

Géothermie profonde *versus* gaz de schiste

Pr Thierry de LAROCHELAMBERT

Chaire Supérieure de Physique-Chimie

Docteur en Énergétique

Chercheur à l'Institut [FEMTO-ST](#)

1. Introduction

À travers le verrou de la fracturation hydraulique, la récente QPC (question prioritaire de constitutionnalité) transmise au Conseil d'État par le tribunal administratif de Cergy Pontoise le 21 mars 2013 à la demande de la compagnie pétrolière états-unienne Schuepbach [1] soulève indirectement la question de la géothermie profonde.

En effet, la compagnie texane remet en question la loi du 13 juillet 2011, en particulier son article 1^{er} [2], interdisant la fracturation hydraulique en vue de la recherche ou de l'exploitation pétrolière ou des gaz de schistes qui a conduit au retrait de ses permis de recherche sur le territoire français il y a deux ans.

Pour Schuepbach, cette loi serait anticonstitutionnelle au motif qu'elle serait « discriminatoire (atteinte au principe d'égalité) en ne concernant que la recherche d'hydrocarbures, liquides ou gazeux... » alors qu'elle serait autorisée pour la géothermie profonde [3].

Le 12 juillet 2013, le Conseil d'État, suivant la recommandation émise par son rapporteur public le 26 juin dernier, a transmis la QPC au Conseil Constitutionnel [4] qui devra se prononcer dans les trois mois suivants.

Entre-temps, les groupes de pression pétroliers et productivistes se répandent dans la presse à l'occasion du débat sur la Transition énergétique pour justifier le recours aux gaz de schistes [5][6], appuyés publiquement par le commissaire européen à l'industrie Antonio Tajani [7], ex-porte parole de Silvio Berlusconi (ce qui relativise la qualité d'un tel appui) ; Gérard Mestrallet, PDG de GDF Suez [8] ; mais aussi malheureusement par le Ministre du redressement productif Arnaud Montebourg [9] – qui n'hésite pas à contredire régulièrement son Premier Ministre et les Ministres de l'environnement successifs Delphine Batho puis Philippe Martin – et par l'opportun rapport de l'OPECST (Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques) des députés Christian Bataille (PS) et Jean-Claude Lenoir (UMP) [10].

Dans l'attente fiévreuse de l'arbitrage du Conseil Constitutionnel, il n'est pas sans importance de souligner les différences fondamentales entre ce qu'il est convenu d'appeler la [fracturation hydraulique SGF](#) (« *shale gas fracking* » ou gaz de schiste par fracturation) et la [stimulation hydraulique EGS](#) (« *enhanced geothermal system* » ou système géothermique amélioré), d'autant que le rapport de l'OPECST sus-mentionné entretient allègrement la confusion [11].

La présentation détaillée de ces deux technologies est donc indispensable pour clarifier certaines ambiguïtés et lever (ou non) certaines craintes qui se font jour jusque sur les sites internet de groupes opposés aux gaz de schiste [12].

2. La géothermie profonde, hier et aujourd'hui

Depuis la mise en service en 1913 de la première usine géothermique de production électrique de 250 kW_e utilisant l'eau à 250°C de deux puits géothermiques à Larderello en Toscane (Italie) [13], l'utilisation directe de la géothermie haute énergie (ou géothermie profonde) pour la production d'électricité s'est considérablement développée dans le monde. Elle représente actuellement (2010) une puissance électrique installée de 10,9 GW_e répartie sur 24 pays, et produit 67,3 TWh_e/an d'électricité [14].

À lui seul, le site de Larderello-Travale et ses 255 forages fournit aujourd'hui en permanence de la vapeur d'eau (20 bar, 150 à 270°C) à 28 centrales électriques géothermiques de puissance totale 754 MW_e produisant aujourd'hui 4,9 TWh_e/an [15] ; de par sa très longue durée d'exploitation et de ses perspectives de développement ultérieur, il constitue un exemple de production soutenable d'électricité géothermique. De même, l'exploitation du gisement exceptionnel de Bouillante en Guadeloupe (France) depuis 1984 permet aux deux centrales électriques de puissance totale 15 MW_e d'utiliser l'eau à 250°C d'un réservoir situé entre 300 et 1200m de profondeur pour produire 95 GWh_e par an (8% de la consommation de l'île) et le projet d'une troisième centrale de 20 à 30 MW_e est en cours d'exploration [16].

Les potentiels géothermiques directs et EGS théoriques, techniques et économiques des régions productives principales ont été évalués par de nombreux travaux scientifiques [17]. Si l'énergie stockée dans la croûte terrestre entre 0 et 5 km de profondeur est effectivement gigantesque (environ $1,4 \cdot 10^{26}$ J, soit 39 milliards de TWh), environ 30% correspondent à des zones à haut gradient. Encore faut-il pouvoir l'exploiter techniquement, écologiquement et économiquement : en ne considérant que les zones à haute température au-delà de 3 à 5 km de profondeur, où le flux géothermique naturel de renouvellement est de l'ordre de 65 mW/m² en moyenne, cela conduit à une évaluation grossière du potentiel mondial théorique exploitable durablement d'environ 10 TW_e. (10000 GW_e, soit l'équivalent de 10000 réacteurs nucléaires PWR). La puissance électrique récupérable est évaluée à 200 GW_e par les techniques traditionnelles (comme à Larderello ou à Bouillante), à quoi il faudrait ajouter environ 1000 GW_e fournis par les techniques EGS. En outre, l'utilisation de la chaleur basse température pour le chauffage seul ou la cogénération permettrait d'ajouter une puissance thermique supplémentaire de 5000 GW_{th}.

Dans les conditions économiques actuelles du marché de l'énergie mondiale, ces potentiels techniques pourraient déboucher à l'horizon 2050 sur des installations économiquement rentables estimées à une puissance électrique totale (EGS comprise) de 140 GW_e produisant 1200 TWh_e/an, et une puissance thermique de 800 GW_{th}.

Les prospectives les plus récentes [18] sur l'utilisation soutenable de la géothermie soulignent l'importance des modes d'exploitation des gisements pour permettre aux générations futures de bénéficier en permanence de cette ressource renouvelable et de contribuer à la lutte contre le changement climatique : accroissement par étapes de la puissance produite jusqu'au régime permanent limite de renouvellement énergétique (équilibre entre soutirage d'eau et recharge naturelle en système ouvert ; gestion de la propagation du front froid de réinjection en boucle fermée). Ces techniques, valables pour les gisements traditionnels en géothermie haute et moyenne température, sont susceptibles d'évoluer vers une utilisation pérenne de stockage thermique solaire (héliogéothermie) ou de rejets thermiques industriels.

La technologie EGS quant à elle est en cours d'étude expérimentale sur quelques sites mondiaux de référence dont les plus importants sont ceux de Soultz-sous-Forêts dans le Bas-Rhin (France) depuis 1987 et Groß Schönebeck à 40 km au nord de Berlin (Allemagne) depuis 2006. L'importance du potentiel géothermique qu'elle permettrait d'exploiter est telle qu'il est aujourd'hui indispensable d'en examiner les modalités, la soutenabilité et les risques, au regard des polémiques soulevées par les impacts écologiques et sanitaires de la fracturation hydraulique SGF utilisée pour l'exploration et

l'exploitation des gaz de schiste.

3. Des cibles géologiques différentes

À la différence de la géothermie traditionnelle qui consiste à utiliser l'eau chaude de réservoirs aqueux poreux calcaires (Dogger, Grande Oolithe, Muschelkalk, etc.) ou gréseux (Buntsandstein) à des profondeurs de quelques centaines de mètres à 2000-3000 m) par le biais de deux ou trois puits de pompage/injection en boucle fermée, les *techniques EGS en géothermie profonde* visent des strates rocheuses cristallines plus profondes et faillées, situées dans des structures géologiques d'effondrement ou d'origine volcanique, de porosité naturelle inter-cristalline à micro-fissures, dans lesquelles l'eau peut circuler naturellement plus ou moins facilement suivant le degré de concrétion obstruant la porosité (la présence d'eau n'est pas indispensable à la géothermie EGS).

Le *gaz de schiste* quant à lui (essentiellement constitué de *méthane* CH₄, accompagné d'*éthane* C₂H₆, de composés organiques cycliques volatiles, de *dioxyde de carbone* CO₂, etc.) s'est formé à partir des sédiments marins des grands bassins sédimentaires, piégés par enfouissement à l'ère secondaire et soumis à un lent processus de fermentation anaérobie à chaud (80-150°C) sous pression (plusieurs dizaines de bar) *in situ* dans les couches argileuses compactes enfouies profondément entre 3000 et 10000 m. Le gaz est bloqué dans les micro-pores de la couche schisteuse à laquelle il est physiquement adsorbé, de même que le gaz de houille (également du *méthane*, couramment appelé « grisou ») est piégé dans les veines étanches de charbon dans lequel il s'est formé au cours de l'ère primaire [19].

La porosité matricielle des schistes à gaz est donc assez faible (0,5 à 5%) ainsi que leur porosité de fracture (2 à 7%), et leur perméabilité est très faible (de 1 nano-darcy ou nD, à 1 micro-darcy ou μ D) [20]. Les roches cristallines visées par la géothermie profonde EGS ont quant à elles une porosité moyenne (entre 10 et 20% selon la nature des réservoirs) et une perméabilité de l'ordre de quelques centaines de μ D (grès de Groß Schönebeck) à plusieurs D (Soultz sous-Forêts), du fait de la microfracturation naturelle élevée des gisements [21][22][23].

Dans les deux cas (SGF et EGS), les réservoirs ciblés doivent se trouver isolés au-dessus et en dessous par d'épaisses strates de roches imperméables de porosité et de perméabilité quasi-nulles.

Alors que l'exploitation des gaz de schiste SGF vise des bassins sédimentaires pouvant s'étendre sur des milliers de km² et nécessite le percement de milliers de forages pour fracturer les roches magasins afin d'en extraire le *méthane* (cf. § suivant) à raison d'un puits tous les 4 km² en moyenne (entre 1,2 et 7 km²) [24], la géothermie profonde EGS se focalise d'abord sur les réservoirs gréseux ou granitiques faillés et micro-fissurés dans des fossés d'effondrement, coïncidant si possible avec une densité suffisante d'utilisateurs (villes, industries) susceptibles de consommer localement l'électricité et la chaleur des installations de cogénération.

Ainsi le site de Soultz-sous-Forêts implique deux *cellules granitiques* situés à 3,5 km et 5 km de profondeur, épaisses de 400 m à 1 km, et s'étendant sur une vingtaine de km² ; les pieds du triple forage productif (GPK2, GPK3, GPK4) distants seulement de 600 et 650 m produisent une saumure à 180°C et sont raccordés à une centrale électrique de 1,5 MW_e [25]. Non loin de là, le site de Landau en Allemagne s'étend sur 25 km² à 3 km de profondeur ; une centrale de cogénération de 3 MW_e et 3 MW_{th} y puise de l'eau à 160°C depuis 2007 (avec une période d'arrêt suite à deux microséismes survenus en 2010) [26].

La grande différence entre les accès à ces deux sources d'énergie réside en fait avant tout dans les durées de vie très contrastées des installations :

- un puits de gaz de schiste SGF extrait l'essentiel du gaz en 6 mois en perdant 63 à 85% de sa productivité par an, de sorte que la ressource est généralement épuisée au bout d'un à trois

ans [27][28][29][30] : ce phénomène caractérisé par une décroissance de production de type exponentiel se traduit par des courbes de décroissance très rapides dès la mise en production du puits (« *shale gas decline curve* ») spécifiques aux puits de gaz de schiste. Il est dû au travail des contraintes de la roche matricielle expulsant le liquide de fracturation avec le gaz jusqu'à refermeture des micro-fissures produites pendant la fracturation hydraulique, et a fait l'objet de nombreux travaux de modélisation physique et mathématique [31] ;

- un puits géothermique EGS une fois foré est conçu pour rester productif pendant des décennies (voire des siècles dans le cas d'une gestion soutenable, cf. [18]).

La faible durée de vie des puits de gaz de schiste explique physiquement la *course effrénée aux forages* observée aux États-Unis : près de 515000 puits étaient productifs en 2011 ; 43000 ont été creusés dans la seule année 2012 [32]. Elle entraîne un déplacement permanent des installations de forage pour tenter de rentabiliser les investissements par puits au moyen de montages financiers basés sur des crédits à court terme. Comme l'explosion du nombre de forages et de la production concomitante de *méthane* (+3400% entre 2005 et 2012 aux États-Unis) a provoqué un *effondrement de son prix spot* de 8 à 3 \$ par MBTU (vieux unité de volume de gaz anglosaxonne encore en vigueur dans ces contrées) entre 2010 et 2012, les sociétés de production tentent par tous les moyens de baisser leurs coûts de production en forant toujours plus de puits sur chaque champ de gaz de schiste à un rythme croissant pour maintenir la production.

On assiste ainsi à la formation d'une **bulle spéculative** [33] d'autant plus inquiétante pour l'économie mondiale que la production de *méthane* de schiste stagne aux États-Unis, amenant certains chercheurs à prévoir un « *peak-gas* » prochain vers 2017 [27] ; les sociétés productrices perdent de plus en plus d'argent en produisant du *méthane* de schiste [34] et se remboursent en fait de plus en plus sur l'huile et le pétrole de schiste, certaines se retirant même du marché d'exploration des gaz de schiste au bénéfice, semble-t-il, d'une spéculation bancaire et boursière grandissante [35].

Ajoutés aux problèmes environnementaux cumulés aux États-Unis depuis le début des forages des puits de gaz de schiste (voir plus bas), cette baisse de productivité des puits et la stagnation de la production de *méthane* de schiste a généré des doutes et des remises en cause dès 2011 chez les industriels gaziers [36], jusque dans les publications scientifiques du domaine [37]. Mais c'est à partir de l'année 2012 que de nombreuses études scientifiques indépendantes ont commencé à dresser un bilan écologique plutôt sombre de la ruée vers le gaz de schiste.

Pour en comprendre les enjeux et les comparer à ceux de la géothermie profonde EGS, il convient d'abord de bien connaître les deux technologies mises en oeuvre pour constater que leurs similitudes apparentes recouvrent en fait des caractéristiques très différentes.

4. Fracturation, stimulation : des techniques différentes

4.1. La fracturation hydraulique SGF

Comme l'article précité [37] le précise, « *il est préférable de forer des puits horizontaux perpendiculairement aux fractures naturelles pour intersecter autant de fractures que possible* », le gaz piégé dans les pores circulant préférentiellement dans ces fractures. Les forages horizontaux sont donc pratiqués massivement une fois que le forage vertical a atteint les couches argilo-schisteuses dures.

Comme ces matrices rocheuses sont particulièrement peu perméables, la circulation du gaz adsorbé est très faible (perméabilité des schistes entre 1 nD et 1 μ D), de sorte que sa récupération à la surface du puits n'est possible qu'après fracturation massive de la roche-mère pour ouvrir et

connecter les fissures en les écartant jusqu'à briser la contrainte-même de la roche, et éjection massive du gaz par injection d'un mélange de liquides sous des pressions très élevées.

La contrainte verticale de pression des couches visées étant très élevée (environ 265 bar/km) ainsi que la contrainte à la rupture des schistes lithés, [la pression en tête de puits à imposer pour fracturer ces roches est généralement comprise entre 360 et 800 bar](#), c'est à dire environ 360 à 800 fois la pression atmosphérique, selon la profondeur et la nature des schistes visés. La propagation des fractures perpendiculairement au forage horizontal jusqu'aux frontières imperméables et des fractures principales le long des lignes de contrainte a fait l'objet de nombreux modèles permettant de comprendre les mécanismes en jeu et les raisons de la refermeture rapide des fractures ainsi produites [38], obligeant à [reconsidérer les anciens modèles hyperboliques qui conduisent à une surestimation générale des réserves de gaz de schiste](#) [39]. C'est ainsi que les réserves de gaz de schiste techniquement *recupérable* aux États-Unis ont été révisées à la baisse de 42% en 2012 par l'EIA [40], ce qui d'après le géologue David Hughes [41] correspond à seulement 16 années de réserve seulement pour les États-Unis, même si étonnamment certains auteurs prévoient des durées d'exploitation par puits à productivité réduite au 1/5ème sur vingt ans dans les réservoirs de Marcellus à l'Est des États-Unis [37].

Contrairement aux affirmations non référencées du rapport Lenoir-Bataille [42], les techniques sismiques les plus récentes (« microseismic monitoring »), qui ne sont utilisées aujourd'hui que dans 2% des forages de gaz de schiste pour des raisons de coût, si elles permettent de suivre l'évolution des fractures pendant les étapes de fracturation hydraulique [43], ne permettent pas de les *contrôler* mais d'obtenir des images reconstituées des fractures *a posteriori* pour vérifier l'efficacité de la fracturation et orienter les forages suivants vers des zones possiblement plus productives. Cependant [la forte variabilité géologique des couches de schistes, particulièrement élevée dans les zones faillées, limite fortement la prévisibilité de l'efficacité des fracturations ultérieures](#), avec ou sans « microseismic monitoring ».

Ce *suivi microsismique de la fracturation* SGF a toutefois permis de montrer que les microséismes survenus en 2011 au cours de certains forages dans les schistes près de Blackpool au Royaume-Uni (magnitude 1,5 et 2,3) [44] et dans l'Oklahoma aux États-Unis (43 secousses en 24 h, de magnitude 1 à 2,8) [45] étaient dûs à la fracturation hydraulique et permis de révéler l'existence de failles préexistantes non décelées au préalable. L'analyse des microséismes de longue durée pendant la fracturation hydraulique des schistes montre que [des fractures naturelles peuvent être ainsi réactivées lorsque les forages les traversent et que des glissements peuvent se produire pendant 10 à 100 s et se poursuivre après l'arrêt des pompes d'injection](#) [46], entraînant un accroissement de productivité du puits de gaz. La connaissance de la complexité des fractures naturelles dans les réservoirs de gaz de schiste, si elle rend la gestion des forages plus difficile, devrait aussi pouvoir mettre fin aux évaluations erronées des réserves de gaz [47]. Ainsi, l'« *exploration* » des schistes par simple forage ne permet pas d'évaluer le potentiel réel en gaz de schiste ; c'est bien la fracturation hydraulique et le suivi microsismique seuls qui aboutissent à une estimation réaliste de la productivité d'un gisement de gaz de schiste.

Quand les forages atteignent des *failles* naturelles, les risques de microséismes d'amplitude pouvant atteindre 3,1 deviennent élevés au moment de la fracturation hydraulique, et [le risque de propagation des liquides et des gaz le long des failles et des fractures ouvertes se pose](#).

Si les investigations menées sur les puits existants ont montré jusqu'à présent une étendue de ces fractures pouvant atteindre 600 m environ [48], la plus grande crainte pourrait venir des failles naturelles impactées par la fracturation hydraulique qui pourraient offrir des excursions de gaz et des liquides de fracturation jusqu'à la surface, selon la profondeur des réservoirs schisteux et l'extension verticale de ces failles.

[Les modélisations numériques les plus récentes qui tentent de rendre compte de ce processus indiquent effectivement la possibilité d'induire des ruptures sur plus de 100 m avec des microséismes de magnitudes d'ordre 2](#), mais la sensibilité aux hypothèses des modèles (coefficients de frottement après rupture, surfaces de faille concernées, perméabilité de failles, rapport et

orientation des contraintes, longueur de faille, débits d'injection, gradient thermique, etc.) révèle la complexité des phénomènes, *la forte variabilité des conséquences du procédé de fracturation pouvant conduire suivant les cas à de brusques ruptures sismiques ou à des glissements a-sismiques*. Ainsi une étude numérique récente de Berkeley [49], après avoir montré qu'une rupture de faille peut se propager en dehors des réservoirs de schiste en cas d'injection constante contrôlée, se termine par un appel à la prudence : *« sur le terrain, il pourrait être difficile de prévoir l'amplitude appropriée de la surpression et, par conséquent, il faudrait prendre des précautions en utilisant un suivi continu de la sismicité induite dès le début de l'injection pour détecter toute fracturation galopante le long de failles. »*

En outre, il a été constaté que *les microséismes induits par la fracturation peuvent déformer et fissurer les coffrages des puits en béton* [44], ce qui peut générer ou accroître les fuites de gaz et de liquides de fracturation dans les nappes phéatiques avoisinant ou dans l'environnement.

La question fondamentale de l'enjeu économique se pose donc inévitablement au vu des risques écologiques très débattus et contestés que présente la fracturation SGF, que ce soit en exploration ou en exploitation des gaz de schistes.

4.2. La stimulation hydraulique géothermique EGS

Dans le cas de la géothermie profonde, *il ne s'agit pas de créer des fractures mais de rouvrir les nombreuses fissures naturelles de la roche magasin qui ont été plus ou moins occultées par les sécrétions sédimentaires. Les roches elles-mêmes (granites, grès) sont généralement beaucoup plus perméables que les schistes à gaz*, et une circulation naturelle permanente de saumures s'y déroule sous l'effet du gradient thermique parfois élevés. Il s'ensuit que *les pressions d'injection des liquides de stimulation sont nettement plus faibles, comprises généralement entre 80 et 150 bars*, comme l'a montré le projet européen de Soultz-sous-Forêts (voir plus bas), site connu pour son gradient géothermique particulièrement élevé de 100°C par kilomètre de profondeur. Comme nous le verrons plus loin, certaines stimulations à près de 300 bar (Bâle, Groß Schönebeck) ont également été réalisées.

Initié en 1986 par une équipe scientifique franco-allemande [25], le projet de Soultz a donné lieu entre 1987 et 1991 à deux premiers forages exploratoires GPK-1 et EPS-1 à faible profondeur (2000 m), mais la température atteinte n'étant que de 140°C au lieu des 200°C attendus, GPK-1 a été prolongé à 3600 m et accompagné d'un troisième forage GPK-2 à 3880 m entre 1991 et 1998 ; la distance de 450 m entre les pieds de GPK-1 et GPK-2 a permis de conduire avec succès les tests de circulation entre les deux puits pendant quatre mois dans le réservoir supérieur de granite fracturé. Ils y ont révélé la présence d'une circulation naturelle de saumures acides (pH ~ 5) de haute salinité (100 g/L) dans une zone très étendue de fractures interconnectées de grande densité et de faible impédance hydraulique à comportement quasi-turbulent. Pour atteindre la température souhaitée de 200°C, il a été décidé de percer ensuite deux autres puits GPK-3 et GPK-4 jusqu'au réservoir granitique inférieur à 5000 m de profondeur entre 1999 et 2004, les pieds des trois puits GPK-2-3-4 étant alignés dans la direction de la contrainte maximale principale horizontale et du réseau de fractures, et distants de 600 et 650m pour favoriser la production géothermique ultérieure. L'analyse du gradient thermique dénote l'existence de trois zones : une *zone de conduction thermique à fort gradient* (110°C/km) depuis la surface jusqu'à 1000 m de profondeur ; une *zone de circulation convective de faible gradient* (5°C/km) entre 1000 et 3300m dans les grès et granites du Trias ; une *zone de conduction à gradient moyen* (30°C/km) dans le socle granitique du Paléozoïque, dont les failles et fissures sont peu connectées.

Pour augmenter la faible perméabilité de cette zone et celle des granites supérieurs, plusieurs **stimulations hydrauliques** ont d'abord été menées : la productivité du puits GPK-1 a été multipliée par 15 entre 2,8 et 3,6 km en élargissant les fissures existantes de quelques mm à quelques cm ;

celle des puits GPK-2 et GPK-4 entre 4,5 et 5 km a été multipliée par 20 ; celle du puits GPK-3, déjà élevée, n'a été multipliée que par 1,5.

L'injection de l'eau sous des pressions maximales inférieures à 150 bar en tête de puits a généré une micro-sismicité importante [50] qui a permis de préciser la structure des réservoirs et l'étendue du système de failles, non observable par les techniques sismiques classiques. Cependant, l'amplitude de certains événements sismiques a souligné l'impact de l'injection de larges volumes d'eau dans les failles préexistantes : la stimulation hydraulique du puits GPK-2 en 2000 a produit 627 événements de magnitude supérieure à 1, dont 75 supérieurs à 1,8 ; 26 supérieurs à 2 avec un maximum à 2,6. De la même manière, la stimulation hydraulique du puits GPK-3 a produit 250 événements de magnitude supérieure à 1, 43 supérieurs à 1,8, le maximum à 2,9 étant survenu 2 jours après la fin de la stimulation. Celle du puits GPK-4 n'a induit que 17 événements supérieurs à 1, le maximum atteignant 2,6. Bien que ressentis en surface, ces événements n'ont pas engendré de dommages du fait des fréquences prédominantes élevées (90 Hz).

L'analyse de cette micro-sismicité [50][51] a montré que l'injection de grands volumes d'eau dans les grandes failles existantes, en les élargissant et en diminuant les contraintes préalables des failles, a déclenché leur glissement plus ou moins long, à des vitesses limitées par leur rugosité, en relation avec l'hétérogénéité du rapport des contraintes verticales sur les contraintes principales horizontales qui contrôle le glissement global des plans de fractures. L'évolution du nuage spatial des événements micro-sismiques dépend étroitement du taux d'injection d'eau.

Une étude internationale sur la micro-sismicité induite par l'EGS [52] fait l'inventaire des micro-séismes et de leurs caractéristiques survenus dans le monde et tente d'en analyser les grandes causes. *L'injection de grands volumes d'eau semble en être une des causes les plus communes.* Le séisme de 5,3 survenu en 1967 sur le site de Rocky Mountain Arsenal (Colorado, USA) est ainsi clairement relié aux quantités phénoménales d'eau injectées pendant quatre années à raison de 30 millions de litres par mois ! L'étude propose différents mécanismes communs possibles liés à l'injection d'eau : l'augmentation de la pression de liquide dans les porosités entraînant la diminution des tensions de cisaillement et facilitant les glissements de fissures ; la baisse de température due à l'injection d'eau froide entraînant une contraction des roches ; les changements de volumes des roches à l'injection et au soutirage d'eau ; les altérations chimiques des surfaces de fractures (mais cette dernière hypothèse ne semble pas confirmée par les stimulations chimiques pratiquées depuis). Le micro-séisme de magnitude 3,4 du 2 décembre 2006 à Bâle (Suisse) est survenu après injection de 12000 m³ d'eau sous 296 bar par rampes de 62,5 L/s et s'est traduit par une accélération locale de 0,05 g, suffisante pour causer des dommages aux bâtiments et stopper net les opérations et le projet lui-même ; l'analyse complète de l'événement [53] suggère un changement brusque et uniforme de l'état de contrainte de failles conjuguées de grandes surfaces parallèles aux contraintes principales horizontales, et non une rupture locale de cohésion de failles par augmentation de pression des pores.

Les tests des puits GPK-2-3-4 de Soultz-sous-Forêts après stimulation hydraulique ayant montré la bonne communication entre puits et des productivités-injectivités homogènes entre 0,2 et 0,4 L/(s.bar), il a été décidé d'accroître ces performances en pratiquant des **stimulations chimiques** par injection de solutions acides pour dissoudre les concrétions de carbonates et autres solides solubles remplissant encore les fissures. Conduites entre 2003 et 2007, elles ont permis d'accroître encore les productivités des puits GPK-2-3-4 d'un facteur 1,25 pour GPK-2 ; 1,15 pour GPK-3 et 2,5 pour GPK-4 [54].

Cette technique pratiquée depuis plus d'un siècle dans l'industrie pétrolière et depuis une trentaine d'années en géothermie varie selon la nature pétrographique des réservoirs visés ; pour les grès, on injecte généralement un mélange d'*acide chlorhydrique* HCl (dissolution des sécrétions calcaires, dolomites, calcites) et *fluorhydrique* HF (dissolution des argiles et silices) selon une procédure spécifiquement établie pour prévenir la précipitation solide de *fluorine* CaF₂ : prébalayage à l'*acide chlorhydrique* seul, injection du mélange RMA (regular mud acid à 12% HCl – 3% HF), rinçage à l'eau ou par un mélange HCl, KCl, NH₄Cl. Pour éviter la précipitation de produits d'attaque acide

secondaires et tertiaires dans les grès aluminosilicatés par le RMA, on peut générer l'acide HF in situ dans le réservoir par différents composés ou additionner des agents chélatants des ions Fe, Ca, Mg, Al comme le NTA (*acide nitrile triacétique*) [55].

Une première stimulation acide en deux étapes (30 L/s d'HCl 0,09% puis 0,18%) a été opérée sur les puits GPK-2 et GPK-3 en 2003, avec pour effet immédiat une augmentation d'injectivité à 0,5 L/(s.bar). Le puits GPK-4 a été stimulé chimiquement par HCl 0,2%, RMA puis NTA entre 2005 et 2006 jusqu'à une productivité de 0,3 L/(s.bar) ; l'injection de NTA dissous dans la soude a montré son efficacité pour nettoyer le puits des débris de forage et des dépôts hydrothermiques. Ces résultats ont largement confirmé les simulations numériques très précises basées sur les modèles de couplage thermique, hydraulique et chimique de circulation dans le réservoir fracturé [56], en particulier les phénomènes de dissolution-précipitation des carbonates (accroissement de 30 % de la porosité du réservoir au puits d'injection, accompagnée d'une diminution de 5 % au puits de production ; influence critique de la relation porosité-perméabilité).

En 2007 enfin, les puits GPK-3 et GPK-4 ont été traités par injection à 50 L/s de quelques centaines de m³ de mélanges acides chimiquement retardés pour hautes températures (OCA-HT à base d'acides citrique, fluorhydrique, borofluorique et de chlorure d'ammonium) pour dissoudre les dépôts solides résiduels et augmenter l'interconnectivité des trois puits, avec un succès très limité [55].

Ainsi, *l'ensemble des tests scientifiques sur les trois puits de Soultz-sous-Forêts a montré qu'une combinaison de stimulations hydrauliques à pression modérées, sans arrêts brusques, et de stimulations chimiques ajustées permet de créer un système de production électrique par géothermie profonde en limitant les risques microsismiques à des amplitudes non sensibles à la surface.*

Après vérification de leur bonne communication, le puits de soutirage GPK-2 (175 à 185°C) et de réinjection GPK-3 (70°C) fonctionnant en boucle fermée avec un débit de 35 L/s ont été reliés avec succès à une turbine à cycle de Rankine organique fonctionnant à l'*isobutane* à 13000 tr/min, connectée depuis 2008 à une génératrice asynchrone de puissance de 1,5 MW_e tournant à 1500 tr/min [57][25].

Le projet prévoit de connecter les trois puits (voire les quatre) pour fournir 5 MW_e pour une puissance thermique de 50 MW_{th} (100 L/s à 185°C), le reliquat pouvant servir à un chauffage urbain en *cogénération* (CHP ou combined heat and power)

Il faut cependant savoir que seul le projet scientifique EGS de Groß Schönebeck [58] a pratiqué une forme de fracturation hydraulique particulière par *injection cyclique d'eau et de sable sous très haute pression* (500-684 bar pendant 4 h) dans le socle volcanique profond imperméable (4300 m, 150°C) pour élargir une fissure jusqu'à 200 m de longueur, 90 m de largeur et 17 mm d'épaisseur. L'intérêt de cette expérience était double : obtenir la mise en communication (réussie) avec les fissures déjà élargies par injection de gels à billes solides dans les grès situés juste au-dessus ; parvenir à contrôler la propagation et la longueur de la fissure du socle volcanique dans la direction de contrainte horizontale maximale pendant les phases de haut débit d'eau injectée, et son épaisseur finale pendant les phases de faible débit (opération parfaitement réussie). Un autre intérêt apparaît également à la lecture du rapport : la mesure in situ de la contrainte verticale et des contraintes horizontales principales minimale et maximale a permis de vérifier l'absence de tendance au glissement (confirmée par l'absence totale de microséisme pendant les deux forages expérimentaux instrumentés) et de guider l'un des forages dans la direction de plus faible contrainte principale, le second étant strictement vertical.

Il est par ailleurs intéressant de noter que la partie de ces deux forages située plus haut dans les couches gréseuses a fait l'objet de *stimulations hydrauliques par injection de gels de soutènement* (microbilles hautement résistantes sans enrobage puis enrobées de résine pour éviter la fermeture de la fissure ouverte sous pression de 370 bar), permettant de quintupler la perméabilité du grès [23]. Au total, 30% de la circulation se fait dans le socle volcanique, le reste se faisant dans le grès au-dessus. Les deux puits devraient être connectés prochainement à une centrale de cogénération.

Une modélisation numérique récente de Berkeley [59] a montré qu'il pourrait être plus efficace de connecter le puits d'injection à des dizaines de micro-forages profonds permettant de drainer un volume de réservoir plus étendu et donc d'accroître l'extraction de chaleur (de 23% sur le système de Soultz), de réduire le risque d'écoulement préférentiel et de diminution prématurée de température, et d'assurer une meilleure durabilité du projet. L'impact des failles sur l'efficacité d'échange thermique n'est en effet pas négligeable car elles peuvent court-circuiter thermiquement et hydrauliquement le réservoir en favorisant l'effet de canalisation préférentiel de l'écoulement entre puits, comme l'ont récemment montré les chercheurs de l'EOST (Ecole et Observatoire des Sciences de la Terre) et de l'Institut de Physique du Globe de Strasbourg [60].

5. Des impacts environnementaux très différents

Comme le paragraphe précédent le montre, *la stimulation hydraulique et chimique EGS en géothermie profonde ne recourt qu'à des injections d'eau de courte durée sous pressions modérées (< 150 bar dans le granite à Soultz, 296 bar dans le granite à Bâle ; 370 bar dans le grès à Groß Schönebeck), éventuellement additionnée d'inhibiteurs de corrosion pour la stimulation hydraulique et de mélanges acido-basiques classiques pour la stimulation chimique, pendant des essais de courtes durées* ; la fracturation hydraulique avec sable sous 684 bar dans les roches volcaniques profondes à Groß Schönebeck est un cas à part (étude scientifique limitée en roches volcaniques).

Les risques environnementaux des techniques EGS sont donc à peu près nuls, y compris les risques radioactifs : la radioactivité naturelle des saumures remontées à Soultz est de l'ordre de 20 à 30 Bq/kg en radium et radon, 50 en thorium 227 et 96 en potassium 40 ; celles de Bruchsal sont du même ordre de grandeur [61]. *L'entartrage des échangeurs côté froid* (injection) par dépôts de sulfates de baryum, strontium, radium est suivie par l'ASN ; bien que faible, il pourrait engendrer une irradiation externe (11 $\mu\text{Sv/h}$ au contact des échangeurs côté froid mesuré à Soultz ; la radioactivité naturelle en France est de l'ordre de 0,27 $\mu\text{Sv/h}$) et doit par conséquent être pris en compte dans la radioprotection des employés. Il devrait cependant pouvoir être évité par injection d'inhibiteurs de dépôts (actuellement à l'étude), la saumure géothermale circulant en boucle fermée entre le puits de soutirage chaud et le puits d'injection froid. Par ailleurs, aucune accumulation de radionucléides par dépôt n'a été observée à Bruchsal.

En revanche, *l'exploration et l'exploitation des gaz de schistes présente des impacts environnementaux réels et sérieux, bien documentés, qui ont donné lieu à d'intenses polémiques dans les médias et dans les revues scientifiques*. Ces impacts sont liés d'une part à la technique de fracturation hydraulique SGF, d'autre part à l'exploitation des gaz de schiste eux-mêmes, et concernent tant la gestion des liquides de fracturation, la pollution des nappes phréatiques, la pollution de l'air par émissions de vapeurs et liquides toxiques que les émissions de méthane dans l'atmosphère.

5.1. La gestion de l'eau difficile et risquée de la fracturation hydraulique SGF

Comme nous l'avons vu plus haut (§ 4.1), la technique SGF nécessite d'injecter de très grandes quantités de liquides de fracturation à très hautes pressions pouvant atteindre 1000 atm [62]. L'exploitation des champs de gaz de schiste aux États-Unis depuis les années 80 permet un recul suffisant pour analyser statistiquement les problèmes posés par la gestion de l'eau dans les différents gisements nord-américains et d'extrapoler la situation dans les pays très densément peuplés du continent européen.

Il apparaît que les fracturations hydrauliques employées dans l'ensemble des réservoirs nord-américains consomment en moyenne entre 7500 et 38000 m³ d'eau par forage horizontal de gaz de schiste [63], prélevés localement ou plus couramment acheminés par camions et stockés sur place dans de grands réservoirs pour être injectés pendant plusieurs semaines (jusqu'à 30 fracturations par puits) sous forme d'une boue de fracturation contenant 90 à 95% d'eau et un très grand nombre d'additifs chimiques dont la plupart sont connus comme cancérigènes, mutagènes, tératogènes, perturbateurs endocriniens, polluants atmosphériques divers [64], contrairement aux affirmations lénifiantes du rapport Lenoir et Bataille [10] : hydrocarbures aliphatiques et aromatiques polycycliques (benzène, naphthalène, toluène, xylène, etc.), éthers-glycols, pesticides, formaldéhyde, formamides, fluorocarbones, surfactants, etc.

La consommation d'eau cumulée des puits à raison de 0,25 puits par km² et 16 forages horizontaux par puits (un puits horizontal consomme 4 à 8 fois plus qu'un puits vertical) peut atteindre ainsi plus de 150000 m³ à fournir en quelques semaines, ce qui peut conduire à une concurrence problématique avec les usages domestiques, industriels et agricoles, particulièrement en cas de sécheresse, et à de sérieux problèmes environnementaux [63][65]. Ainsi la disponibilité en eau de surface dans les rivières principales du bassin de Susquehanna aux États-Unis s'avère insuffisante au regard du forage de centaines de puits par an, et la consommation d'eau prévisible dans le bassin de New York City, auquel s'oppose le gouverneur actuel, représenterait mille fois l'extension du stockage prévu pour maintenir la sécurité d'approvisionnement future de la ville, et jusqu'à 500 tonnes par jour d'additifs chimiques de fracturation [66].

30 à 70% de la boue de fracturation (*slurry*) retourne à la surface pendant les opérations selon les réservoirs, accompagnée des saumures initialement présentes dans le réservoir de schiste fortement chargées en hydrocarbures aliphatiques et aromatiques liquides et gazeux (dont le méthane), en sels minéraux divers, en métaux lourds (*baryum, plomb, arsenic*, etc.) et en radionucléides (voir plus loin).

Actuellement, ces boues de remontée de forage (*mud*) et de fracturation hydraulique sont stockées sur place, et l'essentiel est réinjecté dans des puits d'enfouissement en couches profondes situées loin des puits de forage de schiste avec tous les risques sismiques qu'induisent ces injections massives, le reste étant rarement retraité et filtré (selon les puits et les industriels, car le coût est très élevé) pour être relargué dans les rivières à proximité ; des études sont en cours d'expérimentation en Pennsylvanie pour réutiliser une partie des eaux de remontée (*reuse*) pour les fracturations hydrauliques suivantes.

La consommation de surface, les déboisements, les circulations permanentes de poids lourds pour alimenter en eau, en sable (voir plus loin), en produits chimiques plus ou moins dangereux, ou pour évacuer les eaux contaminées ; les installations de stockage des boues de fracturation et des eaux usées (*waste water*) constitue la marque et le revers de l'exploitation des gaz de schistes, avec son mitage (*fragmentation*) caractéristique des paysages dans les grands réservoirs nord-américains en cours d'exploitation depuis deux à trois décennies : on a ainsi pu compter jusqu'à 3,5 puits par km², chaque puits occupant en moyenne 2,8 ha et requérant de 900 à 1300 voyages de poids-lourds (jusqu'à 6600 pour les puits horizontaux multiples), générant des dommages importants aux accès routiers [66][67].

5.2. Une pollution de l'air et des nappes phréatiques avérée liée aux forages de gaz de schiste

Les études indépendantes effectuées aux États-Unis révèlent l'ampleur des pollutions directes dans l'air et de l'eau liées aux forages et fracturations hydrauliques, à tel point que l'étude du Queens College de l'Université de New York se conclut par une demande d'interdiction de tout forage de gaz de schiste dans tout le périmètre du bassin aquifère de New York et de toutes les grandes villes, à une augmentation du nombre d'inspecteurs de protection de l'environnement, un recyclage

obligatoire d'au moins 90% des boues de gaz de schiste et une interdiction de la ventilation et du brûlage des gaz de puits [66].

Le stockage *in-situ* dans des grands réservoirs de toutes les boues de forage, de fracturation et de remontée émet en effet des quantités importantes de substances chimiques volatiles toxiques ainsi que pollutions induites secondaires (*ozone*, etc.), dont les effets sur la santé ont été largement démontrés dans le Colorado, au Texas et au Wyoming : irritations oculaires, maux de tête, symptômes asthmatiques, leucémies infantiles aiguës, myélomes, cancers, etc. Il faut savoir qu'à la suite des travaux de recherche les plus récents, les expositions prolongées aux très faibles doses de mélanges de substances toxiques sont aujourd'hui considérées comme potentiellement plus dangereuses pour la santé humaine et animale que les expositions plus courtes à des concentrations plus élevées [67].

Une étude récente très détaillée de l'Université du Colorado [68] en donne une revue exhaustive ; elle reprend toutes les données collectées dans le comté de Garfield entre février 2008 et novembre 2010, ainsi que les mesures de pollution aérienne en cours pour déterminer les *indices de risques de cancer et de maladies chroniques et sous-chroniques dans la population en fonction de la distance aux puits de gaz de schiste*, en utilisant la méthodologie standard de l'EPA (agence de protection de l'environnement des États-Unis).

Il en ressort que [les personnes résidant à moins de 0,5 mile \(805 m\) ont effectivement plus de risques de cancer \(1,7 fois\) et de maladies chroniques \(2,5 fois\) et subchroniques \(25 fois\) que les autres.](#)

Une autre atteinte à l'environnement est liée à la *dégradation de la qualité des eaux de surface* (cours d'eau), du fait des fuites lors des opérations de forage, de fracturation, de transports de boues d'une part ; et de la *contamination des nappes phréatiques par les boues de fracturation du fait des fuites de puits et des probables migrations des gaz* (et dans une moindre mesure des liquides) depuis les couches de schiste profondes le long de failles existantes ou de fractures créées par SGF.

Une équipe de chercheurs de l'Université du Maryland s'est penchée sur ces points très débattus et contestés par les pétroliers et ont réalisé une étude statistique de large échelle sur l'effet des gaz de schiste sur la qualité de l'eau dans le réservoir de Marcellus qui recouvre la Pennsylvanie, l'État et la ville de New York [69]. Par régression, ils ont pu établir les impacts mesurables des activités liées aux gaz de schiste sur les puits d'eau potable, en particulier un [accroissement de la concentration des ions chlorures de 10-11% par unité de densité d'installations de traitement des boues](#), et une [augmentation de 5% de concentration des solides en suspension par unité de densité de puits de schiste](#). Les chlorures proviennent des grandes quantités de saumures remontées avec les boues de fracturation et rejetées dans l'environnement autour de installations de traitement, tandis que les solides en suspension présents dans les boues de forage, de fracturation et de remontées des réservoirs à des concentrations très élevées (800 à 300000 mg/L) pourraient provenir directement des puits eux-mêmes en fonctionnement.

5.3. Des fuites de méthane problématiques dans les puits de gaz de schiste

[Les preuves de possibles phénomènes de migration des gaz et liquides depuis les couches de schistes jusqu'aux nappes phréatiques semblent s'accumuler](#) aux États-Unis et doivent être examinées en détail, avec en arrière plan, la question essentielle des rejets de *méthane*, puissant gaz à effet de serre, qui pourrait remettre en cause l'intérêt-même des gaz de schiste comme substitut vertueux au charbon dans la lutte contre le réchauffement climatique.

Les premiers soupçons sont apparus quand une équipe de Duke University à Durham (Caroline du Nord, U.S.A.) a établi la présence de *méthane* dans l'eau potable en concentration croissant avec la proximité des puits de gaz de schiste, jusqu'à des valeurs très élevées de 64 mgCH₄/L

potentiellement explosives [70], bien montrée dans le film célèbre *Gasland* de Josh Fox (2010). Cette étude très sérieuse et documentée portant sur 68 puits d'eau de particuliers dans le nord-est de la Pennsylvanie et de l'État de New York met en outre en évidence l'*origine thermogénique* du *méthane* retrouvé dans l'eau courante près des puits de gaz – c'est à dire sa provenance des réservoirs de schiste profond, et non d'une éventuelle formation en surface par origine biogénique (fermentation anaérobie) – grâce au marquage isotopique en *carbone 13*, *deutérium* autres isotopes : l'écart isotopique standard $\delta^{13}\text{C}$ [71], de l'ordre de -37‰ près des puits de gaz – signe une provenance thermogénique profonde – alors que ses valeurs dans les régions loin des puits de gaz comprises entre -50 et -75‰ sont caractéristiques d'une origine biogénique en surface. Parmi les mécanismes possibles expliquant ces concentrations élevées de *méthane* provenant des schistes, les auteurs privilégient la [migration du méthane à travers les fractures existantes élargies ou créées par la fracturation hydraulique dans les schistes](#), évoquant le système de fractures étendues dans ces réservoirs et le réseau de fractures secondaires dans les aquifères supérieurs, reliés par des failles majeures par lesquelles le *méthane* de schiste pourrait fuir sous l'effet des très fortes surpressions pendant la fracturation depuis de nombreuses années.

Bien que contestés par une autre équipe de la même Université (!) dans une courte lettre dans les PNAS [72], critiquant la non-randomisation des données et proposant les fuites de puits mal cimentés et des fuites naturelles comme source possible de la présence de *méthane* dans l'eau potable, la méthodologie et les hypothèses de l'étude sont confirmées par les auteurs dans une réponse assez convaincante [73], utilisant un des travaux référencés dans [72] comme preuve à l'appui. D'autres contestations beaucoup plus arbitraires [74] entraînent une réponse tout aussi argumentée des auteurs [75].

Ceux-ci produisent par la suite deux autres études qui [permettent d'approfondir la connaissance de ces mécanismes et de confirmer non seulement l'origine profonde du méthane mais son probable passage à travers des failles naturelles élargies ou créées par la fracturation hydraulique plutôt que par les fuites de puits](#).

La première [76], non contestée à ce jour, met clairement en évidence des [chemins de communication naturelle entre les réservoirs de schistes profonds et les nappes phréatiques supérieures](#) à partir des mesures des rapports isotopiques de plusieurs éléments chimiques ($^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$, $^2\text{H}/^1\text{H}$, $^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$, $^{228}\text{Ra}/^{226}\text{Ra}$) et de salinité en *chlorures* effectuées dans 426 échantillons d'aquifères supérieurs et de 83 échantillons de saumures de schistes des Appalaches du Nord, loin des puits de gaz de schiste. Ils concluent que « *ces zones pourraient présenter de grands risques de contamination par le développement des gaz de schiste du fait d'un réseau préexistant de chemins de passage trans-formationnels qui a augmenté la connectivité hydraulique aux formations géologiques plus profondes* ».

Dans la seconde étude toute récente du mois de juillet 2013 [77], conduite sur 141 puits d'eau dans le plateau des Appalaches, ils confirment statistiquement l'[augmentation de concentration de méthane, mais aussi d'éthane et de propane \(gaz non biogéniques\) à moins d'1 km des puits de gaz de schiste dans des rapports élevées](#) (6 fois pour le *méthane*, 23 fois pour l'*éthane*, 10 fois pour le *propane*) et apportent des preuves encore plus solides de l'[origine thermogénique dans les réservoirs de schiste de ces gaz](#) par leurs écarts isotopiques en *carbone 13* et *deutérium*, les rapports d'hydrocarbures $\text{CH}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ et $\text{CH}_4/\text{C}_3\text{H}_8$ et les rapports $^4\text{He}/\text{CH}_4$. [Ces résultats tendent à confirmer l'hypothèse d'une fuite, non par les puits mal cimentés ou fissurés, mais par les réseaux de failles reliant les aquifères supérieurs aux couches de schistes](#), déjà étudiés par d'autres travaux antérieurs [78][79].

En outre, l'évaluation des fuites importantes de *méthane* dans l'industrie des gaz de schiste a été fortement révisée à la hausse dès 2010 par l'EPA (agence de protection de l'environnement des États-Unis) qui les a estimées à 2,4% de la production totale de *méthane* aux États-Unis [80], doublant ainsi leur propre estimation précédente.

Ces estimations ont été revues à la hausse par l'équipe de Howarth de l'Université de Cornell qui a

évalué la [totalité des fuites de méthane de schiste dans une fourchette de 3,6 à 7,9%](#), contre 1,7 à 6,0% pour le gaz conventionnel [81]. Dans cette étude, les auteurs montrent que les fuites se produisent principalement *pendant la fracturation et le perçage des bouchons de puits*. Ils calculent l'effet de serre résultant de ces fuites et montrent que [sur l'ensemble du cycle de vie, l'empreinte de l'exploitation des gaz de schiste sur le réchauffement climatique serait 20% plus élevée que celle du charbon sur 20 ans et comparable sur 100 ans](#).

Il faut savoir en effet que le *méthane* est un gaz à effet de serre plus puissant que le dioxyde de carbone lui-même du fait de ses propres modes d'absorption infrarouge (vibration-rotation des liaisons C-H) et de son interaction physico-chimique avec la vapeur atmosphérique et l'ozone. Le GIEC, dans son dernier rapport [82] a évalué son pouvoir de réchauffement global (PRG ou GWP en anglais) à 72 fois celui du CO₂ sur 20 ans et 25 sur 100 ans, du fait de la durée de vie plus courte du *méthane* dans l'atmosphère oxydé en CO₂ avec une constante de temps de 12 ans. L'amélioration des calculs de forçage radiatif en tenant compte des interactions du *méthane* avec les aérosols, récemment publiée par la NASA avec l'Université de Columbia [83], conduit à une valeur plus élevée du [PRG \(GWP\) du méthane estimé à 105 sur 20 ans et 33 sur 100 ans](#), chiffres utilisés par l'équipe de Cornell [81].

Une autre équipe de Cornell cependant conteste leur calcul [84] et conclut que l'empreinte des gaz de schiste se situe entre la moitié et le tiers seulement de celle du charbon, mais elle ne retient que la valeur à 100 ans et ne tient pas compte des utilisations du gaz aux États-Unis (30% seulement du gaz est utilisé pour la production électrique dans les centrales à gaz), ce que ne manque pas de leur rappeler l'équipe de Howarth dans leur réponse approfondie [85].

Les estimations statistiques de Howarth et al. sont largement confirmées par une nouvelle étude expérimentale menée par l'équipe de la NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) dirigée par Gabrielle Pétron de l'université de Boulder (Colorado) [86] qui mesure [entre 2,3 à 7,7% de fuites de méthane de schiste pendant le forage et la production et dans le brûlage des émissions d'alcanes par les cuves de stockage](#) dans le nord-est du Colorado. Les auteurs précisent par ailleurs que ces estimations sont certainement *sous-estimées* car elles ne tiennent pas compte des fuites supplémentaires dans les transports (conduites, camions) du gaz et sa conversion (liquéfaction, combustion, centrales) dans tout son cycle de vie. Contestée dans la même revue par un chercheur pour leurs hypothèses de composition des gaz ventilés [87], l'équipe maintient ses calculs en se basant sur la qualité élevée des mesures effectuées et présente de nouvelles précisions sur les estimations d'émissions par brûlage [88].

Des chercheurs du MIT de leur côté [89] évaluent les fuites totales de *méthane* de gaz de schiste à 3,6% des émissions totales de *méthane* de schiste aux États-Unis à partir des données de 4000 puits horizontaux forés en 2010 et considèrent qu'[elles ne sont pas dues à la fracturation proprement dite mais à la ventilation des puits pendant les opérations avant raccordement](#), et pourraient être largement diminuée d'un facteur 4,5 par brûlage. Cependant, comme le souligne J. Tollefson dans [90], « *la capture et le stockage des gaz qui sont ventilés pendant le précédé de fracturation est possible, mais l'industrie dit que ces mesures sont trop coûteuses pour être adoptées* ».

Tandis que des chercheurs de l'Université Carnegie Mellon de Pittsburgh évaluent les fuites de gaz de schiste par puits à 5500 t d'équivalent CO₂ dans le réservoir de Marcellus (soit 11% de plus de gaz à effet de serre que pour le gaz conventionnel) et estime l'ensemble des émissions de gaz de schiste de 20 à 50% plus faible que celles du charbon pour la production électrique [91], Alvarez et al. de la Fondation de défense de l'environnement, des Universités de Princeton et de Duke, de l'Institut de Technologie de Rochester [92] utilisent une *méthode précise d'intégration de l'effet de serre des gaz sur toute leur vie* et montrent que [le remplacement de l'essence ou du diesel par le gaz de schiste pour les véhicules serait contre-productive et provoquerait un forçage radiatif supérieur pendant 80 et 280 ans respectivement en adoptant un taux de fuite modéré de 3,0%](#) ; le remplacement du charbon par le gaz de schiste pour la production électrique serait immédiatement positif sur le forçage radiatif tant que le taux de fuite reste inférieur à 3,2% avec des centrales

modernes, mais deviendrait négatif au-dessus et le bénéfice ne pourrait pas survenir avant plusieurs décennies, voire jamais selon le taux de fuite des gaz de schiste, la durée de vie des centrales et leur rythme de remplacement.

Cette étude est par ailleurs confirmée par Benjamin Dessus dans son étude récente des Cahiers de Global Chance [93] qui prévoit que « *si les fuites de méthane totales atteignent 5% les cycles combinés à gaz naturel ne présentent plus aucun avantage d'émission de GES par rapport à des centrales classiques* ».

5.4. Un risque radioactif élevé dans les exploitations de gaz de schiste

Les couches de schistes et de charbon sont connues pour être fortement radioactives, et la combustion du charbon est effectivement une source importante d'émissions radioactives. C'est donc sans surprise que l'on mesure une radioactivité importante dans les boues de remontées des forages de gaz de schiste. Un article récent du Département de protection de l'environnement de New York [94] relate des mesures de radioactivité α , β et γ entre 538 à 4551 Bq/L dans trois échantillons, avec des concentrations de radium 226 (émetteur alpha) entre 91 et 593 Bq/L ; il considère que la manipulation et l'entreposage des boues de production des puits radioactives pose à l'évidence un problème de santé public et que « *il serait nécessaire que des précautions soient prises pendant les opérations* », en particulier dans les usines de traitement des boues où les personnels devraient être équipés de dosimètres et les filtres envoyés dans les centres de déchets nucléaires. En comparaison, les limites de concentration états-uniennes en radium 226 dans les rejets d'effluents aqueux et dans les eaux potables sont de 2,22 Bq/L et 0,56 Bq/L.

5.5. Une consommation de sable ahurissante lors de la fracturation SGF

L'explosion de la production de gaz de schiste aux États-Unis s'est accompagnée d'un accroissement considérable de la quantité de sable utilisé comme agent de soutènement dans les boues de fracturation pour maintenir ouvertes les fractures réalisées sous haute pression ; évaluée à 7 millions de tonnes en 2009, elle a atteint 28 millions de tonnes en 2011, ce qui pose un problème évident d'approvisionnement en sable non seulement aux États-Unis mais dans le monde et aggravera la pression sur ce matériau naturel dans les décennies à venir si les gaz de schiste viennent à se développer [93].

7. Transition énergétique : les gaz de schistes sont-ils nécessaires, inutiles ou néfastes ?

Au vu des résultats présentés ci-dessus, il apparaît donc qu'une exploitation des gaz de schiste propre et écologique évoquée par Arnaud Montebourg et l'OPECST relève davantage du vœu pieux ou de la position de principe idéologique que de la réalité ou même d'une quelconque tendance réaliste. L'accumulation des problèmes écologiques, la course aux forages, les risques de spéculation financière jettent une première ombre sur les vertus innombrables et irrésistibles dont certains voudraient affubler cette industrie.

En eux-mêmes, les problèmes écologiques très importants posés par l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste semblent d'une acuité et d'une gravité tels qu'un moratoire devrait être imposé immédiatement en France et dans toute l'Europe.

Par ailleurs, l'impact des fuites de gaz de schiste sur le réchauffement climatique semble constituer davantage un problème qu'une réponse dans la transition énergétique que le monde doit amorcer dès maintenant, tant le bilan des gaz de schiste sur les émissions de gaz à effet de serre est serré, voire négatif, même face au charbon.

Dès lors, le risque est grand que les investissements gigantesques engloutis dans un hypothétique développement des gaz de schiste en France et en Europe n'obèrent lourdement les investissements indispensables, massifs et urgents que nos pays doivent consacrer dès aujourd'hui aux énergies renouvelables, aux économies d'énergies, à l'efficacité énergétique, aux transports collectifs, au stockage de la chaleur et de l'électricité, au développement des réseaux électriques, de chaleur et de gaz intelligents, et aux différentes technologies prometteuses de cogénération/stockage parmi lesquelles la géothermie profonde EGS présente de nombreux atouts.

Encore une fois, les lobbies pétroliers poussent leurs pions et manipulent des élus incompetents et des populations sujettes au chômage pour récupérer la manne publique et spéculer dans les forages de gaz de schiste et, il faut le savoir, dans des forages d'enfouissement du CO₂ totalement inutiles et coûteux. En faisant miroiter un bilan énergétique prétendument positif des gaz de schiste, ils parviennent même à rallier à leurs intérêts des responsables d'agences comme l'IRENA (agence internationale des énergies renouvelables) dont le directeur général Adnan Amin va jusqu'à déclarer que « à bas coût, le gaz de schiste peut contribuer à créer un système hybride » et à affirmer sans fard que « l'attention portée aux émissions de carbone va croissant. Le gaz, qui est bien plus propre [que le charbon], constituera donc le carburant privilégié, à ces coûts, pour la production d'énergie » [95]. Quant à Cédric Philibert, ancien journaliste et conseiller actuel de l'ADEME international, pourtant *a priori* peu suspect de sympathies pour les lobbies pétroliers ou nucléaires, il n'hésite pas à prétendre que « la solution est donc de taxer le carbone du gaz de schiste » et que « cette problématique [de l'impact négatif des gaz de schiste sur l'effet de serre] n'existe pas si on envisage une substitution des énergies fossiles par des gaz et huiles de schiste, et non une addition », prétendant même que « le gaz de schiste est plutôt un atout pour diminuer les émissions de CO₂ : en substituant le charbon par ce gaz domestique, les États-Unis ont réduit globalement leurs émissions autant que l'Europe » et friser le ridicule en affirmant à propos des rejets de boues de fracturation de gaz de schiste : « il n'y a là rien de très différent des traitements usuels dans les stations d'épuration » [94]! M. Philibert a-t-il lu les très nombreux documents produits par les scientifiques américains indépendants et les rapports pourtant très officiels des agences américaines dont j'ai tenté de donner un aperçu dans les pages précédentes ?

Non seulement l'exploitation des gaz de schistes n'aidera pas à la transition énergétique vers une société débarrassée du nucléaire et des énergies fossiles sans peser sur le réchauffement climatique, mais elle risque fort d'aggraver celui-ci, de générer des dommages écologiques irréversibles et de freiner dramatiquement l'essor des énergies renouvelables et la mise en place d'une politique vertueuse et efficace de planification énergétique vers un monde soutenable. C'est une illusion d'y croire et ce serait une grave erreur de le permettre.

Thierry de Larochelambert

août 2013

Références bibliographiques

[1] <http://www.legazdeschiste.fr/debat-et-reglementation/15042013,l-interdiction-de-la-fracturation-hydraulique-est-elle-anticonstitutionnelle-,583.html>

[2] <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000024361355&dateTexte=&categorieLien=id%C3%98>

[3] <http://www.actu-environnement.com/ae/news/loi-fracturation-hydraulique-recours-qpc-conseil-etat-18276.php4>

[4] http://www.conseil-constitutionnel.fr/conseil-constitutionnel/root/bank_mm/decisions/2013346qpc/2013346qpc_CE.pdf

[5] Appel des PDG des 98 des plus importantes sociétés françaises, Journal Du Dimanche, 28 octobre 2012.

On y lit notamment, dans la rubrique Environnement-Energie : « 1) *Il faut se donner les moyens d'explorer et d'exploiter nos ressources nationales comme les gaz de schiste.* 2) *Rester pragmatique dans la mise en œuvre de la transition énergétique, qu'il s'agisse de réduire nos émissions de CO2 ou notre exposition à la production d'électricité d'origine nucléaire.* »

<http://www.lejdd.fr/Economie/Actualite/Exclusif-JDD-L-appel-des-PDG-des-98-plus-importantes-societes-francaises-571884>

[6] Le Monde, 17 mai 2013, entretien avec Jean-Louis Shilansky, président de l'Union des Industries Pétrolières « La France doit-elle autoriser l'exploitation des gaz de schiste ? » dans lequel il assène : « *Si on exploitait les gaz de schiste en France, cela permettrait en tout cas d'améliorer notre balance commerciale et de créer des dizaines de milliers d'emplois. Combien exactement, c'est difficile à dire tant qu'on ne connaît pas précisément la ressource* » (on appréciera la contradiction), et « *Aussi, il faut commencer par autoriser l'exploration en France. En théorie, cela peut se faire d'abord sans fracturation hydraulique. (...) De toute façon, pour pouvoir tester la commercialité et l'importance des réserves, il faudra fracturer* ».

[7] Le Monde, 15 juin 2013, entretien avec « Anonio Tajani : L'euro est trop fort pour notre industrie » au cours duquel il affirme : « *Il faut, pour permettre une baisse des prix, réaliser le marché unique de l'énergie. Nous devons également réfléchir à l'exploitation du gaz de schiste, l'utilisation de cette énergie ayant permis aux Américains de réduire les coûts de production et de nouer des accords commerciaux avec d'autres pays, comme la Turquie. Je n'ai pas d'avis, je ne suis ni pour ni contre. En revanche, avant de prendre une décision, je suis favorable au lancement d'études et sondages pour évaluer les conséquences écologiques* ».

[8] Le Monde, 17 février 2012, entretien avec G. Mestrallet « Privilégier les énergies renouvelables pénaliserait notre compétitivité » dans lequel il dit qu' « il ne faut négliger aucune ressource. (Question de J-M. Bezat : Comme les gaz de schiste?) Oui. Il faut donner le temps à la science et aux techniques de progresser. Et, pour qu'il n'y ait aucune contestation, que l'État, et lui seul, fixe le cadre technique de l'extraction de ces gaz. Mais il faudra rouvrir ce dossier ».

[9] *Compte-rendu de la Commission des affaires économiques n°100*, 9 juillet 2013, 18h30.
http://www.assemblee-nationale.fr/14/cr-eco/12-13/c1213100.asp#P5_178

On lira en particulier notamment les propos d'Arnaud Montebourg suivants : « *Nous devons parvenir à régler le problème de la pollution des sous-sols, laquelle est scandaleuse aux États-Unis de l'avis même d'élus américains et d'organisations non gouvernementales, et à capter la rente que représenterait l'exploitation des gaz de schiste pour notre économie en l'affectant, pour la main droite, à l'industrie française dont la compétitivité a besoin d'être renforcée et, pour la main gauche, au financement des énergies renouvelables que nous aurons du mal à financer avec l'ampleur que nous appelons tous de nos vœux. Pour ce faire, nous avons besoin selon moi – c'est un point de vue personnel qui n'engage pas le Gouvernement, je propose simplement une idée, comme les ministres peuvent le faire – d'une compagnie publique nationale exploitant les gaz de schiste, captant la rente, la partageant avec les territoires, permettant d'affecter les industries au plus près, contribuant à faire baisser le coût de l'énergie et, donc, assurant le financement de la mutation énergétique dans notre pays en nous libérant notamment des hydrocarbures.*

Sur le plan des principes, l'utilisation du gaz et donc l'extraction supplémentaire d'hydrocarbures est-elle problématique ? Puisque nous les importons, autant les exploiter, ce sera toujours cela de gagné ! J'ai noté que tous les scénarios d'alternative au nucléaire préconisent l'augmentation de

l'usage du gaz car, de toutes les énergies thermiques, elle est la moins productrice de CO₂.

La résolution de l'ensemble de ces problèmes nous permettrait sans doute de sortir de notre difficile équation énergétique dont les termes sont : nucléaire, énergies renouvelables – que les Allemands et les Espagnols ont le plus grand mal à financer –, refus des gaz de schiste. Il faut desserrer l'étau, réfléchir à tout cela de façon apaisée, dépassionnée et en veillant à respecter l'environnement car la pollution des sous-sols constitue un vrai problème. La difficulté, en effet, n'est pas tant « fracturation hydraulique ou non » que « pollution ou non », « contrôle des usages ou pas ». Si nous disposons d'une compagnie nationale travaillant sous le contrôle du Parlement et du Gouvernement, nous aurons de meilleures chances que si nous confions cette activité à l'industrie pétrolière, comme aux Etats-Unis. Voilà la position du redressement productif sur ce sujet ! Je peux me tromper, je suis prêt à en parler mais cela mérite selon moi un débat à tête reposée dans le respect des opinions des uns et des autres, avec tous ceux qui forment l'opinion du pays et vous en faites éminemment partie ». On notera également que le ministre ramène le débat aux écologistes seuls : « Pourquoi ne parviendrais-je pas à convaincre les écologistes ? La position que je défends sur l'exploration des gaz de schiste est raisonnable et je suis persuadé que, très bientôt, les nouvelles technologies permettront d'extraire ces gaz-là de manière écologique, sans pollution aucune. Si nous y parvenons, nous gagnerons et la France sera à l'avant-garde sur un plan mondial. Pourquoi ne pourrait-on pas convaincre des écologistes raisonnables ? Ils le sont d'ailleurs majoritairement... Ils le sont tous ! ». Les atteintes à l'environnement et les problèmes écologiques ne concerneraient-ils que les écologistes encartés non l'ensemble des partis politiques et des français ? Cette vision surannée opposant écologie et économie a-t-elle encore cours au PS ?

http://www.assemblee-nationale.fr/14/cr-eco/12-13/c1213100.asp#P5_178

[10] *Rapport d'étape sur les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels*, J-C. Lenoir et C. Bataille, OPECST, 5 juin 2013.

http://www.assemblee-nationale.fr/14/cr-oechst/rapport_detape_fracturation_hydraulique2013_06.pdf

On y lira que, contrairement à leur cahier des charges portant sur les alternatives à la fracturation hydraulique, les rapporteurs n'hésitent pas à plaider pour cette technique en minimisant tous ses impacts (toxicité des produits, fuites des puits, consommation d'eau) et en avançant des contre-vérités (« les produits indispensables au procédé de fracturation sont tous non toxiques.(...) Les autres produits – biocides, surfactant, acides, inhibiteurs de corrosion et de dépôt – ne sont pas indispensables. (...) Aucun apport d'eau n'est nécessaire pendant la période de production (environ 10 ans) ») ; à passer sous silence les publications dérangeantes sur les atteintes à l'environnement aux États-Unis, et à biaiser les données en France (« La technique de la fracturation hydraulique a été utilisée de façon répétée en France au cours des dernières décennies, sans qu'aucun dommage n'ait été signalé. Elle aurait été utilisée à au moins 45 reprises. »), les opérations en question n'ayant jamais concerné que du pétrole sans recours à la technique de fracking spécifique au gaz de schiste.

On lira à ce sujet l'article de Audrey Garric dans Le Monde du 8 juin 2013, accessible ici :

http://www.lemonde.fr/planete/article/2013/06/08/gaz-de-schiste-des-fracturations-hydrauliques-ont-elles-eu-lieu-en-france_3426081_3244.html

[11] *ibidem*, page 43 : « La fracturation hydraulique est utilisée en géothermie. Le principe général est le même que pour l'exploitation d'hydrocarbures. Il s'agit d'augmenter la perméabilité de la roche en la fissurant pour faire circuler l'eau nécessaire à la mise en place de la boucle géothermale ». On voit là encore les méthodes utilisées par C. Bataille et J-C. Lenoir pour conforter leurs choix idéologiques productivistes : affirmations grossières, confusions de vocabulaire scientifique, partialité, occultation de données.

[12] *Gaz et huile de schiste, gaz de houille et géothermie de grande profondeur par fracturation hydro-chimique MÊME COMBAT* (article confus et non signé sur le site de Vigilance Périgord) :

http://www.vigilance-perigord.net/cariboost_files/GDS_20_26_20g_C3_A9othermie_20profonde_2C_20m_C3_AAme_20combat_20Robert_20PILLI.pdf

On peut y lire des arguments particulièrement confus sur le plan scientifique, à la limite de la paranoïa complotiste : « *Un nouveau permis de géothermie profonde en val de Drôme vient d'être attribué à la Sté Fonroche ! Ce qui est curieux c'est que ce nouveau permis recoupe partiellement deux zones de permis de gaz de schiste précédemment abrogés et rejetés !? A vérifier pour les autres demandes en cours qui fleurissent subitement sur de nombreux territoires !? Permis signé Montebourg évidemment et lorsqu'on regarde de plus près les documents fournis par le pétitionnaire pas avare d'explications, on constate qu'ils veulent forer jusqu'au socle à -5000 et en puits déviés !? Cela signifie en clair qu'ils vont traverser toutes les couches sédimentaires qui intéressaient à l'origine des foreurs gaziers sur ces mêmes champs d'exploration !! cerise sur le gâteau la Sté pas avare d'explications dans sa notice de présentation, précise clairement qu'elle ne sait rien de structure géologique, ni de la porosité de la roche (grès) dans laquelle devrait circuler le fluide géothermique !! (...) Ne serait ce pas là une idée machiavélique de préparer une exploration sous couvert d'une recherche noble d'une ressource énergétique « PROPRE et PERENNE » qui dans l'inconscient des citoyens est plus acceptable que les hydrocarbure !? De plus si nous nous opposons de front à cette exploration, il leur sera facile (pétroliers, experts et élus associés) de nous traiter de terroristes et ils ne s'en priveront pas !! Il faut donc dès maintenant lever le voile sur les conséquences d'une solution ayant les mêmes causes et les mêmes effets que tous autres forages profond sans aucune possibilité de contenir, réparer, contrôler et même vraisemblablement de s'en apercevoir, d'un quelconque dégât à ces profondeurs (on rappelle que la T° comprise entre 200 et 350°C à ces profondeurs et que la pression énorme en font un réacteur chimique d'une puissance phénoménale) » (sic!) « Nous nous opposons donc à cette technologie aussi dangereuse à terme que les forages d'hydrocarbures (...) ».*

Pour information, la société française Fonroche, basée à Agen, a pour vocation le développement des énergies renouvelables (principalement solaire et biogaz) et veut développer la géothermie profonde en France. Elle a investi 2,5 millions d'euros dans ses travaux de recherche menés par son équipe d'une quinzaine d'ingénieurs de Fonroche-Géothermie basée à Pau, en synergie avec l'Université de Pau, les Mines Paristech, l'Ensegid de Bordeaux et le BRGM ; 27 millions d'euros dans son propre appareil de forage pour éviter la fracturation hydraulique ; 82 millions d'euros dans le projet Fongéosec de production d'électricité géothermique à Pau ; et promet d'investir 400 millions d'euros dans la géothermie dans les prochaines années [Les Echos, n° 21199, 6 juin 2012]. On ne peut que se féliciter de ce retour de la France dans la géothermie.

Fort heureusement, d'autres associations effectuent un travail d'information plus rigoureux, à l'instar de Gaz de schiste Provence :

<http://gazdeschistesprovence.wordpress.com/2013/06/04/fracturation-hydraulique-geothermie-et-exploitation-petroliere-ne-sont-pas-comparables/>

ou de Stop-gaz :

<http://www.stop-gaz.fr/dossiers/geologie-techniques/121-fracturation-en-geothermie-profonde>

[13] *100 years of geothermal power production*, J.W. Lund, GHC Bulletin (2004) 11-19.

[14] *Direct utilization of geothermal energy 2010 worldwide review*, Geothermics 40 (2010) 159-240.

[15] *Geothermal power generation in Italy 2005-2009 update report*, Cappetti et al., Proceedings of the World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010.

[16] *France – Country update*, F. Boissier, A. Desplan, P. Laplaige, Proceedings of the World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010.

[17] *Geothermal power generation in the world 2005-2010 update report*, R. Bertrani, Geothermics 41 (2012) 1-29.

- [18] *Sustainable geothermal utilisation – Case histories ; definitions ; research issues and modelling*, G. Axelsson, *Geothermics* 39 (2010) 283-291.
- [19] *Géologie de la matière organique*, F. Baudin, N. Tribouillard, J. Trichet (2007), Vuibert.
- [20] *Porosity and permeability of Eastern Devonian gas shale*, D.J. Soeder, Society of Petroleum Engineers, *Ins. Gas Technology, SPE Formation Evaluation* (1988) 116-124.
- [21] *Caractérisation et modélisation des écoulements fluides en milieu fissuré. Relation avec les altérations hydrothermales et quantification des paléocontraintes*, J. Sausse, thèse de l'Université Poincaré, Nancy, 20 octobre 1998.
- [22] *Influence of water-rock interactions on fracture permeability of the deep reservoir at Soultz-sous-Forêts, France*, L. André, V. Rabemanana, F.D. Vuataz, *Geothermics* 35 (2006) 507-531.
- [23] *Hydraulic stimulation of a deep sandstone reservoir to develop an Enhanced Geothermal System : Laboratory and field experiments*, G. Zimmermann, A. Reinicke, *Geothermics* 39 (2010) 70-77.
- [24] *Proper evaluation of shale gas reservoirs leads to a more effective hydraulic-fracture stimulation*, D. Kundert, M. Mullen, 2009 SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Denver, CO, SPE 123586.
- [25] *Contribution of the exploration of deep crystalline fractured reservoir of Soultz to the knowledge of enhanced geothermal systems (EGS)*, A. Genter, K. Evans, N. Cuenot, D. Fritsch, B. Sanjuan, *Comptes Rendus Geoscience* 342 (2010) 502-516.
- [26] <http://www.lgb-rlp.de/1621.html>
- [27] Source : Drill Info Desktop/HPDI current through May, 2012 (cité dans *Drill Baby Drill. Can unconventional fuels usher in a new era of abundance ?* J.D. Hughes, Post Carbon Institute, feb 2013).
- [28] *Reservoir engineering for unconventional gas reservoirs : what do we have to consider ?*, C.R. Clarkson, J.L. Jenson, SPE 145080 (2011).
- [29] *2010 Institutional Investor and Analyst Meeting*, Chesapeake Energy, Oklahoma City, October 13, 2010.
- [30] *A review of regional and global resources estimates of unconventional gas*, C. McGlade, J. Speirs, S. Sorrell, UK Energy Research Center (2012)
- [31] *Hybrid rate-decline models for the analysis of production performance in unconventional reservoirs*, D. Ilk, S.M. Currie, D. Symmons, J.A. Rushing, T.A. Blasingame, SPE 135616 (2010).
- [32] Source : US Energy Information Administration.
http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_shalegas_s1_a.htm
- [33] *Le mirage du gaz de schiste*, Thomas Porcher, ISBN : 978-2-31500-466-9, Max Milo Éditions (2013).
- [34] Déclaration de Rex Tillerson, PDG d'ExxonMobil au Council on Foreign Relations (27 juin 2012) : “What I can tell you is the cost to supply is not \$2.50. We are all losing our shirts today. You know, we’re making no money. It’s all in the red.”
<http://www.cfr.org/north-america/new-north-american-energy-paradigm-reshaping-future/p28630>
- [35] *Shale and Wall Street : was the decline in natural gas prices orchestrated ?*, D. Rogers, Energy Policy Forum (2013).
- [36] <http://petroleumtruthreport.blogspot.fr/2009/10/facts-are-stubborn-things.html>
- [37] *A critical evaluation of unconventional gas recovery from the Marcellus shale, Northeastern United States*, D.S. Lee, J.D. Herman, D. Elsworth, H.T. Kim, H.S. Lee, *KSCE Journal of Civil*

Engineering 15(4) (2011) 679-687.

Les chercheurs concluent : « (...) *significant challenges exist in effectively and economically recovering the gas. These challenges relate first to locating and assessing the resource, accessing it effectively through drilling and stimulation and producing the gas for as complete a recovery as is possible. Stimulation is the principal issue influencing the economic viability of gas production from the Marcellus and hydraulic fracturing costs typically account for the remaining 50% of well costs. Improved methods of stimulation are necessary to improve gas yields and to reduce the environmental impacts of both consumptive water use and the subsequent problems of safe disposal of fracwater waste.* »

[38] *Numerical simulation of complex fracture growth during tight reservoir stimulation by hydraulic fracturing*, M. Mofazzal Hossein, M. K. Rahman, Journal of Petroleum Science and Engineering 60 (2008) 86-104.

[39] *Production data analysis of unconventional gas wells: Review of theory and best practices*, C.R. Clarkson, International Journal of Coal Geology 109-110 (2013) 101-146.

[40] *Annual Energy Outlook 2012*, US Energy Information Administration.

<http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo12/>

Extrait : « *In the longer term, production growth tapers off as high initial production rates of new wells in “sweet spots” are offset by declining rates of existing wells, and as drilling activity moves into less-productive areas. As a result, in the later stages of a play’s resource development, maintaining a stable production rate requires a significant increase in drilling.* »

[41] *Drill Baby Drill. Can unconventional fuels usher in a new era of abundance ?* J.D. Hughes, Post Carbon Institute, feb 2013).

<http://www.postcarbon.org/person/36208-david-hughes>

[42] réf [10] page 50 : « *les progrès techniques réalisés permettent d’optimiser le placement des fracturations et ainsi de minimiser la quantité d’eau nécessaire pour la récupération d’une quantité donnée d’hydrocarbures (...) Pendant les opérations, les techniques de micro-sismique permettent de mesurer l’extension des fractures en temps réel.* ». Cette affirmation approximative et inopportunistement optimiste est contredite dans l'annexe du rapport (compte rendu de la réunion du comité scientifique du 23 mai 2013) par Mme Catherine Truffert, Directrice de Recherche au BRGM : « *On ne peut déterminer les volumes d’hydrocarbures disponibles qu’après avoir réalisé des opérations de fracturation hydraulique ou, éventuellement, utilisé des techniques alternatives. En Pologne, les premières évaluations américaines se sont avérées erronées : le retour n’est pas à la hauteur de ce qui était espéré. Le gaz est particulièrement piégé dans la roche mère. Néanmoins, la qualité de ce qui est produit (condensats) vient compenser en partie le déficit de quantité. La sismique réflexion, quels que soient ses progrès récents, ne permet pas de quantifier la ressource. Vous le constatez d’ailleurs dans votre document de travail. Des opérations de fracturation sont nécessaires ; il ne s’agit pas forcément de fracturation hydraulique même s’il faut bien constater qu’aujourd’hui, c’est la seule technique efficace.* »

[43] *Shale gas revolution*, T. Alexander et al., Oilfield Review Autumn 2011, 23(3) (2011) 40-57.

[44] *Geomechanical study of Bowland shale seismicity*, C.J. De Pater, S. Baish, Cuadrilla Resources Ltd, UK, Synthesis report (2011).

[45] *Examination of possibly induced seismicity from hydraulic fracturing in the Eola Fiel, Garvin County, Oklahoma*, A. Holland, Oklahoma Geological Survey Open-file Report OF1-2011 (2011).

[46] *Long-period, long-duration seismic events during hydraulic fracture stimulation of a shale gas reservoir*, I. Das, M. D. Zoback, The Leading Edge (2011) 778-786.

[47] *A critical view of current state of reservoir modeling of shale assets*, S.D. Mohaghegh, SPE 165713 (2013).

[48] *Hydraulic fracture-height growth : real data*, K. Fischer, N. Warpinski, SPE 145949.

- [49] *Modeling of fault reactivation and induced seismicity during hydraulic fracturing of shale-gas reservoirs*, J. Rutqvist, A.P. Rinaldi, F. Cappa, G.J. Moridis, *Journal of Petroleum Science and Engineering* 107 (2013) 31-44.
- [50] *Analysis of the microseismicity induced by fluid injections at the EGS site of Soultz-sous-Fores (Alsace, France) : implications for the characterization of th geothermal reservoir properties*, N. Cuenot, C. Dorbath, L. Dorbath, *Pure and Applied Geophysics* 165(5) (2008) 797-828.
- [51] *3D model of fracture zones at Soultz-sous-Forêts based on geological data, image logs, induced microseismicity and vertical seismic profiles*, J. Sausse, C. Dezayes, L. Dorbath, A. Genter, J. Place, *Comptes Rendus Geoscience* 342 (2010) 531-545.
- [52] *Induced seismicity associated with Enhanced Geothermal Systems*, E. L. Maje, R. Baria, M. Stark, S. Oates, J. Boomer, B. Smith, H. Asanuma, *Geothermics* 36 (2007) 185-222.
- [53] *Characteristics of large-magnitude microseismic events recorded during and after stimulation of a geothermal reservoir at Basel, Switzerland*, Y. Mujuhira, H. Asanuma, H. Niitsuma, M. O. Häring, *Geothermics* 45 (2013) 1-17.
- [54] *Developping the ability to model acid-rock interactions and mineral dissolution during RMA stimulation tes performes at the Soultz-sous-Forêts EGS site, France*, S. Portier, F-D. Vuataz, *Comptes Rendus Geoscience* 342 (2010) 668-675.
- [55] *Chemical stimulation techniques for geothermal wells : experiments on the three-well EGS system at Soultz-sous-Forêts, France*, S. Portier, F-D Vuataz, P. Nami, B. Sanjuan, A. Gérard, *Geothermics* 38 (2009) 349-359.
- [56] *Influence of water-rock interactions on fracture permeability of ther deep reservoir at Soultz-sous-Forêts, France*, L. André, V. Rabemanana, F-D. Vuataz, *Geothermics* 35 (2006) 507-531
- [57] *The European EGS project at Soultz-sous-Forêts: From extensive exploration to power production*, N. Cuenot, J.-P. Faucher, D. Fritsch, A. Genter, D. Szablinski, *Power and Energy Society General Meeting – Conversion and delivery of electrical energy in the 21st Century*, IEEE Conference, 2008.
- [58] *Cyclic waterfrac stimulation to develop an Enhanced Geothermal System (EGS) – Conceptual design and experimental results*, G. Zimmermann, I. Moeck, G. Blöcher, *Geothermics* 39 (2010) 59-69.
- [59] *Microhole arrays for improved heat mining from enhaced geothermal systems*, S. Finsterle, Y. Zhang, L. Pan, P. Dobson, K. Oglesby, *Geothermics* 47 (2013) 104-115.
- [60] *Fracture roughness and thermal exchange : A case study at Soultz-sous-Forêts*, A. Neuville, R. Tousaint, J. Schmittbuhl, *Comptes Rendus Geoscience* 342 (2010) 616-625.
- [61] *Impact of natural radionuclides on geothermal exploitation in Upper Rhine Graben*, L. Eggeling, A. Genter, T. Kölbl, W. Münch, *Geothermics* 47 (2013) 80-88.
- [62] *Reply to Davies : hydraulic fracturing remains a possible mechanism for observed methane contamination of drinking water*, R.B. Jackson, S.G. Osborn, A. Vengosh, N.R. Warner, *PNAS* 108(43) (2011) E872
- [63] *Natural gas plays in the Marcellus shale :challenges and potential opportunities*, D.M. Kargbo, R.G. Wilhelm, D.J. Campbell, *Environmental Science and Technology* 44 (2010) 5679-5684
- [64] *Chemical used in hydraulic fracturing*, H.A. Waxman ; E.J. Markey, D. DeGette, United States House of Representatives Committee on Energy and Commerce, avril 2011
<http://democrats.energycommerce.house.gov/sites/default/files/documents/Hydraulic-Fracturing-Chemicals-2011-4-18.pdf>
- Les auteurs concluent : « entre 2005 et 2009, les 14 principales sociétés de fracturation

hydraulique aux États-Unis ont utilisé plus de 2500 produits de fracturation hydraulique contenant 750 composés. Plus de 650 de ces produits contenaient des molécules chimiques avérées ou possiblement cancérigènes pour l'homme, réglementés par l'Acte de protection de l'eau potable ou comptabilisés comme polluants aériens dangereux. »

[65] *A critical evaluation of unconventional gas recovery from the Marcellus shale, Northeastern United States*, D.S. Lee, J.D. Herman, D. Elsworth, H.T. Kim, H.S. Lee, *KSCE Journal of Civil Engineering* 15(4) (2011) 679-687

[66] *Science-based decision-making on complex issues : Marcellus shale gas hydrofracking and New York City water supply*, T.T. Eaton, *Science of the Total Environment* 461-462 (2013) 158-169

[67] *Final impact assessment report : impact assessment of natural gas production in the New York City watershed*, Hazen & Sawyer Report commissioned by the New York City Department of Environmental Protection, 2009

http://www.nyc.gov/html/dep/pdf/natural_gas_drilling/12_23_2009_final_assessment_report.pdf

[68] *Human health risk assessment of air emissions from development of unconventional natural gas resources*, L.M. McKenzie, R.Z. Witter, L.S. Newman, J.L. Adgate, *Science of the Total Environment* 42 (2012) 79-87

[69] *Shale gas development impacts on surface water quality in Pennsylvania*, S.M. Olmstead, L.A. Muehlenbachs, J-S. Shih, Z. Chu, A.J. Krupnick, *PNAS* 110(13) (2013) 4962-4967

[70] *Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing*, S.G. Osborn, A. Vengosh, N.R. Warner, R.B. Jackson, *PNAS* 108(20) (2011) 8172-8176

[71] *Paléoclimats. L'enregistrement des variations climatiques*, J-F. Deconinck, Société Géologique de France, Vuibert (2006)

[72] *Methane contamination of drinking water caused by hydraulic fracturing remains unproven*, R.J. Davies, *PNAS* 108(43) (2011) E871

[73] *Reply to Davies : Hydraulic fracturing remains a possible mechanism for observed methane contamination of drinking water*, R.B. Jackson, S.G. Osborn, A. Vengosh, N.R. Warner, *PNAS* 108(43) (2011) E872

[74] *Hydraulic fracturing not responsible for methane migration*, S.C. Schon, *PNAS* 108(37) (2011) E664

[75] *Reply to Saba and Orzechowski and Schon : methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing*, S.G. Osborn, A. Vengosh, N.R. Warner, R.B. Jackson, *PNAS* 108(37) (2011) E665-E666

[76] *Geochemical evidence for possible natural migration of Marcellus Formation brine to shallow aquifers in Pennsylvania*, N.R. Warner, E.B. Jackson, T.H. Darrach, S.G. Osborn, A. Down, K. Zhao, A. White, A. Vengosh, *PNAS* 109(30) (2012) 11961-11966

[77] *Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus shale gas extraction*, R.B. Jackson, A. Vengosh, T.H. Darrach, N.R. Warner, A. Down, R.J. Poreda, S.G. Osborn, K. Zhao, J.D. Karr, *PNAS* 110(28) (2013) 11250-11255

[78] *Potential contaminant pathways from hydraulically fractured shale to aquifers*, T. Myers, *Ground Water* 50(6) (2012) 872-882

[79] *Alleghenian regional diagenesis : A response to the migration of modified metamorphic fluids derived from beneath the Blue Ridge-Piedmont thrust sheet*, A. Scheld, C. McCabe, I. Montanez, P. Fullagar, J. Valley, *Journal of Geology* 100(3) (1992) 339-352

[80] *Greenhouse gas emissions reporting from petroleum and natural gas industry. Background technical support document*, EPA (2010)

http://www.epa.gov/ghgreporting/documents/pdf/2010/Subpart-W_TSD.pdf

[81] *Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. A letter*, R.W. Howarth, R. Santoro, A. Ingraffea, *Climatic Change* 106 (2011) 679-690

[82] http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html

[83] *Improved attribution of climate forcing to emissions*, D.T. Shindell, G. Faluvegi, D.M. Koch, G.A. Schmidt, N. Unger, S.E. Bauer, *Science* 326 (2009) 716-718

[84] *A commentary on « The greenhouse-gas footprint of natural gas in shale formations » by R.W. Howarth, R. Santoro, A. Ingraffea, L.M. Cathles III, L. Brown, M. Taam, A. Hunter*, *Climatic Change* 113 (2012) 525-535

[85] *Venting and leaking of methane from shale gas development : response to Cathles et al.*, R.W. Howarth, R. Santoro, A. Ingraffea, *Climatic Change* 113 (2012) 537-549

[86] *Hydrocarbon emissions characterization in the Colorado Front Range : A pilot study*, G. Pétron et al., *Journal of Geophysical Research : Atmospheres* 117 (2012) D04304

[87] *Comment on « Hydrocarbon emissions characterization in the Colorado Front Range : A pilot study » by Gabrielle Pétron et al.*, M.A. Levi, *Journal of Geophysical Research : Atmospheres* 117 (2012) D21

[88] *Reply to comment on « Hydrocarbon emissions characterization in the Colorado Front Range : A pilot study » by Michael A. Levi, G. Pétron et al.*, *Journal of Geophysical Research : Atmospheres* 118 (2012) 236-242

[89] *Shale gas production : potential versus actual greenhouse gas emissions*, F. O'Sullivan, S. Paltsev, *Environmental Research Letter* 7 (2012) 044030

[90] *Air sampling reveals high emissions from gas field*, J. Tollefson, *Nature* 482 (2012) 139-140

[91] *Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gaz*, M. Jiang et al., *Environmental Research Letter* 6 (2011) 034014

[92] *Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure*, R.A. Alvarez et al., *PNAS* 109(17) (2012) 6435-6440

[93] *Que penser de l'affaire des gaz de schiste ?*, B. Dessus, *Les cahiers de Global Chance* 33 (2013) 90-100

[94] *Marcellus shale potential public health concern*, New York State Department of Health, 2009 http://s3.amazonaws.com/propublica/assets/natural_gas/nysdoh_marcellus_concerns_090721.pdf

[95] *Gaz de schiste et renouvelables. Un tandem possible ?* J. Talpin, *Le Journal des Energies Renouvelables* 216 (2013) 44-47