



*Ce document contient la transcription textuelle d'une vidéo du MOOC UVED « Énergies renouvelables ». Ce n'est donc pas un cours écrit au sens propre du terme ; le choix des mots, l'articulation des idées et l'absence de chapitrage sont propres aux interventions orales des auteurs.*

## *Comment aller vers la maturité de la géothermie haute température non conventionnelle ?*

**Jean SCHMITTBUHL**

*Directeur de recherche – CNRS*

Comment aller vers la maturité de la géothermie profonde ou géothermie haute température non conventionnelle ?

- Alors, c'est du domaine un peu de la prospective ici de savoir comment faire avancer les choses et je pense que les trois grands enjeux à relever sont :
  - premièrement des enjeux sur le risque géologique.
- ⇒ Comment lever le risque géologique.
  - D'autre part, comment lever les risques hydrauliques liés à la circulation ;
  - Et enfin, je dirais, des risques liés au temps.
- ⇒ C'est-à-dire l'évolution dans le temps du réservoir et des installations, la question du vieillissement.
- Pour tout ça, c'est vraisemblablement des actions de recherche qui vont permettre d'avancer et si on revient sur chacun de ces points et donner quelques pistes, on peut dire la chose suivante :

- Sur le risque géologique, l'enjeu c'est d'aller trouver les meilleures méthodes pour, non seulement identifier les failles qui sont les zones de circulation et les zones préexistantes, qu'on n'ait pas besoin de les créer, mais c'est aussi de trouver les failles perméables et ça, en géophysique, ce n'est pas quelque chose de très facile donc c'est une première piste.
- La deuxième chose, c'est la question de l'optimisation de la profondeur des forages. Il y a un point qui n'est pas toujours bien identifié, c'est comment ces forages se positionnent par rapport à la zone sismogénique, c'est-à-dire la zone à partir de laquelle on peut former naturellement des tremblements de terre.
- ⇒ Donc faire un forage au-dessus ou en dessous de cette zone, c'est un enjeu. Il y a une profondeur, un ordre de grandeur de cette profondeur caractéristique, c'est de l'ordre de 3 km.
- ⇒ Typiquement au-dessus de 3 km c'est difficile de faire des séismes naturellement et par contre, en dessous, c'est assez typique.
- Donc, faire de la sismicité induite, enfin être dans les conditions de mise en pression au-dessus de cette limite ou en-dessous, ça change la nature du risque associé.
- Et le troisième grand domaine qui est un domaine en pleine effervescence scientifique, c'est le domaine de la déformation non sismique ou asismique du réservoir.
- C'est quelque chose qu'on est seulement en train de commencer à imager mais c'est quelque chose qui risque de contrôler le réservoir.
- ⇒ Typiquement, au-dessus des 3 km, on va vraisemblablement être dominés par ces questions de déformation asismiques, en dessous elles seront peut-être moins importantes et on aura peut-être plus de déformations du réservoir liées à de la sismicité.
- Le deuxième grand domaine envisagé pour le développement vers une maturité de cette technologie, c'est lié à des questions hydrauliques.
- C'est être capable de prévoir l'injectivité ou la productivité d'un puits, c'est-à-dire la capacité à injecter du fluide dans le puits ou les capacités à extraire du fluide dans le puits et sous quelles conditions de pression.
- ⇒ Et pour ça, évidemment, c'est comment optimiser la stimulation, donc c'est comment optimiser la connexion du puits avec les structures existantes qui sont capables de réaliser cette circulation, donc les failles principales.
- ⇒ Est-ce qu'il faut panacher entre une simulation hydraulique ou plutôt chimique ou plutôt thermique et comment faire ce panachage entre ces différentes technologies reste une question qui est encore assez ouverte.

- Et enfin, c'est la question d'aller vers l'optimisation commerciale du réservoir, en d'autres mots, dit de façon un peu moins abrupte, c'est comment permettre une circulation suffisamment importante pour assurer une production d'électricité sensible mais rester en dessous de seuils qui permettent de se mettre à distance, par exemple, d'une sismicité induite importante.
- Alors, pour illustrer ça, je reviendrai sur un des enseignements de l'expérience pilote de Soultz-Sous-Forêts de ces dernières années où on a pu mesurer cette injectivité ou cette productivité.
- ⇒ Vous avez une figure ici qui représente la valeur de l'injectivité ou la productivité, et on voit que déjà elle est différente, la capacité d'un puits à recevoir du fluide (en bleu ici), capable d'injecter du fluide, c'est sur le puits qui serait schématisé en bleu sur la figure de droite où la capacité à produire, c'est-à-dire à extraire du fluide à partir du puits (donc sur le schéma de droite, ce serait le puits en rouge), on voit que c'est différent et on quantifie ça par une unité qui peut paraître un peu compliquée qui sont des litres par seconde par bar.
- ⇒ Typiquement, c'est la pression qu'il faut injecter, donc les bars qu'il faut introduire au niveau de la pompe qui est associée à ce puits pour avoir un certain débit.
- ⇒ Donc, là, on a 1 l/s/bar, c'est-à-dire que pour avoir 1 l/s de débit, il faut typiquement introduire un bar de différence de pression.
- Donc c'est plus facile d'extraire, de produire le fluide, c'est deux fois plus facile puisqu'en termes d'injectivité, la pression qu'il faut fournir pour réussir à avoir un certain débit, typiquement, quand on injecte avec un bar, on va seulement pouvoir introduire un débit de 0,5 l/s.
- Donc on voit qu'il y a des différences et qu'avec ces chiffres-là, il y a beaucoup d'hypothèses derrière mais ça permet de faire un peu des prédictions de ce qui peut se passer.
- ⇒ Dans la situation de Soultz qui est décrite en vert ici, avec une exploitation à 25 000 l/s, il faut typiquement pomper avec 20 bars de pression et réinjecter avec 50 bars de pression.
- Si on voulait se mettre en condition commerciale ou en tout cas ce qui est visé dans un certain nombre de projets qui serait de chercher à avoir 100 l/s, si on essaie d'appliquer ces chiffres, on voit qu'il faudrait avoir un pompage très sensiblement supérieur et surtout une réinjection à des pressions très élevée, peut-être de l'ordre de 200 bars, ce qui pose de réelles questions sur la sismicité induite qui va être générée.
- ⇒ On est dans des conditions quasiment de stimulation.
- ⇒ Donc comment trouver le bon compromis dans ces opérations-là reste un sujet assez ouvert.

- Alors, pour finir, la question du vieillissement, donc du temps : tenir 20 ans, au moins avec ce système-là qui est soumis à de multiples variations, c'est la question du retour sur investissement.
- Pour obtenir le retour sur les investissements liés au forage en particulier et ça c'est d'une part au niveau des installations de surface comment améliorer la fiabilité des pompes.
  - ⇒ La ressource est continue mais son utilisation par les pompes est beaucoup plus fluctuante parce qu'on ne sait pas toujours faire des pompes qui ont la fiabilité nécessaire.
  - ⇒ Quand elles durent plus d'un an, elles sont déjà considérées comme extrêmement fiables.
  - ⇒ Il y a la question de la corrosion, pour éviter les fuites au niveau du puits à l'échelle de 20 ans, c'est maîtrisé mais il faut quand même optimiser ça.
- Au niveau sous-sol, au niveau du réservoir, et bien le réservoir à l'échelle de 20 ans il peut tout de même se transformer, c'est la question des interactions fluide - roche, il y a la question des colmatages de ce système-là.
  - ⇒ Donc bien connaître ces conditions de colmatages, et surtout imaginer la chimie pour aller détartrer ce système là et éviter les court-circuits hydrauliques qui peuvent se développer dans les puits.
- Et enfin, maîtriser sa déformation au cours du temps.
  - ⇒ On l'imagine souvent très statique ce réservoir mais on voit de plus en plus qu'il se déforme lentement et contrôler ça, ça reste un enjeu important.