

La maîtrise des risques émergents : le cas des hydrocarbures non conventionnels

On qualifie d'« émergents » les risques induits par le développement d'une activité industrielle susceptible de provoquer à terme des effets néfastes sur l'environnement et la santé des personnes. De tels risques résultent souvent de l'essor de nouvelles technologies, mais ils peuvent également découler de pratiques usitées de longue date, mais dont le danger « émerge » plus ou moins soudainement du fait de nouvelles connaissances scientifiques ou de l'évolution de la perception qu'en a le public.

Ainsi, la perception de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, mise en œuvre depuis plus d'une décennie aux Etats-Unis, comme un risque émergent sur le territoire français relève sans nul doute de cette dernière catégorie. De sérieuses questions, fortement relayées par la société civile et les pouvoirs publics, sont en effet soulevées à propos des conséquences environnementales de l'exploitation de cette ressource.

Par Christophe DIDIER, Mehdi GHOREYCHI et Pierre TOULHOAT*

Ces questions 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 phréatiques, etc.) ont été mis en évidence et fortement médiatisés, notamment au travers du documentaire *Gasland*, qui illustre les impacts environnementaux du procédé d'extraction lorsque celui-ci n'est pas parfaitement maîtrisé.

Dès lors qu'un développement industriel semble pouvoir présenter des risques mal connus (quand bien même cela ne concernerait qu'un pourcentage très réduit des sites d'extraction et pourrait résulter de négligences de la part de certains opérateurs plutôt que d'une maîtrise déficiente de l'ensemble de la filière), il est fréquent d'assister à une forte opposition des populations et associations locales. Dans le cas de l'exploitation des gaz de schiste sur le territoire français, cette opposition s'est cristallisée autour de la technique mise en œuvre pour permettre l'accès à la ressource : la fracturation hydraulique [1].

La technique d'exploitation a en effet pour objectif principal de permettre l'accès au gaz piégé au sein de la roche-mère en fracturant la matrice rocheuse, pas assez perméable pour permettre la migration de fluides. Pour ce faire, les exploitants s'appuient sur la technique de la fracturation hydraulique, qui consiste à injecter dans le sous-sol de l'eau à des pressions suffisamment élevées

pour induire la fracturation du massif rocheux. Dans la pratique, on ajoute à l'eau du sable fin (ou des microbilles de céramique) afin de maintenir ouvertes les fissures créées par la pression, ainsi que divers additifs chimiques (dissolvants, lubrifiants, biocides) facilitant la production de gaz. Afin d'accéder aux « zones ressources » qu'il convient de fracturer, des puits verticaux sont forés, souvent prolongés par un ou plusieurs forages horizontaux réalisés au sein de la couche-réservoir. L'extension des fractures induites étant généralement limitée, il est nécessaire de forer plusieurs puits pour exploiter un gisement, même peu étendu.

Lorsque le procédé n'est pas convenablement mis en œuvre, la filière d'exploitation des hydrocarbures de roche-mère par fracturation hydraulique peut générer divers risques et nuisances. Pour simplifier, on regroupera ces principaux impacts en trois catégories :

- ✓ les impacts non maîtrisés sur le massif rocheux (étanchéité des forages, extension et orientation des fissures, sismicité induite...);
- ✓ la pollution des nappes phréatiques du fait de la migration non maîtrisée de contaminants (gaz, produits chimiques injectés, minéraux lixiviés...) dans l'environnement ;
- ✓ les risques et impacts liés aux installations et aux usages de la surface (traitement des effluents, stockage et transport des produits, impacts sur le paysage...).

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 deux principales interrogations relayées par la société civile puissent trouver des réponses factuelles et précisément renseignées.

La première concerne le bilan environnemental global de la filière (bilan carbone [2], conséquences sur l'usage de l'eau et des terrains de surface, coût des traitements et des éventuelles nuisances à long terme, etc.), qu'il conviendra d'établir avec le plus de transparence et de clarté possible afin de mettre en évidence l'éventuelle pertinence de l'exploitation de cette nouvelle ressource énergétique.

La seconde interrogation exige que des travaux de recherche et développement (analyse des risques, adaptation/développement de techniques d'exploitation ou de surveillance, etc.) soient menés dès l'amont afin de définir un cadre strict permettant de garantir une maîtrise optimale des risques sanitaires et environnementaux.

C'est ce dernier objectif qui fait l'objet du présent article.

Maîtriser les effets de la fracturation sur le massif rocheux

Le risque principal lié au procédé de fracturation hydraulique qu'il convient d'évaluer avec précision concerne les fuites potentielles de divers contaminants (gaz, eau souillée) vers différents compartiments du milieu environnant (nappes phréatiques, surface, écosystèmes). A ce titre, deux zones fondamentales méritent d'être prises en compte avec une attention particulière.

✓ La première de ces zones est celle des forages d'injection. Ces ouvrages constituent un point névralgique du complexe d'exploitation. Ce sont en effet eux qui sont en contact direct avec les différents aquifères, notamment les moins profonds qui sont aussi généralement les plus sensibles en termes de valorisation de la ressource en eau. Ces ouvrages sont des forages pétroliers classiques, généralement bien maîtrisés par les exploitants et ne constituant pas, de ce fait, un véritable « verrou scientifique » nécessitant des développements novateurs. Il n'en demeure pas moins que sur la base de retours d'expériences d'incidents, l'US-EPA (*United States Environmental Protection Agency*) identifie clairement l'étanchéité des forages comme étant un facteur clé de prévention des fuites [3]. Cette préoccupation est également de mise en ce qui concerne les différents stockages souterrains : stockage de gaz naturels et d'hydrocarbures, stockage de déchets radioactifs et stockage de déchets toxiques. Dans tous les cas, les ouvrages d'accès verticaux (puits et forages) constituent la principale voie de transport des produits stockés ou d'éventuels contaminants.

Deux éléments clés d'un forage contribuent à son étanchéité. Les « casings » (ou tubages) sont constitués de tubes d'acier permettant non seulement d'éviter la fermeture du forage sous la pression des terrains, mais également d'isoler le forage des formations géologiques envi-

ronnantes. La « cementing » (ou cimentation) permet de solidariser les casings avec les parois du forage par l'injection de coulis en périphérie extérieure des tubages, et de parfaire ainsi l'étanchéité de l'ouvrage. Si les tubages exigent un dimensionnement leur permettant de résister aux contraintes et aux pressions tant 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 employé (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 à long terme, y compris après l'abandon du forage.

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)). Dans l'éventualité d'un développement de l'activité « hydrocarbures non conventionnels », une mise à jour de ce titre « forage » s'avèrerait souhaitable (recommandation du rapport de la mission d'inspection CGIET-CGEDD) en vue d'intégrer les spécificités liées à la technique de la fracturation hydraulique.

✓ La seconde zone devant retenir notre intérêt est le secteur géographique au sein duquel se développent les fissures, à savoir en périphérie de la zone d'injection. Au regard des profondeurs auxquelles s'effectue l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère (voisines des 1 000 mètres, voire supérieures), les fractures induites par le procédé se développent principalement dans le plan vertical (1). Pour rentabiliser l'exploitation tout en limitant les risques, il convient que les fractures se développent sur des distances et des 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 géologiques plus perméables.

L'optimisation du procédé de fracturation des terrains passe notamment par une meilleure compréhension et une meilleure maîtrise du mécanisme de fissuration des roches, qui dépend 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 voies de développement prioritaires. On privilégiera également le recours à des outils de surveillance de la fracturation, en particulier la technique d'écoute micro-sismique passive qui consiste à détecter, puis à localiser les foyers des « microséismes » induits par le développement des fissures dans le sous-sol. Il est ainsi possible de s'assurer que le procédé est confiné au sein d'un espace bien maîtrisé.

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 très faibles), le cumul de petites perturbations du massif induites par le procédé peut (dans certaines circonstances très particulières) générer une redistribution des contraintes qui est susceptible de générer une activité de « sismicité induite ». Plusieurs cas ont ainsi été mis en évidence au Texas, dans l'Arkansas et, très récemment (mai 2011), dans la région de Blackpool, en Grande-Bretagne. La magnitude de ce type de secousses est très variable et, si celle d'une très large majorité d'entre elles s'avère inférieure à 2 degrés sur l'échelle de Richter, elle a pu s'avérer supérieure dans quelques cas (2,3 à Blackpool et jusqu'à 4, dans l'Arkansas).

La prédiction du déclenchement possible de phénomènes de sismicité induite et *a fortiori* celle des caractéristiques associées (lieu et période de survenue, magnitude, fréquence et vitesse ondulatoires, possibles effets de site) est une opération 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 pluriannuel de recherche, analyse et développement.

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

Une partie de l'eau injectée, et aussi une partie 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 cela peut également s'ajouter du gaz libéré par le processus de fracturation, ainsi que diverses substances (métaux à l'état de traces, radionucléides, matières organiques, etc.) qui risquent d'être mises en solution du fait d'interactions physico-chimiques entre le fluide injecté et le massif rocheux. Mais l'absence de fuites en milieu souterrain ne suffit pas pour garantir l'absence de pollution de la ressource en eau : les effluents extraits doivent bien entendu être trai-

tés en surface, avant leur rejet dans le milieu environnant. Cette nécessité peut être à l'origine de risques de défaillance en matière de stockage, de manutention et de transport de fluides souillés, susceptibles de générer des risques de contamination du milieu par des écoulements de surface.

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, les substances mutagènes et les substances repro-toxiques). Une analyse fine des produits envisagés par les exploitants en termes de volume, de nocivité/toxicité, de réactivité (des produits entre eux, des produits avec les terrains et avec les éléments du forage) devra donc être entreprise, conformément au règlement Reach. A ce titre, des réflexions en termes d'interdiction ou de substitution des substances les plus critiques sont à envisager. 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).

Dans le même ordre d'idée, une analyse prévisionnelle de la nature et des teneurs des éléments traces d'origine 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 précautionneusement 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 qui n'auraient pas été identifiées au préalable. Pour ce faire, des analyses précises de la nature des roches-réservoirs devront être entreprises et des modélisations géochimiques dynamiques envisagées afin de progresser dans la compréhension des phénomènes attendus. A ce titre, certaines alternatives à la fracturation hydraulique (utilisant, par exemple, du GPL comme fluide d'injection) méritent une attention particulière. En effet, elles présentent *a priori* l'avantage de limiter 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. Ces travaux permettront en particulier d'identifier les principaux scénarios de risque et de définir l'influence possible de failles et de discontinuités naturelles, ou d'ouvrages anthropiques environnants.

Comme pour le suivi de la fracturation du massif, le recours à une surveillance s'avère également 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 modifica-

tion 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 disponibles. La détection de migrations 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 son arrêt).

Limiter les risques et les impacts liés aux installations et aux usages de la surface

Comme toute exploitation pétrolière, l'extraction d'hydrocarbures par fracturation 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. La spécificité de l'extraction des hydrocarbures non conventionnels résulte principalement de l'existence d'installations de mélange et d'injection sous haute pression de fluides comportant divers produits chimiques. La présence d'installations de traitement et de stockage des effluents constitue une autre spécificité. Une adaptation des mesures de prévention des risques à ces quelques spécificités devra donc être engagée en ce qui concerne les risques et les impacts potentiels tant sur les hommes (travailleurs et riverains) que sur les biens, les activités humaines et l'environnement.

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 afin de mieux en maîtriser les effets sur le milieu environnant. Parmi ceux-ci, on citera l'impact de l'activité sur la qualité de l'air ambiant (fuites de méthane, production de SO_x, de NO_x, 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 problèmes ne constituent pas une priorité en termes de développement des connaissances dans une première phase de l'analyse. Ils ne doivent pas être négligés pour autant dans une logique d'évaluation intégrée de la filière et de définition des mesures d'atténuation et de prévention adéquates.

Perspectives

L'accompagnement de tout développement industriel dans une perspective de développement durable implique de se doter de la capacité d'en maîtriser et prévenir les risques émergents. Cela 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 pour la qualité de l'environnement.

Cette démarche de prévention constitue le cœur de la mission de l'INERIS, qui s'attache à comprendre, prévoir et maîtriser les phénomènes et les 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. En matière d'exploitation des gaz de schiste, comme sur bien d'autres sujets, (filière CO₂, nanotechnologies, batteries électriques, ondes électromagnétiques, chimie verte, etc.), l'Institut apporte son appui non seulement aux pouvoirs publics, mais aussi 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 des nuisances.

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

Dans le même ordre d'idée, l'une des suggestions du comité d'experts commun au CGIET et au CGEDD porte sur la nécessité de réaliser des travaux scientifiques sur site par le biais de forages largement instrumentés afin de mieux appréhender la réponse des terrains aux sollicitations induites par la fracturation hydraulique. Cette étape se révélera essentielle pour l'acquisition de connaissances et de données permettant de caler les modèles numériques développés afin de restituer au mieux les comportements du massif et des fluides qui y circulent. L'INERIS s'inscrit pleinement dans cette logique de développement d'un site « démonstrateur », tout comme dans celle, évoquée au début de cet article, portant sur la nécessité d'entreprendre rapidement un bilan environnemental global pour juger du bien-fondé économique et stratégique du développement de la filière. L'ensemble des parties prenantes pourraient être impliquées dans le pilotage de ces expérimentations.

Conscient de la forte préoccupation d'une partie de la population française sur les risques potentiellement induits par la filière « hydrocarbures de roche-mère », l'INERIS ambitionne de poursuivre son investissement dans la problématique de la maîtrise dès l'amont des risques et des nuisances associés. Une mention explicite à cette problématique figure d'ailleurs dans le nouveau contrat d'objectifs qui a été signé tout récemment entre l'Institut et l'Etat. Ces développements de connaissances prendront la forme, dans les mois et années à venir, de programmes de recherche ou d'appui conduits pour la Commission européenne, pour les pouvoirs publics ou pour les industriels.

Notes

* INERIS.

(1) 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 des 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 intermédiaire. Il en résulte 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.

Bibliographie

- [1] CGIET/CGEDD, *Les hydrocarbures de roche-mère en France*, Rapport provisoire, avril 2011.
- [2] Tyndall center, 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., 2011.
- [3] EPA, 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., 2011.