LE DÉVELOPPEMENT DU GAZ DE SCHISTE

l'air et la sismicité induite

(3e partie)

Evidemment les émissions fugitives reflètent la composition du gaz produit incluant les GES (méthane), des proportions variables de VOCs, des aromatiques comme le benzène et d'autres polluants comme le toluène, et parfois des contaminants comme H2S. Le gaz naturel produit à partir d'un puits de gaz dit humide sera plus riche en VOCs que celui produit à partir d'un puits de gaz sec. Il ne faut pas omettre également la contribution des émissions engendrées par les compresseurs alimentés au gaz naturel, les centres de compression et les unités de combustion qui produisent leur part de CO2, CO, NOx, VOCs, particules fines, hydrocarbures aromatiques, SO2 et H2S.

Les expériences montrent qu'un bon nombre de sites présentent des volumes d'émissions fugitives relativement faibles mais lorsque celles-ci sont prises à l'échelle régionale sur des milliers de plateformes, elles peuvent conduire à des quantités substantielles pouvant impacter la qualité de l'air. Il est donc important de contrôler au mieux toutes ces fuites et d'en réduire les quantités produites toutes les fois que cela est possible pour en limiter les impacts sur la qualité de l'air et la santé des populations proches des périmètres d'exploitation.

Pour évaluer les impacts des énergies non conventionnelles sur l'atmosphère tant à l'échelle locale que globale, les managers de la qualité de l'air doivent disposer d'informations sur la composition, le volume et les sources à l'origine des émissions. Deux approches sont utilisées :

- (1) inventaires des émissions et leur modélisation ;
- (2) mesures atmosphériques.

Les inventaires des émissions s'appuient généralement sur des profils de composition chimique pour estimer les émissions totales de VOCs à partir de catégories de sources individuelles dans un champ de production donné. Ces profils moyens sont dérivés d'un nombre restreint d'analyses de la composition du pétrole et gaz naturel locaux bruts ou de condensat liquide, de modèles de compositions chimiques des vapeurs émises dans les déshydrateurs et les réservoirs de stockage de pétrole ou condensat liquide, ou encore des profils d'émissions par défaut des échappements de moteur fournis par l'EPA ou d'autres sources. A l'opposé de ces estimations à caractère général sur la base d'inventaires, des mesures détaillées de la composition chimique de l'air dans les bassins de pétrole et de gaz naturel sont de plus en plus pratiquées. Ce sont ces mesures qui ont révélé des concentrations accrues de méthane, de plus de 20 autres hydrocarbures et de substances toxiques atmosphériques autour des sites de production d'huiles et gaz non conventionnels aux Etat-Unis. Ces dernières incluent parfois du H2S, du méthanol, des alcanes à poids moléculaire élevé, des composés suspectés à l'origine de cancers ou d'autres effets sur la santé et des aromatiques dont les BTEX (benzène, toluène, éthyle-benzène et xylène). Dans la contrée de Garfield du Colorado, l'analyse d'échantillons d'air a permis de détecter cette catégorie d'hydrocarbures potentiellement toxiques dans un périmètre de moins de 150 m autour des platesformes de puits durant les opérations de reflux. Ces concentrations ont été attribuées aux émanations de gaz en provenance d'eaux de reflux stockées dans des réservoirs ouverts. Si on se fonde sur les données de l'industrie de 2006, la fraction volatile brûlée ou lâchée dans l'air et due à la production de gaz naturel dans les territoires fédéraux des Etats-Unis est estimée entre 0,34% et 5%. En Pennsylvanie, les estimations des émissions de NOx, VOCs, particules fines et SO2 à partir du développement de gaz de schiste, sont mal contraintes et varient d'un facteur de 2 à 5 entre sites. Toutefois, les centres de compression alimentés au gaz naturel espacés de 80 à 160 km sont considérés comme les plus grandes sources d'émissions des polluants liés aux activités de pétrole et gaz en Pennsylvanie (>80% des VOCs, >50% des NOx, >60% des particules fines et 0 à 60% de SO2). Dans le bassin de Denver, dans le Colorado, l'inventaire officiel rapporte que plus de 6 000 réservoirs de stockage de pétrole et condensat sont responsables de plus de 70% des émissions de VOCs issus de toutes les sources locales.

Nonobstant, il est à noter que le développement du gaz de schiste a l'avantage de diminuer les émissions de certaines substances polluantes, en particulier lorsqu'il est utilisé pour la production de l'énergie. Il est pratiquement admis que le gaz brûlé pour produire de l'électricité ne génère que la moitié de la quantité de CO_2 libérée par la combustion du charbon pour le même but.

En pratique, on utilise un calcul empirique pour quantifier les émissions en cours sur la base du volume d'hydrocarbures extrait en barils que l'on multiplie par un certain nombre de coefficients. Ce volume est dans un premier temps multiplié par le principal facteur dit d'émissions incontrôlées issu d'un modèle de 2002 et dont la valeur est de 6,2 kg par baril de pétrole ou de condensat produit. Le résultat obtenu est ensuite multiplié par quatre coefficients : le facteur d'efficience du torchage (95%), le facteur de pénétration de la règle dans la région (92.56%) qui mesure la fraction des opérations où sont mises en œuvre les mesures d'atténuation prévues, le facteur d'efficacité de la règle (80%), le facteur d'efficacité du captage (75%, 25% des vapeurs sont lâchées dans l'air). Mais l'efficacité de cette méthode reste modeste : en mai 2012, des mesures aériennes donnent des valeurs pouvant aller jusqu'au double des estimations empiriques des émissions de VOCs dues aux activités du pétrole et gaz dans le bassin de Denver. Aux Etats-Unis, les émissions totales de méthane associées à l'extraction du gaz naturel à l'échelle régionale et nationale demeurent incertaines et font l'objet de recherches. Les estimations officielles par l'EPA donnent des taux annuels fluctuants sur la décennie écoulée, se situant entre 0,2% et 1,5% de la production nationale brute. Sur la base de mesures directes effectuées sur 190 sites de production de gaz répartis à travers les Etats-Unis, le taux national des émissions a été estimé à 0,42% de la production totale brute en 2011, légèrement inférieur au taux estimé par l'EPA (0,49%) en 2013. On a trouvé que les fuites au niveau des équipements et des dispositifs pneumatiques sur les sites de production constituaient les principales sources de méthane dans les opérations de production à l'échelle nationale. A l'opposé de ces mesures d'émissions ascendantes et aux estimations basées sur des inventaires, des mesures atmosphériques récentes par des méthodes aéroportées et sur de hautes tours, donnent des taux de fuite plus grands pour deux bassins de production de l'ouest des Etats-Unis.

Dans le bassin de l'Uinta, on estime que 55 000 ± 15 000 kg de méthane s'échappent dans l'atmosphère chaque heure, ce qui correspond à un taux de 6,2 à 11,7% de la production totale de gaz naturel dans la région alors qu'un taux de 4% est estimé pour le bassin de Denver. On voit bien que ces taux sont supérieurs à celui fourni par l'EPA en 2013 pour tous les systèmes de gaz naturel des puits jusqu'aux utilisateurs finaux. Nonobstant, il est à noter que le développement du gaz de schiste a l'avantage de diminuer les émissions de certaines substances polluantes, en particulier lorsqu'il est utilisé pour la production de l'énergie. Il est pratiquement admis que le gaz brûlé pour produire de l'électricité ne génère que la moitié de la quantité de CO_2 libérée par la combustion du charbon pour le même but.

Du coup, si les fuites de gaz sont maîtrisées et minimisées, les gains en termes de GES seront substantiels, notamment en tant que probable pont vers de futures énergies renouvelables. Approximativement, ce sont 1 à 3 kg de NOx et 2 à 10 kg de SO2 par mégawatt-heure produit qui sont émis par les centrales électriques au charbon et qui seront évités si celles-ci étaient alimentées au gaz naturel. Par ailleurs, au lieu de pratiquer le torchage des gaz lors de la phase de complétion, il est possible de les récupérer et de les envoyer dans les circuits de vente après l'opération de séparation eau/gaz dans les réservoirs de stockage des eaux de reflux.

C'est ce que l'on a convenu d'appeler «la complétion verte» qui devrait être mise en œuvre sur tous les puits à partir de 2015 aux USA. Cette opération limitera les rejets de gaz dans l'atmosphère, et particulièrement le méthane, et contribuera à la réduction partielle des gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

Développement du gaz de schiste et risque de sismicité induite

La sismicité associée à la fracturation hydraulique à grande échelle et à l'intensité de l'énergie d'extraction devient l'une des préoccupations de la recherche dans les pays à forte production d'hydrocarbures non conventionnels. En fonction du facteur à l'origine, on distingue :

- (1) la sismicité due à la fracturation hydraulique qui inclut rarement des séismes pouvant être ressentis par les populations et
- (2) la sismicité due à l'injection profonde des eaux usées qui génère parfois des séismes de plus forte énergie.

La réactivation des failles par la fracturation hydraulique et l'élimination des eaux usées peut être facilitée par l'augmentation de la pression des pores de la roche, réduisant ainsi la contrainte effective dans la zone de la faille. Ce phénomène permet à l'énergie stockée dans la roche d'être libérée plus facilement. Par ailleurs, l'injection des fluides de fracturation ou des eaux usées en profondeur peut croiser une zone de failles ou transmettre une onde de pression des fluides qui réduit la contrainte effective dans la zone. Ces deux phénomènes peuvent induire des séismes dans les sites de production. Bien que la sismicité ressentie attribuée à la fracturation hydraulique soit peu documentée, aucun séisme de magnitude supérieure à 4 n'a été rapporté. Dans les champs de Horn River Basin au Canada, des séismes de magnitude inférieure à 3,8 ont été rapportés récemment. Des séismes de moindre intensité (2,3 – 2,8) induits par la fracturation hydraulique ont été détectés en Oklahoma, aux Etats-Unis, et au Lancashire, en Angleterre. Dans certains cas, le ciblage direct par les opérations de failles dont les plans sont souvent associés à des zones de fractures hautement perméables pouvant accroître notablement les taux de production de gaz peut provoquer une certaine sismicité. Néanmoins, les cas de séismes rapportés et attribués à la fracturation hydraulique demeurent faibles, comparés aux autres facteurs déclencheurs anthropiques comme l'exploitation minière et la mise en eau des barrages. La sismicité induite associée à l'injection des eaux usées est rare mais génère des événements d'énergie plus élevée. De nombreux séismes ressentis accompagnent davantage l'injection d'eaux usées que la fracturation hydraulique. Entre 1967 et 2000, les géologues ont relevé un fond continu avec un taux d'occurrence de 21 séismes de magnitude Mw ≥ 3.0 par an dans le centre des Etats-Unis. A partir de 2001, avec la montée de la production de gaz non conventionnels, ce taux est passé progressivement à environ 100 séismes du même type, atteignant 188 pour la seule année 2011.

Les scientifiques de l'USGS attribuent l'augmentation de cette sismicité à l'injection profonde des eaux usées issues de l'exploitation du gaz et pétrole dans la région.

La magnitude des séismes attribués à cette injection est souvent supérieure à celle des séismes dus à la fracturation hydraulique et peut atteindre jusqu'à 5,7. Pour l'année 2011, des séismes de magnitude comprise entre 4 et 5,3 sont associés à l'injection profonde des eaux usées dans les localités de Youngstown, de l'Ohio, de l'Arkansas, du Texas, etc., le dernier étant attribué à l'élimination des eaux provenant de l'extraction de gaz de houille. Le séisme le plus puissant (Mw = 5,7) attribué à l'injection profonde d'eau à proximité d'un puits en cours de la fracturation hydraulique s'est produit près de Prague, en Oklahoma, en 2011, détruisant 14 habitations et blessant deux personnes. Cet évènement et deux autres de magnitude supérieure à 5 semblent avoir été déclenchés par un grand séisme de magnitude 8,8 qui s'est produit à Maule, au Chili.

Il semblerait que ce grand séisme ait débloqué des failles qui ont atteint le seuil de charge critique à la suite de l'injection localisée des eaux usées. Cette explication soulève la nécessité de comprendre davantage le processus de charge et de déclenchement de la sismicité induite dans de pareils cas.

En fin de compte, la sismicité induite par l'injection profonde des eaux usées est connue de longue date. Des évènements ressentis associés à ce type d'opérations sont rares mais peuvent atteindre des magnitudes suffisantes pour endommager des bâtiments et blesser des personnes. La probabilité de leur occurrence peut être réduite par les mesures élémentaires suivantes devant être observées lors de la fracturation hydraulique ou de l'injection profonde des eaux usées en volume important et sous de fortes pressions :

En fin de compte, la sismicité induite par l'injection profonde des eaux usées est connue de longue date. Des évènements ressentis associés à ce type d'opérations sont rares mais peuvent atteindre des magnitudes suffisantes pour endommager des bâtiments et blesser des personnes.

- (1) éviter l'injection de fluides dans des failles actives ou des failles dans des roches fragiles ;
- (2) limiter les taux d'injection pour réduire l'augmentation des pressions dans les pores ;
- (3) installer un réseau local d'enregistrement là où il y a un potentiel de sismicité ;
- (4) établir des protocoles alternatifs d'opérations à l'avance pour modifier les opérations en cas de déclenchement de sismicité ;
- (5) réduire les taux d'injection ou abandonner les puits si la sismicité venait à se déclencher.

I. A. Z.

*** Géophysicien département STU, université Mouloud-Mammeri de Tizi-Ouzou.**