



(ID Modèle = 454913)

Ineris - 206728 - 2736794 - v2.0

28/01/2024

## **Evaluation des risques associés aux anciens puits d'hydrocarbure et à leur reconversion en puits géothermiques**

Jalon n°5 du COP de l'Ineris

## **PRÉAMBULE**

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

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

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

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

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

Rédaction : THORAVAL Alain ; DAVESNE Jean-Marie

Vérification : FRANCK Christian ; POULARD Frédéric ; SOENEN Marie-Astrid

Approbation : Document approuvé le 28/01/2024 par ROUIL LAURENCE

Liste des personnes ayant participé à l'étude : Agnès VALLEE, Carlos MURILLO-RUEDA, Thibault PENELON

## Table des matières

1	Introduction .....	7
2	Les puits d'hydrocarbures en France.....	9
2.1	Historique et cartographie des puits .....	9
2.2	Retour d'expérience et identification des événements redoutés.....	12
2.2.1	Retour d'expérience international .....	12
2.2.2	Retour d'expérience en France .....	14
2.2.3	Identification des événements redoutés et principaux enseignements .....	17
3	Analyse préliminaire des risques .....	19
3.1	Identification des séquences accidentelles .....	19
3.2	Démarche pour évaluer la vraisemblance des phénomènes dangereux .....	20
3.3	Démarche pour évaluer la gravité des phénomènes dangereux .....	20
3.3.1	Démarche initiale .....	21
3.3.2	Améliorations apportées .....	22
3.4	Démarche pour évaluer les risques.....	24
4	Quelques éléments relatifs à la reconversion des puits d'hydrocarbures en puits géothermiques 25	
4.1	Description des reconversions géothermiques possibles.....	25
4.1.1	Les différents types de reconversion possibles.....	25
4.1.2	Architecture des puits d'hydrocarbures au regard des puits géothermiques .....	25
4.1.3	Description des opérations réalisées lors d'une reconversion .....	27
4.2	Retour d'expérience des incidents/accidents.....	29
4.2.1	Durant la phase de reconversion.....	29
4.2.2	Durant la phase d'exploitation du puits géothermique.....	29
4.3	Démarche pour évaluer les risques spécifiques à la reconversion .....	30
4.3.1	Cadre .....	30
4.3.2	Identification des séquences accidentelles .....	30
5	Synthèse des travaux réalisés et suites prévues.....	33
6	Références.....	35
7	Terminologie .....	39
8	Annexes.....	41

## Liste des figures

Figure 1 : Localisation des puits d'hydrocarbures en France (données du BRESS). En vert : Zone 11 (Alsace) ; en violet : zone 12 (Aquitaine) ; en Orange : zone 14 (Nord du Bassin parisien) ; en gris : zone 15 (Centre Est) ; en noir : zone 17 (Centre) ; en rouge : zone 18 (PACA) .....	10
Figure 2 : Répartition des puits d'hydrocarbures par âge .....	10
Figure 3 : Répartition des puits d'hydrocarbures selon leur profondeur .....	11
Figure 4 : Cheminement du gaz relatif à l'accident de Hutchinson, Kansas (d'après Kansas Geological Survey Web Site [2001]) .....	13
Figure 5 : Mécanisme de l'effondrement d'Haoud Berkaoui (d'après <a href="http://www.h2o.net/magazine/urgences/catactrophes/">http://www.h2o.net/magazine/urgences/catactrophes/</a> ) .....	14
Figure 6 : Bulle de CO <sub>2</sub> à la surface du « lac » de pétrole de Cébazat (source : Jean-Jacques Arène / Info Magazine – Puy de Dôme) .....	15
Figure 7 : Exemples d'architectures des puits d'hydrocarbures rencontrées dans les différentes régions .....	26
Figure 8 : Différents constituants d'une station géothermique en système ouvert (d'après ADEME Ile-de-France) .....	28
Figure 9 : Différents constituants d'une station géothermique en boucle fermée (d'après © ADEME-BRGM) .....	28

## Liste des tableaux

Tableau 1 : Échelle de vraisemblance retenue pour cette étude. Les probabilités indicatives sont exprimées sur une échelle de temps de 100 ans. ....	20
Tableau 2 : Échelle de gravité .....	23
Tableau 3 : Matrice de criticité modifiée utilisée pour l'évaluation du risque pour les phénomènes liés aux émanations de gaz et d'huile .....	24
Tableau 4 : Matrice de criticité simplifiée utilisée pour les phénomènes liés à la pollution et aux mouvements de terrain .....	24
Tableau 5 : Présence ou absence de phénomène dangereux selon la phase de vie et l'usage du puits reconverti.....	32

## Résumé

Suite à quelques cas de fuites d'anciens puits d'hydrocarbures sur des champs pétroliers aux États-Unis et en Alberta (Canada), des questionnements ont émergé au niveau national sur les risques associés à ces ouvrages. Même si très peu d'incidents sont à déplorer en France, la Direction Générale de la Prévention des Risques (DGPR) du Ministère de la Transition Écologique et de la Cohésion des Territoires (MTECT) a souhaité que l'Ineris développe une méthodologie pour évaluer les risques liés aux anciens puits d'hydrocarbures.

L'analyse du retour d'expérience (REX) a constitué une base de travail pour mener cette analyse des risques. Elle a permis d'identifier, au travers notamment d'une étude bibliographique, les phénomènes dangereux susceptibles de se produire après l'arrêt de l'exploitation des puits d'hydrocarbures à savoir : une remontée de gaz ou d'huile en surface, une contamination d'aquifères par de la saumure ou des hydrocarbures ou encore un mouvement de terrain. Les principaux scénarios accidentels pouvant survenir sur un puits arrêté ont également été identifiés sur cette base. L'évaluation des risques a consisté à estimer, pour chaque puits et pour chaque phénomène dangereux, sa vraisemblance (ou probabilité d'occurrence) et sa gravité. Pour chaque phénomène dangereux, des critères d'évaluation de sa vraisemblance ont été proposés. L'évaluation de la gravité repose sur une estimation sécuritaire des distances d'effets des différents phénomènes dangereux, ainsi que des enjeux (personnes) potentiellement présents dans la zone critique (à l'aide de la base de données BDTopo®). Le risque est ensuite évalué à partir du croisement entre la vraisemblance des phénomènes dangereux et la gravité de leurs conséquences potentielles.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 met fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement à horizon 2040. Pour autant, le code minier prévoit que les installations d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures liquides ou gazeux peuvent être converties ou cédées en vue de leur utilisation pour d'autres usages du sous-sol régis par le code minier. Dans le but d'identifier les puits éligibles à ces reconversions, l'Ineris a également initié une évaluation des risques associés à la reconversion des puits d'hydrocarbures en puits géothermiques (en système ouvert ou fermé) avec comme objectif à terme de proposer une méthodologie qui permettra aux opérateurs pétroliers de hiérarchiser les puits du point de vue des risques qu'ils peuvent engendrer pendant leur reconversion et leur exploitation. Cette étude se poursuit actuellement en collaboration avec le BRGM dans le but de produire une note d'aide à la décision à destination des autorités en charge de l'instruction des dossiers de reconversion. L'objectif de cette note est de faciliter la sélection de puits éligibles à la reconversion pour la valorisation de ressources géothermiques.

## **Abstract**

Following a few cases of leaks from old hydrocarbon wells on oil fields in the United States and Alberta (Canada), questions have emerged at the national level about the risks associated with these structures. Even if very few incidents have been reported in France, the General Directorate for Risk Prevention (DGPR) of the Ministry of Ecological Transition and Territorial Cohesion (MTECT) wanted Ineris to develop a methodology to evaluate the risks associated with old hydrocarbon wells.

The feedback analysis (REX) constituted a working basis for carrying out this risk analysis. It made it possible to identify, in particular through a bibliographic study, the dangerous phenomena likely to occur after the cessation of the exploitation of hydrocarbon wells, namely: a rise of gas or oil to the surface, a contamination of aquifers by brine or hydrocarbons or a land movement. The main accident scenarios that could occur on a stopped well were also identified on this basis. Risk assessment consists of estimating, for each well and for each dangerous phenomenon, its likelihood (or probability of occurrence) and its severity. For each dangerous phenomenon, criteria for evaluating its likelihood have been proposed. The severity assessment is based on a safe estimation of the distances of effects of the different dangerous phenomena, as well as the stakes (people) potentially present in the critical zone (using the BDTopo® database). The risk is then assessed by cross-referencing the likelihood of dangerous phenomena and the seriousness of their potential consequences.

Law No. 2017-1839 of December 30, 2017 puts an end to research and the exploitation of hydrocarbons and contains various provisions relating to energy and the environment by 2040. However, the mining code provides that installations for the exploration or exploitation of liquid or gaseous hydrocarbons may be converted or transferred with a view to their use for other uses of the subsoil governed by the mining code. With the aim of identifying wells eligible for these reconversions, Ineris has also initiated an assessment of the risks associated with the reconversion of hydrocarbon wells into geothermal wells (in an open or closed system) with the ultimate objective of propose a methodology that will allow oil operators to prioritize wells from the point of view of the risks they may generate during their reconversion and exploitation. This study is currently continuing in collaboration with the BRGM with the aim of producing a decision-making aid note for the authorities responsible for examining retraining applications. The objective of this note is to facilitate the selection of wells eligible for reconversion for the valorization of geothermal resources.

### **Pour citer ce document, utilisez le lien ci-après :**

Institut national de l'environnement industriel et des risques, Evaluation des risques associés aux anciens puits d'hydrocarbure et à leur reconversion en puits géothermiques, Verneuil-en-Halatte : Ineris -206728-2736794-v2.0, 28/01/2024.

### **Mots-clés :**

Puits d'hydrocarbures ; géothermie ; reconversion ; évaluation des risques.

# 1 Introduction

La France possède une longue histoire d'exploitation pétrolière. Les premiers ouvrages destinés à l'exploration ou l'exploitation d'hydrocarbures ont été réalisés à la fin du 18<sup>ème</sup> siècle, sur la commune Pechelbronn située en Alsace. Il s'agissait de galeries souterraines creusées par l'homme, dont la profondeur sous la surface n'excédait pas quelques mètres. Les techniques de creusement et les profondeurs d'exploitation ont ensuite notablement évolué, laissant place progressivement à différentes techniques de forage au cours du 19<sup>ème</sup> siècle puis du 20<sup>ème</sup> siècle.

Pendant ces différentes périodes, des milliers de puits ont été forés en France pour l'exploration ou l'exploitation des hydrocarbures, principalement en Alsace, dans le Bassin Parisien et le Bassin Aquitain. Si la majeure partie d'entre eux est désormais fermée, il reste environ six cents puits encore en exploitation.

Ces dernières années ont vu émerger, à l'échelle internationale, des questionnements sur la pérennité des moyens de maîtrise des risques mis en place lors de la fermeture des puits d'hydrocarbures, notamment pour les puits les plus anciens. Les nombreux cas de fuites reportés aux Etats-Unis et en Alberta (Canada), suscitent une attention croissante des opérateurs et des pouvoirs publics dans les pays producteurs d'hydrocarbures. En France, l'échelle de production et le contexte, notamment réglementaire, ne sont pas comparables à ceux de l'Amérique du Nord. Très peu d'incidents liés à d'anciens puits d'hydrocarbures sont d'ailleurs recensés. Néanmoins, une évaluation des risques liés aux anciens puits d'hydrocarbures situés sur le territoire français a été réalisée par l'Ineris pour la Direction Générale de la Prévention des Risques (DGPR) du Ministère de la Transition Écologique et de la Cohésion des Territoires (MTECT). Une méthode a été élaborée pour l'évaluer les risques associés à ces anciens puits. Compte-tenu du grand nombre de puits concernés, cette évaluation est qualitative. Son principal but, à terme, est d'établir une hiérarchisation des puits, afin de dégager une liste de puits potentiellement à risques, pour lesquels une évaluation plus précise serait à conduire.

Par ailleurs, dans le but d'accompagner l'action publique en matière de développement des énergies renouvelables et de lutte contre le réchauffement climatique, l'Ineris a engagé en 2018 une étude sur les risques et impacts pouvant résulter de la reconversion des puits d'hydrocarbures en puits géothermiques. L'objectif à terme est de proposer une méthodologie qui permettra aux opérateurs pétroliers de hiérarchiser les puits du point de vue des risques qu'ils sont susceptibles d'engendrer au cours de leur reconversion et ensuite, pendant leur exploitation comme puits géothermique.



## 2 Les puits d'hydrocarbures en France

### 2.1 Historique et cartographie des puits

En 2015, l'Ineris a entrepris de faire l'inventaire des puits hérités de l'exploitation pétrolière et de collecter les informations disponibles sur ces ouvrages (Lahaie, 2015 : [49]). Pour cela, l'Ineris a contacté les principaux organismes ou services de l'État possédant des bases de données sur les ouvrages d'hydrocarbures en France<sup>1</sup> : le BRESS (ex BEPH : Bureau de l'Exploration et de la Production des Hydrocarbures), le BRGM et GEODERIS (qui possède une base spécifique sur les anciens ouvrages du gisement de Pechelbronn en Alsace).

Chacune de ces entités a transmis à l'Ineris plusieurs fichiers de données (BRESS<sup>2</sup>, 2018 : [12], [13], [14] ; BRGM, 2018 : [15], [16], [17], [18] ; BRGM [19] ; MTEs [56]). Un travail important de tri, de recoupements et d'échanges avec les services concernés a permis d'aboutir à une synthèse consolidée de plus de 12000 puits<sup>3</sup>. Cet inventaire, qui inclut les puits en exploitation, constitue une base de données contenant de nombreuses informations dont la date de forage, l'objet du puits, sa localisation, sa profondeur et le résultat pétrolier. La majorité d'entre eux sont des puits d'hydrocarbures, sachant que les ouvrages d'accès aux stockages souterrains représentant environ 700 puits et que les puits utilisés pour la géothermie sont environ 150.

Ces puits sont inégalement répartis sur le territoire<sup>4</sup> (Figure 1). Les puits d'hydrocarbures se concentrent en Alsace (52%), dans le Bassin Parisien (31%) et dans le Bassin Aquitain (13%), qui sont les principales zones de ressources pétrolières en France. Les puits de géothermie profonde sont situés à 80% dans le Bassin Parisien, où est exploitée principalement la formation géologique du Dogger (Jurassique moyen).

L'âge des puits coïncide avec l'essor et le développement de ces différentes filières (Figure 2). Dans le domaine de l'exploitation des hydrocarbures, près de 80% des puits dont l'âge est connu ont plus de 50 ans, sans compter les nombreux puits forés avant la première guerre mondiale sur la commune de Pechelbronn, dont la date n'est pas précisée dans les bases de données. En dehors du cas de Pechelbronn, la période la plus intense que la France ait connue en matière d'exploitation d'hydrocarbures se situe entre 1950 et 1965, où une centaine de puits environ était forée chaque année.

La profondeur des puits varie en fonction des régions et des domaines d'activité (Figure 3). Pour les stockages souterrains, la profondeur des puits varie d'une centaine de mètres pour les stockages en cavités minées à plus de 1500 m pour les stockages en cavités salines. Pour ce qui est des ouvrages géothermiques, la profondeur des puits varie entre 1000 et 2500 m de profondeur (certains puits peuvent toutefois atteindre 5000 m de profondeur). Dans le domaine des hydrocarbures, les puits les plus profonds sont situés en Aquitaine (2500 à 6000 m). Les puits du Bassin Parisien ont deux profondeurs caractéristiques, l'une autour de 400-600 m correspondant aux horizons du Néocomien (Crétacé inférieur) et l'autre autour de 1600-2000m correspondant au Dogger.

---

<sup>1</sup> Il est important de noter que les bases de données et les documents présents au sein des directions régionales en charge des travaux miniers et de la police des mines (DREAL), ainsi que les données archivées par les exploitants, n'ont pas été sollicitées pour réaliser cet inventaire.

<sup>2</sup> Au sein de la DGEC, le Bureau Ressources Énergétiques du Sous-Sol (BRESS) élabore et met en œuvre la réglementation technique relative aux activités de recherches et d'exploitation des ressources énergétiques du sous-sol (hydrocarbures liquides ou gazeux, géothermie et d'usage du sous-sol, de stockage souterrain d'hydrocarbures ou de dioxyde de carbone). Le bureau est chargé de superviser la collecte et de conserver les informations relatives à l'activité d'exploration et de production sur le territoire national et d'en assurer la diffusion. Il conduit l'instruction des procédures relatives aux titres miniers pour les hydrocarbures, la géothermie à haute enthalpie et les stockages souterrains. Il suit et contrôle la recherche, l'exploitation des gisements d'hydrocarbures et des gîtes géothermiques sur le territoire. Les documents recueillis par le bureau sont répertoriés dans une banque de données qui est accessible au public. Enfin, il coordonne l'action des directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement pour leurs missions relatives aux ressources énergétiques du sous-sol.

<sup>3</sup> Notons que les puits autres que ceux destinés à l'exploitation des hydrocarbures, des stockages souterrains ou de la géothermie profonde (puits d'exploitation de sel, puits liés à d'autres mines souterraines, puits de captage d'eau potable, puits destinés au thermalisme, etc.) ne sont pas inclus dans cet inventaire.

<sup>4</sup> L'immense majorité des puits (99,5%) a été forée à terre et en métropole ; on dénombre néanmoins 62 puits en mer, au large de l'Aquitaine (28 puits), en mer d'Iroise (16 puits), en Méditerranée (12 puits), au large de la Guyane (7 puits) et à Saint-Pierre et Miquelon (1 puits). En ce qui concerne les collectivités d'outre-mer, on compte également quelques puits d'hydrocarbures en Nouvelle-Calédonie et des puits de géothermie en Guyane et en Martinique.

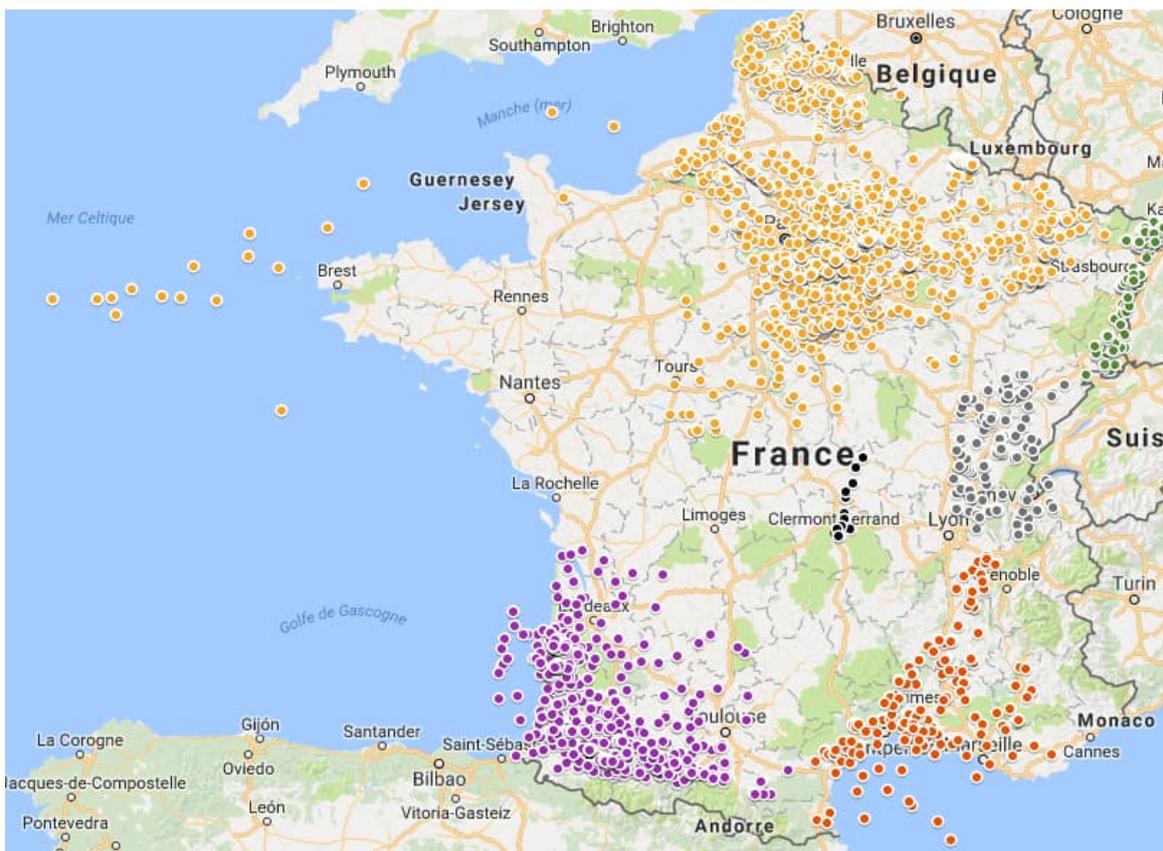


Figure 1 : Localisation des puits d'hydrocarbures en France (données du BRESS). En vert : Zone 11 (Alsace) ; en violet : zone 12 (Aquitaine) ; en Orange : zone 14 (Nord du Bassin parisien) ; en gris : zone 15 (Centre Est) ; en noir : zone 17 (Centre) ; en rouge : zone 18 (PACA)

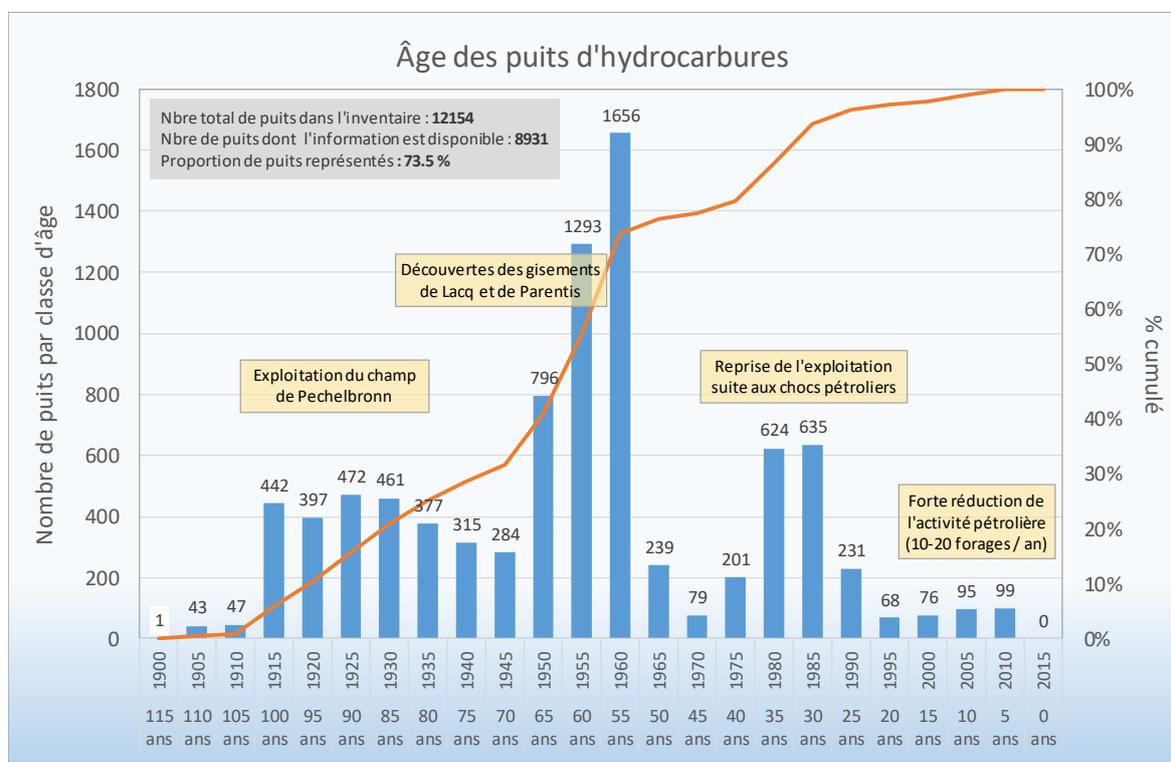


Figure 2 : Répartition des puits d'hydrocarbures par âge

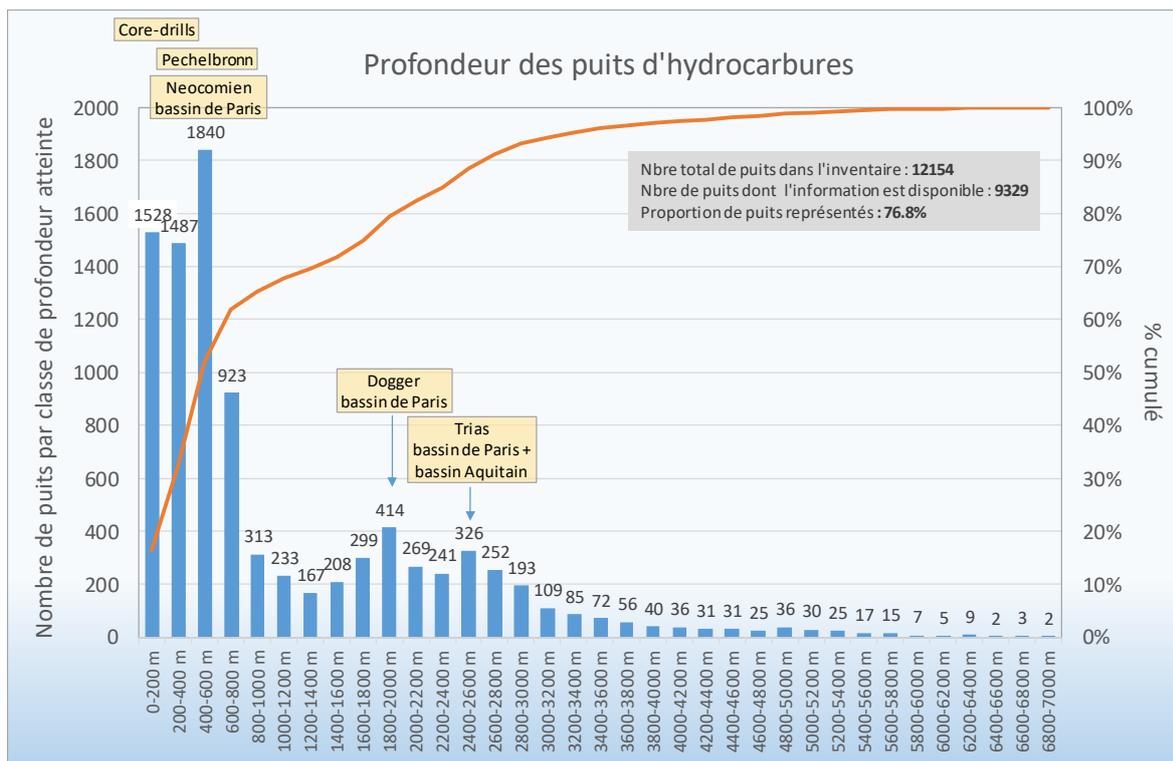


Figure 3 : Répartition des puits d'hydrocarbures selon leur profondeur

L'usage des puits est connu dans la moitié des cas environ (cette information n'étant pas référencée dans le cas des puits les plus anciens). Dans un tiers des cas (2000 puits environ), ce sont des « core drills », c'est-à-dire des puits de faible profondeur (typiquement inférieurs à 200 m), qui ne rencontrent généralement pas d'horizon producteur d'hydrocarbures. Les risques à long-terme liés à ces puits, en tout cas pour ce qui concerne d'éventuelles fuites d'hydrocarbures, sont donc très limités. Un deuxième tiers correspond aux puits d'exploration et un troisième tiers aux puits de développement ou d'extension. Les puits classés en tant que puits d'exploration sont, assez logiquement, rarement producteurs (10% seulement) mais présentent, dans 56% des cas, des indices d'huile et/ou de gaz. Les puits de développement ou d'extension sont en revanche souvent producteurs (dans 74% des cas).

Les deux-tiers des puits d'hydrocarbures forés en France l'ont été par un faible nombre d'opérateurs (essentiellement la SAEM en Alsace, Elf Aquitaine dans le sud-ouest, ESSO REP et RAP dans le Bassin parisien). En revanche, on a assisté ces dernières décennies, compte tenu de la maturité du domaine minier métropolitain à terre, à une poursuite de l'exploitation des hydrocarbures par de plus petits opérateurs (Vermilion REP, Lundin, SPPE, Geopetrol, Petrorep, Bridgeoil, etc.). Ces derniers, ainsi que d'autres petites sociétés, ont participé au maintien de l'activité d'exploration à terre, l'activité en mer restant principalement le fait de grandes sociétés comme ConocoPhillips, ExxonMobil ou Shell.

La majorité des puits d'hydrocarbures (96%) sont des puits « simples ». On dénombre néanmoins 242 puits « complexes », c'est-à-dire ayant fait l'objet d'une ou plusieurs reprises. Ces reprises sont le plus souvent des « side-tracks<sup>5</sup> » (60%), ou des approfondissements de puits (23%).

<sup>5</sup> Un « side-track » est une opération qui consiste à conserver la partie supérieure d'un puits déjà foré (en abandonnant la section inférieure), puis à prolonger cette partie par un nouveau forage dévié.

## 2.2 Retour d'expérience et identification des événements redoutés

L'analyse du retour d'expérience (REX) des incidents/accidents constitue une base de travail pour l'évaluation des risques.

### 2.2.1 Retour d'expérience international

On trouve dans la littérature quelques données statistiques qui renseignent sur la fréquence des fuites liées aux puits arrêtés (Herald, 2017 : [40] ; Nicot, 2009 [59]) :

- dans l'Ohio (États-Unis), de 1983 à 2007, 185 cas de contamination de nappes en lien avec des activités pétrolières ont été recensés. Parmi ces incidents, 144 sont attribués à des puits opérationnels et 41 à des puits d'hydrocarbures arrêtés (Kell, 2011 : [43]) ;
- au Texas (États-Unis), de 1983 à 2008, 211 cas de contamination de nappes en lien avec des activités pétrolières ont été recensés. Parmi ces incidents, 30 incidents de contamination en lien avec des puits dont le propriétaire n'est pas connu ont été recensés. Des puits anciens et mal rebouchés sont mis en cause, avec des remontées de saumure ou d'huile dans les puits. La plupart des puits ont été bouchés suite à ces incidents, grâce à des fonds publics dédiés (Kell, 2011 : [43]).

À Hatchel (Texas, 1999), des campagnes aéroportées de mesure ont relevé des anomalies dans une zone où plus de 700 puits de pétrole et de gaz avaient été forés depuis 1920. Ces mesures ont mis en évidence deux types d'anomalies : des conductivités de subsurface anormalement élevées, indiquant la présence de saumures dans des horizons superficiels (sols et nappes) ; des anomalies de champ magnétique, causées par les cuvelages des puits et autres objets ferreux. La superposition des données de conductivité et de champ magnétique ont permis d'établir une corrélation entre les augmentations de conductivité et la présence de puits et d'identifier 107 cas de salinisation potentiellement liée aux activités pétrolières. Des échantillons ont ensuite été prélevés dans les sols et les nappes et ont confirmé que ces contaminations venaient bien de champs exploités, dont environ la moitié étaient directement en lien avec des fuites de puits (Paine et al., 1999 : [63]).

Dans l'Alberta (Canada), deux tests de détection de fuite de gaz sont systématiquement réalisés en surface dans les 60 jours qui suivent la fermeture des puits : un test de détection de fuite en tête de l'annulaire (« surface casing vent flow »), et un test de détection de fuite dans le sol à proximité du puits (Gas Migration). Ainsi, entre 1950 et 2008, 14 301 puits présentaient des fuites de gaz sur une population de 316 439 puits d'hydrocarbures arrêtés (soit 4,5 % des puits) (Watson & Bachu, 2009), [78]). Il s'agit de loin du plus large échantillon de puits sur lequel on dispose d'informations relativement complètes sur les fuites. L'étude de ces données permet d'identifier des corrélations claires entre l'occurrence de ces fuites et certains facteurs, notamment : la localisation des puits, la déviation des puits (dans certaines zones, 66% des puits déviés présentent des fuites), et la méthode de fermeture<sup>6</sup>.

En Colombie Britannique (Canada), 35 % des puits d'hydrocarbures présenteraient des fuites de méthane, ce qui représente plus de 10 000 tonnes par an (Nikiforyk A., 2017 : [60]). En mer du Nord, un tiers des puits arrêtés présentent des fuites de méthane, pour un total estimé à 17 000 tonnes par an (Vielstädte et al., [77]). Des volumes de méthane bien plus importants sont publiés en Alberta (3,5 millions de tonnes par an), en Pennsylvanie (520 000 tonnes par an) et au Texas (10,5 millions de tonnes par an) (Durand, 2018 : [32]).

En Californie, les autorités ont demandé de multiplier les essais d'étanchéité et les inspections sur les anciens puits, notamment dans les zones de nouvelles constructions. Des fuites sont détectées dans 10% des cas, la plupart s'initiant dans l'année qui suit la fermeture du puits (Miyazaki, 2009 : [57]).

À Concho River (Texas, 1990), les preuves de salinisation d'eaux superficielles et de sols sont nombreuses dans les bassins versants de la rivière Concho et son confluent avec le fleuve Colorado. Certains incidents mettent en cause directement la présence de puits arrêtés. Dans la ville de Scurry County (Texas), un cas de nappe affectée sur environ 2 km<sup>2</sup> par un puits d'exploration délaissé (non

---

<sup>6</sup> La méthode consistant à mettre en place un bouchon mécanique surmonté d'un bouchon de ciment présente plus de risque de fuite sur le long terme (10% des puits fermés par cette technique présentent des fuites) que les méthodes consistant à injecter le coulis de ciment à travers les perforations de la zone réservoir (retainer and cement squeezing) ou à mettre en place le laitier de ciment par équilibre de densité avec la boue de forage (Watson & Bachu, 2009).

fermé) est documenté dans un rapport de 1961. Le puits incriminé aurait présenté des fuites de saumure pendant 22 ans.

Dans la ville de Tom Green County (Texas), plus de 1000 puits d'hydrocarbures ont été délaissés avant la mise en place de réglementations. Cette zone est d'autant plus exposée au risque de contamination qu'une formation artésienne hébergeant des saumures corrosives est présente à faible profondeur, avec une teneur importante en sulfure d'hydrogène. Des habitants de la région ont rapporté que les puits, avant les années 1960, étaient rarement bouchés. Au mieux, une fermeture sommaire était réalisée, avec en surface une plaque de métal, un rocher ou un petit bouchon de ciment. Dans cette ville, la Railroad Commission of Texas (RRC) a fait rouvrir puis reboucher 11 puits entre 1984 et 1987. Deux puits ont montré que les profondeurs et les épaisseurs des bouchons reportées dans les rapports pouvaient différer de la réalité. Des analyses réalisées sur les saumures ont révélé que certaines contaminations de surface provenaient bien de ces puits (Richter et al., 1990 : [67]).

En Pennsylvanie (2000-2010), le Département de Protection Environnementale a détaillé 39 incidents de fuite de gaz dont la source prouvée ou suspectée était des puits arrêtés (Department of Environmental Protection, 2010 : [30]). Le retour d'expérience qui peut en être tiré est le suivant : les autorités rencontrent beaucoup de difficultés à établir l'origine des fuites de gaz<sup>7</sup> ; les mesures prises pour remédier à une fuite ne sont pas toujours efficaces<sup>8</sup> ; dans environ la moitié des cas, le puits fuyard n'est pas retrouvé ; les fuites de gaz font généralement suite à des migrations dans les terrains de subsurface, aboutissant parfois dans des locaux, des puits ou des réseaux d'eau. Un seul cas d'explosion est mentionné, sans victimes.

À Hutchinson (Kansas), le 17 janvier 2001, une forte explosion a eu lieu dans le centre de la ville (Charmoille & Thoraval, 2010 : [25]). Cette explosion, liée à une éruption de gaz naturel en surface, a provoqué des incendies qui ont duré plus de 12 heures, alimentés en continu par du gaz. Des analyses ont pu établir que le gaz provenait d'un site de stockage en cavités salines, situé à environ 11 km au nord-ouest de la ville (Figure 4). Le gaz serait remonté par un puits fuyard puis aurait cheminé sur plusieurs kilomètres dans une veine de dolomie, avant de remonter en surface par un puits d'exploitation de saumure très ancien et non répertorié. Plus de 2 millions de m<sup>3</sup> de gaz se seraient échappés.

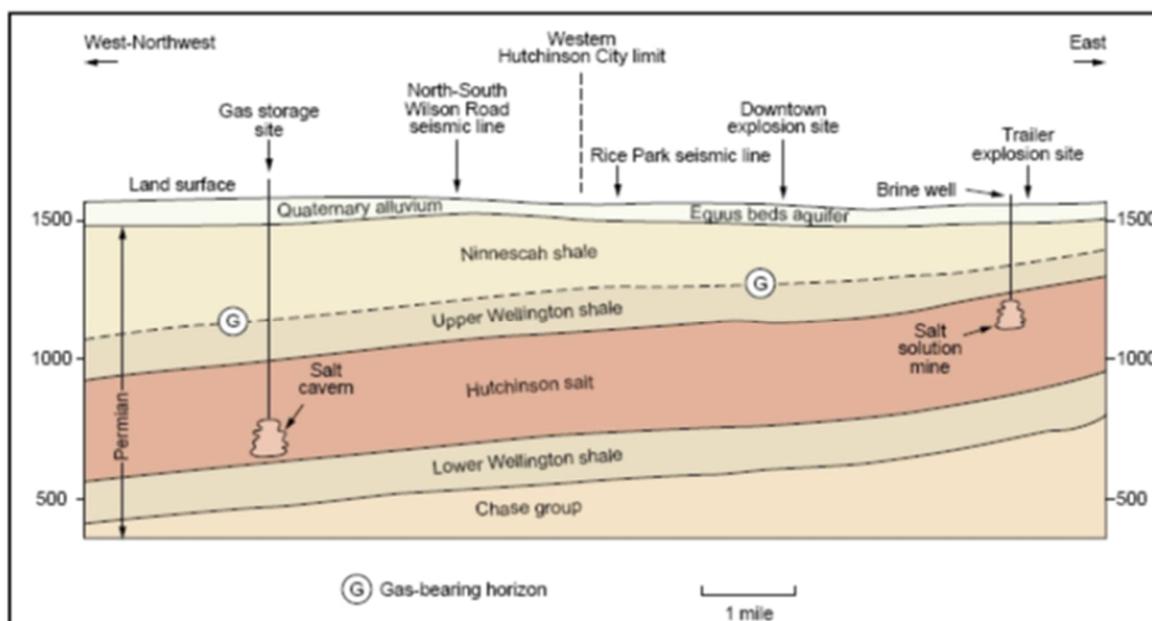


Figure 4 : Cheminement du gaz relatif à l'accident de Hutchinson, Kansas (d'après Kansas Geological Survey Web Site [2001])

<sup>7</sup> Sur les 39 incidents répertoriés, dans 11 cas le puits concerné n'a pas été retrouvé. Dans certains cas, des parkings ont été construits au-dessus ; dans d'autres, les puits sont recouverts de végétation ou localisés loin des fuites en surface, de sorte qu'une corrélation n'est pas simple à établir.

<sup>8</sup> Le rapport mentionne 4 incidents qui ont donné lieu à un rebouchage de puits, sans que celui-ci ait eu pour effet d'arrêter la fuite. Il est soupçonné que le puits incriminé n'était pas celui responsable de la fuite, ou bien que la perte d'étanchéité eût lieu plus en profondeur dans le puits et qu'elle n'a pas été correctement traitée.

À Berkaoui (Algérie), suite à une mauvaise cimentation en cours de forage, un puits d'exploration d'hydrocarbures fuyard a mis en communication en 1978 l'aquifère artésien de l'Albien et l'aquifère de surface du Sénonien (Figure 5). Les deux nappes ont une différence de charge de l'ordre de 250 m, provoquant une circulation ascendante de l'eau Albienne à travers le sel du Sénonien, épais de 150 m. Le débit est estimé autour de 2500 m<sup>3</sup>/h. Cette circulation d'eau chaude (50°C), à débit rapide, a entraîné le lessivage de la formation saline et formé une cavité souterraine de plus en plus grande à 450-600 m de profondeur. En octobre 1986, la dalle d'anhydrite supérieure a rompu et un effondrement s'est produit en surface. Il a abouti à la formation d'un cratère de 200 m de diamètre. Ce dernier a augmenté de 230 m à 350 m de diamètre entre 1987 et 1994, au rythme moyen de 20 m/an. En surface, des fissures ont été observées autour du cratère sur une couronne de 40 m d'épaisseur. À cela s'est ajouté une forte pollution en saumure de l'aquifère du Sénonien, qui a un rôle essentiel pour l'agriculture et l'alimentation en eau de la ville voisine d'Ouargla (Akretche et al., 1995 : [1]).

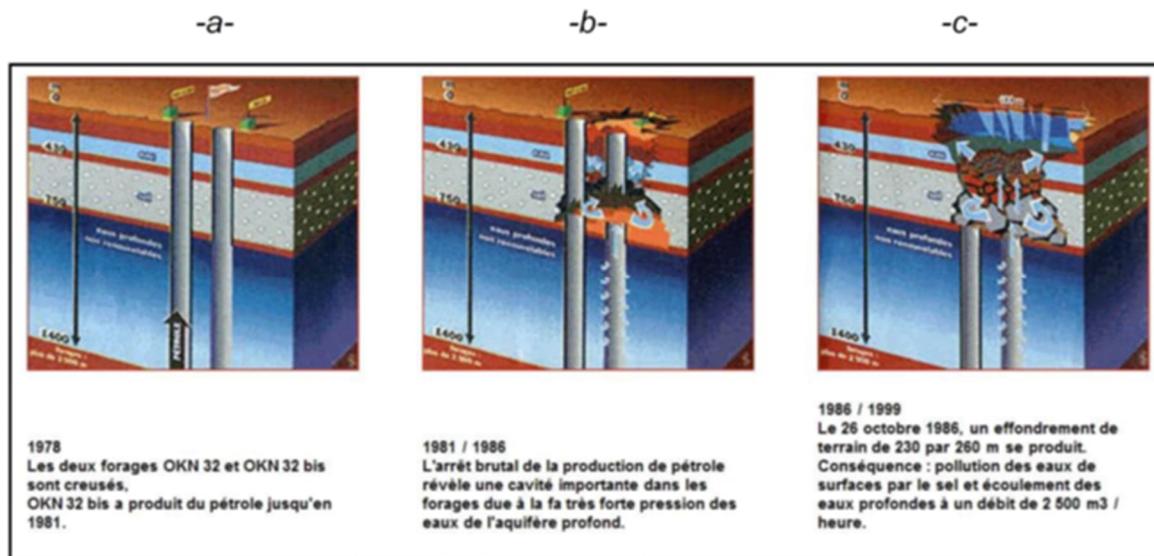


Figure 5 : Mécanisme de l'effondrement d'Haoud Berkaoui (d'après <http://www.h2o.net/magazine/urgences/catactrophes/>)

## 2.2.2 Retour d'expérience en France

En France, l'exploitation des hydrocarbures ne s'est pas faite à la même échelle qu'en Amérique du Nord. De ce fait, peu d'incidents sont reportés. On signale néanmoins quelques cas.

À Cébazat (dans le Puy-de-Dôme), des indices pétroliers sont connus dans la plaine de la Limagne depuis l'Antiquité, avec des écoulements en surface historiquement observés sur l'ensemble du bassin. En octobre 2012, des travaux de terrassement pour un écoquartier ont été entrepris. Lors de ces travaux, un engin de chantier a heurté la tête d'un ancien puits d'exploration d'hydrocarbures (foré en 1981). Un épanchement d'huile visqueuse, à teneur en soufre de 7%, s'est alors produit en surface, avec un débit de 3 à 4 m<sup>3</sup> par jour. En janvier 2013, un bouchon provisoire a permis de stopper la fuite. Des travaux de nettoyage ont pu être réalisés pour évacuer et dépolluer les sols atteints par plusieurs centaines de m<sup>3</sup> d'huile visqueuse. Une tête de puits a été installée sur la partie supérieure, puis le puits a été rouvert. En 2013, des tubages ont été retirés et trois bouchons de ciment ont été mis en place, pour une longueur totale de 298 m. Les opérations se sont terminées 10 mois après l'incident (<https://www.fractracker.org/2015/08/1-7-million-wells>).

Le puits de Cébazat (CBT1), foré jusqu'à une profondeur de 1580 m, avait mis à jour un horizon d'eau chaude (85°C), avec un débit trop faible pour être exploité, du pétrole (vers 800 m de profondeur), et du CO<sub>2</sub> éruptif (vers 1000 m de profondeur). L'épanchement de 2012-2013 est attribué à ce CO<sub>2</sub> sous pression, qui aurait « poussé » le pétrole de la nappe située à une profondeur d'environ 800 m vers la surface (phénomène de « gas lift »). Des bulles de CO<sub>2</sub> dans le « lac » de pétrole formé par la fuite attestent de la présence de ce gaz (Figure 6). Il est à noter que ce puits avait été qualifié de « sec » lors des essais en cours de forage (c'est ce résultat pétrolier qui était indiqué dans la base de données nationale).



Figure 6 : Bulle de CO<sub>2</sub> à la surface du « lac » de pétrole de Cébazat  
(source : Jean-Jacques Arène / Info Magazine – Puy de Dôme)

À Istres (dans les Bouches-du-Rhône), le puits IS101 foré en 1966 et fermé en 1967, situé sur la nappe de la Crau, s'est mis en éruption en 1997 sous la pression de gaz présent dans les couches profondes traversées. En dépit du fait que le puits a été déclaré « fermé » en 1967, cet incident a été rapporté comme étant « lié directement à l'absence de mesures de fermeture définitive du puits » (Rampnoux et al., 1999 : [65] ; BRGM, 2015 : [15]). Une opération de rebouchage a été menée à la suite de l'incident.

À Chailly (en Seine-et-Marne), deux cas de fuite se sont produits après la fermeture provisoire de puits et ont été découverts lors des opérations de fermeture définitive.

- Le puits Chailly 46 (CH46), de 1750 m de profondeur, a été foré en 1965 pour une exploitation en hydrocarbures puis utilisé comme puits d'injection, afin de réinjecter dans la formation du Dogger les eaux de production. Il a été fermé provisoirement en 1986. En 1991, un épanchement d'eau salée, avec des odeurs d'hydrocarbures, a été observé en surface. Les investigations ont mis en évidence des perforations régulières dans les cuvelages, localisées majoritairement entre 25 et 200 m de profondeur. Extraits du puits, les cuvelages sont apparus fortement corrodés à l'extérieur. L'origine de cette corrosion est liée à la circulation extérieure d'eau qui, cumulée aux défauts de cimentation du puits, a été mise en contact avec les cuvelages en acier. Les eaux salées du Dogger, artésiennes, ont ainsi pu s'écouler, de 1986 à 1991, dans les nappes superficielles situées entre 18 et 28 m de profondeur et exploitées pour l'eau potable. Un suivi et une étude d'écoulement ont été mis en œuvre, avec notamment 8 piézomètres installés à proximité du puits. En 1991, La fermeture définitive a été réalisée, avec la mise en place de trois bouchons de ciment (entre 1715 et 1505 m, entre 950 et 577 m, et entre 202 m et la surface). Une décontamination des nappes a été réalisée par pompage en 1992. Elle a finalement dû être arrêtée, suite à des interférences possibles avec d'autres captages voisins. Les analyses chimiques et le suivi de la conductivité des nappes se sont poursuivis jusqu'en 1995. Le volume d'eau salée déversé dans les aquifères est estimé entre 130 000 et 300 000 m<sup>3</sup>. En 2000, les traces de contamination ont quasiment disparu et le risque de pollution des captages a été écarté (Rampnoux et al., 1999 : [65] ; BRGM, 2015 : [15]) ;
- Le puits Chailly 48 (CH48), de 1750 m de profondeur, a été foré en 1966, mis en production d'huile la même année, et fermé provisoirement en 1978. Sa fermeture définitive a été planifiée suite à la décision de l'opérateur d'arrêter l'exploitation du gisement. Les opérations de bouchage définitif ont eu lieu de 1994 à 1996 et ont été marquées par de nombreux incidents techniques. Le bouchon de fond n'a pas pu être placé près du réservoir, situé vers 1685 m, mais entre 726 et 640 m. Un second bouchon a été placé en 2 fois entre 436 à 308 m et un troisième bouchon a été mis en place entre 308 m et la surface. Pendant les opérations de fermeture, de l'huile est apparue dans le puits alors que les deux premiers bouchons avaient été mis en place. Les tests d'étanchéité ayant été validés, la seule source d'hydrocarbures possible était un horizon situé au-dessus des bouchons. Il a été rapidement pressenti que de l'huile avait pu accidentellement s'accumuler dans la partie supérieure du puits pendant sa fermeture provisoire. L'étude des équilibres de pression a montré qu'un écoulement d'huile de l'ordre de 1 m<sup>3</sup>/jour avait en effet pu se produire vers un horizon de craie à 150 m de profondeur. Des diagraphies de contrôle ont validé cette hypothèse et ont révélé des corrosions et des perforations sur les cuvelages du même niveau. Le volume de fuite est estimé à 6000 m<sup>3</sup> d'huile, qui se sont épanchés pendant 18 ans sans être détectés, occupant un volume de 240 000 m<sup>3</sup>

au sein de la craie. L'huile, considérée comme piégée et non mobile dans cet horizon, n'a jamais été récupérée : l'expertise n'a pas considéré qu'elle représentait un risque particulier (BRGM, 2015 : [15]).

Le puits Bellevue, foré initialement en 1991 à Tabaille-Usquain (Pyrénées-Atlantiques), est le puits le plus profond de France métropolitaine avec ses 6909 m de profondeur. Les archives en DREAL mentionnent un faible débit de gaz qui persiste après une deuxième intervention en 1999. Ce cas montre que plusieurs traitements ne suffisent pas toujours à régler les problèmes et que seule l'observation du puits après le traitement permet de conclure quant à son efficacité (Thiberge, 2009 : [73]). De nouvelles investigations vont bientôt être engagées sur ce puits afin de vérifier la présence de gaz résiduel et proposer, selon le cas, des solutions de remédiation.

Dans ce même département, le puits de Pont d'As (PTS1) a été foré en 1966, et une première fermeture définitive a été réalisée en 1995. Une remontée de la pression a été observée dans le puits après fermeture, la pression maximale atteignant 78 bars en avril 2005. Après analyse, il semblerait que ce liquide provenait d'une formation géologique localisée à environ 1500 m de profondeur en percolant à travers les cimentations et les bouchons mis en place. Après un CBL<sup>9</sup>, il est apparu que le tubage était mal cimenté du fond du puits jusqu'à la profondeur de 940 m. Une seconde fermeture définitive a été réalisée en 2010 avec mise en place d'un bouchon de support (ou « Bridge plug »)<sup>10</sup> et de trois nouveaux bouchons. Aucune remontée en pression n'a été observée lors des 6 mois d'observation (Vinos, 2011 : [75]).

D'autres incidents apportent des enseignements sur des mécanismes qui peuvent concerner des puits d'hydrocarbures qui ne sont plus en exploitation :

- Beynes et Saint-Illiers (Yvelines) sont des stockages de gaz en aquifère, surveillés par des puits de contrôle, situés dans les aquifères situés au-dessus du réservoir. Ces puits servent à la détection d'éventuelles fuites de gaz et ont permis de détecter des fuites dans l'Albien en 1962 (Beynes), 1966, 1969 et 1970 (Saint-Illiers). Ces fuites sont imputées à des problèmes de cimentation des cuvelages. Des travaux ont été entrepris sur les puits mis en cause, afin de remédier à ces défauts de cimentation. Par ailleurs, la pression de service et la vitesse maximale d'injection ont été abaissées. Ces mesures ont permis de se prémunir de nouvelles migrations. Plusieurs centaines de milliers de m<sup>3</sup> de gaz ont tout de même été retrouvés dans l'aquifère de l'Albien (il a été purgé de manière contrôlée). Le dispositif de contrôle a été efficace, il a permis la détection des fuites et le piégeage de la pollution au-dessus du stockage.
- À Coulommiers (Seine-et-Marne), il s'agit d'un puits d'injection géothermique, foré en 1980. Il rencontre un incident majeur lors de l'hiver 1995-96 : les opérateurs s'aperçoivent que la pression de réinjection baisse anormalement. Une perte d'étanchéité du cuvelage est pressentie. Elle est finalement confirmée par une série de diagraphies. Deux perforations sont localisées vers 50 m et 440 m de profondeur. La fuite d'eau géothermale est probablement apparue vers octobre 1995. Elle s'est prolongée pendant 7 mois, jusqu'à avril 1996, pour un volume total de perte estimé à environ 660 000 m<sup>3</sup>. Les nappes d'eau potable situées dans les horizons supérieurs de la région sont les seules formations de perméabilité suffisante ayant la capacité d'absorber de tels volumes. Cela pose problème, car ces aquifères servent de captage pour la ville de Coulommiers. Des analyses et des mesures de conductivité ont été menées les mois suivants pour détecter d'éventuelles pollutions. En mars 1999, ce suivi a été arrêté : aucun indice significatif de contamination n'a été décelé et il a été considéré qu'il n'y avait pas de danger pour les populations consommant cette eau (BRGM, 2015 : [15]).

---

<sup>9</sup> « Cement Bond Log », diagraphie sonore permettant d'apprécier la qualité de l'adhérence d'une cimentation.

<sup>10</sup> Outil de fond de trou situé et réglé pour isoler la partie inférieure du puits de forage. Ces bouchons peuvent être permanents ou récupérables, permettant au puits de forage inférieur d'être définitivement scellé ou temporairement isolé de la zone supérieure.

### 2.2.3 Identification des événements redoutés et principaux enseignements

Les cas documentés mettent en évidence les événements redoutés principaux suivants :

- Le risque de fuite de gaz en surface (Alberta et Colombie Britannique, Canada ; mer du Nord ; Pennsylvanie, Texas, Kansas, Californie, USA ; Beynes et Saint-Illiers, Istres, France) :
  - ✓ ce sont les incidents les plus fréquemment documentés. Les gaz migrent parfois sur de longues distances (cas d'Hutchinson, Kansas) avant de déboucher en surface ;
  - ✓ l'origine des fuites est souvent difficile à établir (puits mis en cause, point de fuite précis) ;
  - ✓ le rebouchage d'un puits de gaz fuyard est une opération dont le succès n'est pas garanti ;
  - ✓ les puits sans propriétaire identifié présentent des risques accrus de fuite ;
  
- Le risque de remontée d'huile en surface (Cébazat, France)
  - ✓ un résultat pétrolier indiquant qu'un puits est « sec » n'exclut pas la présence d'horizons producteurs d'hydrocarbures susceptibles de remonter après sa fermeture ;
  - ✓ un puits arrêté peut avoir été oublié (ou sa localisation erronée) et être heurté accidentellement par des engins de chantier lors de travaux d'aménagement.
  
- Le risque de contamination d'aquifères par de la saumure ou des hydrocarbures (Ohio et Texas, USA ; Coulommiers, Chailly 46, France) :
  - ✓ la majorité des cas sont occasionnés par des fuites de saumure et non d'hydrocarbures ;
  - ✓ les fuites de puits ont souvent pour origine des défauts de cimentation des cuvelages ou des percements de cuvelages par corrosion ;
  - ✓ la détection de la contamination d'une nappe suite à une fuite de puits est difficile, même dans les cas où la fuite est connue. Des fuites peuvent se produire pendant de longues années sans que celles-ci ne soient détectées.
  
- Le risque de mouvements de terrain (Berkaoui, Algérie ; Wink Sink, Texas, USA) :
  - ✓ le lessivage accidentel d'une formation évaporitique, bien que rare, peut avoir des conséquences importantes voire catastrophiques.



## 3 Analyse préliminaire des risques

### 3.1 Identification des séquences accidentelles

Sur la base du retour d'expérience précédent et de la connaissance plus générale des mécanismes concourant à la perte d'intégrité des puits, nous avons établi les principales séquences accidentelles pouvant survenir sur un puits arrêté (Bouffier & Lahaie, 2018 : [21], Ouraga & Lahaie, 2019 : [61]).

Ces séquences sont représentées sous forme d'arbres simplifiés (en annexe A), utilisant la terminologie des risques accidentels pour les installations industrielles. Ainsi, on identifie les potentiels de dangers (PDD) susceptibles d'être présents dans l'environnement d'un puits arrêté, puis les événements initiateurs (EI) susceptibles de mener à un événement redouté central (ERC), pouvant lui-même conduire à un ou plusieurs phénomènes dangereux (PhD) susceptibles d'entraîner des conséquences néfastes sur des enjeux.

Les phénomènes dangereux retenus sont les suivants :

- Explosion-inflammation de gaz en surface (EXPL\_INFL\_ZC) : Il s'agit d'une explosion et/ou d'une inflammation suite à la remontée en surface d'un gaz inflammable (CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>S, etc.) provenant d'un gisement d'hydrocarbures ou de formations souterraines traversées par le puits. Pour que ce gaz se retrouve en concentration suffisante pour pouvoir exploser ou s'enflammer, il doit s'accumuler dans une zone confinée (point bas topographique, réseau souterrain, parking, sous-bassement d'habitation). Il faut alors une source d'ignition (étincelle, cigarette, flamme nue) pour générer l'explosion/inflammation ;
- Formation d'une atmosphère toxique ou anoxique<sup>11</sup> (TOX\_ANOX\_ZC) : Il s'agit de la formation d'une atmosphère toxique ou anoxique suite à la remontée en surface d'un gaz toxique (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, CO) ou anoxique (tous les gaz sauf O<sub>2</sub>) provenant du gisement d'hydrocarbures (sous réserve que le puits arrêté ait atteint un tel gisement) ou de formations souterraines traversées par le puits ;
- Pollution d'un aquifère (POL\_AQUI) : Il s'agit de la pollution d'un aquifère à la suite de sa contamination, à la défaveur d'un défaut d'isolation du puits, par une substance liquide potentiellement polluante provenant des formations souterraines traversées par le puits (hydrocarbures liquides, saumure provenant d'autres aquifères<sup>12</sup>) ;
- Pollution en surface (POL\_SURF) : Il s'agit d'une pollution du sol ou d'eaux superficielles suite à l'épanchement en surface, à la défaveur d'un défaut d'isolation du puits, d'une substance liquide potentiellement polluante provenant des formations souterraines traversées par le puits (hydrocarbures liquides, saumure provenant d'autres aquifères) ;
- Feu de nappe (FEU\_NAPPE) : Ce phénomène découle du précédent dans le cas particulier d'un épanchement d'hydrocarbure liquide s'enflammant au contact d'une source d'ignition ;
- Mouvement de terrain : Ils sont provoqués par l'un des trois mécanismes suivants :
  - ✓ la dissolution d'une formation " soluble " qui, à la défaveur d'un défaut d'isolation du puits, est mise en contact avec une eau en déséquilibre chimique avec celle-ci. Le désordre géomécanique ainsi produit, à savoir la création d'une cavité, est susceptible<sup>13</sup> de générer un mouvement de terrain en surface, de type affaissement (AFF) ou effondrement localisé voire généralisé dans le pire des cas (EFF\_GEN) ;
  - ✓ l'hydratation d'une formation dite " gonflante " (anhydrite, certaines argiles) qui à la défaveur d'un défaut d'isolation du puits, est mise en contact avec de l'eau. Le désordre géomécanique ainsi produit, à savoir le gonflement de la formation, est susceptible<sup>8</sup> de générer une surrection en surface (SURRECTION) ;
  - ✓ le débouffrage d'un puits, c'est-à-dire l'éboulement d'une couche de sol superficielle dans un puits suite à l'ouverture indésirable de son embouchure. Le mouvement de terrain résultant est un effondrement localisé ou fontis (EFF\_LOC), de faible diamètre (de l'ordre de 1 à 5 m) centré sur la tête de puits.

---

<sup>11</sup> Atmosphère dans laquelle la présence d'oxygène est insuffisante pour répondre au besoin de l'organisme.

<sup>12</sup> La réglementation minière demandant que la réalisation d'un forage soit de nature à éviter toute communication entre deux nappes d'eau présentant des qualités différentes (art. 36 du décret 2006-649)

<sup>13</sup> L'occurrence ou non de ce mouvement de terrain, sa typologie (affaissement ou effondrement) et sa cinétique (lente ou rapide) vont dépendre d'un certain nombre de conditions, notamment la profondeur, l'épaisseur et l'extension de la formation ainsi que de la nature des terrains de recouvrement

L'évaluation des risques consiste à estimer pour chaque phénomène dangereux<sup>14</sup> :

- la vraisemblance (ou probabilité d'occurrence) que ce phénomène survienne sur une période donnée ;
- la gravité des conséquences que ce phénomène aurait sur les enjeux concernés si celui-ci survenait.

L'échelle de temps considérée pour l'évaluation de la probabilité est de l'ordre de la centaine d'années, c'est-à-dire l'échelle de temps au-delà de laquelle on peut considérer que les aciers qui constituent les cuvelages des puits seront suffisamment corrodés pour ne plus constituer une barrière efficace contre les transferts de fluides.

Compte-tenu du nombre de puits à examiner et des informations très parcellaires disponibles dans les bases de données utilisées, cette évaluation reste qualitative.

### 3.2 Démarche pour évaluer la vraisemblance des phénomènes dangereux

Dans une démarche qui se veut qualitative, on ne parlera pas dans cette étude de « probabilité » mais de « vraisemblance » (ou de prédisposition). Cette vraisemblance a été qualifiée sur une échelle à 5 niveaux (Tableau 1).

*Tableau 1 : Échelle de vraisemblance retenue pour cette étude.  
Les probabilités indicatives sont exprimées sur une échelle de temps de 100 ans.*

Classe	0	1	2	3	4 ou Sans information( ND)
<b>Appréciation</b>	Nulle ou négligeable	Faible	Moyenne	Forte	Certaine ou très forte
<b>Probabilité indicative</b>	$P \leq 10^{-3}$	$10^{-3} < P \leq 10^{-2}$	$10^{-2} < P \leq 10^{-1}$	$10^{-1} < P \leq 0,5$	$0,5 < P \leq 1$

Pour chaque phénomène dangereux, des critères d'évaluation de sa vraisemblance ont été proposés. Elle est évaluée à partir de la vraisemblance des événements qui y concourent<sup>15</sup>, dits « événements contributaires » ou EC, identifiés dans les arbres présentés en annexe A.

L'annexe B précise les liens entre les phénomènes dangereux, les événements contributaires et d'autres paramètres secondaires, ainsi que les règles permettant d'évaluer la vraisemblance des puits des phénomènes dangereux.

### 3.3 Démarche pour évaluer la gravité des phénomènes dangereux

L'évaluation de la gravité des conséquences d'un phénomène dangereux nécessite d'évaluer son intensité et la distance de ses effets. Cette évaluation nécessite d'avoir des informations précises sur les termes sources de chaque phénomène dangereux et sur l'environnement (en surface et en souterrain) de chaque puits.

Compte tenu des incertitudes et du grand nombre de puits, la gravité a tout d'abord été évaluée de manière très simplifiée. Des améliorations ont été apportées ensuite pour certains phénomènes dangereux, suite à une meilleure estimation des distances d'effet, ainsi qu'à des travaux sur le positionnement des puits et des enjeux autour des puits.

<sup>14</sup> Classiquement l'évaluation des risques de type accidentel, de nature technologique ou naturelle, s'appuie sur les concepts de « probabilité d'occurrence » d'un phénomène, « intensité » du phénomène et « vulnérabilité » des cibles (également appelées « enjeux »). L'objectif de l'évaluation est de déterminer l'aléa (combinaison de la probabilité et de l'intensité du phénomène accidentel) et le niveau de gravité (combinaison de l'intensité du phénomène et de la vulnérabilité des enjeux). Ici, on a privilégié le calcul du risque ; l'aléa n'a pas été calculé (seul la probabilité d'occurrence et la gravité des phénomènes dangereux l'ont été), mais les données permettraient de le faire au besoin.

<sup>15</sup> Dans une même approche sécuritaire, lorsque la vraisemblance d'un événement contributaire ne peut pas être qualifiée du fait de données insuffisantes (classe de vraisemblance qualifiée de « non déterminée » ou ND), nous lui avons affecté la classe de vraisemblance maximale, c'est-à-dire 4.

### 3.3.1 Démarche initiale

La gravité a été initialement évaluée de manière simplifiée sur une échelle à deux niveaux (limitée ou importante), dont l'appréciation a été effectuée sur la base de distances d'effets forfaitaires spécifiques à chaque phénomène dangereux et d'une analyse des enjeux de surface, basée sur le Système d'Information Géographique (SIG) d'occupation du sol dénommé « CORINE Land Cover »<sup>16,17</sup>.

Nous précisons ci-après les critères de définition de la gravité selon les phénomènes dangereux :

- en ce qui concerne le phénomène d'explosion-inflammation (EXPL\_INFL\_ZC), la qualification de la gravité est basée sur les polygones de la couche dite « territoire artificialisé » du SIG « CORINE Land Cover ». La gravité est définie comme « importante » si un cercle de rayon 50 m<sup>18</sup> autour du puits intersecte ou est à l'intérieur d'un de ces territoires. Dans le cas contraire, celle-ci est considérée comme « limitée » ;
- comme précédemment, la définition de la gravité du phénomène de formation d'une atmosphère toxique ou anoxique (TOX\_ANOX\_ZC) est basée sur les polygones de la couche « territoire artificialisé » du SIG « CORINE Land Cover ». La gravité est définie comme « importante » si un cercle de rayon 10 m autour du puits croise ou est à l'intérieur d'un de ces territoires. Dans le cas contraire, celle-ci est considérée comme « limitée ». Cette distance forfaitaire de 10 m<sup>19</sup> correspond au périmètre dans lequel on considère qu'une fuite liée à un puits arrêté a le plus de probabilité de survenir ;
- la définition de la gravité pour les phénomènes de pollution de surface (POL\_SURF) et de pollution d'aquifère (POL\_AQUI) est considérée comme « importante » quel que soit l'environnement du puits car les effets inhérents à ces phénomènes peuvent s'étendre sur plusieurs centaines de mètres ;
- la gravité du phénomène feu de nappe « FEU\_NAPPE » est définie également à partir des polygones de la couche « territoire artificialisé » du SIG « CORINE Land Cover ». La gravité est définie comme « importante » si un cercle de rayon 50 m<sup>20</sup> autour du puits intersecte ou est à l'intérieur d'un de ces territoires. Dans le cas contraire, celle-ci est considérée comme « limitée » ;
- En ce qui concerne les phénomènes de mouvement de terrain, la qualification de la gravité est la suivante :
  - ✓ Pour le phénomène effondrement localisé (EFF\_LOC) la gravité est considérée comme « importante » si un cercle de rayon 10 m<sup>21</sup> (Franck et al., 2017 : [36]) autour du puits intersecte ou est à l'intérieur d'un des des polygones de la couche « territoire artificialisé » du SIG « CORINE Land Cover ». Celle-ci est considérée comme « limitée » dans le cas contraire ;
  - ✓ Dans le cas de l'effondrement généralisé (EFF\_GEN), la gravité est considérée comme « importante » si un cercle de rayon 100 m autour du puits intersecte ou est à l'intérieur d'un territoire artificialisé et « limitée » dans le cas contraire<sup>22</sup> ;

---

<sup>16</sup> <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/corine-land-cover-0>

<sup>17</sup> Notons que les incertitudes sur la position des puits n'ont pas été prises en compte explicitement mais elles sont intégrées dans le fait que les distances d'effets forfaitaires considérées pour chaque phénomène dangereux ont été choisies de manière majorante.

<sup>18</sup> Cette distance forfaitaire de 50 m correspond, en ordre de grandeur, à la distance des effets irréversibles (50 mbar) liés à l'explosion qui surviendrait suite à l'accumulation de méthane dans une pièce d'habitation de 30 m<sup>3</sup> (soit une surface de 10 m<sup>2</sup>) située dans un rayon de 10 m autour de la tête de puits.

<sup>19</sup> Cette distance est justifiée par le fait que le retour d'expérience indique que la majorité des fuites liées aux puits arrêtés surviennent à proximité immédiate de la tête de puits (Watson & Bachu, 2009). Dans le cas particulier du H<sub>2</sub>S et compte-tenu de sa forte toxicité, même en atmosphère libre, la gravité est considérée comme « importante » quelle que soit la nature du polygone du territoire autour du puits (artificialisée ou pas).

<sup>20</sup> Cette distance forfaitaire de 50 m correspond en ordre de grandeur à la distance des effets irréversibles (3 KW/m<sup>2</sup>) liés à l'inflammation d'un épanchement d'essence (pouvoir calorifique supérieur à celui d'un pétrole brut) de 20 mètres de diamètre et qui surviendrait dans un rayon de 10 m autour de la tête de puits.

<sup>21</sup> Cette distance forfaitaire de 10 m est basée sur les considérations suivantes : Le diamètre d'un puits en surface est au maximum de l'ordre de 50 cm à 1 m. Un débouillage ne peut affecter que les terrains déconsolidés, qui sont au maximum d'une épaisseur de 5 m. En prenant un angle d'influence de 45° (valeur considérée généralement dans les études d'aléas) et en considérant que tout le volume de terrain meuble s'écoule dans le puits (hypothèse peu probable), on obtient un rayon d'influence de 6 m. Le rayon de 10 m considéré est donc sécuritaire : il prend en compte le cas extrême où l'angle d'influence serait de 60° (soit un angle de talus naturel de 30°, représentatif de sables, donc sécuritaire ici).

<sup>22</sup> Cette distance forfaitaire de 100 m est basée notamment sur le retour d'expérience des cas d'effondrements généralisés volontaires des exploitations intensives de sel en Lorraine.

- ✓ Concernant l'affaissement (AFF) et la surrection (SURRECTION), la gravité est considérée comme « importante » quel que soit l'environnement car les effets inhérents à ces phénomènes peuvent s'étendre sur une distance importante.

### 3.3.2 Améliorations apportées

Nous avons réévalué, dans un deuxième temps, la gravité des phénomènes dangereux liés à la remontée de gaz ou d'huile en surface vers une zone confinée (à savoir « EXPL\_INFL\_ZC » ; « TOX\_ANOX\_ZC » ; « FEU\_NAPPE » définis préalablement) dont les distances d'effet ont été précisées.

#### 3.3.2.1 Prise en compte de l'incertitude de positionnement des puits

L'emplacement théorique des puits de la sélection a été observé à partir de photos aériennes actuelles (orthophotographies de l'IGN<sup>23</sup> et anciennes<sup>24</sup> pour essayer d'identifier la présence de la plateforme pétrolière correspondante, voire le puits en question. Les photos aériennes anciennes ne sont pas géoréférencées. Elles ont donc fait l'objet d'un géoréférencement afin d'être intégrés au SIG sous le logiciel Q-Gis® (voir : <https://fr.wikipedia.org/wiki/QGIS>). Les repères visuels (angle de maison, routes...) ont été utilisés comme points de calage dans le but de réduire au minimum l'incertitude de localisation.

#### 3.3.2.2 Réévaluation des distances d'effet des phénomènes dangereux

Les distances d'effet retenues dans l'évaluation préliminaire correspondaient à la distance des effets irréversibles (SEI)<sup>25</sup>. Dans le cadre de l'amélioration proposée, les seuils des effets létaux (SEL)<sup>26</sup> et des effets létaux significatifs (SELS)<sup>27</sup> ont été ajoutés à l'analyse, permettant ainsi de se conformer à la méthodologie décrite par la circulaire du 10 mai 2010 sur les études de dangers. Il s'agit, selon le phénomène considéré, de seuils d'effets toxiques, d'effets de suppression et d'effets thermiques.

La réévaluation des distances d'effet concerne les phénomènes dangereux liés à la remontée de gaz ou d'huile en surface (« EXPL\_INFL\_ZC » ; « TOX\_ANOX\_ZC » ; « FEU\_NAPPE »). Elle a conduit à préciser successivement les méthodes et modèles utilisés pour estimer les distances d'effet, puis les données d'entrées utilisées pour les calculs :

- conditions météo (un cas plutôt pénalisant est retenu) ;
- composition du gaz ou de l'huile fuyard : pour le phénomène dangereux « EXPL\_INFL\_ZC », on considère un gaz constitué de 100 % de CH<sub>4</sub> (approche sécuritaire) ; pour le phénomène dangereux « TOX\_ANOX\_ZC », on considère différentes variantes suivantes selon le pourcentage de H<sub>2</sub>S : 85% de CH<sub>4</sub> et 15% de H<sub>2</sub>S ; 95% CH<sub>4</sub> et 5% de H<sub>2</sub>S ; 100% de CH<sub>4</sub> ; pour le phénomène dangereux « FEU\_NAPPE », on considère une émanation d'huile constituée à 100 % de pétrole brut (approche sécuritaire) ;
- dimension de la nappe d'huile (pour le phénomène dangereux « FEU\_NAPPE ») : on considère que la nappe forme un disque de 20 cm d'épaisseur centré sur la tête de puits ; deux diamètres (10 m et 25 m) sont considérés selon que le puits est considéré « sans indice d'huile »<sup>28</sup> ou non.

#### 3.3.2.3 Réévaluation des enjeux autour des puits

L'utilisation de la base de données BDTopo<sup>®29</sup> (produit par l'IGN), de précision métrique, a permis d'améliorer la caractérisation des enjeux évalués initialement à partir du SIG « CORINE Land Cover » (résolution d'environ 100 m). Le gain de précision permet à présent de distinguer les enjeux présents dans les différentes zones critiques selon le seuil considéré.

Pour évaluer le nombre de personnes impactées par les effets d'un phénomène dangereux, les distances d'effet sont estimées pour les configurations les plus pénalisantes. La méthodologie consiste à comptabiliser le nombre de bâtiments issus de la base de données BDTopo<sup>®</sup> (couche « bati ») situé

<sup>23</sup> disponibles sur le site : <https://geoservices.ign.fr/documentation/donnees/ortho/bdortho>

<sup>24</sup> disponibles sur le site : <https://remonterletemps.ign.fr/>

<sup>25</sup> Seuils des effets irréversibles qui définit la zone des dangers significatifs pour la vie humaine.

<sup>26</sup> Seuils des premiers effets létaux pour lesquels on pourrait observer 1% de mortalité au sein de la population exposée.

<sup>27</sup> Seuils des effets létaux significatifs pour lesquels on pourrait observer 5% de mortalité au sein de la population exposée.

<sup>28</sup> Le cas de CBT1 atteste que même un puits qualifié de « sec » dans la base de données nationale, peut-être sujet à une remontée de pétrole brut en surface.

<sup>29</sup> disponible sur le site : <https://geoservices.ign.fr/bdtopo>

à une distance du puits (ou de la zone d'occurrence du phénomène) inférieure à la distance d'effet considéré. À noter que l'incertitude de localisation du puits a été ajoutée aux distances d'effets pour évaluer les enjeux (on a considéré une incertitude de 20 m pour l'ensemble des puits). On prend en compte la nature du bâtiment, son usage et son nombre de logements, lorsque ces données sont renseignées. La principale règle consiste à comptabiliser 2,5 personnes par logement ou appartement identifié (que l'on soit au sein d'une maison individuelle ou dans un immeuble).

Sur cette base, nous avons pu déterminer la distribution des puits selon le nombre de personnes potentiellement impactées par les phénomènes liés à une émanation d'hydrocarbure gazeux ou liquide en surface.

Dans le cas des phénomènes « EXPL\_INFL\_ZC » et « TOX\_ANOX\_ZC », l'évaluation des enjeux passe préalablement par l'identification des zones confinées. On a choisi de considérer que les bâtiments localisés dans un rayon de 120 m<sup>30</sup> autour du puits pouvaient constituer des zones confinées :

- pour le phénomène dangereux « TOX\_ANOX\_ZC » : les enjeux correspondent aux nombres de personnes potentiellement présentes dans les zones confinées ;
- pour le phénomène dangereux « EXPL\_INFL\_ZC » : pour chaque zone confinée, on a comptabilisé le nombre de personnes potentiellement présentes dans la zone d'effet associée. On a ensuite pris la valeur maximale pour l'ensemble des zones confinées.

Pour le phénomène dangereux « FEU\_NAPPE », on comptabilise le nombre de bâtiments localisés dans la zone d'effet du phénomène, puis le nombre de personnes potentiellement présentes dans ces bâtiments.

#### 3.3.2.4 Réévaluation de la gravité

La gravité des conséquences est évaluée en combinant l'intensité des effets et la vulnérabilité des enjeux (proportionnelle au nombre de personnes présentes) situées dans les zones exposées à ces effets, comme indiqué dans le Tableau 2<sup>31</sup>.

Trois valeurs de gravité sont donc calculées selon le seuil choisi (SELS, SEL, SEI). Pour la présentation des résultats dans ce qui suit, nous avons considéré la gravité maximale correspondant au max des 3 valeurs.

Tableau 2 : Échelle de gravité

Échelle de gravité	Létaux significatifs	Premiers effets létaux	Effets irréversibles
<b>Désastreux</b>	> 10 personnes exposées	> 100 personnes exposées	> 1000 personnes exposées
<b>Catastrophique</b>	Entre 1 et 10 personnes exposées	Entre 10 et 100 personnes exposées	Entre 100 et 1000 personnes exposées
<b>Important</b>	Au plus 1 personne exposées	Entre 1 et 10 personnes exposées	Entre 10 et 100 personnes exposées
<b>Sérieux</b>	0 personne exposées	Au plus 1 personne exposées	Entre 1 et 10 personnes exposées
<b>Modéré</b>	La zone létale 5% ne sort pas.	La zone létale 1% ne sort pas.	Moins de 1 personne exposées

<sup>30</sup> Cette distance correspondant à une distance forfaitaire de 100 m par rapport au puits, additionnée à l'incertitude sur la position du puits (20 m en moyenne).

<sup>31</sup> Cette matrice est issue de l'annexe 3 de l'Arrêté du 29 septembre 2005 relatif à l'évaluation et à la prise en compte de la probabilité d'occurrence, de la cinétique, de l'intensité des effets et de la gravité des conséquences des accidents potentiels dans les études de dangers des installations classées soumises à autorisation.

### 3.4 Démarche pour évaluer les risques

Le risque est évalué à partir du croisement entre la vraisemblance des phénomènes dangereux et la gravité de leurs conséquences potentielles.

Dans le cas des phénomènes lié aux émanations de gaz ou d'huile pour lesquels la gravité a été réévaluée, la matrice de criticité est celle présentée au Tableau 3.

*Tableau 3 : Matrice de criticité modifiée utilisée pour l'évaluation du risque pour les phénomènes liés aux émanations de gaz et d'huile*

Gravité	Vraisemblance				
	0	1	2	3	4
Désastreux	Faible	Moyen	Moyen	Fort	Fort
Catastrophique	Négligeable	Faible	Moyen	Moyen	Fort
Important	Négligeable	Négligeable	Faible	Moyen	Moyen
Sérieux	Négligeable	Négligeable	Négligeable	Faible	Moyen
Modéré	Négligeable	Négligeable	Négligeable	Négligeable	Faible

Une matrice de criticité simplifiée est proposée pour l'évaluation préliminaire (Tableau 4).

*Tableau 4 : Matrice de criticité simplifiée utilisée pour les phénomènes liés à la pollution et aux mouvements de terrain*

Gravité	Vraisemblance				
	0	1	2	3	4
1	Négligeable	Négligeable	Faible	Moyen	Fort
0	Négligeable	Négligeable	Négligeable	Faible	Moyen

Il y a quatre niveaux de risques : négligeable, faible, moyen, fort, dont les appréciations, dans le contexte de puits arrêtés, pourraient être les suivantes :

- risque négligeable : pas d'action particulière à entreprendre ;
- risque faible : surveillance minimale à envisager ;
- risque moyen : surveillance accrue et/ou action de mitigation à planifier ;
- risque fort : action de mitigation à entreprendre dans un court délai.

## 4 Quelques éléments relatifs à la reconversion des puits d'hydrocarbures en puits géothermiques

Dans le but d'accompagner l'action publique en matière de développement des énergies renouvelables et de lutte contre le réchauffement climatique, l'Ineris a engagé en 2018 une étude sur les risques et impacts pouvant résulter de la reconversion des puits d'hydrocarbures en puits géothermiques<sup>32</sup>.

### 4.1 Description des reconversions géothermiques possibles

#### 4.1.1 Les différents types de reconversion possibles

La reconversion d'un puits d'hydrocarbures en puits géothermique peut être envisagée de deux manières :

- en système ouvert (Figure 8) : l'ouvrage est alors reconverti en puits producteur d'eau chaude. Le plus souvent, l'eau géothermale refroidie est réinjectée dans l'aquifère d'origine par l'intermédiaire d'un deuxième puits (puits de réinjection), sauf éventuelles dispositions particulières liées au contexte environnemental et géologique du site (conformément à l'article 17 de l'Arrêté du 14 octobre 2016 relatif aux travaux de recherches par forage et d'exploitation par puits de substances minières) ;
- en système fermé (Figure 9) : l'ouvrage est équipé d'un échangeur de chaleur en boucle fermée (tube en U ou à double tube), au sein duquel circule un fluide caloporteur qui est réchauffé par le gradient géothermique. L'utilisation d'une conception de ce type offre des avantages tels que la possibilité d'utiliser un fluide non aqueux, une réduction de la quantité d'énergie nécessaire pour le pompage par rapport aux conceptions en système ouvert et l'absence de la gestion des ressources en eau. En revanche, la puissance thermique extraite est très inférieure à celle d'une conception en système ouvert.

#### 4.1.2 Architecture des puits d'hydrocarbures au regard des puits géothermiques

On peut noter les différences suivantes entre les puits pétroliers et les puits géothermiques classiquement réalisés dans le cas de systèmes ouverts (Gombert P., 2017 : [37]) :

- les cuvelages de puits géothermiques sont cimentés sur toute leur hauteur (c'est une obligation réglementaire en France), ce qui n'est pas toujours le cas dans les puits d'hydrocarbures. Cette exigence a vocation à compenser le fait que les puits géothermiques sont exploités sans colonne interne. L'objectif de cette cimentation est donc de renforcer la barrière d'étanchéité longitudinale au puits (limitant ainsi le risque de circulation de fluides par l'annulaire à l'extérieur du cuvelage), de limiter la corrosion externe des cuvelages, et d'assurer une bonne tenue mécanique du puits vis-à-vis des variations thermiques (dans les contextes à haute température) ;
- le diamètre du cuvelage de production des puits géothermique est souvent égal à 9"5/8 (245 mm) alors qu'il est réduit pour les puits pétroliers (généralement 7" (178 mm), et parfois jusqu'à 4"1/2 (114 mm)). Le réservoir pétrolier peut même être laissé en « trou ouvert » (ie sans cuvelage) selon certaines configurations. L'objectif est de permettre un débit de production (ou d'injection) plus important, ce qui est nécessaire pour qu'un puits géothermique soit viable économiquement ;
- l'épaisseur des cuvelages des puits géothermiques est en général plus importante que dans le secteur pétrolier, afin de prendre en compte la vitesse plus rapide de réduction d'épaisseur liée à la corrosion par le fluide géothermal (plus agressif que les hydrocarbures et en contact direct avec les cuvelages) ;

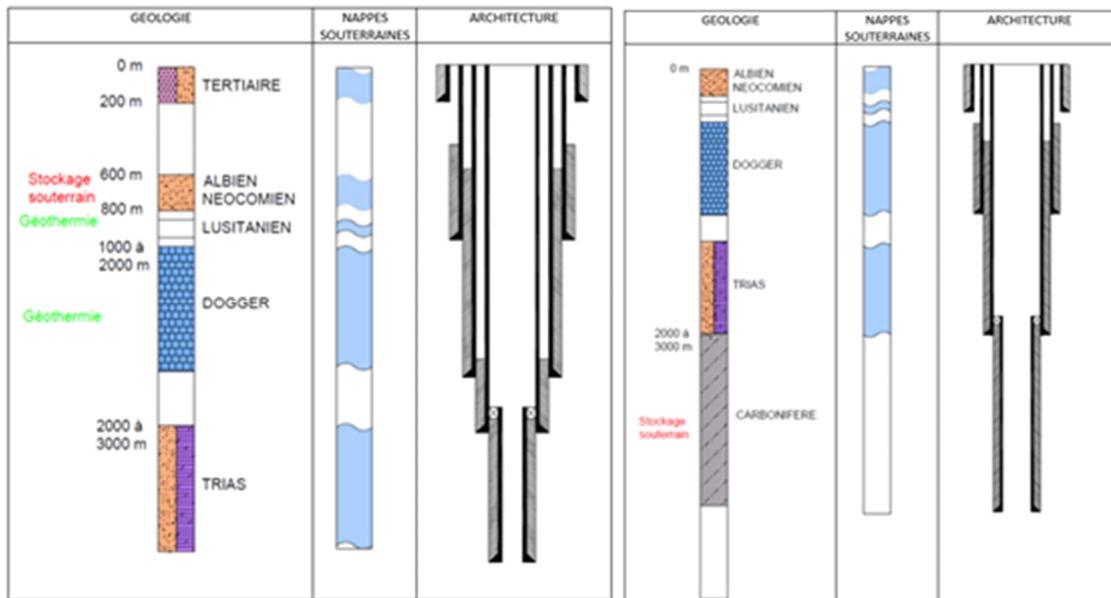
---

<sup>32</sup> D'autres types de reconversion sont envisagés, notamment en puits d'injection pour des stockages de CO<sub>2</sub> ou d'H<sub>2</sub>.

- les pressions dans les puits géothermiques sont globalement moins élevées que dans le domaine pétrolier, les réservoirs géothermiques étant généralement peu pressurisés. En conséquence, pour permettre de produire à un débit suffisant, le puits producteur est le plus souvent équipé d'une électropompe immergée placée dans une chambre réservée dans le puits, à quelques centaines de mètres sous la surface ;
- les puits géothermiques (notamment les puits injecteurs dans le cas des doublets géothermiques) sont généralement déviés, de sorte à pouvoir réinjecter l'eau produite dans l'aquifère exploité (pour que celui-ci reste en pression) mais suffisamment loin du puits producteur pour ne pas le refroidir. La réutilisation de deux anciens puits d'hydrocarbures pour servir de doublet géothermique devra respecter ces contraintes. Compte tenu du fait que l'injectivité des puits est souvent plus faible que leur productivité (et que cette injectivité est susceptible de diminuer dans le temps), il pourrait être judicieux de prévoir deux puits injecteurs au lieu d'un seul.

a) Bassin parisien / Seine Normandie

b) Est du Bassin parisien



c) Aquitaine Nord

d) Alsace

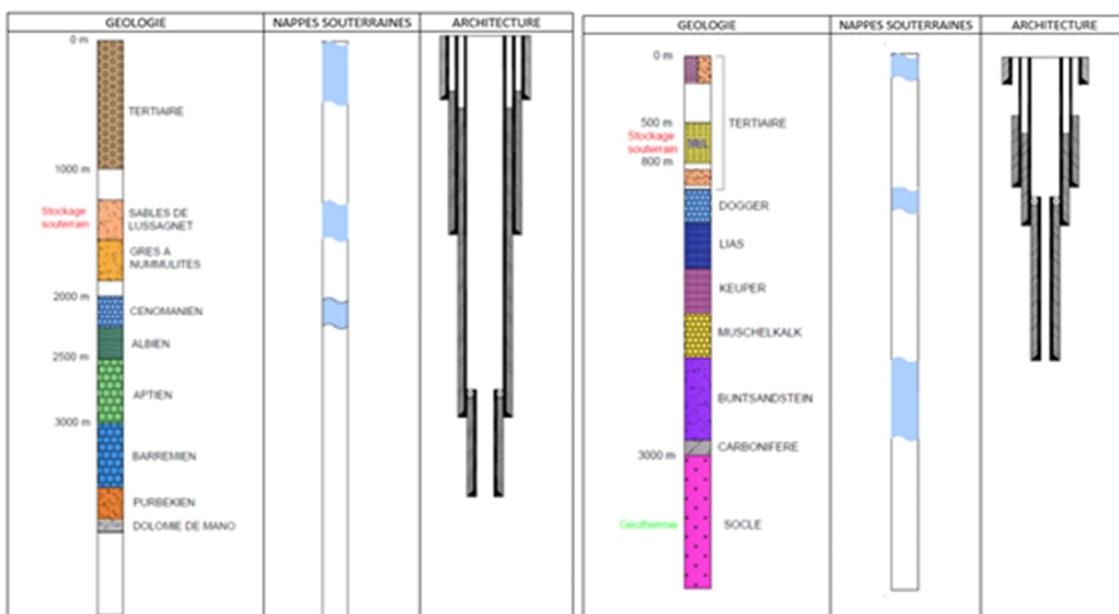


Figure 7 : Exemples d'architectures des puits d'hydrocarbures rencontrées dans les différentes régions

### 4.1.3 Description des opérations réalisées lors d'une reconversion

D'une façon générale, les opérations de reconversion peuvent inclure :

- le retrait de la complétion<sup>33</sup> (si cela n'a pas déjà été fait, par exemple dans le cas d'un puits bouché) ;
- le forage des bouchons (si le puits a été bouché) au-dessus des niveaux visés pour la géothermie ;
- un contrôle par diagraphie de l'état du puits (cuvelages, cimentations, découvert) ;
- un colmatage, si nécessaire, des perforations réalisées pour exploiter les niveaux pétroliers qui seraient localisés au-dessus des niveaux visés pour la géothermie ;
- le réalésage éventuel du puits ou de certaines portions afin d'augmenter les débits nécessaires ;
- la mise en place d'un bouchon en fonds de puits géothermique quand le réservoir pétrolier se situe en-dessous de la nappe exploitée en géothermie (si cela n'a pas déjà été fait).

#### Opérations spécifiques à la géothermie en système ouvert :

Dans le cas d'un système ouvert, des opérations spécifiques peuvent être nécessaires (Durst et al., 2009 : [33]), selon que le puits d'hydrocarbures est reconverti en puits producteur ou en puits injecteur (Figure 8) :

- rechemisage<sup>34</sup> éventuel (total ou partiel) du puits de production ;
- opérations d'injection d'eau et/ou d'acides destinées à assurer une bonne connexion hydraulique entre le puits de production et les terrains ;
- mise en place de la pompe de production ;
- mise en place d'un filtre pour réduire le risque de colmatage du puits de réinjection et de l'aquifère cible ;
- rechemisage total du puits de réinjection en matériaux inaltérables (matériau polymère, fibre de verre ou composite) (Hamm et al., 2017 : [39] ; Lopez et al., 2008 [52]) ;
- installation d'un échangeur thermique en surface ;
- mise en place d'autres installations de surface : canalisations pour la circulation du fluide géothermal (circuit primaire) et pour la boucle secondaire, station de pompage (pour la réinjection).

#### Opérations spécifiques à la géothermie en système fermé :

Différentes variantes sont envisageables selon la nature de l'échangeur de chaleur en boucle fermée (échangeur à double U ; échangeur coaxial).

Les opérations à prévoir incluent l'installation d'un échangeur thermique dans le puits (qui vient remplacer l'installation en surface prévue pour un système ouvert).

---

<sup>33</sup> La complétion d'un puits de forage est l'ensemble des opérations de finition du puits, qui doivent permettre sa mise en service optimale, que ce soit en production, en injection ou en observation. Par extension, la complétion est l'ensemble des équipements de production (packer, tubing, vannes de sécurités...)

<sup>34</sup> Cette technique consiste à descendre un deuxième cuvelage cimenté en face de la zone défectueuse. Cette approche implique des travaux lourds et une réduction de diamètre.

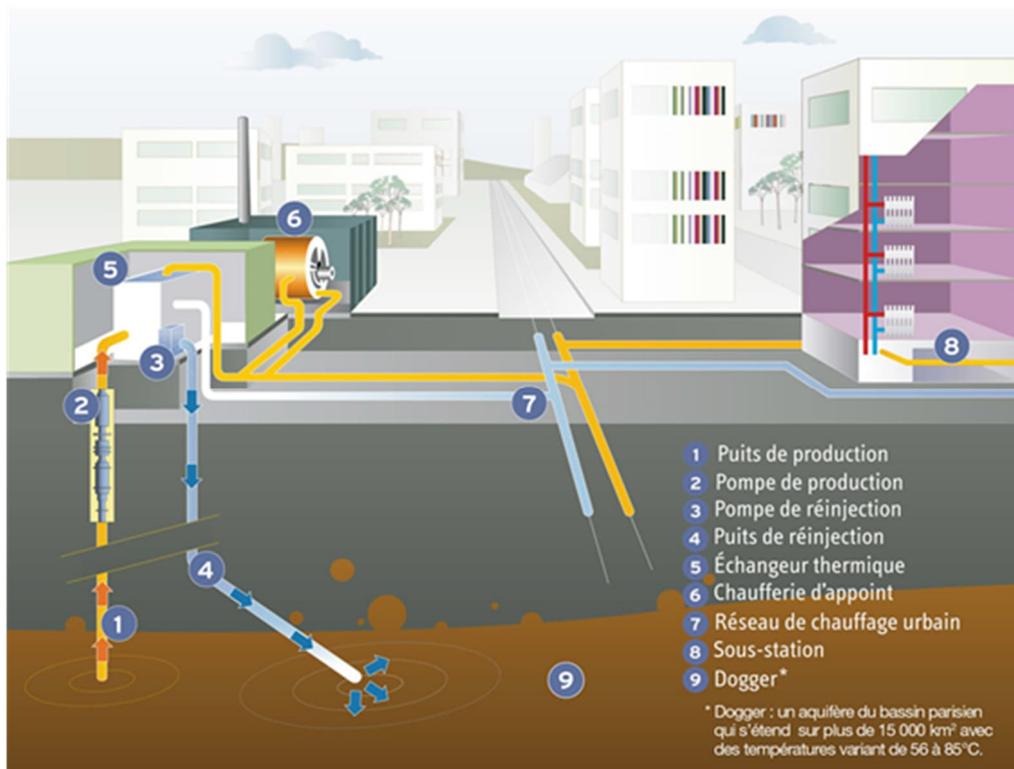


Figure 8 : Différents constituants d'une station géothermique en système ouvert (d'après ADEME Ile-de-France)

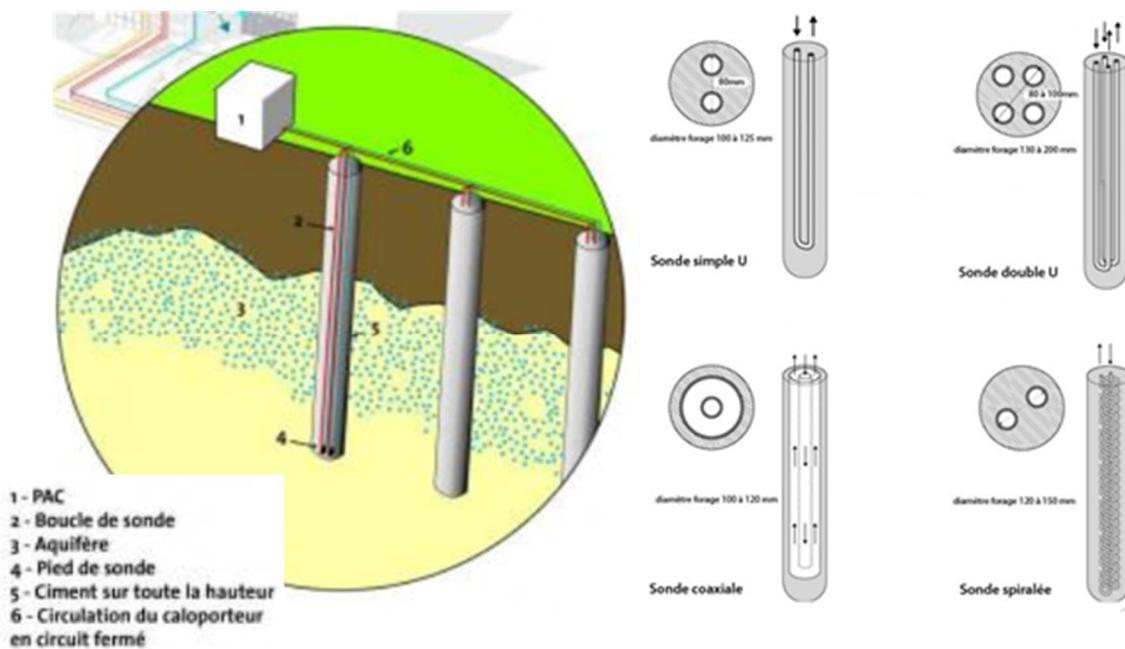


Figure 9 : Différents constituants d'une station géothermique en boucle fermée (d'après © ADEME-BRGM)

## 4.2 Retour d'expérience des incidents/accidents

### 4.2.1 Durant la phase de reconversion

L'annexe C présente une base de données regroupant 18 cas d'ouvrages reconvertis (des compléments sont donnés dans (Thoraval, 2018 : [74]). Elle concerne les pays suivants : France (15 cas), États-Unis d'Amérique (1 cas) et Pologne (2 cas). Elle mentionne également des projets de reconversion en Croatie et en Nouvelle Zélande. Ces puits ont été reconvertis pour l'essentiel en puits géothermiques (système ouvert ou fermé) ou en puits de production d'eau potable.

Les incidents (répertoriés) pendant les opérations de reconversion sont peu nombreux (2 incidents recensés), tout du moins reportés dans le domaine public : ils ne concernent que le puits GLTP1 à Mios-le-Teich. Les deux incidents mentionnés éclairent toutefois sur des facteurs de risques spécifiques à la reconversion de puits qui ne sont plus en exploitation, à savoir la possibilité :

- de retrouver des cuvelages perforés ou dégradés lors des opérations de bouchage ;
- de rencontrer, lors de la reprise du puits, des éléments bloquants l'avancement du forage : tiges métalliques et équipements laissés dans le puits lors de sa fermeture.

### 4.2.2 Durant la phase d'exploitation du puits géothermique

Nous ne disposons pas d'informations relatives à des incidents survenus au cours de l'exploitation d'un puits d'hydrocarbures reconverti en puits géothermique. Pour le retour d'expérience, nous nous baserons donc sur l'accidentologie propre à la géothermie.

L'Ineris a réalisé un retour d'expérience relatif à la géothermie en système ouvert<sup>35</sup> (Gombert, 2017 : [37]) qui comprend 32 incidents ou accidents jugés pertinents par rapport aux conditions actuelles de sécurité de cette industrie. On y dénombre un mort et neuf blessés, en près de trois décennies de retour d'expérience et sur environ 1700 centrales géothermiques actuellement en fonctionnement dans le monde. Les autres types de conséquences sont des dommages matériels en surface (bâties ou infrastructures), des pollutions locales ou une inquiétude des personnes habitant à proximité du puits (du fait notamment des secousses sismiques induites). Il est à noter que ce bilan quantitatif est à nuancer dans la mesure où depuis la sortie de ce rapport, deux accidents graves ont été reportés : l'un en France, à Montesson (Yvelines), où 2 personnes ont trouvé la mort par intoxication au H<sub>2</sub>S (Le Parisien, 2018 : [51]) et l'autre en Corée du Sud, à Pohang (Grigoli, 2018 : [38]), où un séisme de magnitude 5,5, ayant occasionné 70 blessés, a été causé par des opérations de stimulation hydraulique dans un puits de géothermie profonde. Les phénomènes dangereux les plus fréquemment observés dans le retour d'expérience sont les suivants :

- Explosion-inflammation de gaz en surface (6 % des cas),
- Formation d'une atmosphère toxique ou anoxique<sup>36</sup> (14 % des cas),
- Pollution d'un aquifère<sup>37</sup> (6 % des cas),
- Pollution en surface (6 % des cas),
- Secousses ressenties résultant de séismes induits<sup>38</sup> (34% des cas),
- Affaissement des terrains de surface<sup>39</sup> (11 % des cas),

---

<sup>35</sup> À ce jour, nous n'avons pas recensé d'incidents ou d'accidents relatifs à des installations géothermiques en boucle fermée.

<sup>36</sup> À Montesson (Yvelines, France), 2 personnes ont trouvé la mort par intoxication au H<sub>2</sub>S au cours d'un chantier de nettoyage d'un puits géothermique (Le Parisien, 2018).

<sup>37</sup> En 1996, à Coulommiers, une fuite sur un puits géothermique profonde a conduit à une intrusion accidentelle de fluide géothermal dans des aquifères d'eau douce superficiels. Il s'agissait d'un fluide issu du réservoir du Dogger, situé vers 2000 m de profondeur. Cette fuite est apparue sur un puits de réinjection en cours d'exploitation. Il s'agissait d'une eau chaude (50 à 85 C), moyennement acide (pH 6,1 à 6,5) mais surtout chargée en sels (6 à 35 g/L), en gaz dissous (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>), en sulfures et en bactéries sulfato-réductrices. Heureusement, le suivi des captages d'eau potable de la ville, implantés dans ce même aquifère, n'a finalement montré aucun indice significatif d'arrivée de fluide géothermal.

<sup>38</sup> En 2006, les opérations de stimulation hydraulique du projet géothermique « Deep Heat Mining » de Bâle (Suisse) ont engendré au moins trois événements sismiques perçus par la population.

<sup>39</sup> À Hilsprich (Moselle), un affaissement est survenu environ un an après le forage de deux puits de géothermie superficielle à 95 et 99 m de profondeur (Barras, 2015 ; Carton, 2015 ; Bezelgues-Courtade et al., 2012 ; Catoire et al., 2017). Après analyse, il est apparu que suite à des difficultés rencontrées pendant le forage, les ouvrages n'avaient pas été correctement cimentés. Cela a permis la mise en connexion de la nappe phréatique avec un horizon salifère de 20 m d'épaisseur situé à une centaine de mètres de profondeur. Une cuvette d'affaissement, de plus de 1 km d'extension, s'est formée avec une amplitude verticale atteignant 90 cm au centre, induisant des dommages sur une quinzaine de maisons et sur le réseau routier jusqu'à 450 m alentour.

- Surrection des terrains de surface<sup>40</sup> (11 % des cas).

Nous avons cité quelques cas emblématiques en note de bas de page pour les phénomènes dangereux (PhD) les plus fréquents d'après Gombert (2017 : [37]). Des précisions seront données pour chaque cas dans la section relative à l'identification des séquences accidentelles.

On constate par ailleurs que les accidents recensés sont survenus, pour 11% d'entre eux, pendant la phase de forage, pour 17% d'entre eux, pendant la phase de test et pour 63% d'entre eux, pendant la phase d'exploitation.

## 4.3 Démarche pour évaluer les risques spécifiques à la reconversion

### 4.3.1 Cadre

On se place ici dans le contexte de la reconversion d'un puits d'hydrocarbures à des fins d'exploitation géothermique. Au-delà des risques propres à toute exploitation géothermique, il s'agit d'évaluer les risques technologiques spécifiques (c'est-à-dire les facteurs aggravants ou éventuellement favorables) liés à la reconversion, puis à la réutilisation d'un puits initialement dédié à la recherche ou à l'exploitation des hydrocarbures, en proposant une méthodologie adaptée<sup>41</sup>.

On peut distinguer les risques survenant pendant :

- la phase de reconversion (il s'agit de la phase technique qui fait suite à l'instruction administrative de la demande d'autorisation) : cette phase inclut toutes les opérations de reconversion du puits, dont le retrait et remplacement éventuel de la complétion. Sa durée est estimée à 6 mois (hors phase administrative) ;
- la phase d'essais de production : cette phase inclut les tests de formation (quelques jours) et essais de production (plusieurs semaines) destinés à évaluer la ressource géothermique. Sa durée est estimée à 6 mois ;
- la phase d'exploitation du puits géothermique reconverti : cette phase inclut l'exploitation du puits proprement dite ainsi que les opérations de contrôle et de maintenance réalisées sur les puits en cours d'exploitation (interventions sur puits). Sa durée est estimée à 30 ans ;
- la phase de fin d'exploitation<sup>42</sup> : cette phase s'inscrit dans le cadre de l'arrêt définitif des travaux de géothermie. Elle inclut notamment le démantèlement et le bouchage des puits (conformément à la note technique du 6 juillet 2018 relative aux modalités d'application de la procédure d'arrêt définitif des travaux miniers, du transfert des installations hydrauliques et hydrauliques de sécurité, et de la prévention et de la surveillance des risques miniers résiduels). Sa durée est estimée à 6 mois.

### 4.3.2 Identification des séquences accidentelles

Sur la base du retour d'expérience (§ 4.2), nous avons établi les principaux scénarios accidentels pouvant survenir sur un puits arrêté. Beaucoup ont déjà été décrits précédemment (§ 3.1). Nous avons identifié en annexe D les scénarios complémentaires (non déjà mentionnés en annexe A). Les phénomènes dangereux retenus sont les suivants :

- **Explosion-inflammation de gaz en surface** : Il s'agit d'une explosion et/ou d'une inflammation suite à la remontée en surface d'un gaz inflammable (CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>S, etc.) provenant d'un gisement d'hydrocarbures (sous réserve que le puits ait atteint un tel gisement) ou de formations sus-jacentes traversées par le puits. Trois scénarios peuvent conduire à ce phénomène :

<sup>40</sup> Plusieurs accidents sont recensés en lien avec des couches d'anhydrite (CaSO<sub>4</sub>) qui se sont hydratées en gypse (CaSO<sub>4</sub>, 2H<sub>2</sub>O) au contact d'une eau non saturée en sulfates et ont engendré une augmentation de volume de la matrice rocheuse de l'ordre de 60% (Weber, 2011). En France, un exemple récent de ce type de phénomène concerne la commune de Lochwiller dans le Bas-Rhin (Boissavy et al., 2013 ; Antoine, 2013 ; Ercket, 2015 ; Miguet, 2014).

<sup>41</sup> Notons que la présente étude fait suite à un travail toujours en cours dont l'objectif est d'évaluer les risques que les anciens puits d'hydrocarbures désormais arrêtés, sont susceptibles d'engendrer à long-terme pour la sécurité des personnes et pour l'environnement. Dans le cadre de ce travail, l'Ineris a réalisé un inventaire des puits forés sur le territoire français (Lahaie & Bouffier, 2017), et a proposé une méthodologie d'évaluation préliminaire des risques liés à ces ouvrages, basée sur les informations accessibles dans les bases de données nationales (Ouraga et al., 2019).

<sup>42</sup> On verra plus loin que pendant cette phase on considère que l'état des puits est plus dégradé que pendant la phase d'exploitation où un état moyen sur la période est considéré.

- ✓ la libération de gaz inflammable vers l'atmosphère suite au forage d'un bouchon (définitif ou provisoire) derrière lequel s'est accumulé du gaz inflammable sous pression (EXPL\_INFL\_FB). Ce risque ne concerne que la phase de reconversion dans le cas d'un puits bouché. Un forage mal maîtrisé du bouchon peut alors conduire à une éruption et à un éventuel feu torche (ou jet enflammé) si une source d'inflammation est présente ;
- ✓ la libération de gaz inflammable vers l'atmosphère suite à une défaillance de la tête de puits après une phase d'arrêt (EXPL\_INFL\_DTP). Ce risque concerne les **phases d'essai, d'exploitation et de fin d'exploitation** (on considère que la tête de puits n'est présente qu'en toute fin de phase de reconversion) suite à une reconversion en puits géothermique de type système ouvert. Pour que le phénomène survienne, il est nécessaire que le puits connaisse une phase d'arrêt suffisamment longue (pour une opération de maintenance ou pour une autre raison) pour permettre l'accumulation du gaz sous la tête de puits. Nous n'avons pas considéré, dans ce cas, la présence d'un bouchon entre les niveaux HC et les niveaux exploités pour la géothermie (cette barrière pourrait réduire la vraisemblance du phénomène). La présence d'une source d'ignition est nécessaire pour générer l'explosion/inflammation ;
- ✓ une migration de gaz inflammable à l'extérieur du puits vers une zone confinée (point bas topographique, réseau souterrain, parking, sous-bassement d'habitation) de sorte à pouvoir se retrouver en concentration suffisante pour pouvoir exploser ou s'enflammer (EXPL\_INFL\_ZC). Ce risque concerne **toutes les phases de vie** du puits reconverti. La présence d'une source d'ignition est nécessaire pour générer l'explosion/inflammation ;
- **Formation d'une atmosphère toxique ou anoxique** : Il s'agit de la formation d'une atmosphère toxique ou anoxique suite à la remontée en surface d'un gaz toxique (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, CO) ou anoxique (tous les gaz sauf O<sub>2</sub>) provenant du gisement d'hydrocarbures (sous réserve que le puits arrêté ait atteint un tel gisement) ou de formations souterraines traversées par le puits. Trois scénarios peuvent conduire à ce phénomène :
  - ✓ la libération de gaz toxique ou anoxique vers l'atmosphère suite au forage d'un bouchon (définitif ou provisoire) derrière lequel s'est accumulé du gaz sous pression (TOX\_ANOX\_FB). Ce risque ne concerne que la **phase de reconversion** ;
  - ✓ la libération de gaz toxique ou anoxique vers l'atmosphère suite à une défaillance de la tête de puits (TOX\_ANOX\_DTP). Ce risque concerne les **phases d'essai, d'exploitation et de fin d'exploitation** suite à une reconversion en puits géothermique de type **système ouvert**. Pour que le phénomène survienne, il est nécessaire que le puits connaisse une phase d'arrêt suffisamment longue pour permettre l'accumulation du gaz sous la tête de puits ;
  - ✓ une migration de gaz toxique ou anoxique à l'extérieur du puits vers une zone confinée (TOX\_ANOX\_ZC). Ce risque concerne **toutes les phases de vie** du puits reconverti ;
- **Pollution d'un aquifère** : Il s'agit de la pollution d'un aquifère à la suite de sa contamination, à la défaveur d'un défaut d'isolation du puits, par une substance liquide potentiellement polluante, qu'il s'agisse du fluide géothermal<sup>43</sup> qui provient de l'aquifère exploité (dans le cas de géothermie en système ouvert), du fluide caloporteur<sup>44</sup> (dans le cas de la géothermie en système fermé) ou d'autres liquides provenant des formations souterraines traversées par le puits (hydrocarbures liquides, saumure provenant d'autres aquifères). La réglementation minière demandant que la réalisation d'un forage soit de nature à éviter toute communication entre deux nappes d'eau présentant des qualités différentes (art. 36 du décret 2006-649), nous considérerons qu'une contamination conduit systématiquement à une pollution ;
- **Pollution en surface** : Il s'agit d'une pollution du sol ou d'eaux superficielles suite à l'épanchement en surface, à la défaveur d'un défaut d'isolation du puits, d'une substance liquide potentiellement polluante qu'il s'agisse du fluide géothermal qui provient de l'aquifère exploité (dans le cas de géothermie en système ouvert), du fluide caloporteur (dans le cas de la géothermie en système fermé) ou d'autres liquides provenant des formations souterraines traversées par le puits (hydrocarbures liquides, saumure provenant d'autres aquifères) ;

<sup>43</sup> Le fluide géothermal pourrait présenter (Hirschberg et al., 2015) : une forte minéralisation (saumure), notamment en chlorures, bicarbonates et sulfates de sodium, calcium et potassium, ainsi qu'en silice ; des éléments traces dissous, notamment des métaux lourds (présence d'arsenic, de baryum, d'antimoine, de bore, de lithium, de rubidium et de substances radioactives d'origine naturelle comme 238U, 232Th, 40K et 226Ra).

<sup>44</sup> Les fluides caloporteurs les plus fréquents sont le n-pentane, l'iso-butane, l'iso-pentane, le benzène, le toluène, le n-butane, l'ammoniac, le dioxyde de carbone et le 1,1,1,2-Tétrafluoroéthane. Certaines de ces substances sont potentiellement inflammables ou explosibles, d'autres toxiques ou écotoxiques.

- **Feu de nappe**
- **Secousses sismiques ressenties en surface** : La production d'évènements microsismiques est inhérente à la géothermie profonde<sup>45</sup> (en système ouvert). Elle est en effet une conséquence directe et attendue de l'injection d'eau sous pression dans une roche poreuse et fracturée, telle qu'elle a lieu pendant la **phase d'essais** (stimulations hydrauliques et/ou chimiques et essais de circulation avec montée en charge du réservoir) ou pendant la **phase d'exploitation**, notamment autour du puits injecteur. Ce qui est par contre accidentel est la survenue de séismes suffisamment importants pour induire des secousses ressenties en surface par la population ;
- **Affaissement ou effondrement généralisé des terrains de surface**
- **Surrection des terrains de surface**

Le Tableau 5 précise si le phénomène dangereux peut survenir (case grise) ou non (case blanche) selon la phase de vie du puits reconverti et le mode de reconversion. Le signe + ou - est rajouté selon la vraisemblance plus ou moins grande du phénomène dangereux relativement aux autres phases de vie compte tenu d'une amélioration supposée de l'état du puits après reconversion et d'une dégradation supposée (liée notamment au vieillissement des cuvelages et des cimentations au cours du temps) ensuite.

Tableau 5 : Présence ou absence de phénomène dangereux selon la phase de vie et l'usage du puits reconverti

Phénomène dangereux <sup>46</sup>	Reconversion en système ouvert				Reconversion en boucle fermée			
	reconv.	essais	exploit.	fin d'expl.	reconv.	essais	exploit.	fin d'expl.
Expl. ou inflam. suite au forage d'un bouchon								
Expl. ou inflam. suite à une défaillance de la tête de puits								
Expl. ou inflam. en zone confinée		-	+	+		-		
Form. d'une atm. tox. ou anox. suite au forage d'un bouchon								
Form. d'une atm. tox. ou anox. suite défaut. de la tête de puits								
Form. d'une atm. tox. ou anox. en zone confinée		-	+	+		-		
Pollution d'un aquifères			+	+				
Pollution en surface			+	+				
Feu de nappe								
Secousse sismique		+	+					
Affaissement de la surface			+	+				
Eff. généralisé de la surface								
Surrection de la surface			+	+				

<sup>45</sup> La « géothermie profonde » couvre généralement la géothermie destinée à l'alimentation de réseaux de chaleur (géothermie à usage direct) et celle visant la production d'électricité. Elle implique dans tous les cas la réalisation de forages d'un à plusieurs kilomètres de profondeur, par lesquels les eaux ou vapeurs chaudes sont extraites, valorisées en surface et le plus souvent réinjectées dans le sous-sol par le biais d'un second forage.

<sup>46</sup> La signification des acronymes est donnée dans le § 4.3.2.

## 5 Synthèse des travaux réalisés et suites prévues

Depuis 2015, l'Ineris a entrepris de faire l'inventaire des puits hérités de son histoire et de collecter les informations disponibles sur ces ouvrages. Ces puits sont en majorité des puits d'hydrocarbures. Ils se concentrent en Alsace (52%), dans le Bassin Parisien (31%) et dans le Bassin Aquitain (13%), qui sont les principales zones de ressources pétrolières en France. Près de 80% des puits dont l'âge est connu ont plus de 50 ans (les plus anciens, exploités au début du XXème, siècle étant ceux situés autour de la commune de Pechelbronn en Alsace). Les puits les plus profonds se trouvent en Aquitaine (2500 à 6000 m). Les puits du Bassin parisien ont deux profondeurs caractéristiques, l'une autour de 400-600 m correspondant aux horizons du Néocomien et l'autre autour de 1600-2000 m correspondant au Dogger. Les puits se répartissent en « core drills » (puits court ne rencontrant pas d'horizon producteur), puits d'exploration (producteur dans 10 % des cas avec indice éventuellement) et puits de développement ou d'extension (producteur dans 74 % des cas).

L'analyse du retour d'expérience (REX) constitue une base de travail pour l'analyse des risques. Elle a permis d'identifier, au travers notamment d'une étude bibliographique, les phénomènes dangereux susceptible de se produire après l'arrêt de l'exploitation des puits d'hydrocarbures. Les cas documentés mettent en évidence les principaux événements redoutés suivants : risque de fuite de gaz en surface (Alberta et Colombie Britannique, Canada ; mer du Nord ; Pennsylvanie, Texas, Kansas, Californie, USA ; Beynes et Saint-Illiers, Istres, France) ; risque de remontée d'huile en surface (Cébazat, France) ; risque de contamination d'aquifères par de la saumure ou des hydrocarbures (Ohio et Texas, USA ; Coulommiers, Chailly 46, France) ; risque de mouvements de terrain (Berkaoui, Algérie ; Wink Sink, Texas, USA).

Sur la base du retour d'expérience et de la connaissance plus générale des mécanismes concourant à la perte d'intégrité des puits, l'INERIS a établi les principaux scénarios accidentels pouvant survenir sur un puits arrêté. Nous avons identifié les potentiels de dangers susceptibles d'être présents dans l'environnement d'un puits arrêté, ainsi que les événements à l'origine d'un ou plusieurs phénomènes dangereux pouvant impacter les enjeux présents à proximité du puits. L'évaluation des risques consiste à estimer, pour chaque puits et pour chaque phénomène dangereux : la probabilité que ce phénomène survienne dans une période donnée et la gravité des conséquences que ce phénomène aurait sur les enjeux concernés si celui-ci survenait. Pour chaque phénomène dangereux, des critères d'évaluation de sa vraisemblance ont été proposés. Elle est évaluée à partir de la vraisemblance des événements qui y concourent. L'évaluation de la gravité des conséquences d'un phénomène nécessite d'évaluer l'intensité et les distances d'effets des différents phénomènes dangereux, ainsi que les enjeux présents dans la zone critique. L'évaluation des distances d'effet des phénomènes dangereux liés à la remontée de gaz ou d'huile en surface en fonction des caractéristiques des puits a fait l'objet d'une attention particulière. Par ailleurs, les enjeux autour des puits doivent être déterminés avec précision à l'aide de la base de données BDTopo®. À noter que l'incertitude de localisation du puits doit être intégrée et pourra ainsi être rajouté aux distances d'effets pour évaluer les enjeux. Enfin, il est proposé de prendre en compte la nature du bâtiment, son usage et son nombre de logements, lorsque ces données sont renseignées. Le niveau risque est ensuite évalué à partir du croisement entre la vraisemblance des phénomènes dangereux et la gravité de leurs conséquences potentielles.

En complément, l'Ineris a engagé en 2018 une étude sur les risques et impacts pouvant résulter de la reconversion des puits d'hydrocarbures. L'INERIS a distingué les risques survenant pendant la phase de reconversion (qui inclut toutes les opérations de reconversion du puits, dont le retrait et remplacement éventuel de la complétion), la phase d'essais de production (qui vise à évaluer la ressource géothermique), la phase d'exploitation du puits géothermique reconverti, la phase de fin d'exploitation (qui prépare l'arrêt définitif des travaux de géothermie).

Le retour d'expérience mentionne une vingtaine de cas d'ouvrages reconvertis. Les incidents répertoriés pendant les opérations de reconversion sont peu nombreux (2 incidents recensés). Pour identifier les séquences accidentelles susceptibles de survenir après reconversion,, on s'est basé sur l'accidentologie propre à la géothermie. En plus des phénomènes déjà cités précédemment dans le cadre de l'analyse des risque sur les puits arrêtés, ont ainsi été identifié : la libération de gaz inflammable ou de gaz toxique ou anoxique vers l'atmosphère suite au forage d'un bouchon (définitif ou provisoire) derrière lequel s'est accumulé du gaz inflammable sous pression (pouvant survenir pendant la phase de reconversion) ; la libération de gaz inflammable ou de gaz toxique ou anoxique vers l'atmosphère suite à une défaillance de la tête de puits après une phase d'arrêt (pouvant survenir pendant la phase

de reconversion) ; secousses sismiques ressenties en surface dans le cas d'une reconversion en système ouvert.

Les travaux sur la reconversion se prolongent actuellement dans le but de produire une note d'aide à la décision sur le potentiel de reconversion des puits d'hydrocarbures en puits géothermiques à destination des opérateurs pétroliers et des autorités en charge de l'instruction des dossiers de cessation d'activité. L'objectif de cette note est de proposer une méthodologie pour permettre la sélection de puits éligibles à la reconversion pour la valorisation de ressources géothermiques. Ce travail sera réalisé en collaboration avec le BRGM qui apportera notamment ses compétences pour évaluer la viabilité économique des reconversions.

## 6 Références

- [1] Akretche S., Okby L., 1995 : « Historique de l'incident d'Okn 32, à la partie du nord du Sahara Algérien », Proceedings of the Fifth International Symposium on Land Subsidence, La Hague, Oct. 1995. IAHS Publ N° 234.
- [2] Ali S.T., Davatzes N.C., Drakos P.S., Feigl K.L., Foxall W., Kreemer C.W., Mellors R.J., Wang H.F., Zemach E., 2014 : « InSAR measurements and numerical models of deformation at Brady Hot Springs geothermal field (Nevada), 1997-2013 », Proc. 39th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, February 24-26, 2014, SGP-TR-202.
- [3] Amraoui N., Bichot F., Platel J.P., Seguin J.J., 1998 : « Gestion des eaux souterraines en Aquitaine, Année 2 - Evaluation des ressources - Ajout des couches du Santonien-Turonien, du Cénomanién et du Jurassique moyen et supérieur au modèle nord-aquitain », Rapport référencé BRGM-R-40110, juin.
- [4] Antoine M., 2013 : « Le village dont le sol gonfle », Aujourd'hui en France, nov.
- [5] Bachmann C.E., Wiemer S., Wössner 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, 2, 793-807, DOI: 10.1111/j.1365-246X.2011.05068.x
- [6] Baria R., Baumgartner J., Gérard A., Jung R., Garnish J., 1999 : « European HDR research programme at Soultz-sous-Forêts (France) 1987-1996 », Geothermics 28, pp. 655-669.
- [7] Barras A.V., 2015 : « Sinistres liés aux sondes géothermiques investigations géologiques », Journée CFGI « La géothermie de minime importance », BRGM, 21 mai 2015.
- [8] Bérard P., Chéry L., Lopoukhine M., Platel J.P., Sourisseau B., 1997 : « Synthèse des connaissances hydrogéologiques sur les ressources thermo-minérales du Bas-Adour », Rapport final BRGM/RR-39396-FR, 1997.
- [9] Berard P., Sourisseau B., Lachassagne P., Seguin J.J., 1999 : « Synthèse des connaissances sur la ressource thermique du Bas Adour », Recommandations de protection et de suivi. Rapport final BRGM/RR-40539-FR, 1999.
- [10] Bézèlgues-Courtade S., Durst P. et al., 2012 : « Impacts potentiels de la géothermie très basse énergie sur le sol, le sous-sol et les aquifères – Synthèse bibliographique », Rapport final BRGM/RP-59837-FR. Février 2012
- [11] Blum P., 1929 : « La source minérale chaude des Hélicons à Merkwiller- Pechelbronn », l'Alsace française, numéro du 24 février 1929, pp. 188-190. Archivé sur infoterre.brgm.fr.
- [12] BRESS, 2018a : « Statut des puits pour la définition des puits arrêtés – puits simple », document référencé « WLSTATUS-07-11-2018 ».
- [13] BRESS, 2018b : « Statut des puits pour la définition des puits arrêtés – puits complexe », document référencé « WLSTATUS\_DTL-07-11-2018 ».
- [14] BRESS, 2018c : « Données de déviation des puits », document référencé « Table-direction-forages ».
- [15] BRGM, 2015 : <http://www.brgm.fr/projet/mise-securite-reussie-forage-petrolier-fuyard>
- [16] BRGM, 2018b : « Extension des formations aquifères traversées par les puits », référencé « Tableau\_correspondance\_LGV\_BDLISA\_bassinSN\_2012 », source : <http://www.reseau.eaufrance.fr/geotraitement/viewer/bdlisa> ; <https://bdlisa.eaufrance.fr/telechargement>.
- [17] BRGM, 2018c : « Attributs de chaque entité hydrogéologique », référencé « TME.xlsx ».
- [18] BRGM, 2018d : « Notice d'utilisation de la base de données BDLISA », référencé « Descriptif\_données\_BD-LISA2 ».
- [19] BRGM : « Fichiers Shape de la Géothermie de minime importance (GMI) », cartes réglementaires à l'échelle régionale établies pour la GMI (<http://www.geothermie-perspectives.fr/cartographie>).
- [20] Boissavy C., Garroustet E., 2013 : « Incident de forage à Lochwiller (Bas-Rhin) », Communiqué de presse, AFP-SFEG, paris, 22 juillet 2013

- [21] Bouffier C., Lahaie F, 2018 : « Evaluation préliminaire des risques liés aux anciens puits d'hydrocarbures : présentation de la méthodologie », note Inéris référencée DRS-18-171531-05935A, Juin.
- [22] Cante V., Edel L., Mahamane R., Philipps S., Schmitt M., 2009 : « Diagnostic de la place de l'eau sur le territoire Sauer-Pechelbronn - Rapport du diagnostic eau », rapport de stage M1 AUDT (aménagement, urbanisme et développement des territoires) de l'Université de Strasbourg, 51 p.
- [23] Carton A., 2015 : « Plan de prévention du risque naturel de « mouvements de terrain - commune de Hilsprich », note de présentation, 41 p.
- [24] Catoire S., Guignard P., Jean-Francois M., 2017 : « Modalités de gestion et d'indemnisation des dégâts occasionnés par un forage géothermique sur la commune de Lochwiller (Bas-Rhin) », Rapport CGEDD n° 010788-01, CGE n° 2016/22/CGE/SG, janvier 2017.
- [25] Charmoille A., Thoraval A., 2010 : « Synthèse de l'état des connaissances et des pratiques en matière d'abandon des stockages souterrains », Rapport Ineris DRS-08-86168-00481D.
- [26] Chartier R., Jouanneau J., Saint Martin M., Brun J., Poux A., 2012 : « Inventaire du potentiel géothermique en région Rhône-Alpes - État des lieux et étude du potentiel », rapport BRGM RP-60684-FR, 190 p.
- [27] Combe M., Le Pochat G., Martin J.C., 1981 : « Analyse des possibilités d'utilisation de la géothermie que la commune de Saint-Paul-lès-Dax », Rapport BRGM/80-SGN-842-AQI, 1981.
- [28] Combe M., Martin J.C., Thierry D., 1982 : « Essais de longue durée du forage géothermique GDx 1 à Dax en 1980-1981 », Rapport final BRGM/81-SGN-494-AQI, 1982.
- [29] Corbier P., Abou Akar A., Mazurier C., Platel J.P., 2008 : « Contrôle qualité et gestion des nappes d'eaux souterraines en Gironde - Etat des connaissances à fin 2006 », rapport référencé BRGM/RP-55893-FR, 328 p. (<http://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-55893-FR.pdf>).
- [30] Department of Environmental Protection - Bureau of Oil and Gas Management (DEP-BOGM, 2010 : « Stray Natural Gas Migration Associated with Oil and Gas wells ».
- [31] Doherr D., 2012 : « Structure géologique et sismicité de la région du Rhin Supérieur », In : Séminaire transrhénan « la géothermie profonde ». Strasbourg - Kehl, 24 mai 2012, SPPPI, Note de synthèse : 6.
- [32] Durand M., 2018 : « Données récentes sur les fuites des puits d'hydrocarbures », <https://rochemere.blogspot.fr/2018/02/jaicommece-en-2010-ecrire-des-textes.html>.
- [33] Durst P., Platel J.P., Moneyron N., 2009 : « Base aérienne 120 de Cazaux – Etude des ressources géothermiques potentielles et préfaisabilité de production de chaleur par géothermie », Rapport référencé BRGM-RP-57497-FR, 110 pages.
- [34] Ercket G., 2015 : « Lochwiller- Affaire des maisons fissurées : Agir, et vite », Dernières nouvelles d'Alsace, 2/07/2015.
- [35] 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 CO<sub>2</sub> reservoirs in Europe », Geothermics 41 (2012): 30-54.
- [36] Franck C., Salmon R., Didier F., Paquette Y., Pokryszka Z., 2017 : « Evaluation des aléas miniers », Rapport Ineris DRS-17-164640-01944AA.
- [37] Gombert P., 2017 : « Etat des connaissances sur les risques, impacts et nuisances potentiels liés à la géothermie profonde », rapport Ineris référencé DRS-16-157477-00515A, juillet.
- [38] Grigoli F., Cesca S., Rinaldi A. P., Manconi A., López-Comino J. A., Clinton J. F., Westaway R., Cauzzi C., Dahm T., Wiemer S., 2018 : « The November 2017 Mw 5.5 Pohang earthquake: A possible case of induced seismicity in South Korea », Science 10.1126/science.aat2010.
- [39] Hamm V., Bugarel F., Giuglaris E., Goyeneche O., Guttierrez A., Herve J.Y., 2017 : « Guide de bonne pratique sur les retours d'expérience des forages géothermiques profonds », rapport référence BRGM/RP-65443-FR, Novembre.
- [40] Herald B., 2017 : « Orphan Well Association - Annual report 2016/2017 », Alberta Oil and Gas Orphan Abandonment and Reclamation Association.

- [41] Hirschberg S., Wiemer S., Burgherr P. et al., 2015 : « Energy from the Earth. Deep Geothermal as a Resource for the Future? », Hirschberg S, Wiemer S and Burgherr P eds., vdf Hochschulverlag 2015.
- [42] Jaudin F., Henry M.C., 1992 : « Géothermie en aquitaine - état des réalisations fin 1991 », Rapport d'enquête BRGM/RR-34642-FR, 1992.
- [43] Kell S., 2011 : « State Oil and Gas Agency, Groundwater investigations and their role in advancing regulatory reforms. A two-state review: Ohio and Texas », Ground water Protection Council.
- [44] Kępińska B., 2008 : « Geothermal resources and user for heating in Europe », Workshop for Decision Makers on Direct Heating Use of Geothermal Resources in Asia, organized by UNU-GTP, TBLRREM and TBGMED, in Tianjin, China, 11-18 May, 2008.
- [45] Kujawa T., Nowak W., Stachel A.A., 2004 : « Analysis of the exploitation of existing deep production wells for winning the geothermal Energy », V Minsk Forum 2004.
- [46] Kujawa T., Nowak W., Stachel A.A., 2005 : « Analysis of the exploitation of existing deep production wells for acquiring geothermal Energy », Journal of Engineering Physics and Thermophysics, Vol. 78, No. 1 (2005):127-35.
- [47] Kujawa T., Nowak W., Stachel A.A., 2006 : « Utilization of existing deep geological wells for acquisitions of geothermal energy », Energy 31 (2006) 650–664.
- [48] Kurevija T., Vulin D., 2011 : « High enthalpy geothermal potential of the deep gas fields in Central Drava Basin, Croatia », Water Resour Manage (2011), 25: 3041–3052.
- [49] Lahaie F., 2015 : « Contexte et aspects fondamentaux du forage et de l'exploitation des puits d'hydrocarbures », rapport Ineris référencé DRS-15-149641-01420A, 6 mai, 154 p (<https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/drs-15-149641-01420-rpt-forages-aspects-g%C3%A9n%C3%A9raux-unique-1432719552.pdf>).
- [50] Lahaie F., Bouffier C., 2017 : « Etat des lieux des puits réalisés par forage en France », rapport Ineris référencé DRS-17-164857-00573A, Juillet.
- [51] Le Parisien, 2018 : « Yvelines : deux ouvriers meurent asphyxiés sur un chantier à Montesson » (<http://www.leparisien.fr/yvelines-78/>).
- [52] Lopez S., Millot R., 2008 : « Problématique de réinjection des fluides géothermiques dans un réservoir argilo-gréseux : REX et apport de l'étude des fluides du Trias du bassin de Paris », rapport BRGM/RP-56630-FR.
- [53] Macenic M., Kurevija T., 2018 : « Revitalization of abandoned oil and gas wells for a geothermal heat exploitation by means of closed circulation: Case study of the deep dry well Pcelic-1 », Interpretation, 6(1), SB1-SB9.
- [54] Mendrinou D., Karytsas C., 2006 : « The environmental impact of the geothermal industry », from Ledru P. & Genter A. (eds.) 2006, in Actes/Proceedings of the Engine Launching Conference, 12-15 February 2006, Orléans, France. ISBN 978-2-7159-0978-6. Orleans, BRGM Editions. Collection Actes/Proceedings. ISSN 1773-6161.
- [55] Miguet L., 2014 : « Géothermie : deux villages alsaciens sinistrés », Le Moniteur, <http://www.lemoniteur.fr/article/geothermie-deux-villages-alsaciens-sinistres-23652043>.
- [56] MTES (Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire) : « Carte d'occupation des sols en France », (<https://www.data.gouv.fr/fr/datasets/corine-land-cover-occupation-des-sols-en-france/>), produit dans le cadre du programme européen d'observation de la terre Copernicus.
- [57] Miyazaki B., 2009 : « Well integrity: An overlooked source of risk and reliability for underground natural gas storage », The geological society of London, Evans & Chadwick, 1625-1638.
- [58] Nguyen D., Marchal J.P., Graveline N., Blaise M., 2008 : « Potentiel géothermique du département de l'Hérault », Rapport final BRGM/RP-55319-FR, 2008.
- [59] Nicot J.P., 2009 : « A survey of oil and gas wells in the Texas Gulf Coast, USA, and implications for geological sequestration of CO<sub>2</sub> », Environ. Geol, Vol.57, pp. 1625-1638.
- [60] Nikifyork A., 2017 : « One-third of BC's oil and gas well leaking significant levels of methane, study finds, <https://thetyee.ca/News/2017/07/05/BC-Oil-Gas-Wells-Leaking/>.

- [61] Ouraga Z. et al., 2019 : « Evaluation préliminaire des risques liés aux anciens puits d'Hydrocarbures », rapport référencé Ineris - 178783 - 534814, octobre.
- [62] Oppliger G., Coolbaugh M., Shevenell L., 2006 : « Improved Visualization of Satellite Radar InSAR Observed Structural Controls at Producing Geothermal Fields Using Modeled Horizontal Surface Displacements », GRC Transactions 30: 927-930.
- [63] Paine J.G., Dutton A.R., Blüm M.U., 1999 : « Using airborne geophysics to identify salinization in Wet Texas », Bureau of economic geology, Report of investigations N°257.
- [64] Poul X., 1984 : « Forage géothermique PEZENAS 2 : Examen de l'état de l'ouvrage et des possibilités d'améliorer son exploitation », Rapport final BRGM/84-AGI-135-LRO, 1984.
- [65] Rampnoux N., Vallaëys S., 1999 : « Appui à la police des eaux souterraines. Evaluation des risques des anciens forages pétroliers pour les eaux souterraines et l'environnement – région PACA », Rapport BRGM R 40347, 7 figures, 4 tableaux, 62 pages, 3 annexes.
- [66] Reyes A.G., 2007 : « Abandoned oil and gas wells e a reconnaissance study of an unconventional geothermal resource », GNS Science Report, 2007/23, July. 41 p.
- [67] Richter B.C., Dutton A.R., Kreitler C.W., 1990 : « Identification of sources and mechanisms of salt-water pollution affecting ground water quality: a case study », West Texas, Bureau of economic geology, University of Texas at Austin.
- [68] Sanyal S.K., Granados E.E., Menzies A.J., 1995 : « Injection – related problems encountered in geothermal projects and their mitigation: The United States experience », In: Proceedings world geothermal congress, 1995, 2019-2022.
- [69] Sapinska-Siwa A., Rosen M.A., Gonet A., Sliwa T., 2015 : « Deep borehole heat exchangers – a conceptual review », Actes de la conférence World geothermal congress 2015, Melbourne, Australie, 19-25 avril, 11 p.  
(<https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2015/28045.pdf>).
- [70] Sittler C., Westphal C., 1974 : « La recherche du pétrole mène au thermalisme à Pechelbronn », Saisons d'Alsace 52, pp. 128-140.
- [71] Sliwa T., Nowosiad T., Vytyaz O., Sapinska-Sliwa A., 2013 : « Study of the efficiency of a deep borehole heat exchangers », SOCAR Proceedings, Reservoir and Petroleum Engineering, No.2 (2016) 029-042.
- [72] Teissier J.P., 1983 : « Forage géothermique « Le Teich-Pirac1 » (GLTP1) - Rapport de fin de travaux et d'essais », rapport BRGM 83 SGN 770 AQI, 47 p.
- [73] Thiberge, A., 2009 : « Prévention des risques sur les puits bouchés définitivement », Rapport Total, 64 p.
- [74] Thoraval A., 2018 : « Maîtrise des risques liés à la reconversion des puits d'hydrocarbures - Retour d'expérience des opérations de reconversion menées en France et dans le monde », rapport Ineris référencé DRS-18-171521-05490A, septembre.
- [75] Vinos, 2011 : « Rapport de fermeture définitive du puits Pont d'As 1G1 (PTS1G1) », Rapport Total 12-1870-A\_-ABD-1, 78 p.
- [76] Vernoux J.F., Degouy M., Machard de Grammont H., Galin R., 2002 : « Etude bibliographique sur le suivi des risques engendrés par les forages profonds sur les nappes d'eau souterraine du bassin Seine-Normandie », Réf. BRGM/RP-51312-FR.
- [77] Vielstädte L., Haeckel M., Karstens J., Linke P., Schmidt M., Steinle L., Wallmann K., Durand M., 2018 : « Données récentes sur les fuites des puits d'hydrocarbures », <https://rochemere.blogspot.fr/2018/02/jaicomence-en-2010-ecrire-des-textes.html>.
- [78] Watson T., Bachu S., 2009 : « Evaluation of the potential for gas and CO<sub>2</sub> leakage along wellbores », SPE Drilling & Completion, March, pp. 115-126.

## 7 Terminologie

**Abandon** : un acte juridique par lequel l'autorité compétente d'un pays entérine le retrait de l'explorateur ou de l'exploitant (voire du propriétaire du terrain) de la responsabilité de maintenance et du suivi d'un puits. En France, il s'agit de l'arrêté préfectoral de second donné pris dans le cadre de la procédure « d'arrêt définitif des travaux ». Cet arrêté acte notamment de l'exécution de toutes les mesures de sécurité mises en œuvre lors des opérations de fermeture technique des puits, et met fin à la police des mines. Notons qu'en cas d'incident survenant sur un puits après son abandon, l'Etat peut encore, dans certaines juridictions (notamment en France), demander au dernier exploitant ou dernier titulaire du titre minier (s'il existe encore et s'il est solvable) d'assumer les travaux de remise en sécurité du puits et la réparation des éventuels dommages.

**Enjeux** : les enjeux considérés seront la sécurité des personnes, les biens (bâti, infrastructures), les activités économiques, les ressources et l'environnement. Le terme « environnement » sera utilisé ici au sens large : il couvrira en effet les atteintes aux paysages, aux écosystèmes (faune, flore) ainsi que les éventuelles atteintes à la santé des personnes résultant de l'altération de la qualité de l'environnement.

**Fermeture** : une opération technique de bouchage d'un puits.

**Puits** : un ouvrage réalisé par forage depuis la surface, quelle que soit la technique utilisée (rotary, battage, tarière, etc.) et la profondeur de l'ouvrage.

**Puits arrêté** : un puits non actif.

**Puits délaissé (ou orphelin)** : puits n'ayant pas fait l'objet d'une procédure d'abandon et qu'ils n'ont plus d'exploitant ou de titulaire (ou ayant-droit) de permis connu de l'administration (ou que celui-ci a fait faillite et n'est plus solvable).

**Puits en exploitation** : un puits sous la responsabilité d'un exploitant connu de l'autorité compétente et réputé solvable. Techniquement, un puits « en exploitation » n'est pas nécessairement actif. Il peut être suspendu ou fermé provisoirement ; dans ce cas il est dit « en sommeil ».

**Risque** : une menace sur un enjeu résultant d'un ou plusieurs événements indésirables occasionnés par un puits arrêté.



## 8 Annexes

Liste des annexes :

- Annexe A : Séquences accidentelles associées aux anciens puits d'hydrocarbures
- Annexe B : Fonctions de vraisemblance des paramètres et événements principaux, ainsi que des phénomènes dangereux associés aux anciens puits d'hydrocarbures
- Annexe C : Cas de reconversion dans le monde
- Annexe D : Séquences accidentelles associées à la reconversion des puits d'hydrocarbures en puits géothermiques

## **Annexe A : Séquences accidentelles associées aux anciens puits d'hydrocarbures**

## A1) Explosion-inflammation de gaz en surface (EXPL\_INFL)

Elle survient suite à la remontée en surface, à la défaveur d'un défaut d'isolation du puits, d'un gaz inflammable provenant du gisement ou de formations souterraines traversées par le puits.

Pour que ce gaz se retrouve en concentration suffisante pour pouvoir exploser ou s'enflammer, il doit s'accumuler dans une zone confinée<sup>47</sup> (point bas topographique, réseau souterrain, parking, sous-bassement d'habitation). Il faut alors une source d'ignition (étincelle, cigarette, flamme nue) pour générer l'explosion/inflammation. On considérera ici que sur une échelle de temps de la centaine d'années, cette dernière condition (présence d'une source d'ignition) est suffisamment vraisemblable pour qu'on puisse la considérer comme toujours réalisée. La Figure A1 représente l'arbre simplifié retenu pour le phénomène d'explosion-inflammation de gaz en surface.

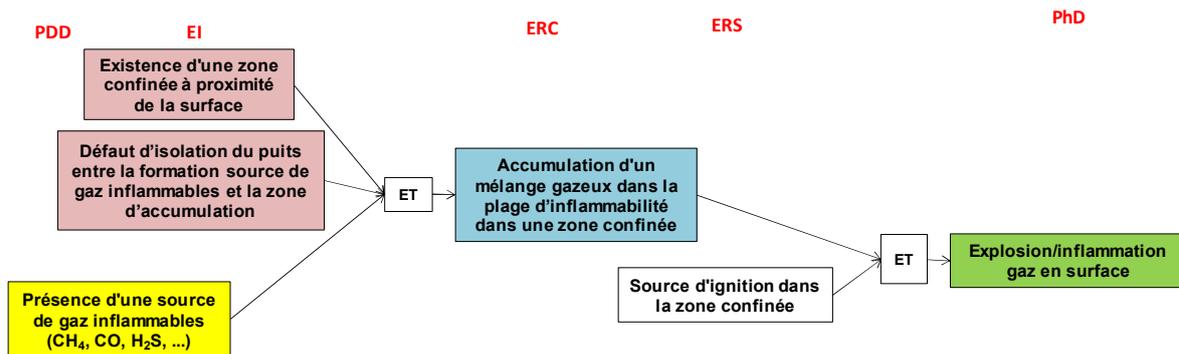


Figure A1 : Arbre simplifié de l'événement « Explosion-inflammation de gaz en surface »

## A2) Formation d'une atmosphère toxique ou anoxique (TOX\_ANOX)

Elle survient suite à la remontée en surface, à la défaveur d'un défaut d'isolation du puits, d'un gaz toxique ou anoxique provenant du gisement ou de formations souterraines traversées par le puits.

Pour que ce gaz se retrouve en concentration suffisante pour intoxiquer ou asphyxier une personne, il doit s'accumuler dans une zone confinée (point bas topographique, réseau souterrain, parking, cave, sous-bassement d'habitation). Le seul cas où cette condition de confinement ne sera pas considérée nécessaire sera celui du H<sub>2</sub>S, qui du fait de sa forte toxicité (seuil des effets irréversibles à 80 ppm) présente un risque d'intoxication, même avec un très faible débit et à l'air libre. La Figure A2 représente l'arbre simplifié correspondant.

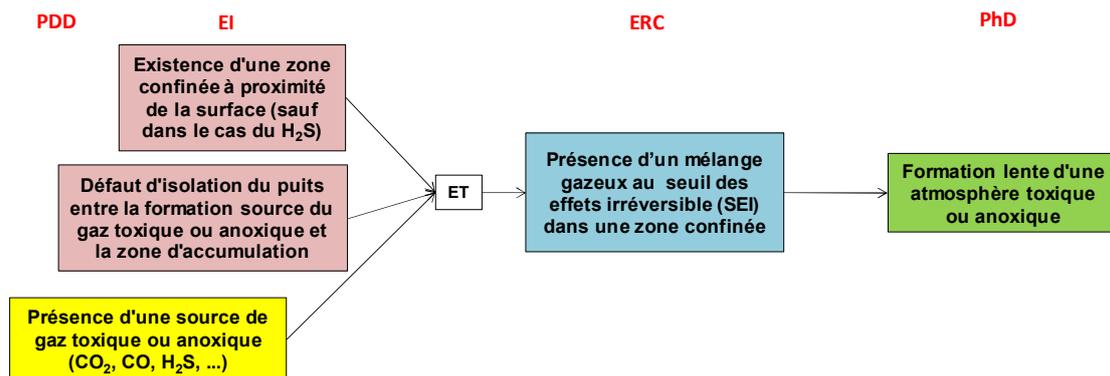


Figure A2 : Arbre simplifié de l'événement « Formation d'une atmosphère toxique ou anoxique »

<sup>47</sup> Notons qu'une explosion ou inflammation en atmosphère libre ne pourrait survenir qu'à la suite d'une éruption de puits (blowout), c'est-à-dire une fuite massive de gaz consécutive à la rupture brutale d'une barrière d'isolation du puits. Il pourrait s'agir notamment d'un feu torche consécutif à l'accumulation de gaz sous le bouchon de surface, à l'éruption brutale de ce gaz en surface et à son inflammation. Ce scénario, bien que plausible, a été peu observé dans le contexte de puits arrêtés. Il peut néanmoins, dans une approche macroscopique, être vu comme un cas particulier d'accumulation de gaz dans une zone confinée. Ainsi, sans l'exclure totalement, nous lui affecterons un niveau de vraisemblance faible.

### A3) Pollution en surface (POL\_SURF)

Il s'agit d'une pollution du sol ou d'eaux superficielles qui survient suite à la remontée en surface, à la défaveur d'un défaut d'isolation du puits, d'une substance liquide potentiellement polluante (hydrocarbures liquides, saumure, etc.) provenant du gisement ou de formations souterraines traversées par le puits.

Il sera considéré qu'un épanchement de ce type de fluide en surface conduira systématiquement à une pollution, partant du principe qu'il n'existe généralement pas de dispositifs de rétention autour de puits arrêtés. La Figure A3 représente l'arbre simplifié correspondant.

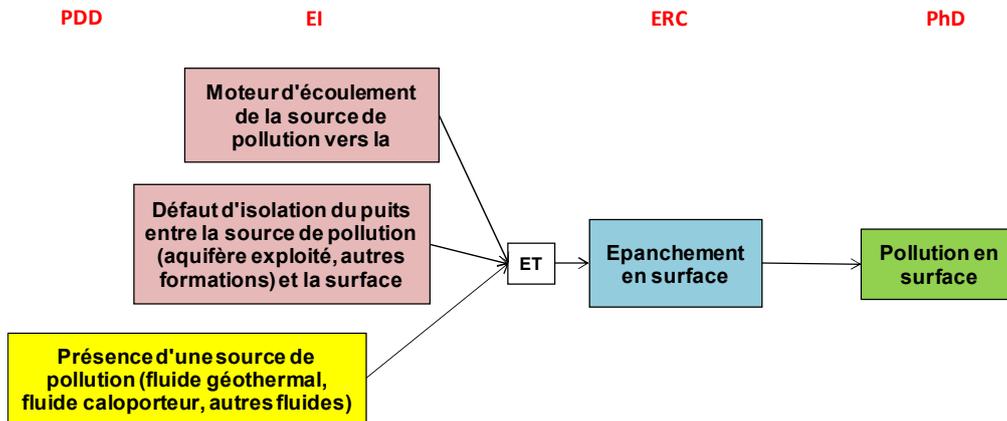


Figure A3 : Arbre simplifié de l'événement « Epanchement de liquide en surface »

### A4) Feu de nappe (FEU\_NAPPE)

Il survient suite à la remontée en surface, à la défaveur d'un défaut d'isolation du puits, d'une substance liquide potentiellement inflammable (hydrocarbures liquides) provenant du gisement ou de formations souterraines traversées par le puits. La Figure A4 représente l'arbre simplifié correspondant.

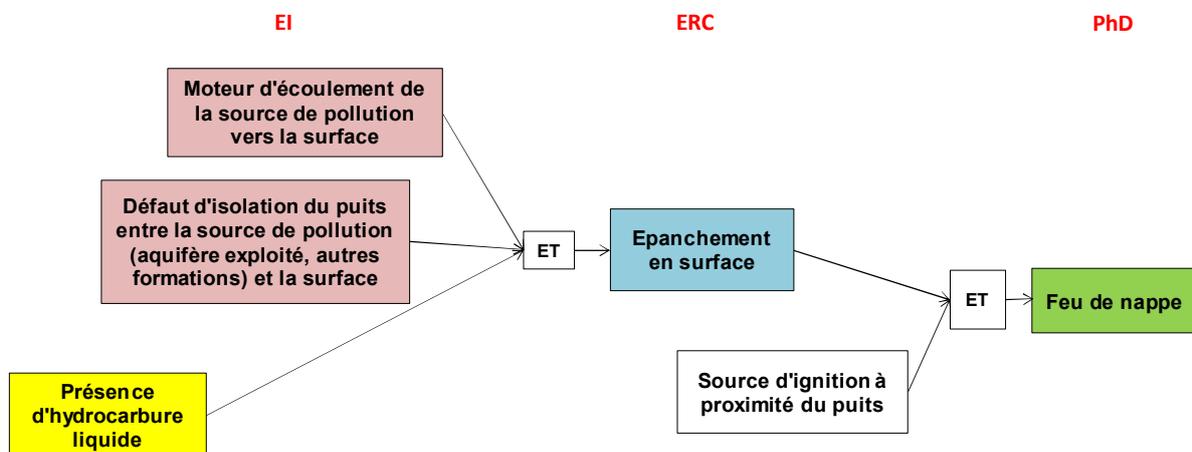


Figure A4 : Arbre simplifié de l'évènement « feu de nappe »

### A5) Pollution d'un aquifère (POL\_AQUI)

Elle survient suite à sa contamination, à la défaveur d'un défaut d'isolation du puits, par une substance liquide (hydrocarbures liquides, saumure) potentiellement polluante provenant du gisement ou de formations souterraines traversées par le puits.

La réglementation minière demandant que la réalisation d'un forage soit de nature à éviter toute communication entre deux nappes d'eau présentant des qualités différentes (art. 36 du décret 2006-649), nous considérerons que la contamination d'un aquifère, quelle que soit la qualité de l'eau qu'il héberge, constitue une pollution.

Notons que la prévention de la pollution d'un aquifère par des liquides présents en surface (eaux de stations d'épuration, eaux usées, produits chimiques, etc.) est de la responsabilité du propriétaire ou de l'industriel qui gère ces substances. Nous n'intégrerons donc pas ce scénario, qui relève de l'analyse de risques propre à l'installation ou l'activité de surface concernée, dans la présente étude. La Figure A5 représente l'arbre simplifié correspondant.

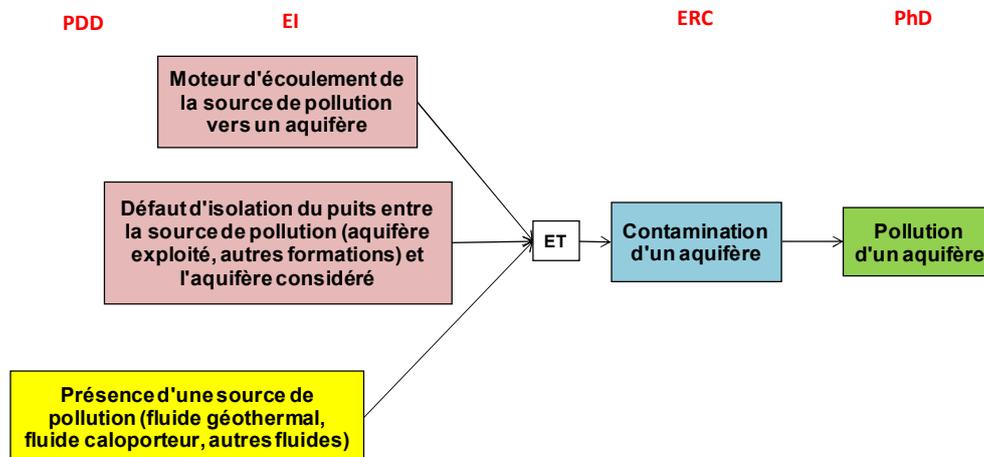


Figure A5 : Arbre simplifié de l'événement « pollution d'un aquifère vulnérable »

## A6) Mouvement de terrain (MVT)

Il s'agit d'un mouvement de terrain provoqué par l'un des trois mécanismes suivants :

- la dissolution d'une formation « soluble » (Figure A6) qui, à la défaveur d'un défaut d'isolation du puits, est mise en contact avec une eau en déséquilibre chimique avec celle-ci. Le désordre géomécanique ainsi produit, à savoir la création d'une cavité, est susceptible de générer un mouvement de terrain en surface, de type affaissement « AFF » ou effondrement généralisé (« EFF\_GEN »). L'occurrence ou non de ce mouvement de terrain, sa typologie (affaissement ou effondrement) et sa cinétique (lente ou rapide) vont dépendre d'un certain nombre de conditions, notamment la profondeur, l'épaisseur et l'extension de la formation ainsi que de la nature des terrains de recouvrement ;
- l'hydratation d'une formation dite « gonflante » (anhydrite, certaines argiles) (Figure A7) qui à la défaveur d'un défaut d'isolation du puits, est mise en contact avec de l'eau. Le désordre géomécanique ainsi produit, à savoir le gonflement de la formation, est susceptible de générer un mouvement de terrain en surface de type « SURRECTION ». L'occurrence ou non d'un tel mouvement de terrain et la cinétique du phénomène vont dépendre d'un certain nombre de conditions, notamment la profondeur, l'épaisseur et l'extension de la formation ainsi que la nature des terrains de recouvrement ;
- le débouillage d'un puits (Figure A8), c'est-à-dire l'éboulement d'une couche de sol superficielle dans un puits suite à l'ouverture indésirable de son embouchure. Le mouvement de terrain résultant est un effondrement localisé (« EFF\_LOC ») ou fontis, de faible diamètre (de l'ordre de 1 à 5 m) centré sur la tête de puits.

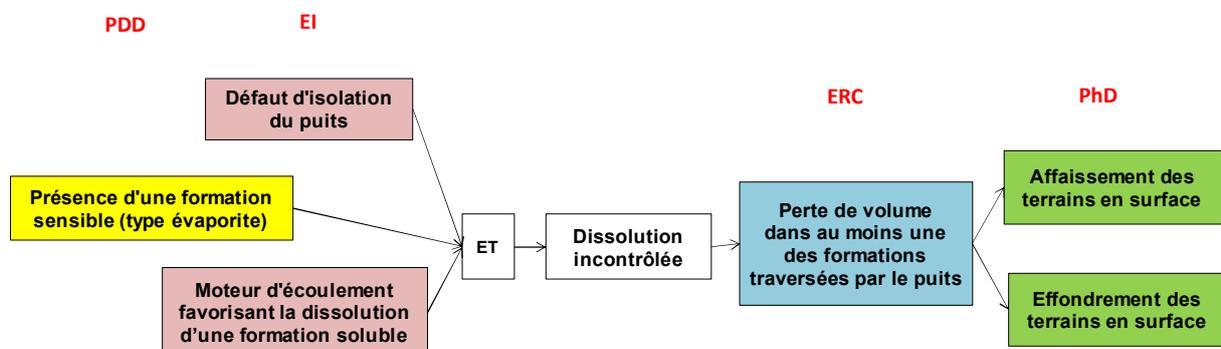


Figure A6 : Séquences accidentelles conduisant au phénomène dangereux « Affaissement ou effondrement généralisé des terrains en surface »



**Annexe B : Fonctions de vraisemblance des paramètres et événements principaux, ainsi que des phénomènes dangereux associés aux anciens puits d'hydrocarbures**

Le Tableau B1 relie les phénomènes dangereux (PhD) aux événements contributaires (EC), en cohérence avec les séquences accidentelles présentées en Annexe A. Les potentiels de danger (PDD) sont une sous-catégorie d'événements contributaires (indiqués en rouge dans le Tableau).

Tableau B1 : Lien entre PhD, EC, PARAMETRE SECONDAIRE et donnée de la BdDN

PhD	EC (PDD en rouge)	PARAMETRE SECONDAIRE ou DONNEE de la BN (en vert)	
EXPL_INFL	DEF_ISOL_PUITS	SCORE_DEF_ISOL = 5* CORROSION + 4 * PRES_BOUCHON + 2 * DEV_PUITS + 2 * DAT_FERM + 2 * AGE_PUITS + 2 * PROF_PUITS + 1 * ETAT_CIMENT	PRES_SAUMURE STATUT DEVIATION DATE_STATUT DEBUT_FORAGE TVD_DEDUITE CIMENTE
	ZONE_CONF	ZONE_URBANISEE	
	GAZ_INFL	PRES_GAZ PRES_HUILE PRES_H2S DERNIERE UTILISATION OBJET DU PUIITS	RESULTAT PETROLIER RESULTAT DETAILLE
TOX_ANOX_ZC	DEF_ISOL_PUITS	-	-
	ZONE_CONF	-	-
	GAZ_TOX_ANOX	PRES_GAZ PRES_HUILE PRES_H2S PRES_CO2 PRES_AUTRE_GAZ DERNIERE UTILISATION OBJET DU PUIITS	RESULTAT PETROLIER RESULTAT DETAILLE
POL_AQUI	DEF_ISOL_PUITS	-	-
	MOTEUR_POL_AQUI	ARTESIANISME	
	LIQ_POLLUANT	PRES_HUILE PRES_SAUMURE  NB_AQUIFERE OBJET DU PUIITS DERNIERE UTILISATION TVD_DEDUITE	RESULTAT PETROLIER RESULTAT DETAILLE  CODE FORMATION CODEEH ; NATUREH  TVD ; MD ; DEVIATION
POL_SURF	DEF_ISOL_PUITS	-	-
	MOTEUR_POL_SURF	ARTESIANISME	-
	LIQ_POLLUANT	-	-
FEU_NAPPE	DEF_ISOL_PUITS	-	-
	MOTEUR_POL_SURF	-	-
	HUILE	PRES_HUILE OBJET DU PUIITS DERNIERE UTILISATION	RESULTAT PETROLIER RESULTAT DETAILLE
AFF / EFF_GEN	DEF_ISOL_PUITS	-	-
	MOTEUR DISSOL	ARTESIANISME AQUI_PROCH_SOL FORM_SOL_INDIV EVAPORITE	SOL_INDIV GEOM_SOL_INDIV LITHO1 ; P ; H
SURRECTION	DEF_ISOL_PUITS	-	-
	MOTEUR_HYDR	ARTESIANISME AQUI_PROCH_GONFL	
	FORM_GONF	FORM_GONFL_INDIV	GONFL_INDIV GEOM_GONF_INDIV LITHO1 ; P ; H
DEBOURRAGE	SECTION_LIBRE	PRES_SECT_LIBRE	STATUT

La signification des acronymes pour les événements contributaires est la suivante (les acronymes pour les phénomènes dangereux ont déjà été définis dans le §3.1) :

- DEF\_ISOL\_PUITS : Défaut d'isolation du puits. Cet événement désigne l'absence ou l'inefficacité des barrières (géologiques ou techniques) destinées à empêcher la communication hydraulique entre les niveaux perméables traversés par le puits et entre ces niveaux et la surface ;
- ZONE\_CONF : Présence d'une zone confinée en surface (point bas topographique, réseau souterrain, parking, cave, fondations d'habitation, etc.) ;
- GAZ\_INFL : Gaz inflammable (CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, H<sub>2</sub>S) ;
- GAZ\_TOX\_ANOX : Gaz toxique (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>) ou anoxique (potentiellement tous les gaz sauf O<sub>2</sub>) ;
- LIQ\_POLLUANT : Substance liquide potentiellement polluante (hydrocarbures liquides, saumure, fluide radioactif, etc.) ;
- HUILE : Présence d'hydrocarbures liquides dans les formations traversées par le puits ;
- FORM\_SOL : Présence le long du puits de formations solubles bénéficiant de conditions géométriques favorables à la génération de désordres en surface en cas de dissolution accidentelle ;
- FORM\_GONFL : Formation gonflante (anhydrite, argile gonflante) ;
- MOTEUR\_POL\_AQUI : Existence d'un moteur d'écoulement susceptible de mettre en communication deux aquifères de propriétés différentes ;
- MOTEUR\_POL\_SURF : Existence d'un moteur d'écoulement susceptible de favoriser la remontée d'un liquide polluant vers la surface ;
- MOTEUR DISSOL : Existence d'un moteur d'écoulement susceptible de dissoudre une formation sensible à l'eau ;
- MOTEUR\_HYDR : Existence d'un moteur d'écoulement susceptible d'hydrater une formation sensible à l'eau ;
- SECTION\_LIBRE : Puits disposant d'une section libre dans sa partie supérieure, c'est-à-dire un volume de vide suffisant pour y permettre l'éboulement d'un volume de sol significatif (de l'ordre de qq m<sup>3</sup>).

Les événements contributaires sont également reliés à des paramètres de la base des données nationales (en vert), ou d'autres bases de données comme la carte d'occupation des sols du SIG « CORINE Land Cover » (en bleu), le fichier « LGV\_Petroliers\_France\_NV1-2-3\_selection » (en violet) ou bien la carte GMI (en orange) :

- SCORE\_DEF\_ISO : Prédiposition du puits à un défaut d'isolation ;
- CORROSION : Prédiposition du puits à la corrosion ;
- PRES\_BOUCHON : Présence de bouchons dans le puits ;
- DEV\_PUITS : Déviation du puits ;
- DAT\_FERM : Date de fermeture ;
- AGE\_PUITS : Age du puits ;
- PROF\_PUITS : Profondeur verticale atteinte par le puits ;
- PRES\_CIMENT : Présence de ciment ;
- STATUT : Statut technique du puits ;
- DEVIATION : Déviation du puits ;
- DATE\_STATUT : Date du dernier statut connu du puits ;
- DEBUT\_FORAGE : Date de début de forage fourni par le BRESS, (Lahaie et al., 2017 : [49]) ;
- CIMENTE : Information sur le fait que le puits est cimenté ou non, (Lahaie et al., 2017 : [49]) ;
- ZONE\_URBANISEE : Puits à proximité de zones construites. Pour ce travail, le positionnement des puits a été initialement superposé à la carte d'occupation des sols du SIG « CORINE Land Cover ». Une modification a été proposée ensuite ;
- PRES\_GAZ : Présence de gaz naturel dans le gisement ou les formations traversées par le puits ;
- PRES\_HUILE : Présence d'huile dans le gisement ou les formations traversées par le puits ;
- PRES\_H<sub>2</sub>S : Présence de H<sub>2</sub>S dans le gisement ou les formations traversées par le puits ;
- RESULTAT PETROLIER : Résultat pétrolier du puits fourni par le BRESS, (Lahaie et al., 2017 : [49]) ;
- RESULTAT DETAILLE : Résultat détaillé du puits fourni par le BRESS, (Lahaie et al., 2017 : [49]) ;
- PRES\_CO<sub>2</sub> : Présence de CO<sub>2</sub> dans le gisement ou les formations traversées par le puits ;

- PRES\_AUTRE\_GAZ : Présence d'autres gaz à caractère toxique ou anoxique dans le gisement ou les formations traversées par le puits ;
- OBJET DU PUIITS : Objet du puits (exploration, développement, injecteur, « core drill », etc.), (Lahaie et al., 2017 : [49]) ;
- DERNIERE UTILISATION : Dernière utilisation connue du puits indiquée dans la table des statuts transmise par le BRESS (2018a : [12] ; 2018b : [13]) ;
- PRES\_SAUMURE : Présence d'eau minéralisée ou acidifiée dans le gisement ;
- NB\_AQUIFERES : Nombre d'aquifères traversés par le puits ;
- TVD\_DEDUITE : Profondeur verticale du puits ;
- CODE FORMATION : Code d'une formation géologique selon la nomenclature du BRGM ;
- CODEEH : Code d'une entité hydrogéologique selon la nomenclature du BRGM [18] ;
- NATUREEH : Attribut d'une entité hydrogéologique définissant son caractère aquifère ou non (BRGM, 2018c : [17], voir page 11-12) ;
- TVD : Profondeur verticale du puits fournie par le BRESS, (Lahaie et al., 2017 : [49]) ;
- MD : Longueur forée du puits fournie par le BRESS, (Lahaie et al., 2017 : [49]) ;
- DEVIATION : Caractère vertical ou non du puits, d'après les données fournies par le BRESS (2018c : [13]) ;
- SOL\_INDIV : Caractère soluble de chaque formation traversée par le puits ;
- FORM\_SOL\_INDIV : Combinaison, pour chaque formation traversée par le puits, de son caractère soluble et de conditions géométriques favorables à la création de désordres en surface en cas de dissolution accidentelle ;
- GEOM\_SOL\_INDIV : Conditions géométriques favorables à la génération de désordres en surface en cas de dissolution accidentelle de chaque formation soluble ;
- GONFL\_INDIV : Caractère gonflant de chaque formation traversée par le puits ;
- FORM\_GONFL\_INDIV : Combinaison, pour chaque formation traversée par le puits, de son caractère gonflant et de conditions géométriques favorables à la création de désordres en surface en cas d'hydratation accidentelle ;
- GEOM\_GONFL\_INDIV : Conditions géométriques favorables à la génération de désordres en surface en cas d'hydratation accidentelle de chaque formation gonflante ;
- LITHO1 : Lithologie de chaque formation traversée par le puits ;
- P : Profondeur du toit de chaque formation (susceptible de se dissoudre ou de s'hydrater) ;
- H : Puissance de chaque formation (susceptible de se dissoudre ou de s'hydrater) ;
- EVAPORITE : Risque de désordre en surface lié à une formation évaporitique selon la cartographie établie pour la GMI ;
- ARTESIANISME : Artésianisme des formations traversées par le puits ;
- PRES\_SECT\_LIBRE : Présence potentielle d'une section libre dans la partie sommitale du puits susceptible de permettre l'écoulement d'un volume de sol suffisant pour générer un fontis en surface.

À titre d'exemple, nous avons indiqué les règles d'évaluation de la vraisemblance pour 3 événements contributaires :

- **GAZ\_INFL** dans le Tableau B2. Les paramètres secondaires sont définis dans le Tableau B3 ;
- **GAZ\_TOX\_ANOX** dans le Tableau B4. Les paramètres secondaires sont définis dans le Tableau B5 ;
- **DEF\_ISOL\_PUIITS** dans le Tableau B6. Les paramètres secondaires sont définis dans le Tableau B7.

Tableau B2 : Règles d'évaluation de la vraisemblance de l'événement contributaire « GAZ\_INFL »

Acronyme	Description	Valeurs possibles	Critères de choix de valeur	Commentaires
GAZ_INFL	Présence de gaz inflammable dans le gisement ou les formations traversées par le puits	4	PRES_GAZ = Producteur de gaz <b>OU</b> DERNIERE UTILISATION = « PG » <b>OU</b> PRES_H2S = Présent	Le gaz H <sub>2</sub> S est plus inflammable que le méthane. En effet sa limite inférieure d'explosivité (LIE), son énergie minimale d'inflammation et sa température minimale d'inflammation sont plus basses que celles du méthane. La transmission de flamme est aussi plus facile pour le H <sub>2</sub> S que le méthane.
		3	PRES_HUILE = Producteur d'huile <b>OU</b> DERNIERE UTILISATION = « PH »	La mention de la présence d'huile est considérée comme un potentiel de danger du fait de la possibilité de dégazage.
		2	PRES_GAZ = Non producteur <b>OU</b> PRES_HUILE=Non producteur	On considère que les valeurs « non producteur » pour les paramètres PRES_HUILE et PRES_GAZ conduisent au même niveau de vraisemblance pour l'EC GAZ_INFL, en raison de la possibilité de dégazage de l'huile en place.
		1	PRES_HUILE = pas d'indices <b>OU</b> PRES_GAZ = Pas d'indices	On considère que la valeur « pas d'indices » du paramètre PRES_HUILE ne suffit pas à exclure la présence de gaz inflammable, du moins en faible concentration (cf. retour d'expérience du cas de Cébazat)
		0	OBJET DU PUIIS = « Core drill »	On considère que les « core drills » ne peuvent pas être producteurs de gaz inflammables sauf mention explicite dans le résultat pétrolier

Tableau B3 : Règles d'évaluation des paramètres secondaires apparaissant dans le Tableau B2

Acronyme	Description	Valeurs possibles	Critères de choix de valeur
PRES_GAZ	Présence de gaz naturel dans le gisement ou les formations traversées par le puits	Producteur de gaz	Le RESULTAT PETROLIER ou le RESULTAT DETAILLE du puits comporte la mention « éruptif en gaz », ou « producteur de gaz », ou « exploitation d'hydrocarbures »
		Non producteur	Le RESULTAT PETROLIER ou le RESULTAT DETAILLE du puits comporte la mention « Non producteur de gaz » ou « Non producteur » ou « Sec », ou « présence de gaz » ou « indices de gaz »
		Pas d'indices	Le RESULTAT PETROLIER ou le RESULTAT DETAILLE du puits comporte la mention « pas d'indices de gaz »
		Sans information	Le RESULTAT PETROLIER ou le RESULTAT DETAILLE du puits comporte la mention « confidentiel » ou la cellule vide est vide.
PRES_HUILE	Présence d'huile dans le gisement ou les formations traversées par le puits	Producteur d'huile	Le RESULTAT PETROLIER ou le RESULTAT DETAILLE du puits comporte la mention « producteur d'huile » ou « exploitation d'huile »
		Non Producteur	Le RESULTAT PETROLIER ou le RESULTAT DETAILLE du puits comporte la mention ou « Non producteur » ou « Sec » « Indice d'huile », « trace d'huile », « Recherche d'huile », « fluorescence » ou « imprégnation »
		Pas d'indices	Le RESULTAT PETROLIER ou le RESULTAT DETAILLE du puits comporte la mention « Pas d'indice d'huile »
		Sans information	Le RESULTAT PETROLIER ou le RESULTAT DETAILLE du puits comporte la mention « confidentiel » ou la cellule vide est vide.
PRES_H2S	Présence de H <sub>2</sub> S dans le gisement ou les formations traversées par le puits	Présent	Le RESULTAT PETROLIER ou le RESULTAT DETAILLE du puits comporte la mention « présence de H <sub>2</sub> S » ou « sulfureuse ».
		Sans information	Le RESULTAT DETAILLE du puits ne comporte pas de mention de « H <sub>2</sub> S » ou cellule vide

Tableau B4 : Règles d'évaluation de la vraisemblance de l'événement contributaire « GAZ\_TOX\_ANOX »

Acronyme	Description	Valeurs possibles	Critères de choix de valeur	Commentaires
GAZ_TOX_ANOX	Présence de gaz toxique ou anoxique dans le gisement ou les formations traversées par le puits	4	PRES_H2S = Présent	Le H <sub>2</sub> S est un gaz fortement toxique, même en faible concentration (effets irréversibles à partir de 80 ppm)
		3	PRES_GAZ = Producteur de gaz <b>OU</b> PRES_CO2 = Présent <b>OU</b> DERNIERE UTILISATION = « PG »	
		2	PRES_HUILE = Producteur d'huile <b>OU</b> DERNIERE UTILISATION = « PH » <b>OU</b> PRES_GAZ = Non producteur <b>OU</b> PRES_AUTRES_GAZ = Présent	La mention des gaz ci-contre est liée principalement à leur caractère anoxique
		1	PRES_GAZ = Pas d'indices <b>OU</b> PRES_HUILE = Pas d'indices d'huile ou Non producteur	On considère que les mentions « non producteur » ou « pas d'indices » ne suffisent pas à exclure la présence de gaz toxique ou anoxique, du moins en faible concentration
		0	OBJET DU PUIIS = « Core drill »	On considère que les « core drills » ne peuvent pas être producteurs de gaz toxiques ou anoxiques sauf mention explicite dans le résultat pétrolier

Tableau B5 : Règles d'évaluation des paramètres secondaires apparaissant dans le Tableau B4 (voir également Tableau B3)

Acronyme	Description	Valeurs possibles	Critères de choix de valeur
PRES_CO <sub>2</sub>	Présence de CO <sub>2</sub> dans le gisement ou les formations traversées par le puits	Présent	Le RESULTAT DETAILLE du puits comporte la mention « CO <sub>2</sub> »
		Sans information	Le RESULTAT DETAILLE du puits ne comporte pas de mention de « CO <sub>2</sub> » ou cellule vide
PRES_AUTRE_GAZ	Présence d'autres gaz à caractère toxique ou anoxique dans le gisement ou les formations traversées par le puits	Présent	Le RESULTAT DETAILLE du puits comporte la mention « chloroforme », « azote », « radioactif » ou « gaz non combustible »
		Sans information	Le RESULTAT DETAILLE du puits ne comporte pas les mentions ci-dessus ou cellule vide

Tableau B6 : Règles d'évaluation de la vraisemblance de l'EC « DEF\_ISOL\_PUITS »

Acronyme	Description	Valeurs possibles	Critères de choix de valeur
DEF_ISOL_PUITS	Défaut d'isolation du puits	4	SCORE_DEF_ISOL > 12
		3	10 <= SCORE_DEF_ISOL <= 12
		2	7 <= SCORE_DEF_ISOL < 10
		1	4 <= SCORE_DEF_ISOL < 7
		0	SCORE_DEF_ISOL < 4

Tableau B7 : Règles d'évaluation des paramètres secondaires apparaissant dans le Tableau B6

Acronyme	Description	Valeurs possibles	Critères de choix de valeur	Commentaires
SCORE_DEF_ISOL	Propension du puits à un défaut d'isolation	0 à 18	5* CORROSION + 4 * PRES_BOUCHON + 2 * DEV_PUITS + 2 * DAT_FERM + 2 * AGE_PUITS + 2 * PROF_PUITS + 1 * ETAT_CIMENT	Somme pondérée des paramètres intervenant dans l'évaluation de la vraisemblance d'un défaut d'isolation du puits.
CORROSION	Prédisposition du puits à la corrosion	0	PRES_SAUMURE = 0	
		1	Si PRES_SAUMURE ≠ 0	
PRES_BOUCHON	Présence de bouchons dans le puits	0	STATUT = AD ou TA	
		1	Si STATUT ≠ AD ou TA	
DEV_PUITS	Déviation du puits	0	DEVIATION = V	
		1	Si DEVIATION ≠ V	
DAT_FERM	Date de fermeture	0	DATE_STATUT > 2000 et STATUT = AD ou TA	On fait l'hypothèse que les puits fermés avant 2000, c'est-à-dire avant l'application de la version mise à jour du titre forages du RGIE, seront plus sujets à un défaut d'isolation
		1	Si DATE_STATUT ≤ 2000 ou STATUT ≠ AD ou TA	
AGE_PUITS	Age du puits	0	DEBUT_FORAGE > 1950	L'âge du puits intègre l'effet de la dégradation des matériaux (aciers) et des cimentations ainsi que le caractère moins évolué des techniques utilisées pour réaliser les puits
		1	DEBUT_FORAGE ≤ 1950	
PROF_PUITS	Profondeur verticale atteinte par le puits	0	TVD_DEDUITE < 1000 m	Cette profondeur de 1000 m a été retenue du fait que la probabilité de rencontrer des eaux agressives pour le cuvelage est plus faible à moins de 1000 mètres de profondeur
		1	TVD_DEDUITE ≥ 1000 m	
PRES_CIMENT	Présence de ciment	0	CIMENTE = Oui	
		1	Si CIMENTE ≠ Oui	
STATUT	Statut technique du puits	AD	Puits ayant fait l'objet d'un rapport de fermeture définitive	Information transmise par la DGEC
		TA	Puits déclaré comme techniquement abandonné	Information transmise par la DGEC
		Autres	Autres statuts : O, F ; X, OB, AP, PA, ND	Information transmise par la DGEC
DEVIATION	Déviation du puits	V	Puits déclaré comme vertical	
		D	Puits déclaré comme dévié	L'inclinaison à partir de laquelle un puits est considéré comme dévié est de l'ordre de 10°
		H	Puits déclaré comme horizontal	
DATE_STATUT	Date du dernier statut connu du puits	Année	Sans objet	Information transmise par la DGEC

## **Annexe C : Cas de reconversion dans le monde**

Tableau C1 : Liste des cas de reconversion répertoriés en France et dans le monde

Localisation (ville, pays)	Nom du puits	Référence BSS pour les puits en France	Année de reconversion	Usage avant reconversion	Usage après reconversion	Profondeur avant reconversion [m]	Profondeur après reconversion [m]	Incidents recensés durant la reconversion	Liens Internet
La Teste-de-Buch, France	CAX44	002AAWM	1968	Pétrolier (huile ou gaz)	Eau potable	3100	547	Aucun documenté	(Amraoui et al., 1998 : [3] ; Durst et al., 2009 : [33]) <a href="http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=08498X0029/CAX44">http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=08498X0029/CAX44</a>
La Teste-de-Buch, France	F50	002AAVQ	1966	Pétrolier (huile ou gaz)	Eau potable	2858	607	Aucun documenté	<a href="http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS002AAVQ">http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS002AAVQ</a>
Jau-Dignac-et-Loirac, France	F1	001UZSS	1971	Pétrolier (huile ou gaz)	Eau potable	1449,5	780	Aucun documenté	<a href="http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS001UZSS">http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS001UZSS</a>
Le Verdon sur mer, France	F2	001TYDW	1963	Pétrolier (huile ou gaz)	Eau potable	1403,4	715	Aucun documenté	<a href="http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS001TYDW">http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS001TYDW</a>
Bazas, France	Bazas 1	002AFYV	1961	Pétrolier (huile ou gaz)	Eau potable	2727,6	975	Aucun documenté	(Corbier et al., 2008 : [29]) <a href="http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=08527X0002/BAZAS1">http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=08527X0002/BAZAS1</a>
Hourtin, France	Hourtin 1	001VYGK	1966	Pétrolier (huile ou gaz)	Eau potable	1250	178	Aucun documenté	<a href="http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=07538X0010/F1">http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=07538X0010/F1</a>
Merkwiller-Pechelbronn, France	Hélions 1	000QDJK	Entre 1910 et 1924	Pétrolier (huile ou gaz)	Géothermie (système ouvert sans réinjection)	938	938	Aucun documenté	(Blum, 1929 : [11] ; Sittler et al., 1974 : [70] ; Cante et al., 2009 : [22]) <a href="http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS000QDJK">http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS000QDJK</a>
Mios-le-Teich, France	GLTP1 (ex-Mios 2 bis)	002ABNR	1983	Pétrolier (huile ou gaz)	Géothermie (système ouvert sans réinjection)	3756	2491,6	Perforation du tubage et obstacles dans le puits	(Chartier et al., 2012 : [26] ; Teissier et al., 1983 : [72]) <a href="http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS002ABNR">http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS002ABNR</a>
Soultz-sous-Forêts, France	4550	000QJMB	Entre 1990 et 1994	Pétrolier (huile ou gaz)	Monitoring sismique	1050	1414	Aucun documenté	(Baria et al., 1999 : [6]) <a href="http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS000QJMB">http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS000QJMB</a> <a href="http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS000QJMC">http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS000QJMC</a> <a href="http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS000QJLE">http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS000QJLE</a> <a href="http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS000QLUE">http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS000QLUE</a> <a href="http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS002FJHZ">http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS002FJHZ</a>
	4601	000QJMC				1010	1604	Aucun documenté	
	4616	000QJLE				967(?)	1414	Aucun documenté	
	EPS1	000QLUE				849	2227	Aucun documenté	
Saint-Paul-lès-Dax, France	Sébastopol 1 bis	9764X0005/FSE1-2 (après reconv. : 9764X0082)	1975	Pétrolier (huile ou gaz)	Production d'eau chaude	2155	865	Aucun documenté	<a href="http://www.minergies.fr/fr/fiche/forage/12-1262-">http://www.minergies.fr/fr/fiche/forage/12-1262-</a> (Berard et al, 1997 : [8] ; Berard et al, 1999 : [9] ; Combe et al, 1981 : [27] ; Combe et al, 1982 : [28] ; Jaudin, 1992 : [42])
Argelouse, France	Sore 1	08756X0032	? (> 1964)	Pétrolier (huile ou gaz)	Production d'eau chaude	1443/3632	1646	Aucun documenté	<a href="http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=08756X0032/F1">http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=08756X0032/F1</a>
Pézenas, France	Pézenas 2	10156X0008	1970/1984	Pétrolier (huile ou gaz)	Production d'eau chaude	735,56	735,56/ ?	Aucun documenté	(Nguyen et al. 2008 : [58] ; Poul, 1984 : [64]) <a href="http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS002JBHC">http://ficheinfoterre.brgm.fr/InfoterreFiche/ficheBss.action?id=BSS002JBHC</a>

Localisation (ville, pays)	Nom du puits (ou site concerné)	Année de reconversion	Usage avant reconversion	Usage après reconversion	Profondeur avant reconversion [m]	Profondeur après reconversion [m]	Incidents recensés durant et suite à la reconversion	Liens Internet ou références bibliographique
Mszczonow, Pologne	Mszczonow	1990	Pétrolier (huile ou gaz)	Géothermie (système ouvert sans réinjection)	1700	1700	Aucun documenté	(Kępińska, 2008 : [44])
Sucha Beskidzka, Pologne	Jachowka K-2	2008	Pétrolier (huile ou gaz)	Géothermie (système fermé)	4095,5	2864,5	Aucun documenté	(Sapinska-Siwa et al., 2015 : [69] ; Sliwa et al., 2013 : [71] ; Kujawa et al., 2004 : [45], 2005 : [46], 2006 : [47][47])
Bassin de Drava, Croatie	Projet : Pcelic-1	Pas encore réalisé	Pétrolier (gaz, condensat)	Géothermie (système fermé)	5214	4500 (projet)	Risque identifié de pollution des eaux lié à la présence de H <sub>2</sub> S et de mercure dans les fluides exploités	(Kurevija et al., 2011 : [48] ; Macenic et al., 2018 : [53])
Zone de Taranaki, Nouvelle Zélande	Projets : Tipoka-1, Te Kiri-1, Toko-1...	Pas encore réalisé	Pétrolier (huile ou gaz)	Géothermie (système ouvert)	Jusqu'à 5064	En projet	Risque identifié de fuites lié à l'état des cuvelages (corrodés ou perforés)	(Reyes, 2007 : [66])

**Annexe D : Séquences accidentelles associées à la reconversion des puits  
d'hydrocarbures en puits géothermiques**

## D1) Explosion-inflammation de gaz en surface (EXPL\_INFL)

Trois scénarios peuvent conduire à ce phénomène dangereux :

- la libération de gaz inflammable vers l'atmosphère suite au forage d'un bouchon (définitif ou provisoire) derrière lequel s'est accumulé du gaz inflammable sous pression (EXPL\_INFL\_FB) ;
- la libération de gaz inflammable vers l'atmosphère suite à une défaillance de la tête de puits après une phase d'arrêt (EXPL\_INFL\_DTP) ;
- une migration de gaz inflammable à l'extérieur du puits vers une zone confinée (point bas topographique, réseau souterrain, parking, sous-bassement d'habitation) de sorte à pouvoir se retrouver en concentration suffisante pour pouvoir exploser ou s'enflammer (EXPL\_INFL\_ZC).

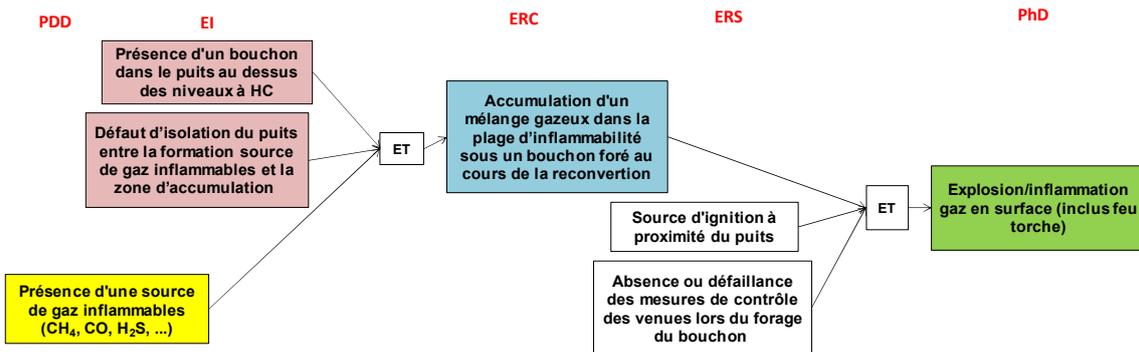


Figure D1 : Séquences accidentelles conduisant au phénomène dangereux « Explosion-inflammation de gaz en surface suite à la libération de gaz inflammable vers l'atmosphère suite au forage d'un bouchon » (concerne la phase de reconversion uniquement)

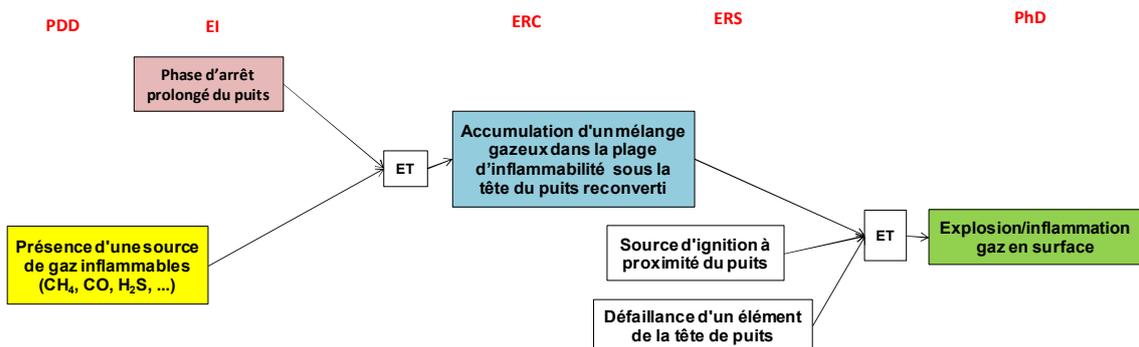


Figure D2 : Séquences accidentelles conduisant au phénomène dangereux « Explosion-inflammation de gaz en surface suite à la libération de gaz inflammable vers l'atmosphère suite à une défaillance de la tête de puits » (concerne les phases d'essai, d'exploitation et de fin d'exploit. pour une reconversion de type système ouvert)

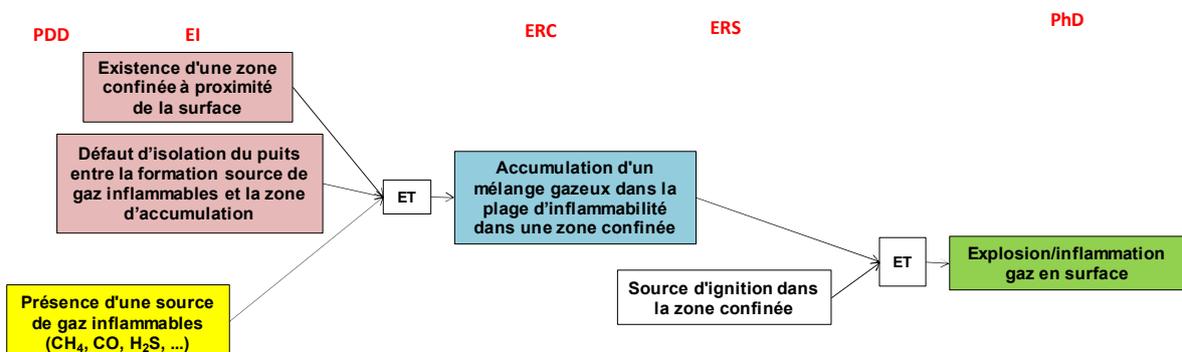


Figure D3 : Séquences accidentelles conduisant au phénomène dangereux « Explosion-inflammation de gaz suite à une migration de gaz inflammable à l'extérieur du puits vers une zone confinée » (concerne toutes les phases)

## D2) Formation d'une atmosphère toxique ou anoxique (TOX\_ANOX)

Trois scénarios peuvent conduire à ce phénomène dangereux :

- la libération de gaz toxique ou anoxique vers l'atmosphère suite au forage d'un bouchon (définitif ou provisoire) derrière lequel s'est accumulé du gaz sous pression (TOX\_ANOX\_FB) ;
- la libération de gaz toxique ou anoxique vers l'atmosphère suite à une défaillance de la tête de puits (TOX\_ANOX\_DTP) ;
- une migration de gaz toxique ou anoxique à l'extérieur du puits vers une zone confinée (TOX\_ANOX\_ZC).

Pour que ce gaz se retrouve en concentration suffisante pour intoxiquer ou asphyxier une personne, il doit s'accumuler dans une zone confinée en surface ou sous un bouchon. Le seul cas où la condition de confinement ne sera pas considérée nécessaire sera celui du H<sub>2</sub>S, qui du fait de sa forte toxicité présente un risque d'intoxication, même avec un très faible débit et à l'air libre.

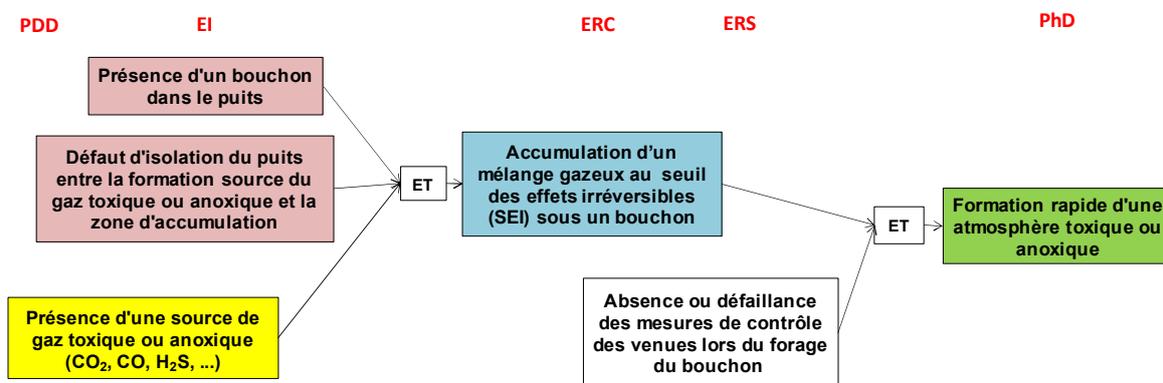


Figure D4 : Séquences accidentelles conduisant au phénomène dangereux « Formation d'une atmosphère toxique ou anoxique par libération du gaz suite au forage d'un bouchon » (concerne la phase de reconversion uniquement)

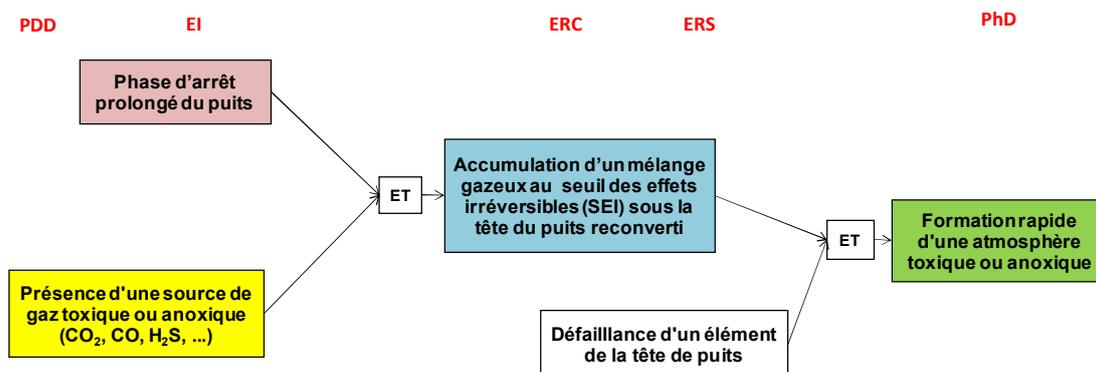


Figure D5 : Séquences accidentelles conduisant au phénomène dangereux « Formation d'une atmosphère toxique ou anoxique par libération du gaz suite à une défaillance de la tête de puits » (concerne les phases d'essai, d'exploitation et de fin d'exploitation pour une reconversion de type système ouvert)

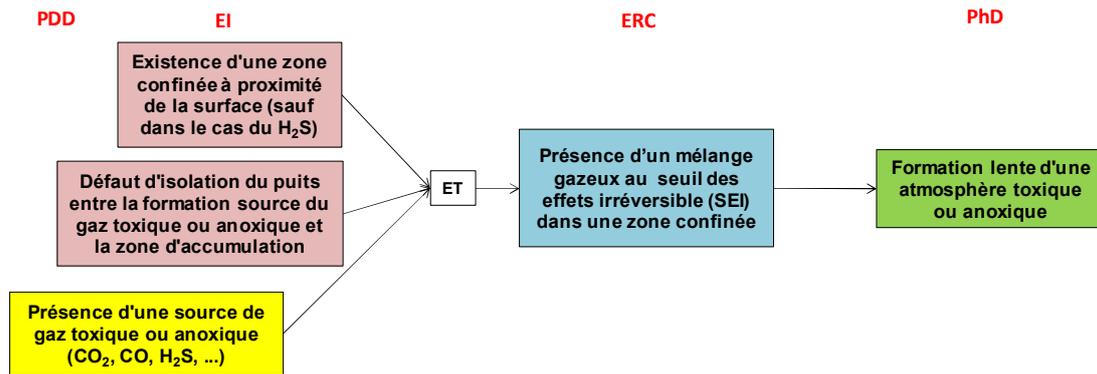


Figure D6 : Séquences accidentelles conduisant au phénomène dangereux « Formation d'une atmosphère toxique ou anoxique suite à une migration de gaz à l'extérieur du puits vers une zone confinée » (concerne toutes les phases)

### D3) Pollution d'un aquifère (POL\_AQUI)

Les puits d'hydrocarbures en France métropolitaine recourent les aquifères suivants :

- un ou plusieurs aquifère(s) superficiels d'eau douce, généralement exploité(s) pour l'alimentation en eau potable ou pour l'agriculture (calcaires lutétiens d'Ile-de-France, craie du Bassin parisien, sables plio-quadernaires du fossé rhénan, ... ) ;
- un ou plusieurs aquifère(s) profonds d'eau douce, parfois reconnu(s) comme réserve patrimoniale et, de ce fait, à protéger de toute intrusion (aquifères de l'Albien et du Néocomien du Bassin parisien, aquifères profonds du Bassin aquitain, ... ) ;
- un ou plusieurs aquifère(s) profonds d'eau plus ou moins fortement minéralisée et chaude, dont l'un au moins représente la ressource géothermique ciblée (aquifère du Dogger et le Trias du Bassin parisien, aquifères de socle profond du Massif Central ou du fossé rhénan).

La contamination d'un aquifère (utilisé ou potentiellement utilisable) survient suite à l'intrusion de fluide distinct de celui initialement présent dans cet aquifère (fluide géothermal, fluide caloporteur ou d'autres liquides provenant des formations souterraines traversées par le puits). Cette intrusion peut se produire suite à un défaut d'étanchéité du puits, qui peut provenir soit d'un défaut ou d'une altération des cimentations soit de la rupture ou de la perforation d'un ou plusieurs cuvelages, liées par exemple : à la corrosion (interne ou externe) ; aux contraintes mécaniques dues à l'ancrage de certains équipements (par exemple la pompe dans la chambre de pompage) ; à l'érosion et aux passages d'outils (lors d'interventions) ; aux contraintes thermomécaniques ; à des défauts matériels ou de mise en place des cuvelages ; à des contraintes de cisaillement liées à des mouvements sur des plans de fractures préexistants, ou à une mauvaise conception de l'architecture du puits.

Les cuvelages des puits géothermiques en système ouvert sont particulièrement exposés au risque de corrosion, notamment en cours d'exploitation, du fait du caractère généralement agressif du fluide géothermal qu'ils véhiculent. Dans le bassin de Paris, de nombreux cas de percements de cuvelages dus à la corrosion<sup>48</sup> (internes et parfois externes) ont été observés<sup>49</sup>, notamment pour les premiers doublets géothermiques réalisés.

Par ailleurs, les variations de température (importantes dans les contextes haute température) entraînent des effets de dilatation et de contraction thermique des aciers des cuvelages (notamment lors des phases d'arrêts et de reprises du pompage) qui peuvent, à terme, mettre en cause leur intégrité. Les cuvelages les plus concernés par ces variations de température sont les cuvelages de surface des puits de production.

<sup>48</sup> La corrosion se développe plus particulièrement à certains endroits des cuvelages, notamment dans la partie superficielle du puits injecteur ou au niveau de la chambre de pompage dans le puits producteur

<sup>49</sup> Ils n'ont pas systématiquement conduit à des intrusions de fluide géothermal dans les formations environnantes car le pompage de production induit une dépression au sein des terrains. Néanmoins, sur certains puits, notamment injecteurs, des fuites ont été constatées, comme cela a été le cas à Coulommiers, en 1996, où 660 000 m<sup>3</sup> de fluide géothermal chaud et fortement minéralisé provenant de l'aquifère du Dogger se sont répandus dans l'aquifère d'eau douce du calcaire de Champigny, capté pour l'alimentation en eau de la ville (Vernoux et al., 2002). En dépit de ce volume important, le suivi physico-chimique des captages d'eau potable de la ville n'a pas mis en évidence de pollution.

Le fluide géothermal et les effets thermiques sont également susceptibles de dégrader les cimentations et de les rendre plus perméables.

Dans le cas d'un puits géothermique en système fermé, le risque de fuite est plus faible du fait que le fluide caloporteur n'est pas en contact avec les cuvelages et que d'autre part, il est moins agressif que dans le cas d'un système ouvert. Dans ce cas, la dégradation des cuvelages et des cimentations vient essentiellement d'agressions extérieures provenant des fluides présents dans les formations géologiques traversées par le puits.

Les effets d'une intrusion de fluide dans un aquifère dépendent du débit, du volume, de la température et de la qualité physicochimique de ce fluide, ainsi que de la qualité et de la température de l'eau renfermée dans l'aquifère impacté. Toutefois, en cohérence avec la réglementation minière, qui demande à ce que la réalisation d'un forage soit de nature à éviter toute communication entre deux nappes d'eau présentant des caractéristiques différentes, nous considérerons qu'une intrusion conduit systématiquement à une pollution.

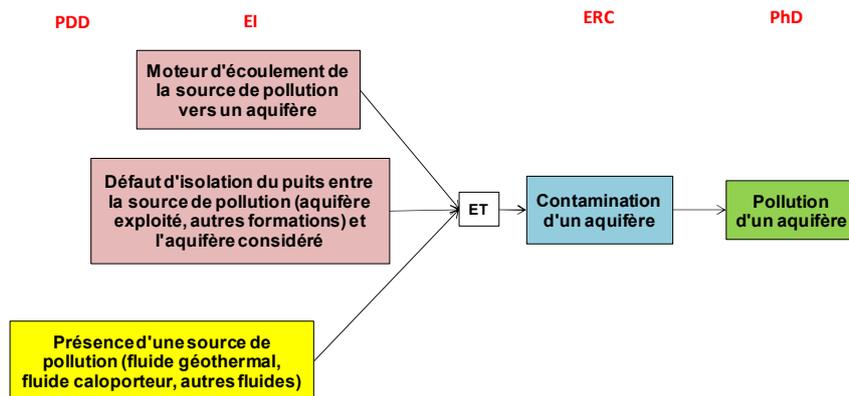


Figure D7 : Séquences accidentelles conduisant au phénomène dangereux « Pollution d'un aquifère » (concerne toutes les phases)

#### D4) Pollution en surface (POL\_SURF)

Les mécanismes susceptibles d'être à l'origine de la perte d'étanchéité de l'enveloppe du puits ont été décrits au paragraphe précédent. Un épanchement en surface conduira à une pollution s'il n'y a pas de dispositif de rétention autour du puits. Le puits bénéficie généralement de dispositifs de rétention (au moins une cave, une dalle bétonnée, éventuellement des caniveaux ceinturant la plateforme avec un réservoir de récupération) permettant de réduire la probabilité d'une pollution, au moins en cas d'épanchements de faible ampleur.

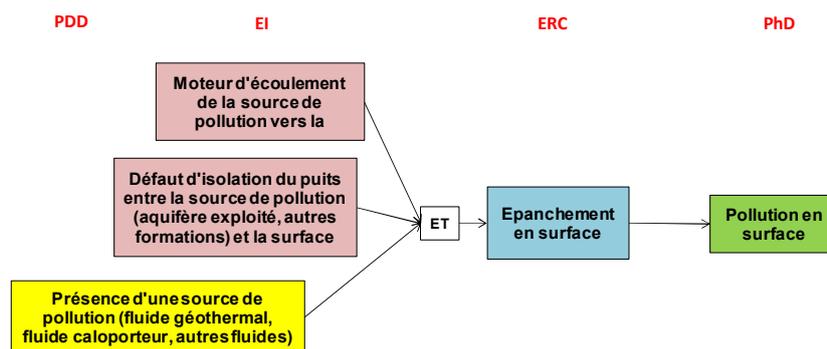


Figure D8 : Séquences accidentelles conduisant au phénomène dangereux « Pollution en surface » (concerne toutes les phases)

#### D5) Feu de nappe (FEU\_NAPPE)

Ce phénomène dangereux découle de l'ERC « EPANCH\_SURF » dans le cas particulier où le liquide polluant est constitué d'hydrocarbures liquides susceptible de s'enflammer. La présence d'une source d'ignition (étincelle, cigarette, briquet) est nécessaire pour générer l'inflammation. Elles concernent toutes les phases de vie du puits reconverti.

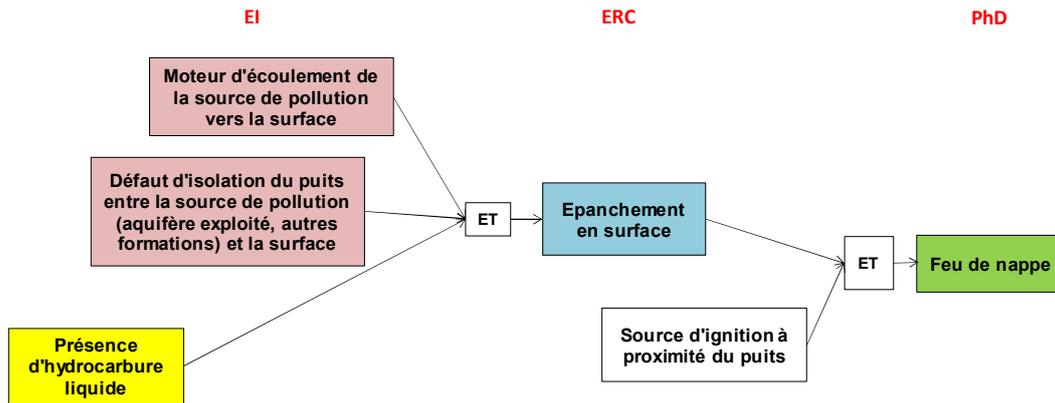


Figure D9 : Séquences accidentelles conduisant au phénomène dangereux « Feu de nappe » (concerne toutes les phases)

## D6) Secousses sismiques ressenties en surface (SEC\_SISM)

Ce phénomène dangereux ne concerne que la géothermie profonde **en système ouvert**. Il concerne toutes les phases de vie du puits reconverti, sauf la phase de reconversion où aucune injection n'est réalisée. Comme beaucoup d'activités anthropiques induisant des changements de contraintes dans le sous-sol, la géothermie peut occasionner des relâchements dynamiques de contraintes, dont les ondes peuvent parfois être ressenties en surface. On distingue généralement les « séismes » (dont les ondes sont ressenties en surface) et les « microséismes » (dont les ondes sont mesurables par des capteurs mais non ressenties par l'homme). La limite entre les deux se situe autour d'une magnitude de 2.

Le phénomène dangereux n'est pas l'apparition de microséismes, qui sont inhérents aux activités de géothermie profonde, mais le fait que des vibrations soient ressenties en surface (séismes), ce qui peut occasionner une gêne voire des craintes de la population locale, ou encore des dommages aux bâtiments pouvant mettre en jeu la sécurité des personnes qui y sont présentes.

Dans ce contexte, un séisme peut être induit par trois types de mécanismes :

- une augmentation excessive de la pression de pore<sup>50</sup> (lié par exemple à un débit de réinjection excessif du fluide géothermal dans l'aquifère exploité ou à une faible injectivité de la roche réservoir), qui peut soit fracturer la roche, soit réduire la résistance au cisaillement de fractures préexistantes et déclencher des glissements le long de ces fractures ;
- un refroidissement excessif de la roche (autour du puits de réinjection<sup>51</sup>), qui peut générer des contraintes thermomécaniques et fracturer la roche ;
- une dépression excessive du réservoir (dans le cas d'une réinjection incomplète du fluide géothermal<sup>52</sup>), pouvant générer des contraintes de cisaillement au toit ou au mur du réservoir.

L'occurrence du PhD dépend logiquement des conditions d'exploitation (valeur des pressions ou des débits imposés, temps de circulation du fluide géothermal) et d'un certain nombre de facteurs définissant les conditions de site. Dans le cadre de la hiérarchisation prévue (visant à déterminer parmi l'ensemble

<sup>50</sup> Une difficulté est que la notion de pression de pore « excessive » ou autrement dit de « surpression maximale à ne pas dépasser » pour ne pas induire de séisme ressenti, n'est pas identique selon les sites. Evans et al. (2012) ont étudié 41 sites en Europe où se sont produits des séismes induits par des activités de géothermie profonde et ont conclu que les sites qui avaient donné lieu à la sismicité la plus importante étaient situés dans des régions où l'état de contraintes naturelles était critique (« critically stressed ») du fait du contexte tectonique ambiant. Il pourrait donc y avoir une relation entre séisme induit et sismicité naturelle liée au contexte tectonique. Notons que l'on observe parfois un décalage temporel important entre la stimulation et l'apparition des séismes. Ainsi, à Bâle (Suisse), les séismes ressentis sont apparus jusqu'à 56 jours après la fin des opérations de stimulation hydraulique (Bachmann et al., 2011).

<sup>51</sup> On sait que la perméabilité des terrains au niveau du puits d'injection diminue au cours du temps du fait que la viscosité du fluide géothermal refroidi est supérieure à celle du fluide chaud en place : l'injectivité devrait donc théoriquement décroître avec le temps. Ceci est compensé par la fracturation thermique induite par l'injection de fluide géothermal refroidi (Lopez et al., 2008 ; Agemar et al., 2014). Il peut en résulter des séismes induits.

<sup>52</sup> Un tel scénario peut se produire lorsque le fluide géothermal n'est pas réinjecté dans le sous-sol ou qu'il est réinjecté dans un autre aquifère que celui dans lequel il est prélevé. Une dépression excessive du réservoir peut alors engendrer un effet de contraction poroélastique, qui peut conduire à l'apparition de contraintes de cisaillement dans les formations sus-jacentes ou sous-jacentes au réservoir. Ce phénomène a été très bien documenté sur de nombreux réservoirs de gaz (Lacq en France par exemple) ou dans le domaine de la géothermie, sur le site de Salton Sea en Californie.

des puits ceux pour lesquels la vraisemblance du PhD considéré est la plus importante), on se limitera à la prise en compte des conditions de site en définissant une fonction liant la vraisemblance du PhD à ces conditions.

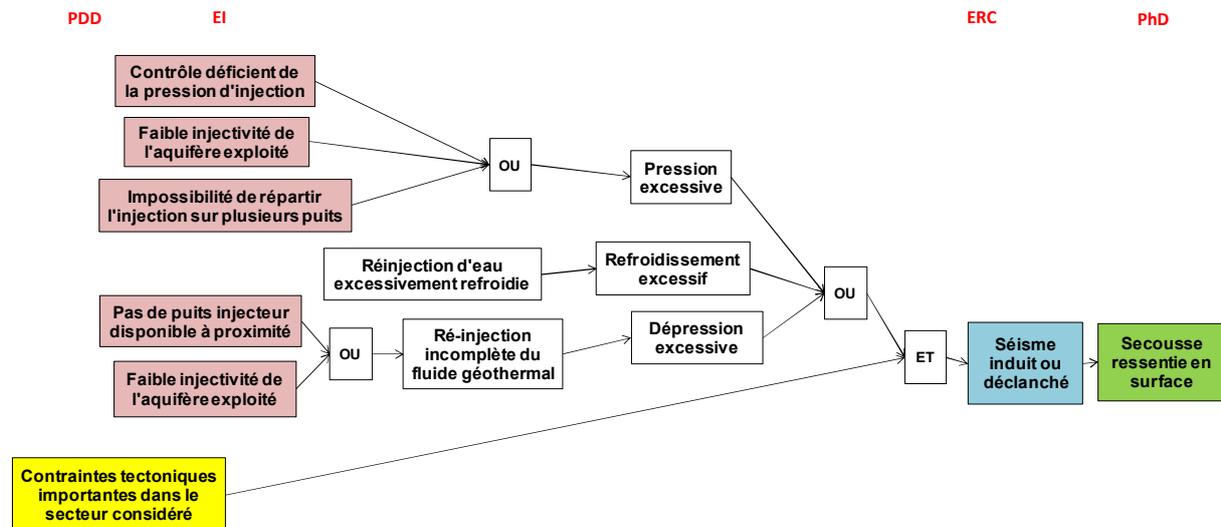


Figure D10 : Séquences accidentelles conduisant au phénomène dangereux « Vibrations des terrains de surface résultant de la sismicité induite » (cas des reconversions en puits géothermique en système ouvert uniquement)

## D7) Affaissement (AFF) ou effondrement généralisé (EFF\_GEN) des terrains en surface

Ces phénomènes dangereux peuvent résulter de plusieurs mécanismes :

- dissolution incontrôlée d'une formation évaporitique : un puits profond, quelle que soit sa finalité, peut intersecter des couches évaporitiques solubles (sel, potasse, gypse) sur une épaisseur parfois importante : c'est par exemple le cas de la série salifère du bassin de Mulhouse (d'environ 1500 m d'épaisseur). En cas d'intrusion<sup>53</sup> d'un fluide en déséquilibre chimique avec la formation, une dissolution locale de ces évaporites peut se produire. Si un moteur d'écoulement entretenu permet à cette dissolution d'opérer sur des périodes de temps longues (plusieurs mois ou années), il peut en résulter la création d'une cavité qui peut devenir instable et s'effondrer, occasionnant en surface soit un affaissement, soit dans le cas extrême, un effondrement ;
- rabattement excessif de l'aquifère : ce mécanisme résulte du tassement des particules formant le réservoir aquifère suite à un fort rabattement induit par un soutirage excessif. Dans le contexte géothermique, il n'est susceptible de se produire qu'en phase d'exploitation, au droit du puits de production<sup>54</sup>. Ce mécanisme ne peut générer qu'un affaissement ;
- perte de matière par entraînement de particules fines : Lorsque le réservoir géothermique renferme des particules fines, il peut se produire un phénomène de suffosion<sup>55</sup> : il s'agit de l'entraînement de particules fines (argiles, limons) au travers d'un squelette plus grossier (sables, graviers). Ceci est plus fréquent dans des formations sédimentaires sujettes à une hétérogénéité granulométrique mais il peut également apparaître en roche dure, lorsqu'il y a un colmatage de fissures par des minéraux argileux. Ce mécanisme ne peut générer qu'un affaissement ;

<sup>53</sup> Une telle intrusion peut se produire suite à une perte d'étanchéité du puits, qu'elle soit longitudinale (ce qui peut résulter d'une cimentation défectueuse ou, en phase post-exploitation, de défauts affectant les bouchons d'obturation du puits) ou latérale (liée au percement ou à la rupture d'un ou plusieurs cuvelages).

<sup>54</sup> Ce phénomène s'est produit sur le champ géothermique de Brady Hot Springs (Nevada, USA) qui possède 6 puits de production profonds de 500 à 2000 m, avec un débit d'extraction net de fluide géothermique de l'ordre de 0,1 m<sup>3</sup>/s. Un suivi réalisé de 1997 à 2013 par interférométrie InSAR a mis en évidence une subsidence à un taux de quelques centimètres par an (Oppliger et al., 2006). L'origine de cette subsidence proviendrait d'un drainage des aquifères superficiels vers le réservoir géothermique profond par le biais de zones perméables associées aux failles (Ali et al., 2014).

<sup>55</sup> La mise en place d'une suffosion a été plusieurs fois suspectée en domaine géothermique, notamment par Lopez & Millot (2008) dans le Dogger du Bassin parisien.

- réinjection incomplète ou absence du fluide géothermal dans le réservoir : dans le cas extrême d'une exploitation sans réinjection de fluide géothermal, plusieurs années d'exploitation peuvent conduire à une subsidence d'un à plusieurs mètres au centre de la zone de production (Mendrinis et al., 2006 : [54]). Ce mécanisme ne peut générer qu'un affaissement.

Ces phénomènes s'expriment principalement dans le cas d'une reconversion de type système ouvert (seul le premier mécanisme peut éventuellement concerner la reconversion en système fermé). Il concerne toutes les phases de vie du puits reconverti.

Les principaux effets consistent en un abaissement (tassement, affaissement, exceptionnellement effondrement) de la surface du sol et donc des structures qui y sont implantées. Cela est susceptible de créer des désordres sur des bâtiments ou des infrastructures<sup>56</sup>, mais également de déstructurer localement le réseau hydrographique.

L'occurrence ou non d'un affaissement significatif (voire d'un effondrement) et sa cinétique (lente ou rapide) vont dépendre d'un certain nombre de conditions, notamment la profondeur, l'épaisseur et l'extension de la formation ainsi que de la nature des terrains de recouvrement.

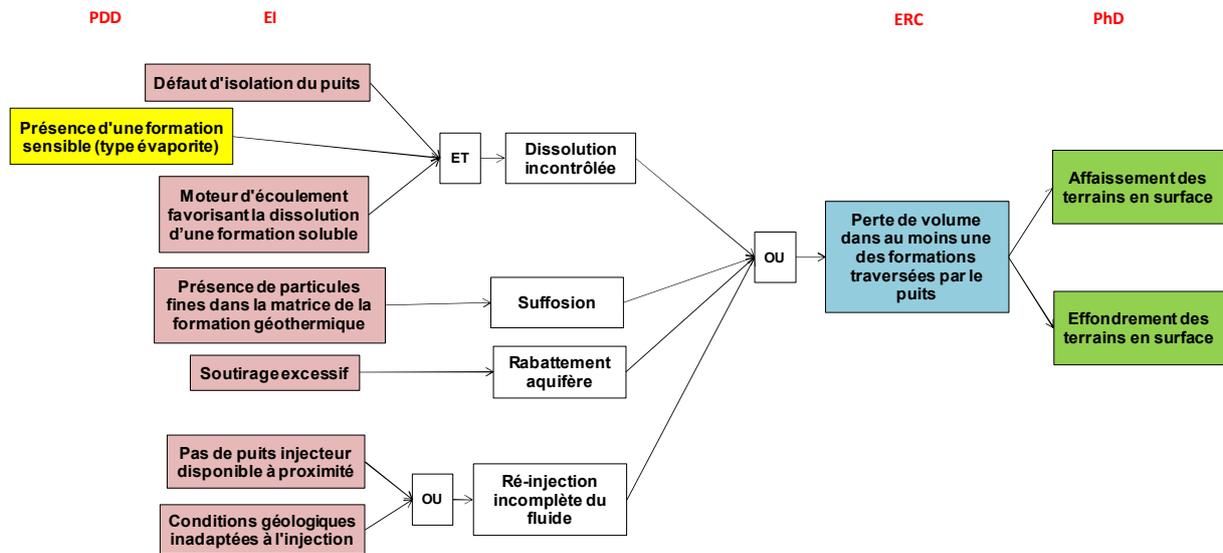


Figure D11 : Séquences accidentelles conduisant au phénomène dangereux « Affaissement ou effondrement généralisé des terrains en surface » dans le cas d'une reconversion en puits géothermique en système ouvert

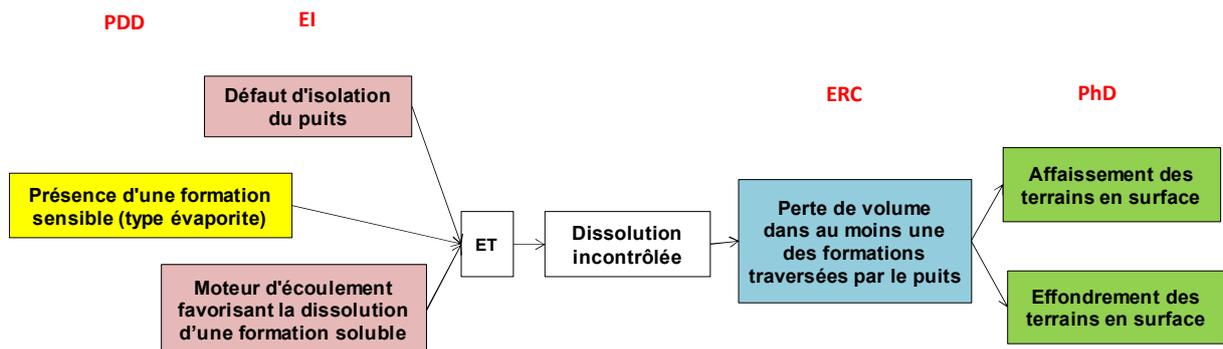


Figure D12 : Séquences accidentelles conduisant au phénomène dangereux « Affaissement ou effondrement généralisé des terrains en surface » dans le cas d'une reconversion en puits géothermique en boucle fermée

<sup>56</sup> Dans le cas du site de géothermie superficielle d'Hilsprich (Moselle), une cuvette d'affaissement de 1,1 km sur 0,3 km a été mise en évidence par interférométrie radar avec une vitesse moyenne de déformation de 9 cm/an pendant 3 ans (Barras, 2015). Des désordres sont apparus dès 2006 au niveau d'une quinzaine de maisons et sur le réseau routier, sur environ 450 m autour des forages. Cette commune a été déclarée en état de catastrophe naturelle « mouvements de terrain » en 2009 (Carton, 2015).

## D8) Surrection des terrains en surface (SURREC\_SURF)

Le risque de surrection est principalement lié à la présence simultanée d'un défaut d'isolation du puits permettant la fuite des fluides circulant dans le puits vers le recouvrement ou la mise en communication d'aquifères, d'un moteur d'hydraulique permettant à l'écoulement de se produire et à la présence d'une formation susceptible de gonfler dans le recouvrement. Ce phénomène est plus vraisemblable dans le cas d'une reconversion de type système ouvert du fait de la circulation de fluide géothermique dans le puits. Il concerne toutes les phases de vie du puits reconverti.

Une surrection de très faible amplitude peut également apparaître temporairement (dans le cas d'une reconversion de type système ouvert uniquement) suite à la réinjection du fluide géothermique dans la formation exploitée (par effets poroélastiques) en cas de débit ou de pression d'injection trop importants<sup>57</sup>.

L'importance du soulèvement lié au gonflement d'une formation sensible dépend d'un certain nombre de conditions, notamment la profondeur, l'épaisseur et l'extension de la formation ainsi que de la nature des terrains de recouvrement.

Dans le cas de l'incident de Lochwiller, le banc d'anhydrite impacté se trouvant à une profondeur relativement faible, l'effet de surrection a été important (quelques dizaines de centimètres par endroits) et les désordres en surface conséquents (fissures sur les bâtiments, déformation de la chaussée, ruptures de réseaux enterrés).

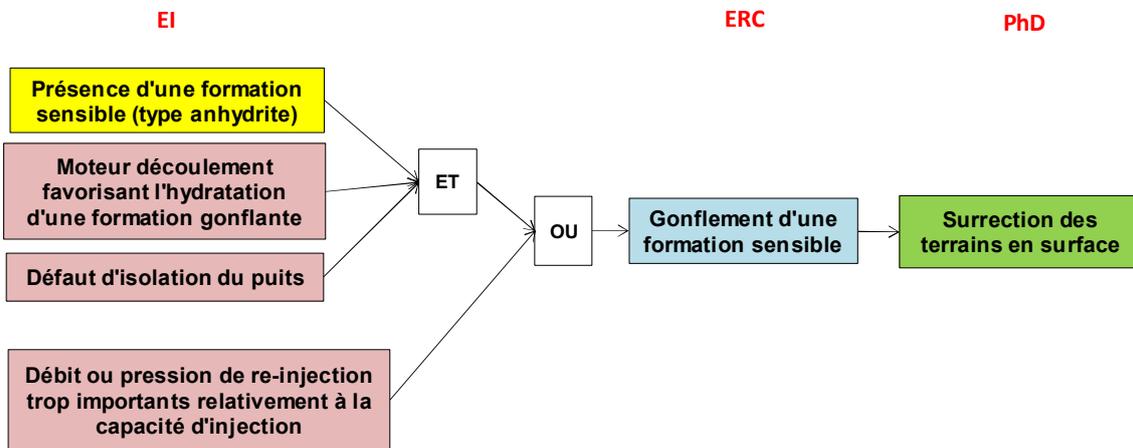


Figure D13 : Séquences accidentelles conduisant au phénomène dangereux « Surrection des terrains en surface » dans le cas d'une reconversion en puits géothermique en système ouvert

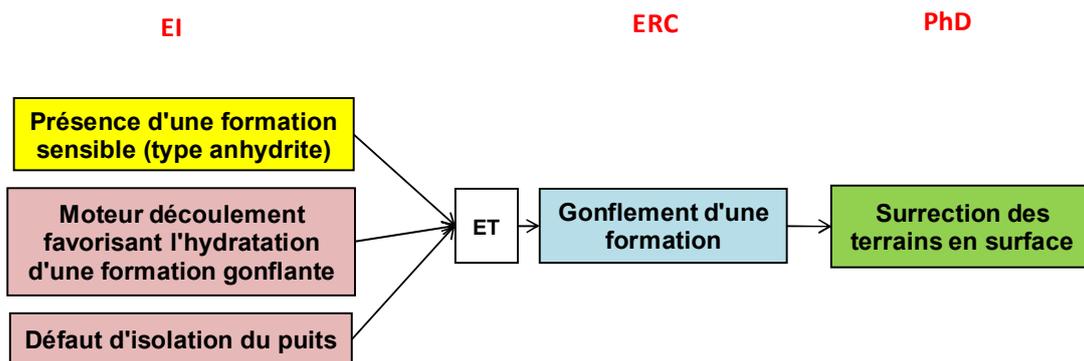


Figure D14 : Séquences accidentelles conduisant au phénomène dangereux « Surrection des terrains en surface » dans le cas d'une reconversion en puits géothermique en boucle fermée

<sup>57</sup> La pression d'injection crée un dôme piézométrique et un soulèvement temporaire de la surface du sol autour du forage d'injection. Cela s'est notamment produit dans le champ géothermique de l'Imperial Valley, Californie, USA (Sanyal et al., 1995). Le sol revient généralement à son niveau d'origine peu après que le débit et/ou la pression d'injection ait été réduits.



