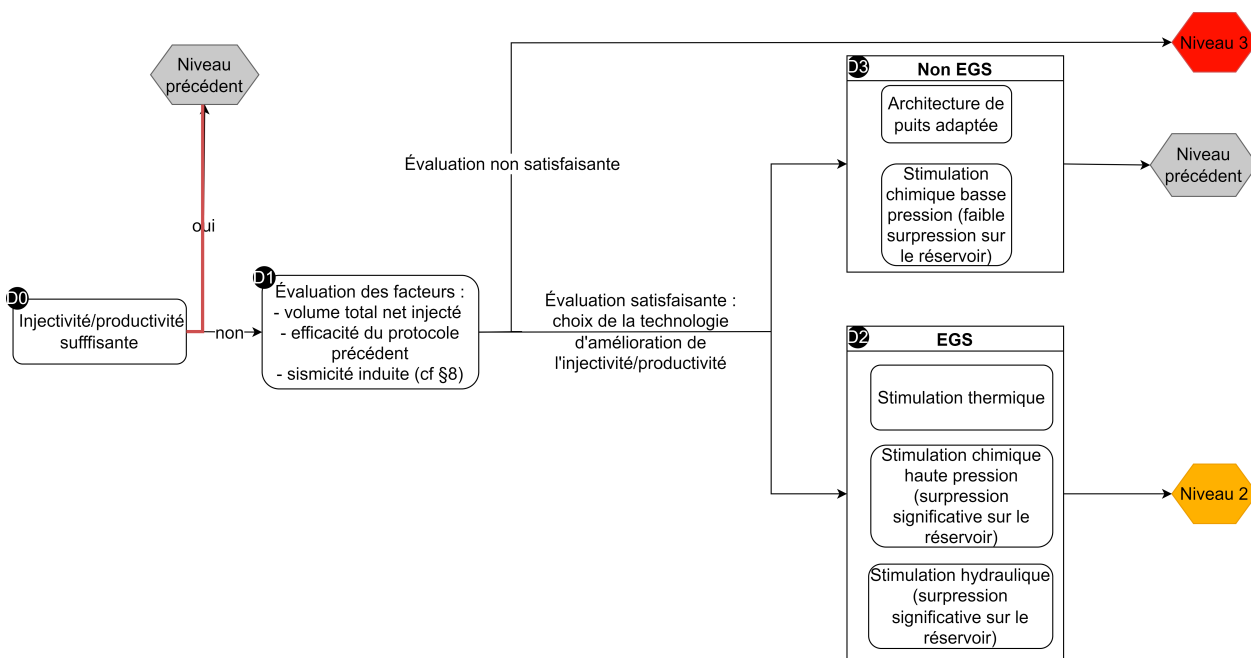
6.C.A. Évaluation initiale de l'aléa pour Unterhaching



6.C.B. Évaluation de l'aléa post-forage pour Unterhaching

F0 - Faille critique ment chargée	F1 - Microsismicité pendant le forage	F2 - Indice d'injectivité «insuffisant»	Niveau
oui	oui	oui	3
		non	2
	non	oui	2
		non	2
non	oui	oui	2
		non	2
	non	oui	Si technologies EGS 2, sinon 1
		non	1

6.C.C. Évaluation de l'aléa post-développement pour Unterhaching



Le niveau précédent est le niveau 2.

6.C.D. Évaluation de l'aléa au regard de la connectivité inter-puits pour Unterhaching

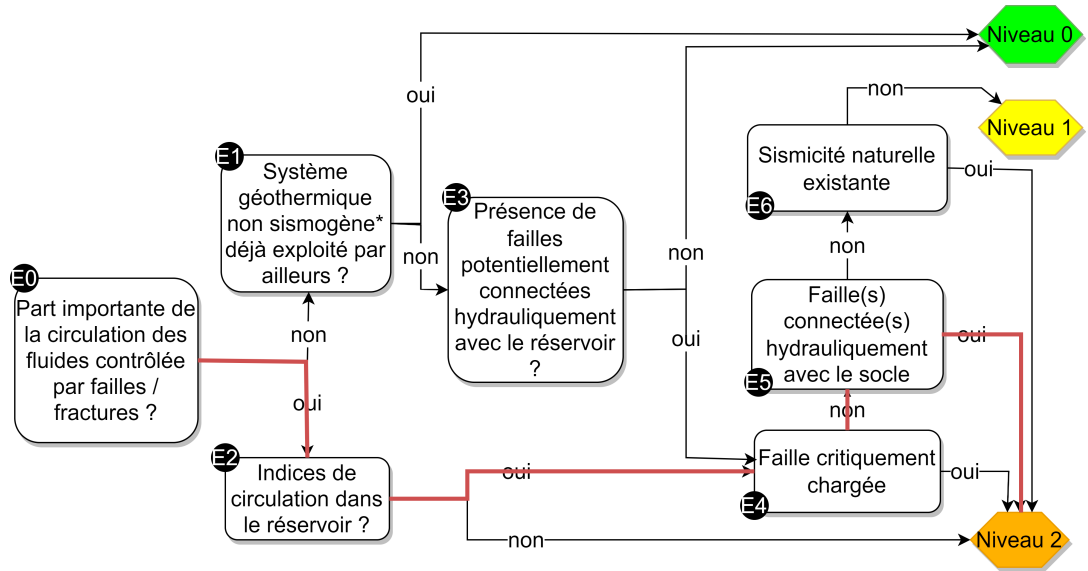
Bonne connectivité => Niveau précédent qui est le niveau 2.

Évaluation de l'aléa au cours de l'exploitation pour Unterhaching

Suite à l'incident sismique de 2008, il n'y a plus eu de sismicité induite notable. 10 ans après cet incident le niveau d'aléa passe à 0.

6.D. Soultz (GPK3)

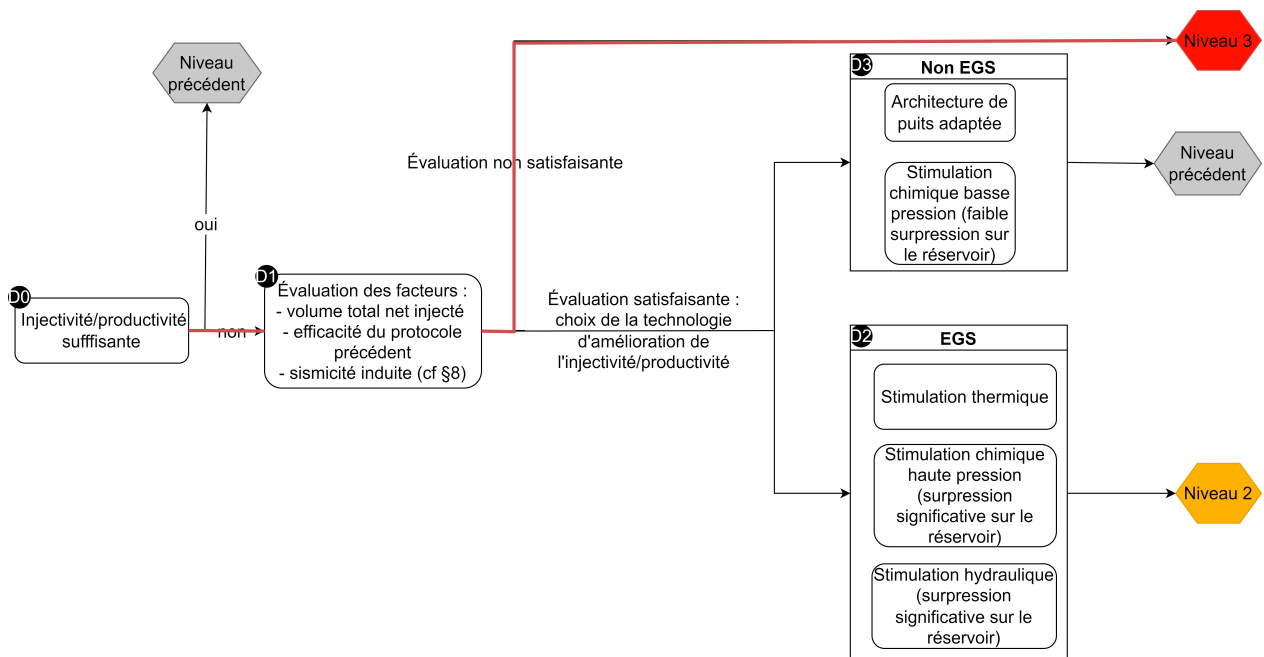
6.D.A. Évaluation initiale de l'aléa pour Soultz-Sous-Forêts



6.D.B. Évaluation de l'aléa post-forage pour Soultz-sous-Forêts

F0 - Faille critique ment chargée	F1 - Microsismicité pendant le forage	F2 - Indice d'injectivité «insuffisant»	Niveau
oui	oui	oui	3
		non	2
	non	oui	2
		non	2
non	oui	oui	2
		non	2
	non	oui	Si technologies EGS 2, sinon 1
		non	1

6.D.C. Évaluation de l'aléa post-développement pour Soultz-Sous-Forêts



Un séisme induit de magnitude M2.9 s'est produit à la fin de la stimulation de 2003. En conséquence un niveau d'aléa de 3 est défini. Ce niveau d'aléa aurait entraîné une pause dans les opérations pour réaliser une analyse de l'évènement et des opérations y ayant mené. Le programme des travaux aurait dû être adapté pour ne pas solliciter trop fortement le réservoir par la suite et redescendre en niveau d'aléa 2.

6.D.D. Évaluation de l'aléa au regard de la connectivité inter-puits pour Soultz-sous-Forêts

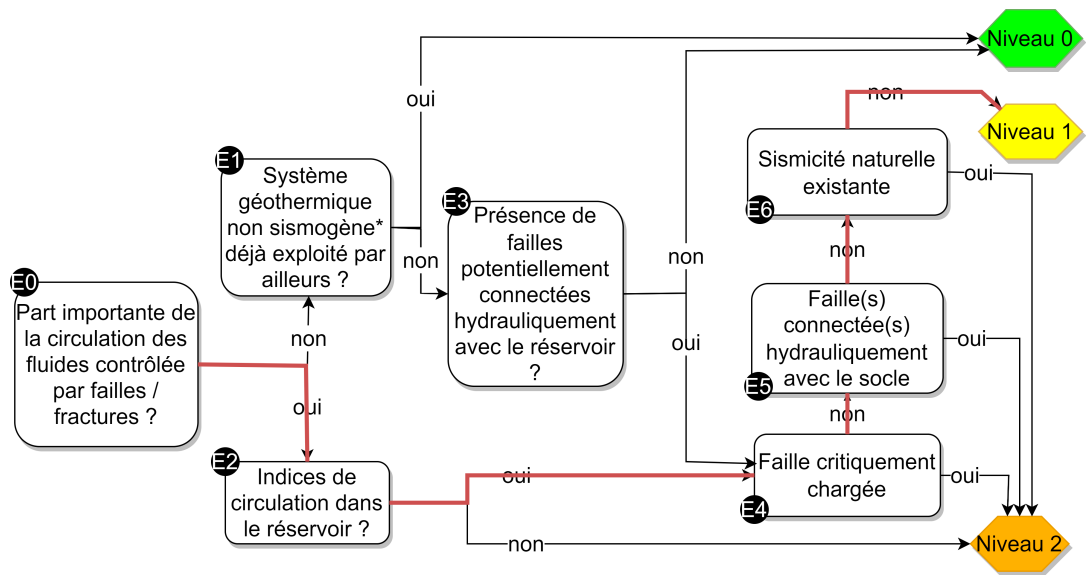
Bonne connectivité => Niveau précédent qui est le niveau 2.

Évaluation de l'aléa au cours de l'exploitation pour Soultz-sous-Forêts

Pas d'incident sismique donc le niveau d'aléa passe à 1 après 5 ans d'exploitation. Cependant, comme de la microsismicité reste observée le projet reste en niveau 1, un réseau de surveillance reste nécessaire.

6.E. Bouillante (B02)

6.E.A. Évaluation initiale de l'aléa pour Bouillante



6.E.B. Évaluation de l'aléa post-forage pour Bouillante

F0 - Faille critique ment chargée	F1 - Microsismicité pendant le forage	F2 - Indice d'injectivité «insuffisant»	Niveau
oui	oui	oui	3
		non	2
	non	oui	2
		non	2
non	oui	oui	2
		non	2
	non	oui	Si technologies EGS 2, sinon 1
		non	1

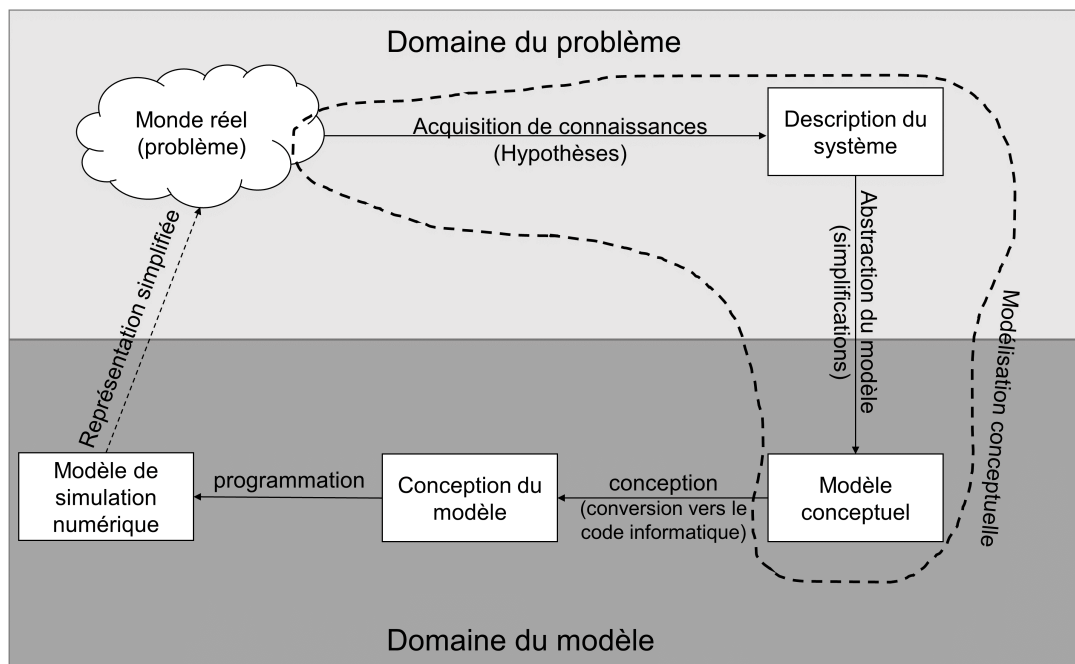
6.E.C. Évaluation de l'aléa au cours de l'exploitation pour Bouillante

Initialement le niveau d'aléa pour le projet dans son ensemble est celui établi précédemment soit un niveau de 2 car des technologies EGS ont été utilisées pour le forage B04. Après 10 ans d'exploitation sans sismicité induite observée ce niveau passe à 0.

Annexe 7. Description détaillée des modèles nécessaires à l'évaluation du comportement du réservoir et au pilotage de l'exploitation, traitement de l'incertitude

7.A. Modèle conceptuel de réservoir

Les modèles conceptuels de réservoir (Mortensen et Axelsson, 2013) intègrent l'ensemble des connaissances qui permettent d'expliquer son fonctionnement, expliquant l'origine de la chaleur et du fluide ainsi que leurs modes de transfert à travers le massif rocheux et leurs exutoires. De fait, ils intègrent les connaissances géologiques (lithologiques et structurales), hydrogéologiques, géomécaniques et thermiques, ainsi que l'ensemble des incertitudes sur ces paramètres. Il est ainsi recommandé que l'opérateur ait **un ou plusieurs modèles conceptuels du réservoir ciblé, évolutif avec l'acquisition de nouvelles connaissances**, qui servira de base à toute simulation numérique ou calcul analytique, et permettra ainsi de garder une cohérence entre les différents modèles physiques (hydrogéologiques, thermiques et/ou géomécaniques).



7.B. Modèle géologique

Le modèle géologique est une représentation en trois dimensions du réservoir et de son environnement. Il est construit à partir de toutes les informations disponibles en surface et en subsurface, telles que : la nature des ensembles géologiques (type de roche), leurs relations géométriques (stratification, intrusions...) et structurales (failles, plis...), et potentiellement leur caractéristiques pétrophysiques (porosité, perméabilité). Les sources d'information sont multiples, qu'elles soient d'ordre géologique (relevés de terrain, construction d'un schéma structural, description de carottes, cartes géologiques...), géophysiques (interprétation sismique et gravimétrie...), ou autres (géochimiques...).

Dans le cadre de la prévention de la sismicité induite, une attention particulière doit être donnée au réseau de failles/fractures, détectées ou supposées, en précisant, lorsque cela est possible, leurs caractéristiques géométriques (direction, extension latérale et verticale, pendage, épaisseur, sous-fracturation associée), leur mode de formation (cinématique en lien avec l'histoire géologique de la région), les relations entre les failles d'un même réseau (hiérarchisation), la nature de leur remplissage, leur taille, etc.

7.C. Modèle hydraulique ou hydrothermique

En addition des paramètres utiles à la gestion de l'exploitation géothermique, tels que l'estimation des volumes et températures exploitables au cours du temps, les modèles de réservoir permettent d'évaluer l'évolution de la pression (et possiblement de la température) dans le réservoir avec les débits injectés et produits au cours des différentes opérations. La prédiction de ces pressions, et en particulier leur variation dans l'espace et dans le temps, sont un des facteurs clés de la prévention des incidents sismiques. Les modèles hydrauliques ou hydro-thermiques permettront une évaluation des variations de pression engendrées par les différentes opérations, qui seront à ajuster pour éviter les valeurs critiques au regard du contexte géomécanique (cf. 7.2.1.3).

Quel que soit le type système visé, il est recommandé de disposer d'un modèle de réservoir, avec une approche adaptée au contexte géothermal. Une attention particulière doit être portée aux failles, qu'elles fonctionnent en barrière hydraulique ou au contraire en drain privilégié. Ces modèles sont idéalement calibrés sur les essais hydrauliques réalisés³⁵ (essais de puits, essais de circulation sur doublet, essais d'interférences...) et intègrent explicitement la géométrie du réservoir (notamment les failles si celles-ci contrôlent les écoulements). Les simulations intègrent le programme des opérations et tiennent compte de leur complexité : un calcul simple suffira si aucune stimulation n'est prévue, mais si une ou des stimulations sont planifiées, ces modèles devront tenir compte de l'effet cumulé des différentes opérations et de leur cinétique. Dans le cas où des variations de température fortes seraient attendues, un modèle couplé hydro-thermique est fortement conseillé. Lorsque le site est situé à proximité d'autres exploitations, et que des interférences sont possibles, il est recommandé de réaliser également des modèles multi-sites afin de considérer l'effet cumulé potentiel des opérations sur ces différents sites.

7.D. Analyse géomécanique

L'estimation de la susceptibilité des failles au glissement résulte d'une analyse géomécanique du réservoir lorsque celui-ci est caractérisé par la présence de failles. Comme expliqué dans la section 3.3.1, la susceptibilité des failles à cisailer est intimement liée aux contraintes qui leur sont appliquées ainsi qu'à leur comportement mécanique.

³⁵ – Un soin particulier doit être apporté à l'interprétation de ces essais, notamment lorsque le milieu est caractérisé par une perméabilité de failles/fractures.

Afin d'évaluer cette susceptibilité, différentes méthodes existent, plus ou moins complexes, depuis la solution analytique relativement simple aux simulations numériques intégrant les couplages thermo-hydro-mécaniques. Il est à noter que plus la méthode sélectionnée sera complexe, plus le nombre de variables à paramétrer sera grand et donc le modèle complexe à calibrer. Le choix de la méthode à employer résulte d'un avis d'expert sur un bon équilibre guidé par la connaissance du réservoir et de ses caractéristiques au moment des calculs.

Avant toute modélisation numérique, une première évaluation par une méthode analytique permet souvent d'avoir des premiers ordres de grandeur corrects.

La méthode dite du *slip tendency* ou tendance au glissement est une approche qui permet de faire une première évaluation de la susceptibilité des failles au glissement (e.g. Moeck et al., 2009), et ce, pour l'ensemble des directions structurale. En particulier, au moins pour le calcul initial en phase d'exploration, il est recommandé d'effectuer ce calcul pour toutes les directions possibles de failles et pas uniquement pour les directions identifiées. En effet, il est très difficile d'identifier toutes les structures lors de cette phase et certaines directions peuvent être manquées.

Il est recommandé comme pour les modèles précédents de refaire ce calcul avec l'addition de nouvelles informations, notamment lors d'acquisition de données plus précises sur l'état des contraintes obtenues par exemple à partir de tests en forages tels que l'*Extended Leak Off Test* (e.g. Addis et al., 1998).

Dans les cas où le réseau de fractures est complexe et où le modèle hydraulique montre de fortes anisotropies dans l'évolution de la pression, il est suggéré de réaliser un modèle mécanique plus complexe pour évaluer plus précisément l'effet des opérations. Ce modèle peut être purement mécanique, en utilisant les variations de pression issues du modèle hydrauliques en paramètre d'entrée ou dans les cas vraiment critiques peut être un modèle couplé hydro-mécanique.

7.E. Traitement de l'incertitude

Lorsque le degré de connaissance du réservoir est faible, et que l'incertitude est grande, il est recommandé d'intégrer cette incertitude dans les résultats et interprétation, en ayant dans l'idéal une approche probabiliste plutôt que déterministe dans les modèles analogiques et numériques. Il est nécessaire d'identifier clairement où sont les incertitudes et de proposer plusieurs modèles possibles (au moins 2, aux extrêmes) pour balayer les pôles de l'ensemble des possibles.

Quand cela est possible, une approche de type Monte Carlo, permet d'introduire une approche statistique dans la réponse du réservoir (en termes de surpression générée par exemple, ou encore en termes de tendance au glissement). Cette approche consiste à identifier un certain nombre de variables du modèle, mal connues, telles que la conductivité hydraulique des failles ou leurs propriétés de résistance mécanique, et à leur affecter une distribution de probabilité. Un grand nombre de modèles est résolu en tirant de façon aléatoire les valeurs dans les distributions de probabilité des différentes variables, afin de trouver la probabilité d'occurrence de chacun des résultats.

Annexe 8. Méthode de détection des failles et fractures perméables dans les puits

Le tableau ci-dessous est la traduction du tableau de Zoback (2007).

Méthode	Base	Profondeur d'investigation	Avantages	Inconvénients
Tests de packer	Grâce à l'isolation de failles et fractures spécifiques possibilité de mesurer la transmissivité (perméabilité \times épaisseur)	Perméabilité des failles dans la région entourant le puits	Détermination de la perméabilité absolue	Prend beaucoup de temps et il est coûteux de tester de nombreux intervalles
Anomalies thermiques	Mesure des anomalies thermiques induites par l'écoulement	Proche puits	Facilité d'acquisition et de traitement des données	Difficile à utiliser si les log de température sont bruités ou s'il y a tellement de fractures et failles rapprochées que cela devient difficile à interpréter
Images électriques	Quantification de la conductivité électrique des fractures en fonction de la matrice rocheuse	Proche puits	Facilité d'acquisition des images et d'identification des fractures	Suppose que l'écoulement du fluide et les propriétés électriques sont liés aux murs du puits
Analyse des ondes de Stoneley	Les fractures perméables atténuent les ondes de Stoneley	Proche puits	Simplicité de mise en œuvre et d'exécution de l'analyse des ondes sismiques	Relativement peu sensible. L'atténuation des ondes de Stoneley peut être causé par différents facteurs
Log de débit « Spinner »	Mesure la variation de débit avec la profondeur au fur et à mesure que l'outil de logging est descendu, ou remonté, dans le puits	Formation autour du puits	Mesure directement le débit	Nécessite des débits élevés

Annexe 9. Synthèse des caractéristiques des réseaux sismiques et des systèmes TLS pour certains projets géothermiques

Sites	Réseau sismique dédié	n° capteurs ¹	Emplacement	M _c ²	Erreur loc. absolue [m] ³	Erreur loc. relative [m] ⁴	TLS	Paramètres du TLS ⁵	Références
Unterhaching	Non/Oui ⁶	5	Surface	NC	400 ÷ 600	10 ÷ 40	Non	–	Megies et Wassermann, 2014
Californie	Oui	5	Surface	NC	~530 (H) ~630 (V)	–	Oui	PGV	Heege et al., 2020 Baisch et Vörös, 2018
Balmatt	Oui	7	Forage (30-600 m)	> 0,0	~500	NC	Oui	PGV, M, taux d'événements, distance	Heege et al., 2020 Kinscher, 2020
Insheim	Oui	9(+15)	Surface	0,4	500 (H) 1000 (V)	~50	Oui	PGV	Küperkoch et al., 2018
		3	Forage (76-325 m)						
Saint-Gall	Oui	6(+7)	Surface	0,8	100 (H) 150 (V)	10 ÷ 40	Oui	Ressenti de la population, M, distance	Diehl et al., 2017
		2	Forage (200 m)						
Soulitz	Oui	8	Surface	-1,8 ⁷	NC	NC	Non	–	Evans et al., 2005
		4	Profond (1500 m)						
Bâle	Oui	4	Forage (325-550 m)	0,8	< 100	NC	Oui	Ressenti de la population, PGV, M	Häring et al., 2008
		2	Profond (1178-2738 m)						
Rittershoffen	Oui	12(+31)	Surface	NC	NC	NC	Oui	M	Maurer et al., 2015 Baisch et al., 2019
Pohang	Oui	12	Surface	1,1	NC	NC	Oui	PGV, M	Kim et al., 2018 Woo et al., 2019
		9	Forage (100-150 m)						
		2	Profond (1350-2300 m)						
		1	Profond (600)						
Otaniemi	Oui	12	Forage (300-1150 m)	-0,6	NC	66	Oui	PGV, M, lois prédictives	Ader et al., 2020 Kwiatk et al., 2019
		12	Profond (2200-2650 m)						

¹ Pour certains sites, comme Pohang et Rittershoffen, les capteurs installés n'ont pas fonctionné tous en même temps. Pour les sites où un réseau temporaire a été installé, le nombre de capteurs de ce dernier sont indiqués entre parenthèses.

² Magnitude de complétude (M_c). ³ Erreur sur la localisation absolue des événements sismiques. H : erreur de localisation sur le plan horizontal ; V : erreur de localisation en profondeur. ⁴ Erreur sur la localisation relative entre événements sismiques. ⁵ PGV : Peak Ground Velocity ; M : magnitude. ⁶ A Unterhaching, le réseau sismique dédié a été installé seulement 2 ans après l'occurrence des premiers événements induits détectés en 2008 par le réseau sismique régional (Megies et Wassermann, 2014). ⁷ La valeur indiquée se réfère à la M_c pendant la stimulation en 1993, pour les périodes 2000, 2003 et 2004 la M_c a été respectivement de 0,1, 0,0 et -0,1 (Bentz et al., 2020 ; Király et al., 2014).

Annexe 10. Approches prédictives de la sismicité induite et systèmes de feux de signalisation adaptatifs (ATLS)

Bien que la sismicité ne puisse être prédite au sens strict, des modèles spécifiques à la sismicité induite existent dans la littérature pour tenter d'en anticiper l'occurrence. Gaucher et al. (2015b) ont publié une synthèse des modèles, dit prédictifs, existants et applicables à la géothermie qui différencie : (i) les approches statistiques, qui permettent de simuler l'évolution spatio-temporelle et énergétique de la sismicité afin d'en prévoir l'occurrence en quasi-temps réel, (ii) les approches physiques, basées sur la modélisation des phénomènes thermo-hydro-mécaniques à l'origine de la sismicité, et (iii) les approches hybrides, qui combinent les deux approches précédentes.

En ce qui concerne les approches statistiques, les différents modèles existants reposent principalement sur les lois de Gutenberg-Richter (Gutenberg et Richter, 1944) et celle modifiée d'Omori (Utsu, 1961) tirées de la sismologie statistique. La loi de Gutenberg-Richter décrit la relation entre les événements de petite et grande magnitude dans un catalogue sismique et permet d'évaluer statistiquement la récurrence temporelle des événements pour une magnitude donnée. Elle indique que le logarithme du nombre d'événements sismiques (N) caractérisés par des magnitudes égales ou supérieures à M est fonction de la relation suivante : $\log_{10} N = a - bM$, où a et b sont des paramètres, à estimer à partir du catalogue sismique, qui décrivent respectivement le taux de sismicité (a -value) et la proportion relative entre les événements de petite et grande magnitude (b -value). En parallèle, la loi modifiée d'Omori décrit l'évolution temporelle des répliques après l'événement principal indiquant que le taux des répliques est fonction de $1/t^p$, où t est le temps [s] et p un paramètre à déterminer en fonction du catalogue sismique. Ces deux lois sont souvent combinées entre elles, comme dans le cas du modèle ETAS (*Epidemic Type Aftershock Sequence*) (Ogata, 1988) pour déterminer statistiquement le taux de sismicité généré dans un contexte donné.

La variabilité des paramètres de forçage, tels que la pression et le débit, au cours d'une opération géothermique a une influence significative sur l'occurrence de la sismicité induite qui présentera en conséquence des caractéristiques variables dans l'espace et dans le temps. Pour ces raisons, les paramètres de forçage doivent être également pris en compte dans la conception des modèles statistiques et/ou empiriques. Cela a été illustré par exemple pour le projet de Bâle, par Bachmann et al. (2011) 2011, qui ont testé différents modèles prédictifs de la sismicité pour modéliser l'activité sismique observée au cours de la stimulation. Les auteurs montrent que la sismicité est mieux expliquée par les modèles statistiques qui prennent en compte le taux d'injection réel, par rapport aux modèles qui négligent les paramètres de forçage. Cependant, le choix du(des) paramètre(s) de forçage à prendre en compte dans les modèles n'est pas évident. Au contraire, il est difficile de le(s) déterminer avant l'occurrence de sismicité qui aide à calibrer ces modèles. En effet, comme il a été montré dans le chapitre 5, la sismicité induite est contrôlée par l'ensemble et l'interaction de plusieurs facteurs, naturels et anthropiques.

Comme discuté dans le chapitre 5, plus récemment, des modèles prédictifs, à la fois statistiques et physiques, ont été spécifiquement conçus pour la sismicité induite par l'injection de fluides. Ces modèles, notamment les modèles de McGarr (2014), van der Elst et al. (2016) et Galis et al. (2017), qui relient la magnitude des séismes induits au volume de fluide injecté sont généralement utilisés en retro-analyse des données plutôt que pour piloter les opérations d'injection en temps réel. Cependant, une étude récente par Kwiatek et al. (2019) montre leur application en temps réel ou quasi-réel. En effet, ces auteurs ont analysé l'évolution en temps réel du moment sismique et du volume injecté cumulé lors d'une stimulation hydraulique sur le site géothermique de Otaniemi, pour estimer la magnitude maximale attendue au cours de l'injection en fonction des modèles de Galis et al (2017), McGarr (2014) et van der Elst et al (2016) (Figure 46a).

Ces observations ont été couplées au suivi des énergies sismique (E_o) et hydraulique (E_H)³⁶, ainsi qu'à leur rapport ($I_E = E_o / E_H$), qui définit l'énergie sismique d'injection (*seismic injection efficiency*). En accord avec le modèle de Galis et al. (2017), pour lequel la magnitude maximale des événements induits dépend à la fois des contraintes tectoniques existantes et de la pression interstitielle imposée, la stratégie d'injection a été modifiée sur le site d'Otaniemi avec une procédure itérative, en réduisant le débit et la pression d'injection et en prolongeant l'intervalle temporel entre des cycles d'injection consécutifs. L'objectif était d'éviter l'occurrence d'un événement sismique qui aurait déclenché le seuil rouge du TLS, en limitant le rapport entre énergie sismique et hydraulique ou, en d'autres termes, en réduisant la valeur du paramètre I_E . Kwiatek et al. (2019) montrent que la stratégie appliquée a aidé à stabiliser la valeur de I_E , qui n'a pas augmenté significativement à partir de la deuxième phase de l'injection (Figure 46b), et a permis de terminer l'opération de stimulation sans déclencher le seuil rouge du TLS.

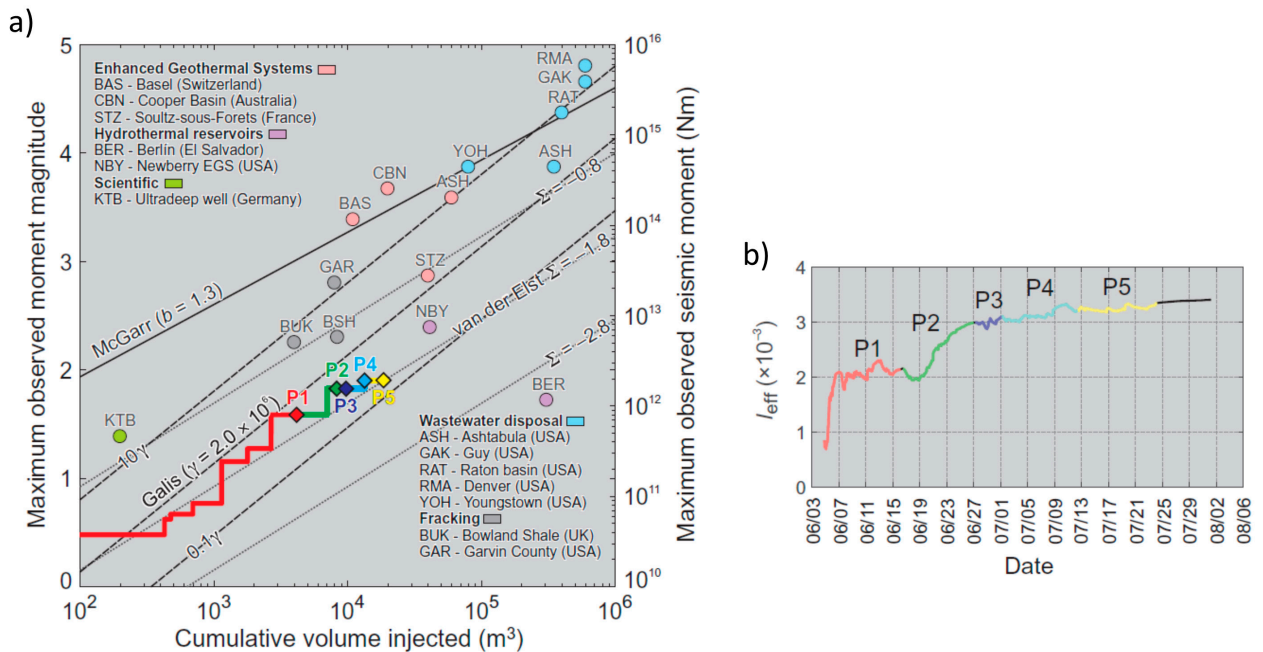


Figure 46 : Analyse des paramètres sismiques et opérationnels pendant la stimulation hydraulique du site géothermique de Otaniemi (d'après Kwiatek et al., 2019). (a) Évolution temporelle du moment sismique cumulé (axe X de droite) et du volume injecté cumulé (axe Y) pour chaque phase d'injection (P1 à P5) sur le site de Otaniemi. Les lignes noires indiquent les magnitudes maximales attendues selon les différents modèles empiriques de la sismicité (voir texte). Les cercles montrent la relation entre moment sismique et volume injecté pour différents projets géothermiques. (b) Variation temporelle de la variable I_E (rapport de l'énergie sismique et hydraulique) pour chaque phase de stimulation (de P1 à P5) sur le site de Otaniemi. À noter l'augmentation significative en phase P2 suivie d'une stabilisation après la modification du protocole d'injection.

Par ailleurs, l'intégration du paramètre I_E à l'analyse de l'activité sismique permet de prendre en compte le rôle joué par les variations de débit et de pression (utilisés dans le calcul de l'énergie hydraulique E_H) sur le déclenchement de la sismicité, ce qui n'est pas possible en considérant les seules lois de Galis et al (2017), McGarr (2014) ou van der Elst et al (2016) uniquement basées sur le volume injecté. Il est important de souligner que, dans l'état des connaissances

³⁶ – L'énergie hydraulique est ici définie comme le produit entre le débit d'injection et la pression en tête de puits (Kwiatek et al., 2019).

actuelles, le site de Otaniemi est *a priori* le seul projet géothermique où de telles approches ont été utilisées en temps quasi-réel pour la maîtrise de la sismicité pendant une opération d'injection.

Ces observations, avec celles d'autres études relativement récentes (e.g. Bentz et al., 2020; Drif et al., 2021), suggèrent que le suivi et l'interprétation de l'évolution de l'énergie sismique d'injection et du moment sismique, en réponse aux opérations industrielles dans le sous-sol, ouvrent des pistes intéressantes pour mieux maîtriser la sismicité induite, notamment éviter les incidents sismiques. Cependant, il est important de souligner que l'application de ces approches reste difficile à mettre en place, notamment en temps réel ou quasi-réel.

Dans la continuité des travaux sur les modèles prédictifs de la sismicité induite, une nouvelle génération de systèmes de feux de signalisation dit adaptatifs (ATLS – *Adaptive Traffic Light Systems*) a émergé lors du projet GEISER (Landtwing et al., 2013) développé par Wiemer et al. (2017). Au lieu d'être réactif comme les TLS classiques, les ATLS se basent sur des modèles prédictifs (statistique, physiques ou hybrides) de la sismicité pour estimer le niveau de sismicité attendu en fonction d'un ensemble de paramètres comprenant des caractéristiques de la sismicité observée, les stratégies de stimulation, ainsi que les processus physiques à l'origine de la sismicité. Dans ce sens, ce type de systèmes vise aussi à intégrer l'occurrence d'une sismicité post-injection pour l'anticiper et s'appuie pour cela aussi sur une mise à jour en quasi-temps réel des modèles prédictifs en tant que tels, sur la base des nouvelles données disponibles. Ils constituent également des outils de gestion du risque sismique, car ils intègrent les aspects d'exposition et vulnérabilité (Grigoli et al., 2017) (voir Figure 47).

Il convient toutefois de remarquer qu'à ce jour, les ATLS n'ont pas encore été testés en conditions réelles. En effet, une des limites majeures de ce système est liée à la nécessité de collecter et de traiter de manière relativement avancée un grand nombre de données en quasi-temps réel ce qui nécessite des compétences et une expertise pointue, ainsi que des moyens techniques adaptés.

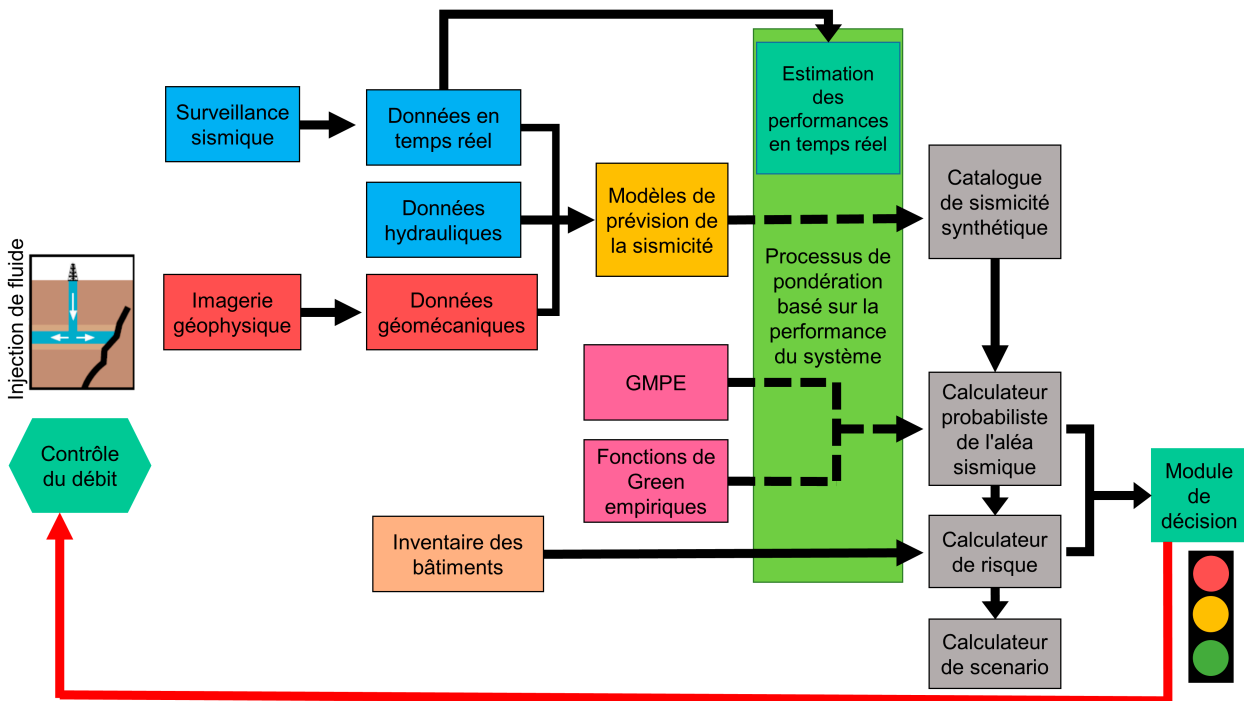


Figure 47 : Schéma de fonctionnement d'un ATLS (d'après Grigoli et al., 2017).

Suite à la réforme en 2021 du Code minier et de la loi climat et résilience, l'Ineris et le BRGM publient un guide de bonnes pratiques pour la maîtrise de la sismicité induite par les opérations de géothermie profonde. Il a été élaboré à la demande de la direction générale de la prévention des risques (DGPR), au sein du ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, et de la direction générale de l'énergie et du climat (DGE), au sein du ministère de la transition énergétique.

Ce guide, qui se veut un reflet de l'état de l'art, s'adresse aux professionnels de la géothermie profonde. Il peut aussi éclairer l'ensemble des parties prenantes (associations, riverains, autorités, y compris les services déconcentrés de l'État) sur les risques de sismicité induite et les moyens de les prévenir.

Ce guide couvre les différentes typologies de réservoirs géothermiques et de méthodes d'exploitation rencontrées sur le territoire métropolitain et des départements et régions d'outremer. Il s'appuie sur le retour d'expérience de nombreux projets, en France et à l'international, et sur l'état actuel des connaissances scientifiques dans le domaine de la sismicité induite par injection de fluide dans le sous-sol profond.

Il propose une méthode d'évaluation de l'aléa de sismicité induite et une stratégie de révision de l'aléa, à chaque phase clé de développement d'un projet. Basée sur des données et critères factuels, cette approche permet d'adapter la méthode d'exploitation et les outils de prévention et de maîtrise de la sismicité au projet et à son développement.

Ce guide énonce aussi des recommandations sur les données indispensables à acquérir à chaque étape d'un projet, afin d'anticiper, autant que possible, le comportement hydromécanique du réservoir en cours d'opérations et pour dimensionner et gérer un réseau de surveillance microsismique, quand le niveau d'aléa le nécessite. Il pose aussi les bases pour définir les protocoles opérationnels utiles au bon déroulement et pilotage des opérations en fonction des technologies mises en œuvre et au regard de la microsismicité détectée.

BRGM

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

INERIS

Parc Technologique Alata
BP 2
60550 Verneuil-en-Halatte
Tél. : 03 44 55 66 77
www.ineris.fr

