

# Gestion des risques environnementaux liés à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère.

Christophe DIDIER  
INERIS. Parc Technologique Alata. 60550 Verneuil-en-Halatte.

## Un contexte complexe et particulièrement sensible

### Origine et nature des hydrocarbures de roche-mère

Une roche-mère résulte de l'accumulation de substances minérales (principalement des argiles) et de matières organiques qui se déposent au cours du temps au fond des océans. Sous l'effet de la diagénèse (transformation physico-chimique des sédiments en roche sous l'effet combinée de l'augmentation de la température et de la pression liée à l'enfouissement progressif des sédiments), la substance minérale donne naissance à une roche de faibles granulométrie et perméabilité. Une part de la matière organique se transforme quant à elle en kérogène, puis dans un premier temps en huile et enfin en gaz si les conditions, notamment thermiques, le permettent.

Les hydrocarbures ainsi générés, plus légers que l'eau, ont tendance à migrer vers la surface et sont susceptibles, au cours de cette migration, d'être retenus au sein de « pièges géologiques » constitués de roches à forte porosité (grès par exemple) recouvertes par un horizon imperméable. On appelle traditionnellement « réservoirs conventionnels », ce type de formations géologiques au sein desquelles l'extraction peut se faire à l'aide de techniques d'exploitation dites classiques (forage puis pompage).

Par extrapolation, on dénomme « hydrocarbures (gaz ou huiles) non conventionnels », toutes les énergies fossiles qui ne peuvent être extraites par ces techniques usuelles mais qui nécessitent une modification préalable du milieu pour permettre l'accès à la ressource. Ceci regroupe un grand nombre de configurations d'exploitation qui vont des « sables bitumineux » aux « huiles lourdes » et des « tight reservoirs » aux « hydrocarbures de roche-mère ». C'est sur cette dernière catégorie que la présente communication se focalisera.

On appelle « gaz et huile de roche-mère (GHRM) » les hydrocarbures qui sont retenus au sein de la roche-mère où ils ont été générés. Si parmi ces hydrocarbures, on peut citer le « gaz de houille » (méthane piégé au sein de veines de charbon qui n'ont pas été exploitées à l'aide de travaux miniers), c'est principalement les « gaz et huiles de schistes<sup>1</sup> » qui focalisent aujourd'hui toutes les attentions.

Si l'exploitation des gaz de schistes a été initiée il y a plus d'un siècle au Etats-Unis, ce sont les développements récents de technologies spécialisées (notamment forages dirigés et amélioration de la fracturation hydraulique) qui lui ont permis de prendre son essor, à l'échelle industrielle, depuis une petite dizaine d'années. Cette exploitation y représente actuellement environ 15 % de la production nationale totale de gaz, soit environ 2 % des besoins énergétiques du pays (source : U.S. Energy Information Administration - [www.eia.gov](http://www.eia.gov)). Une poursuite de cette forte croissance est d'ailleurs attendue, la production de gaz de schiste pourrait représenter 45 % de la production de gaz américaine en 2035.

---

<sup>1</sup> Dans les faits, le terme « schiste » présente un sens très large (toute roche susceptible de se déliter en feuillets) et il pourrait être plus juste de lui privilégier le terme anglo-saxon de « shale » qui traduit mieux l'origine sédimentaire argileuse ou marneuse des roches en question, très différentes des schistes métamorphiques au sein desquels toute trace de composés volatils a généralement disparu.

De nombreux autres pays présentent, *a priori*, d'importantes ressources potentielles aujourd'hui non encore exploitées (à titre d'exemple, on citera notamment : Chine, Argentine, Mexique, Afrique du Sud et, pour ce qui concerne l'Europe : Pologne et France).

En France, plusieurs régions sont potentiellement concernées par la présence d'hydrocarbures de roche-mère. C'est notamment le cas de la région comprise entre Montélimar, Montpellier et Millau qui a fait l'objet de permis de recherche accordés en 2010 mais on peut également citer l'Ardèche et le Bassin Parisien (huiles de schiste).

### Principe simplifié de la technique d'exploitation classiquement mise en œuvre

L'objectif principal de la technique d'exploitation consiste à permettre l'accès à la ressource en fracturant une roche très compacte et dont les faibles porosité et perméabilité n'ont pas permis la migration des fluides piégés en leur sein.

Pour y remédier, les exploitants s'appuient sur la technique de « fracturation hydraulique » (figure 1) qui consiste à injecter dans le sous-sol un fluide sous des pressions suffisamment élevées pour induire la fracturation du massif rocheux. Dans les faits, on ajoute à l'eau du sable fin (ou des micro-billes de céramique) pour maintenir les fractures ouvertes ainsi que divers additifs chimiques pour faciliter la production de gaz (dissolvants, lubrifiants, biocides).

Afin d'accéder aux zones à fracturer, des puits verticaux sont forés, souvent prolongés par un ou plusieurs forages horizontaux au sein de la couche réservoir. Classiquement, les principales ressources visées pour l'exploitation de gaz ou d'huile de schistes se situent à des profondeurs variant de 1000 à 4000 m. L'extension des fractures induites étant généralement limitée, il faut forer de nombreux puits pour exploiter une vaste zone géographique. Une fois la roche fracturée et le fluide injecté extrait afin d'être traité et éventuellement réutilisé, le forage est mis en production, avec un pic durant les premiers mois puis une décroissance progressive durant les années suivantes. Il est alors abandonné et d'autres sont forés aux alentours pour poursuivre l'exploitation.

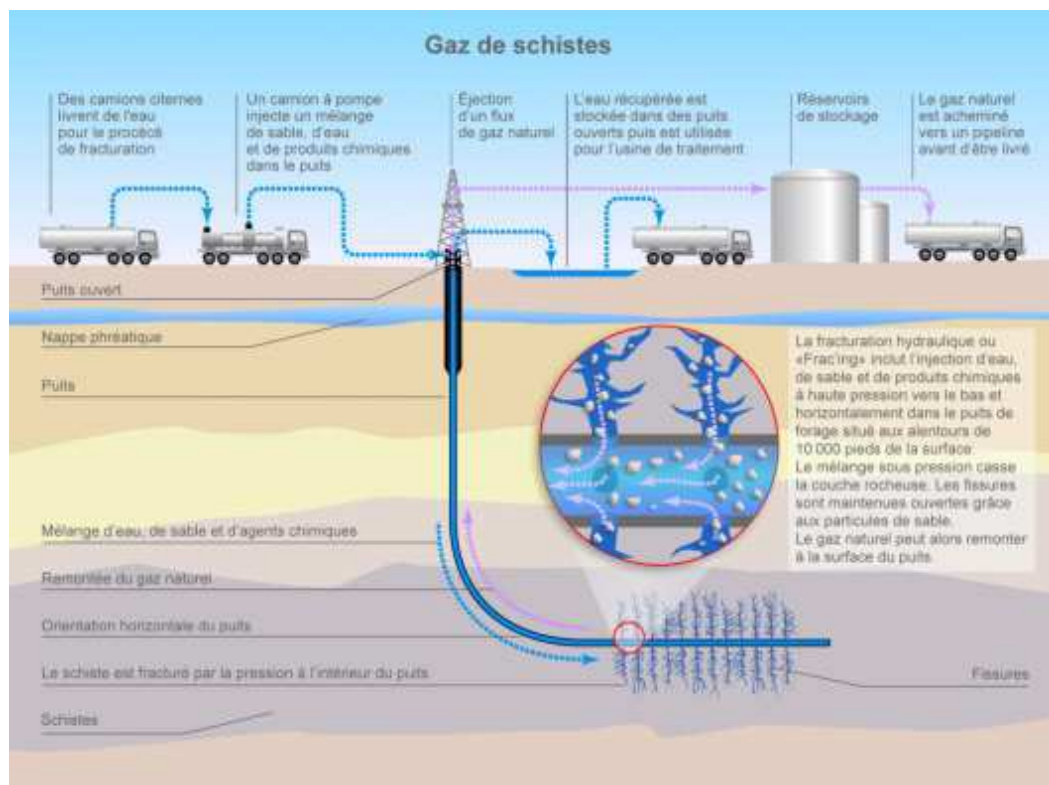


Figure 1 : Principe d'exploitation par fracturation hydraulique (source <http://www.connaissancedesenergies.org>).

## L'huile de schiste ou pétrole de schiste

Le Bassin Parisien est concerné par la présence, dans son sous-sol, de réserves potentiellement importantes d'huile de schiste. On parle nettement moins souvent d'huile de schiste<sup>2</sup> comparativement au gaz de schiste qui cristallise la plupart des débats. Toutefois, comme précisé plus haut, les deux ne diffèrent que par le degré de maturité de la matière organique du fait principalement de la profondeur (et donc de la température) d'enfouissement. Dans les faits, les deux phases coexistent d'ailleurs au sein de la roche-mère, à des teneurs variables toutefois.

En l'absence de travaux d'exploration précis, il est difficile d'estimer précisément la potentialité d'exploitation de ces huiles dans le Bassin Parisien. L'Agence internationale de l'énergie avance un chiffre de « *100 millions de mètres cubes techniquement exploitables* » dans le Bassin parisien, soit plus de 600 millions de barils, le tout situé dans des formations situées à quelque 2500 mètres de profondeur. Ces chiffres sont toutefois à prendre avec la plus grande précaution.

Du fait de l'intérêt énergétique et financier et des conditions d'exploitation, ce sont plutôt les gaz des schistes qui sont aujourd'hui exploités et recherchés. Ce sont donc principalement ces ressources qui font l'objet des évaluations les plus aisément disponibles. A l'échelle internationale, le principal bassin producteur d'huile de schiste est le « Bakken Shale Formation », d'âge Dévonien, à cheval entre les Etats du Nord Dakota, du Montana (USA) et du Saskatchewan (Canada). Connue depuis une vingtaine d'années, les premières estimations considéraient environ 150 millions de barils d'huile exploitables. Suite à l'essor de la fracturation hydraulique, cette valeur a été réévaluée entre 6000 à 20000 millions de barils d'huile, ce qui en ferait le plus grand champ pétrolier d'Amérique du Nord avec l'Alaska (aujourd'hui non exploité).

Il y a actuellement plus de 6000 puits en activité dans les Etats du Montana et du Sud Dakota, ce qui a entraîné un boom retentissant en termes d'emploi. Le « Bakken Shale » est ainsi, et de loin, le champ pétrolier le plus producteur des Etats Unis aujourd'hui. Des ressources importantes en gaz semblent d'ailleurs également disponibles dans le gisement.

On pourrait considérer que l'huile étant moins aisément mobilisable que le gaz, les risques de fuites d'hydrocarbures sont plus limités dans les cas d'exploitation d'huile plutôt que de gaz de schiste.

Toutefois, comme précisé plus loin, les principaux risques ne touchent pas uniquement à la migration des hydrocarbures mais également à celle des additifs chimiques ainsi que des substances « remobilisables », présentes au sein des terrains. La technique d'exploitation étant identique dans les deux cas (fracturation hydraulique), la nature des risques environnementaux, des mécanismes initiateurs et des potentielles conséquences demeurent donc sensiblement similaires dans le cas d'exploitation d'huile ou de gaz de schiste.

### Un sujet très controversé et hautement médiatisé

En France, comme dans beaucoup d'autres pays qui s'interrogent sur la démarche à adopter, la pertinence ou non d'envisager l'exploitation des gaz de schistes est au cœur d'une vive polémique qui anime l'opinion publique. Si le sujet s'avère aussi sensible, c'est qu'il résulte de l'affrontement de deux intérêts légitimes mais qui paraissent aujourd'hui opposés. Cet état de fait ressort parfaitement du récent article publié dans Nature (2011) qui présente deux points de vue contradictoires sur une seule et même question : « faut-il mettre un terme à la fracturation hydraulique ? ».

---

<sup>2</sup> On veillera à éviter tout amalgame entre « schistes bitumineux » et « huile de schiste » qui ont souvent la même traduction en anglais « oil shale ».

De manière très réductrice et simplifiée, quelques-uns des principaux arguments mis en avant respectivement par les partisans et les opposants à l'exploitation de ce type de ressources sont repris ci-dessous.

### ***Une perspective énergétique et économique a priori prometteuse...***

Le fait que les GHRM et notamment les gaz de schiste sont parfois présentés comme une solution salvatrice à la problématique cruciale de l'accès à l'énergie résulte en partie des arguments suivants :

- leur abondance dans un contexte de décroissance des ressources conventionnelles : l'International Energy Agency estime que les ressources accessibles en gaz pourraient être multipliées par 4 en cas d'exploitation des gaz de schiste<sup>3</sup> ;
- la possibilité, pour les Etats qui importent de grandes quantités d'hydrocarbures de réduire la dépendance énergétique développée auprès des pays exportateurs (élément particulièrement sensible pour la Pologne). A titre d'exemple, la France importe aujourd'hui 98 % de sa consommation en gaz ;
- leur prix relativement abordable : à pouvoir calorifique équivalent, le prix du gaz est aujourd'hui estimé à 60 % de celui du pétrole. De plus, l'arrivée sur le marché, de ces nouvelles ressources a contribué à faire baisser le prix du gaz aux Etats-Unis (pour atteindre récemment son niveau le plus bas depuis plus de 10 ans) ;
- le caractère moins « émetteur en CO<sub>2</sub> et SO<sub>2</sub> » du gaz par rapport aux autres énergies fossiles (pétrole ou charbon) ;
- une amélioration substantielle de l'efficacité des technologies disponibles et un retour d'expérience laissant augurer une maîtrise possible des conditions d'exploitation pour permettre une maîtrise efficace des risques environnementaux.

### ***... mais de sérieux doutes sur les possibles risques et impacts environnementaux***

De sérieuses questions exprimées par l'opinion publique émergent sur les potentielles conséquences environnementales d'une exploitation de ces ressources. Ces questions et critiques trouvent pour partie leur origine dans le retour d'expérience nord-américain. Sur les dizaines de milliers de puits d'extraction forés aux Etats-Unis, plusieurs exemples de situations accidentelles (fuites de gaz, pollution des nappes, etc.) ont en effet été mis en évidence et fortement médiatisés.

Si certaines de ces questions mettent en doute quelques-uns des avantages cités plus haut, elles se cristallisent toutefois généralement autour de la technique de fracturation hydraulique :

- pour ce qui concerne le coût, la rentabilité économique ne semble devoir être garantie que lorsque la zone de consommation est proche de la zone d'extraction et/ou qu'un réseau de transport des hydrocarbures déjà existant est situé à proximité (ce qui est bien plus fréquemment le cas aux Etats-Unis qu'en Europe). Par ailleurs, Certaines voix s'élèvent pour dire qu'investir dans ce type de ressource se fait inéluctablement au détriment du développement d'énergies renouvelables ;

---

<sup>3</sup> La perspective apparaît d'autant plus cruciale que les ressources en gaz conventionnels disponibles à l'échelle de la planète ne permettent plus de répondre aux besoins actuels que pour une période *a priori* inférieure à un siècle.

- pour ce qui concerne le caractère moins émetteur en CO<sub>2</sub>, diverses publications laissent penser que la contribution des différents éléments du processus d'exploitation (transport, substances, traitement...) et les possibles fuites de méthane sur l'ensemble de la chaîne<sup>4</sup> pourraient contrebalancer le caractère moins émissif de la combustion du gaz par rapport à celle du pétrole et du charbon ;
- le procédé d'exploitation exige le recours à de grandes quantités d'eau injectées dans le sous-sol et très partiellement récupérées (qui plus est contaminées par les adjuvants chimiques et éléments minéraux ou organiques résultant du lessivage des terrains) ;
- si le processus n'est pas parfaitement maîtrisé, il existe des risques de migration des contaminants dans l'environnement susceptibles d'altérer les ressources environnantes en eau potable ;
- l'exploitation des GHRM est susceptible d'induire des risques ou nuisances sur l'environnement, les travailleurs ou les populations alentours. Ces risques peuvent être accidentels (fuites, explosion), environnementaux (contamination des sols ou aquifères, impact paysager, occupation de l'espace) ou sanitaires (pollution de l'air, consommation d'eau contaminée...).

### **Les risques environnementaux, enjeu majeur du débat**

Au regard de la sensibilité du débat engagé, le bien-fondé du développement de l'exploitation des ressources de type gaz ou huile de schiste sur le territoire français nécessitera que les principales interrogations relayées par la société civile puissent trouver des réponses factuelles et précisément renseignées. Parmi ces interrogations, on en retiendra particulièrement deux.

La première concerne le bilan environnemental global de la filière (non seulement le bilan carbone mais également les conséquences sur l'usage de l'eau et des terrains de surface, le coût des traitements et des éventuelles nuisances à long terme, etc.). Les avis diffèrent considérablement sur le sujet et se basent sur peu d'analyses systémiques précises et quantifiées. On ne peut, de fait, que conseiller que ce bilan global soit établi avec le plus de transparence et de clarté possible afin de mettre en évidence le bien fondé économique (ou non) de l'exploitation de cette nouvelle ressource énergétique.

La seconde interrogation, qui cristallise les débats, renvoie aux risques environnementaux. Sur ce point, l'ensemble des protagonistes s'accordent à dire que c'est un sujet d'importance, à prendre très au sérieux. Mais là où les partisans arguent du fait que, si la filière est appliquée avec rigueur et compétence, ces risques peuvent être maîtrisés, les opposants considèrent qu'une telle certitude n'est pas raisonnablement défendable et que les éventuelles conséquences en cas de défaillance sont trop importantes pour accepter de prendre le risque.

L'INERIS n'a pas vocation à se prononcer sur le bien fondé ou non de l'exploitation de telle ou telle ressource. Sa mission est de mettre à la disposition des pouvoirs publics ou des industriels concernés un savoir faire en termes d'évaluation et d'aide à la maîtrise des risques environnementaux induits par des procédés industriels. Il dispose d'une forte expertise en ouvrages souterrains (mines, cavités et stockages) et de fortes compétences en mécanique des roches, en transfert de substances dans les sols et en conséquences environnementales et sanitaires de possibles pollutions du milieu environnant. La suite de la communication dresse quelques-unes des pistes de recherche possibles sur le sujet.

---

<sup>4</sup> A quantité égale, le méthane étant nettement plus défavorable au CO<sub>2</sub> en termes de contribution à l'effet de serre.

## Maîtriser les effets sur le massif rocheux

Le risque principal lié au procédé de fracturation hydraulique concerne les fuites potentielles de divers contaminants (gaz, eau souillée) vers le milieu environnant (nappes phréatiques, surface, écosystèmes). A ce titre, deux zones fondamentales méritent d'être plus particulièrement prises en compte.

- 1- La première concerne les forages d'injection. Ces ouvrages constituent un point névralgique du complexe d'exploitation. Ce sont en effet eux qui traversent les différents aquifères, notamment les moins profonds qui sont aussi généralement les plus valorisés en termes de ressource en eau. Ces ouvrages peuvent être globalement assimilés à des forages pétroliers classiques, généralement bien maîtrisés par les exploitants. Ils ne constituent pas, de ce fait, un véritable « verrou scientifique » nécessitant des développements scientifiques poussés. Il n'en demeure pas moins que, sur la base des retours d'expériences d'incidents, l'United States Environmental Protection Agency identifie clairement l'étanchéité des forages comme un facteur clé de prévention des fuites (EPA, 2011). Cette crainte est également partagée dans les différents domaines de stockage souterrain : celui de gaz naturels et d'hydrocarbures, le stockage de déchets radioactifs et le stockage de déchets toxiques. Dans tous les cas, les ouvrages d'accès verticaux (puits et forages) constituent la principale voie de transport de produits stockés ou de contaminants.

Deux éléments clés d'un forage contribuent à son étanchéité. Les « casings » ou tubages sont constitués de tubes d'acier qui permettent d'éviter la fermeture du forage par pression des terrains mais également d'isoler ce dernier des formations géologiques environnantes. La « cementing » ou cimentation permet de solidariser les casings aux parois du forage par l'injection de coulis en périphérie extérieure des tubages et d'assurer l'étanchéité de l'ouvrage. Si les tubages exigent un dimensionnement leur permettant de résister aux contraintes et pressions aussi bien externes (poussée des terrains) qu'internes (pression du fluide d'injection), c'est souvent la cimentation qui constitue le facteur le plus sensible. Une attention toute particulière doit ainsi être portée à la nature du ciment (au regard notamment des produits chimiques utilisés pour l'injection), à sa mise en place effective (permettant de s'assurer d'une bonne adhérence aux matériaux d'interface) et à son comportement dans le long terme, y compris durant la phase d'abandon.

Les conditions de réalisation, d'exploitation et de suivi des forages sont régies par une réglementation spécifique (on citera, à titre d'exemple pour la France, le Code Minier ainsi que le titre forage du Règlement Général des Industries Extractives « RGIE »). Une mise à jour de ce titre forage est actuellement en phase d'initiation. Il nous semble souhaitable qu'elle intègre une dimension « hydrocarbures non conventionnels », pour bien définir les conditions spécifiques requises en cas de recours à la fracturation hydraulique.

- 2- La seconde zone d'intérêt concerne le secteur géographique au sein duquel se développent les fractures, à savoir en périphérie de la zone d'injection (figure 1). Au regard des profondeurs de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère (généralement supérieures à 1000 m), les fractures induites par le procédé se développent principalement dans le plan vertical<sup>5</sup>. Pour rentabiliser

---

<sup>5</sup> L'initiation et la propagation des fractures sont régies par la « mécanique de la rupture » qui indique que ce phénomène est gouverné par l'état de contraintes naturelles régnant dans le massif. Plus précisément, la fracturation se propage dans la direction perpendiculaire à la contrainte principale mineure. Or, les mesures de contraintes in situ réalisées en France et à l'étranger montrent qu'au-delà d'une certaine profondeur, les contraintes principales extrêmes (majeure et mineure) sont horizontales tandis que la contrainte verticale est

l'exploitation tout en limitant les risques, il convient que les fractures se développent sur des distances et surfaces suffisamment importantes tout en évitant qu'elles ne se propagent jusqu'à des discontinuités (failles, discordances) susceptibles d'autoriser la mise en communication des fluides de production avec des couches plus perméables.

L'optimisation du procédé de fracturation des terrains passe notamment par une meilleure compréhension et maîtrise du mécanisme de fissuration des roches qui dépendent étroitement du champ de contraintes régnant dans le massif ainsi que du comportement rhéologique de ce dernier. **L'analyse d'échantillons rocheux en laboratoire, la mesure in situ de champs de contraintes et le développement de modèles numériques** permettant d'étudier les phases d'initiation et de propagation des fissures constituent **des pistes de développement prioritaires**.

On s'attachera également à privilégier le recours à des **outils de surveillance de la fracturation**, en particulier la **technique d'écoute microsismique passive** qui consiste à **détecter puis à localiser les foyers des « micro-séismes »** induits par le développement des fissures dans le sous-sol (figure 2). Cette technique, qui a déjà fait ses preuves dans divers types d'exploitation du sous-sol (mines, géothermie, stockage de gaz) permet en effet de suivre l'évolution dans l'espace et dans le temps de l'initiation et du développement de fissures au sein d'un massif rocheux sollicité par le processus de fracturation hydraulique. Il est ainsi possible de s'assurer que le procédé est confiné au sein d'un espace bien maîtrisé et ne risque pas de s'étendre trop près des limites de la couche imperméable ou de discontinuités majeures recensées dans la phase de caractérisation du gisement.

Dans le contexte du suivi de l'exploitation de gaz ou d'huiles de roche-mère, compte tenu de la profondeur d'exploitation, un réseau, même dense d'écoute avec des géophones de surface ne permettrait pas d'offrir une précision suffisante en terme de localisation. Il faudra donc privilégier l'installation de sondes à proximité de la zone de fracturation en profitant des puits d'exploration et d'exploitation.

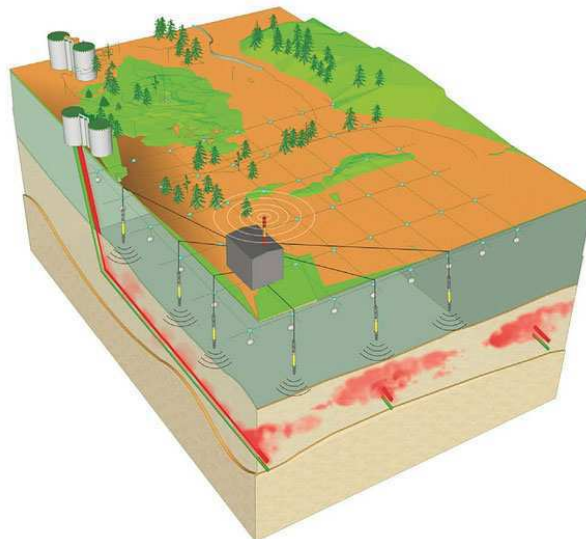


Figure 2 : Principe de suivi microsismique d'une exploitation par fracturation hydraulique (source CGGVeritas)

---

intermédiaire. Il en résulte donc que la fracturation hydraulique conduit en principe à des fractures verticales. Il n'en demeure pas moins que, localement, la direction de la fracturation peut changer du fait d'hétérogénéités en particulier aux interfaces des roches à fort contraste de propriétés mécaniques ou en contact avec des discontinuités. Ainsi, une fracture verticale rencontrant, au cours de sa propagation, une interface horizontale (anthropique ou naturelle) peut, sous certaines conditions, poursuivre sa progression le long de cette nouvelle interface.

Enfin, on gardera en mémoire que si les microséismes générés, à l'échelle locale, par la propagation de fissures résultant du procédé d'injection sont sans effet sur les terrains de surface (magnitudes généralement négligeables), le cumul de petites perturbations du massif induites par le procédé peut, dans certaines circonstances très particulières, générer une redistribution des contraintes susceptibles de donner lieu à **une « sismicité induite »**. Plusieurs cas ont ainsi été mis en évidence au Texas, en Arkansas et très récemment (mai 2011) dans la région de Blackpool (Grande-Bretagne). La magnitude de ce type de secousses est très variable et, si une très large majorité s'avère inférieure à 2, quelques cas font état de valeurs supérieures (2,3 à Blackpool et jusqu'à 4,0 en Arkansas).

La prédiction du déclenchement possible de phénomènes de sismicité induite et, à plus forte raison, des caractéristiques associées (lieu et période de survenue, magnitude, fréquence et vitesse ondulatoires, possibles effets de site) est une opération extrêmement délicate du fait des nombreuses incertitudes pesant sur les caractéristiques des massifs rocheux. Elle exige une bonne connaissance des conditions géologiques et tectoniques en 3D du secteur d'exploitation, la présence d'un réseau de surveillance spécifiquement dédié à la détection et à la caractérisation de tels phénomènes et le développement d'outils numériques capables de prendre en compte la dimension dynamique des événements.

## **Maîtriser les impacts sur la ressource en eau**

Une très grande majorité des situations accidentelles répertoriées aux Etats-Unis a concerné la pollution des aquifères par des produits chimiques ou par le gaz libéré de la roche-mère. C'est d'ailleurs sur ce sujet crucial que l'EPA a lancé un programme pluri-annuel de recherche, analyse et développement.

Dès lors que l'étanchéité des forages d'injection (au sein desquels circule le fluide injecté ou celui extrait) ou de la couche-mère prise dans son ensemble (combinaison de chemins d'écoulement souterrains : fissures, failles, joints de stratification, couches perméables) fait défaut, il existe un risque de migration des fluides injectés ou présents dans le massif vers les aquifères sus-jacents.

Une partie de l'eau injectée, mais également des adjuvants chimiques, peut alors migrer dans le sous-sol pour rejoindre des cibles sensibles telles que les aquifères d'eau douce moins profonds que la roche-mère. A ceci peut également s'ajouter du gaz libéré par le processus de fracturation ainsi que diverses substances qui peuvent être mises en solution du fait des interactions physico-chimiques entre le fluide injecté et le massif rocheux (éléments traces métalliques, radionucléides, matières organiques, etc.).

Dans tous les cas, même en l'absence de fuites en milieu souterrain, **les effluents extraits doivent être traités en surface avant d'être rejetés dans le milieu environnant**. Ceci peut être à l'origine de risques de défaillance pour ce qui concerne le stockage, la manutention et le transport de fluides souillés, générant, de fait, **des risques de contamination du milieu par des écoulements de surface**.

L'une des priorités est donc de maîtriser au mieux l'emploi d'additifs chimiques afin **d'interdire le recours à des substances potentiellement dangereuses pour l'homme et les écosystèmes** (notamment les substances cancérigènes, mutagènes et repro-toxiques). Une analyse fine des produits envisagés par les exploitants, en termes de volume, de nocivité/toxicité, de réactivité (produits entre eux, sur les terrains et sur les éléments du forage) doit donc être entreprise de manière anticipée à toute exploitation, **conformément au règlement REACH**.



A ce titre, des réflexions en termes d'interdiction ou de substitution des substances les plus critiques sont à mener. Pour ce faire **une transparence totale est requise sur la nature des fluides injectés**, ce qui n'était pas le cas à l'origine aux Etats-Unis, les exploitants bénéficiant de clauses de confidentialité sur la nature des additifs utilisés (Tableau 1).

Tableau 1. Composants chimiques apparaissant le plus souvent dans les produits de fracturation hydraulique, entre 2005 et 2009 (source US House of Representatives, April 2011).	
<b>Composant chimique</b>	
Methanol (Methyl alcohol)	<a href="#">Alcool méthylique</a>
Isopropanol (Isopropyl alcohol, Propan-2-ol)	<a href="#">Alcool isopropylique</a>
Crystalline silica - quartz (SiO <sub>2</sub> )	<a href="#">Silice cristalline, quartz</a>
Ethylene glycol monobutyl ether (2-butoxyethanol)	<a href="#">Butoxy-2 éthanol</a>
Ethylene glycol (1,2-ethanediol)	<a href="#">Éthylène glycol</a>
Hydrotreated light petroleum distillates	<a href="#">Distillats de pétrole, fraction légère hydrotraitée (C9-C16)</a>
Sodium hydroxide (Caustic soda)	<a href="#">Soude caustique</a>

Dans le même ordre d'idée, une analyse prévisionnelle de la nature et des teneurs des éléments traces d'origines minérale ou organique lixiviés de la roche-mère puis mis en solution (du fait d'un équilibre géochimique rompu par l'injection du fluide de fracturation) doit être menée avec précaution dans les effluents extraits. Il convient en effet de définir et de dimensionner les techniques de traitement des effluents les plus adaptées afin d'éviter de rejeter dans le milieu environnant des substances non identifiées au préalable. Pour ce faire des analyses précises de la nature des roches réservoirs devront être entreprises et des modélisations géochimiques dynamiques envisagées pour progresser dans la compréhension des phénomènes attendus. A ce titre, **des méthodes alternatives à la fracturation hydraulique** (utilisant du GPL ou d'autre gaz comme fluide d'injection, fracturation thermique ou par arcs électriques...) **méritent d'être étudiées** afin de limiter autant que possible l'impact sur la ressource en eau ainsi que la lixiviation des terrains par rapport à l'utilisation d'un fluide aqueux.

De manière générale, des travaux de **modélisation des phénomènes de transfert réactif** au sein de la roche-mère ou dans les horizons sus-jacents devront être engagés, en s'appuyant sur une **caractérisation préalable des environnements géologique et hydrogéologique des sites pressentis**. Ils permettront en particulier d'identifier les principaux scénarios de risque, et de définir l'influence possible de failles, d'autres discontinuités ou ouvrages anthropiques environnants.

Comme pour le suivi de la fracturation du massif, **le recours à de la surveillance s'avère essentiel pour détecter tout signe précurseur qui pourrait laisser présager un dysfonctionnement du système**. Ce processus passe par l'établissement de « lignes de base » permettant d'établir un « état zéro » **préalable à l'exploitation** et rendant possible une interprétation en termes de modification des caractéristiques initiales du milieu. Si la démarche s'avère classique pour ce qui concerne les aquifères superficiels, elle se révèle plus délicate dans le cas d'aquifères profonds pour lesquels les conditions de prélèvement et d'analyse des échantillons peuvent nécessiter le perfectionnement des technologies classiquement disponibles. La **détection de migration de gaz**, en profondeur ou en surface mérite également d'être systématisée dans l'emprise des travaux, et ce pour les différentes étapes de l'exploitation (état zéro, pendant l'exploitation, après l'arrêt).

## **Limitier les risques et impacts liés aux installation et usages de la surface**

Comme toute exploitation pétrolière, l'extraction d'hydrocarbures requiert le déploiement d'installations de surface destinées notamment aux activités de forage ainsi qu'à celles de collecte, de stockage, de traitement et de transport des fluides (figure 3).

La spécificité de l'extraction des hydrocarbures non conventionnels résulte principalement dans l'existence d'installations de mélange et d'injection, sous haute pression, de fluides comportant divers produits chimiques. La présence d'installation de traitement et de stockage des effluents constitue une autre spécificité. Une **adaptation des mesures de prévention des risques** à ces spécificités devra donc être engagée, aussi bien pour ce qui concerne les risques et impacts potentiels sur les hommes (travailleurs et riverains), les biens, les activités humaines et l'environnement.



Figure 3 : Exemple de site d'exploitation de GHRM par fracturation hydraulique (source <http://news.discovery.com>).

Parallèlement, dans une **logique d'analyse intégrée de la chaîne de production**, il conviendra d'identifier l'ensemble des impacts potentiellement induits par la filière pour mieux maîtriser leurs effets sur le milieu environnant. Parmi eux, on citera l'impact de l'activité sur la qualité de l'air ambiant (fuites de méthane, production de SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, voire de benzène), les nuisances sonores et olfactives, la circulation d'engins, l'impact paysager et la limitation d'usage des terrains nécessaires à l'exploitation. Ces différents sujets ne constituent pas une priorité en termes de développement de connaissances dans une première phase de l'analyse. Ils ne doivent pas pour autant être négligés dans une logique d'évaluation intégrée de la filière et de définition de mesures d'atténuation et de prévention adaptées.

## Perspectives

L'accompagnement du développement industriel dans une perspective de développement durable implique une capacité à maîtriser et à prévenir les risques, notamment émergents. Ceci permet d'éviter que des activités porteuses, en termes économique et stratégique, ne se révèlent, à terme, dommageables pour la sécurité ou la santé des personnes ou la protection de l'environnement faute d'analyse systémique préliminaire.

Cette démarche de prévention constitue le cœur de la mission de l'INERIS qui s'attache à comprendre, prévoir et maîtriser les phénomènes et mécanismes, notamment physico-chimiques, potentiellement induits par l'activité industrielle. Son objectif est d'accompagner, dès l'amont, les innovations technologiques afin de les rendre propres et sûres.

Sur le sujet des gaz et huiles de roche-mère, l'Institut fournit son appui aux pouvoirs publics, aux collectivités mais également aux industriels. Ses capacités de recherche et d'expertise contribuent notamment à développer des référentiels permettant de garantir le développement de technologies complexes dans une logique de maîtrise des risques et nuisances.

Les travaux portant sur la thématique des gaz et huiles de roche-mère sont menés en partenariat avec d'autres organismes français ou étrangers (Canada, Royaume-Uni et Pologne notamment). Ils exigent en effet une mise en commun des compétences mais également des données disponibles. A ce titre, **l'accès à des informations précises pour mener à bien un retour d'expérience détaillé sur les défaillances observées aux Etats-Unis serait de toute première importance pour la communauté scientifique française.**

Dans le même ordre d'idée, l'accès à des « données de terrain », seules capables de caler les modèles numériques développés pour restituer au mieux le comportement du massif et des fluides qui y circulent, apparaît indispensable pour fournir un avis circonstancié sur la faisabilité et la pertinence de telle ou telle technique d'exploitation. Cet accès aux données peut s'envisager sous la forme d'une expérimentation à fins scientifiques, dont le pilotage et la définition des objectifs pourraient être encadrés par l'ensemble des parties prenantes (mission de la commission en attente de nomination). A plus courte échéance, il peut également s'appuyer sur les forages profonds réalisés dans le bassin parisien afin de mieux caractériser les caractéristiques géologiques, structurales et hydrogéologiques des secteurs potentiellement concernés.

Conscient de la forte sensibilisation du public sur les risques potentiellement induits par la filière « hydrocarbures de roche-mère », l'INERIS ambitionne de poursuivre son investissement sur la problématique de la maîtrise, dès l'amont, des risques et nuisances associés. Une mention explicite à cette problématique figure dans le nouveau contrat d'objectifs signé récemment entre l'Institut et l'Etat.

## Références

CGIET/CGEDD, 2011. Les hydrocarbures de roche-mère en France. Rapport provisoire. Avril 2011.

Didier, C., Ghoreychi, M., Toulhoat, P., 2011. La maîtrise des risques émergents : le cas des hydrocarbures non conventionnels. Responsabilité & Environnement. Annales des Mines, n°64, Octobre 2011.

EPA, 2011. Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. EPA/600/D-11/001/February 2011/www.epa.gov/research, 140 p.

Nature, 2011. « Should fracking stop ? ». vol 477. 15 September 2011, pp. 271-275.

Rapport BRGM-IFPEN-INERIS. Maîtrise des impacts et risques liés à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère : enjeux, verrous et pistes de recherche.

Tyndall center, 2011. Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts. A report by researchers at The Tyndall Centre University of Manchester, January 2011, 87 p.

United States House of Representatives. Committee on Energy and Commerce, 2011. Chemicals used in hydraulic fracturing. April 2011.