

CRIIRAD

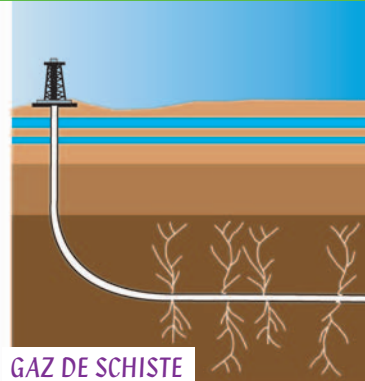
Commission de Recherche et d'Information
Indépendantes sur la Radioactivité

Bulletin d'information des adhérents de la CRIIRAD

Trait d'Union



MOBILISATION CONTRE
L'ARRETE DU 5 MAI 2009



GAZ DE SCHISTE



SIGNALISATION
DES RISQUES RADIOLOGIQUES



SYNDROME DES BALKANS

GAZ DE SCHISTE ET RADIOACTIVITE

Julien Syren

Dans un contexte de raréfaction des hydrocarbures classiques et de volonté d'indépendance énergétique des pays occidentaux, la ruée vers les ressources « non conventionnelles », partie d'Amérique du Nord, est en passe d'atteindre l'Europe.

Les multiples conséquences environnementales et sanitaires de l'extraction des hydrocarbures suscitent une forte inquiétude : en France, les projets d'exploration de gaz de schiste ont provoqué depuis quelques mois une mobilisation croissante relayée par les médias et dont vous avez probablement entendu parler.

La CRIIRAD présente dans cet article les risques peu connus d'exposition à la radioactivité causés par l'exploitation de ces réserves, que ce soit du fait des caractéristiques des roches exploitées ou des techniques de traçage employées pour l'étude des caractéristiques des gisements.

Le gaz de schiste : une exploitation en forte expansion

Depuis une vingtaine d'années, la production de gaz « non conventionnels » est en forte augmentation aux Etats-Unis. En 2009, elle représentait 55% de la production totale de gaz (31% pour le gaz de réservoir compact, 15% pour le gaz de schiste et 9% pour le gaz de houille¹). C'est le gaz de schiste qui connaît actuellement la plus forte expansion : sa production a été multipliée par plus de 10 entre 2000 et 2010². On estime que les réserves mondiales de gaz de schiste dépassent celles de gaz naturel

conventionnel³.

En France, des permis d'exploration d'hydrocarbures ont été accordés en 2010 sur plus de 10 000 km², principalement dans le sud-est (permis de Nant : 4 414 km², permis de Montélimar : 4 327 km², permis de Villeneuve de Berg : 931 km²), mais également en Franche-Comté (permis de Pontarlier, 1 470 km²), en Île de France, dans le Nord-Pas de Calais, ... Plusieurs demandes de permis sont par ailleurs en cours d'instruction (permis de Brignoles dans le Var, 6 781 km² ; permis de Cahors, 5 710 km² ; ...).

1. (B. Weymuller, « Les perspectives du "shale gas" dans le monde », Note de l'Ifri, décembre 2010, p.22.

2. Ibid., p.18.

3. Association Suisse de l'Industrie Gazière, « Le gaz de schiste : une nouvelle ressource de gaz naturel ? », Information de base.

Hydrocarbures « conventionnels » et « non conventionnels » : définitions

Les hydrocarbures sont des composés organiques composés essentiellement d'atomes de carbone et d'hydrogène. Les hydrocarbures fossiles, qui proviennent de la décomposition de matière organique entre deux couches sédimentaires, se trouvent sous forme gazeuse (gaz naturel), liquide (pétrole) ou solide (charbon). Ils représentent de loin la principale source mondiale d'énergie : en 2008, 81,3% de l'énergie primaire était fournie par l'ensemble pétrole (33,2%), charbon (27%) et gaz naturel (21,1%), contre 5,8% pour le nucléaire¹.

Il existe des réserves d'hydrocarbures « conventionnelles », facilement exploitables dans les conditions technico-économiques actuelles, et des réserves « non conventionnelles », situées dans des gisements plus difficilement exploitables car moins accessibles ou moins perméables. Dans le cas du gaz naturel, les principaux types de réserves « non conventionnelles » sont :

- le « gaz de houille », ou grisou, contenu dans les veines de charbon,
- le « gaz de réservoir compact », formé dans une roche mère comparable aux gisements conventionnels, mais ayant migré dans un réservoir compact et peu perméable ;
- le « gaz de schiste », piégé dans la roche mère peu perméable dans laquelle il s'est formé.

L'exploitation des réserves de gaz non conventionnelles a été rendue possible par la mise au point de nouvelles techniques d'extraction, combinant la fracturation hydraulique et le forage horizontal.

L'avantage de ces réserves provient du fait que les gaz issus de réservoirs « non conventionnels » ont une composition chimique très proche de celles des gisements conventionnels et sont facilement utilisables après leur extraction. Ce n'est pas le cas des pétroles ou huiles non conventionnelles (sables bitumineux, pétroles lourds, schistes bitumineux) : la transformation de ces réserves en produits commerciaux après leur extraction nécessite un traitement chimique lourd².

1. International Energy Agency, « 2010 Key World Energy Statistics ».

2. B. Weymuller, « Les perspectives du shale gas dans le monde », Note de l'IFRI, décembre 2010, p.4.

Radioactivité des formations exploitées ou traversées

Comme tous les constituants de la croûte terrestre, les gisements d'hydrocarbures contiennent des radionucléides naturels, comprenant principalement l'uranium 238 et ses descendants (dont le radium 226 et le radon 222), le thorium 232 et ses descendants (dont le radium 228), ainsi que le potassium 40.

La teneur en radionucléides des gisements d'hydrocarbures est variable, mais peut parfois être très élevée, lorsque des conditions physico-chimiques particulières ont favorisé la précipitation ou l'absorption, dans les roches en formation, de l'uranium et/ou du thorium contenus notamment dans les eaux⁴.

C'est le cas, par exemple en **Suède**, de schistes alunifères ou « alum shale » à partir desquels du pétrole et de l'uranium ont été produits au milieu du XX^{ème} siècle. Ces schistes ont également été exploités pour la fabrication de parpaings largement utilisés dans l'industrie du bâtiment, jusqu'à ce que l'on se rende compte que leur forte teneur en uranium entraînait une production importante de radon⁵. Le cas de la Suède, où la moitié des habitations construites dans les années 50 et 60 contenaient des parpaings en alum shale, a d'ailleurs contribué, dans les années 70, à la mise en évidence de l'importance du

risque lié au radon (deuxième cause de cancer du poumon après le tabac) dans l'habitat⁶.

On peut également citer les schistes noirs de Marcellus, qui font partie de l'un des 7 principaux gisements de gaz de schiste d'**Amérique du Nord**. L'United States Geological Survey (USGS) a analysé 4 échantillons de schistes de Marcellus issus de forages réalisés dans les états de New-York et de l'Ohio. L'activité massique en uranium 238 était de 3 à près de 30 fois plus élevée que la moyenne de l'écorce terrestre (40 Bq/kg).

Transfert de la radioactivité vers la surface

L'exploitation du gaz de schiste emploie la fracturation hydraulique. Cette technique consiste à injecter dans un puits, d'abord vertical puis horizontal (afin d'augmenter la surface de contact avec la couche exploitée), un fluide sous haute pression (composé d'eau et/ou d'air ainsi que d'additifs chimiques), de manière à fracturer la roche initialement compacte et peu perméable. Un « propant » (sable, microbilles de céramique, ...) est ensuite injecté dans les fractures afin d'éviter leur fermeture, puis le gaz issu des fractures est remonté à la surface par le pompage du fluide de fracturation.

Le processus d'extraction peut favoriser le transfert et la concentration des

4. R. Coppens, "La radioactivité des roches", Que sais-je, PUF, 1964.

5. J.J. Dyni, « Geology and resources of some world oil-shale deposits », USGS, Scientific investigations report 2005-5294.

6. G.A. Swedjemark, « The history of radon from a swedish perspective », Radiation Protection Dosimetry (2004), Vol. 109, N°4, pp. 421-426.

PERIMETRES DES TITRES MINIERS D'HYDROCARBURES

Situation au 1er janvier 2011

Source : Bureau Exploration Production des Hydrocarbures
www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/france_tm_01_2011.pdf

PERMIS DE RECHERCHES

- 1ère autorisation
- 1ère prolongation
- 2ème prolongation

Demandes en cours d'instruction

TITRES D'EXPLOITATION

Existants

Demandes en cours d'instruction

Cette carte présente l'ensemble des zones de prospection ou de production d'hydrocarbures (pétrole, gaz naturel...), conventionnels ou non.

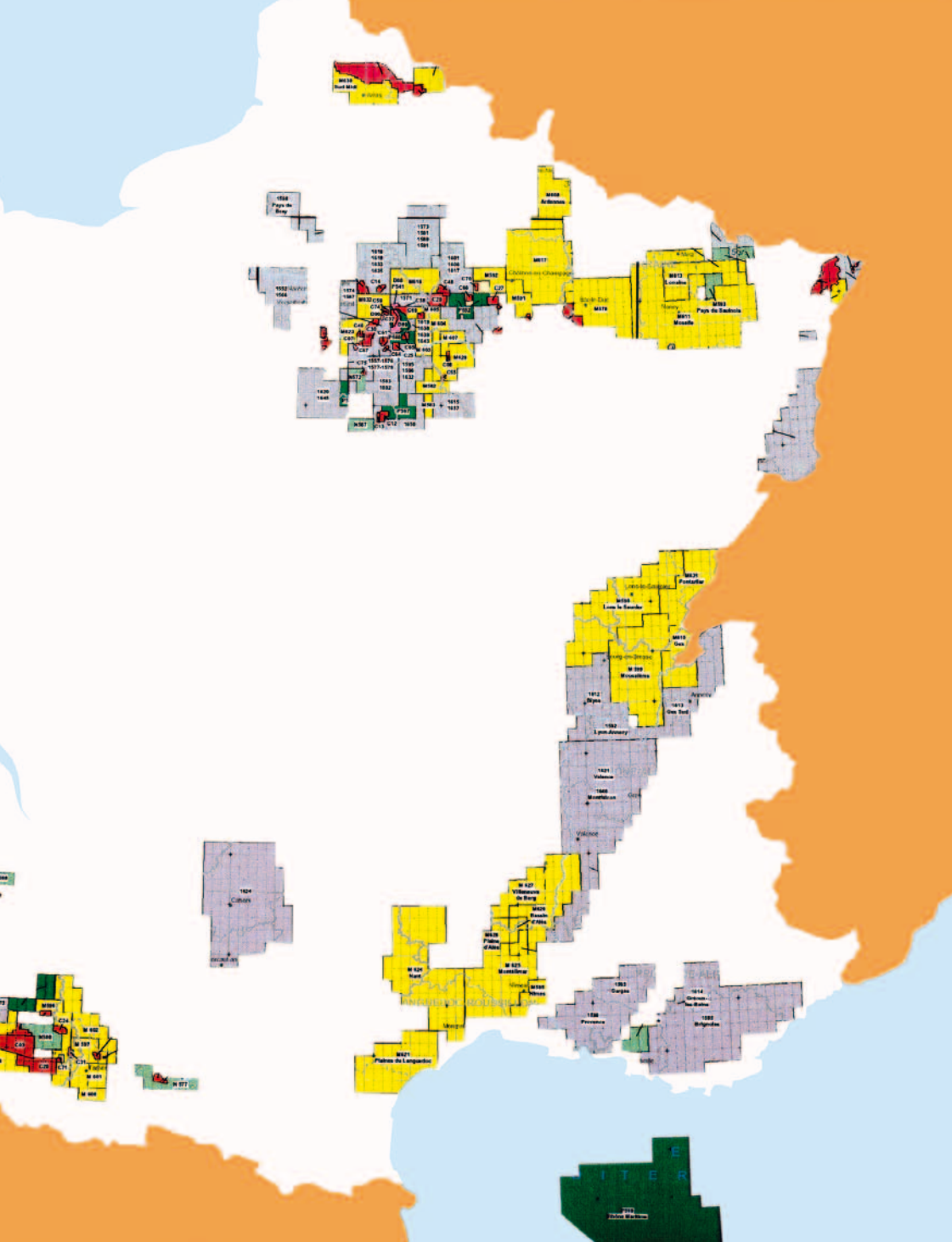
Les titres miniers d'hydrocarbures comprennent :

- **les secteurs de production, (titres d'exploitation).** Les principaux secteurs de production sont le bassin aquitain (en 2009, 96% du gaz naturel et 42% du pétrole brut produits en France) et le bassin parisien (en 2009, 57% du pétrole brut produit en France).

- **les secteurs en exploration, (permis de recherches).** Ces permis sont dans un premier temps accordés pour 5 ans au plus (1ère autorisation). Ils peuvent ensuite être prolongés à deux reprises, chaque fois de 5 ans au plus (1ère et 2ème prolongation). La superficie est réduite lors de chaque renouvellement. Les permis d'exploration font l'objet d'un arrêté ministériel consultable sur www.legifrance.gouv.fr mais en partie seulement : la version complète, et notamment la carte de localisation du permis, n'est consultable que dans les locaux du BEPH ou de la DREAL concernée.

NB : chaque permis peut concerner plusieurs types de gisements. Ainsi, le permis de Pontarlier (1470 km²) délivré le 20 août 2010, fait l'objet d'exploration d'huile de schiste, de gaz de schiste et de gaz conventionnel.





radionucléides contenus dans la formation exploitée, et en particulier du radium 226 dont l'activité volumique est souvent élevée dans les eaux d'origine des gisements. A titre d'exemple, parmi 215 échantillons d'eau issue de 7 formations pétrolifères majeures, plus de 50% présentaient une activité en radium 226 dissous supérieure à 3,7 Bq/l, les valeurs extrêmes dépassant 300 Bq/l⁷. Ces données peuvent être comparées à la valeur guide pour les eaux de consommation fixée par le Ministère de la Santé à 0,1 Bq/l pour l'activité alpha globale à laquelle contribue notamment le radium 226.

Les principaux phénomènes de pollution radioactive engendrés par l'exploitation des gisements sont présentés ci-dessous.

1. Radium dans le tartre des canalisations. Afin de faire remonter correctement à la surface les débris de roches produits par le forage, de la barytine (ou sulfate de baryum) est incorporée aux fluides de forage dans le but d'augmenter leur densité⁸. Le radium, contenu dans l'eau initialement présente dans la formation exploitée, peut réagir avec la barytine et se déposer sous forme de tartre dans les tubes de forage et les canalisations de surface⁹. Le problème de la radioactivité dans l'industrie des

hydrocarbures a été mis en évidence dans les années 1980 lorsque les marchands de ferraille commencèrent à détecter de manière récurrente des niveaux de radioactivité élevés sur les cargaisons de canalisations de champs pétrolifères¹⁰. Une étude portant sur les déchets solides issus des champs pétrolifères et stockés en Louisiane en 1992 montrait que 46% des fûts présentaient une concentration totale en radium 226 et radium 228 supérieure à 1 110 Bq/kg, ce qui les assimilait à des déchets radifères. Dans les cas extrêmes, de très petites quantités de tartre dépassaient 10 millions de Bq/kg¹¹.

2. Eau : contamination des nappes suite à la fracturation hydraulique. Les opérations de forage et la fracturation hydraulique peuvent provoquer le transfert des éléments radioactifs issus des formations exploitées vers un réseau hydrogéologique (nappes phréatiques, réseau karstique) qui en était séparé auparavant.

3. Eau / boues : rejet d'effluents radioactifs liquides lors de la remontée des fluides de forage. Le fluide de fracturation, qui peut être utilisé à plusieurs reprises, peut se concentrer progressivement en radium dissous¹² lors de sa mise en contact avec le gisement exploité. Le radium contenu dans les boues extraites du forage peut s'accu-

7. USGS, "Naturally occurring radioactive materials (NORM) in produced water and oil-field equipment – An issue for the energy industry", Fact Sheet FS-142-99, september 1999. (données initiales en pCi converties par la CRIIRAD en Bq).

8. L. Albouy, "La barytine", Mémento roches et minéraux industriels, BRGM, août 1993. Selon ce document, la barytine représente jusqu'à 40% des constituants des boues de forage pétroliers.

9. L. Sumi, "Shale gas : focus on the Marcellus Shale", Oil & Gas Accountability Project / Earthworks, may 2008, p.14.

10. USGS, Ibid.

11. Ibid.

12. M. Resniloff, E. Alexandrova, J. Travers, ibid.

muler dans les citernes et les bassins utilisés le long de la chaîne d'extraction¹³. Même dans le cas où les autorités fixeraient des limites à ne pas dépasser pour la teneur de ces rejets en polluants, les études effectuées par la CRIIRAD autour des mines d'uranium ont montré 1/ qu'il était souvent difficile de trouver des techniques de traitement suffisamment efficaces pour respecter ces limites et que 2/ même lorsque les rejets respectent les limites, les phénomènes de reconcentration dans le milieu naturel en aval des rejets sont fréquents.

4. Air : émanation de radon. Le radon issu du gisement exploité peut être remonté en surface en même temps que le gaz naturel. Les descendants du radon 222, et en particulier le plomb 210 (dont la période est de 22 ans) et le polonium 210 se déposent sur la surface intérieure des lignes d'entrée et de traitement du gaz ainsi que des vannes et des pompes¹⁴.

Les différentes voies d'exposition liées à cette pollution correspondent à l'irradiation gamma provenant des sols et des équipements contaminés, l'inhalation de poussières, l'ingestion d'eau et l'accumulation de gaz radon, produit par désintégration du radium, dans les bâtiments construits sur les zones concernées.

Compte tenu de ces risques, l'extraction des hydrocarbures devrait être soumise aux contraintes des catégories d'activités professionnelles « mettant en œuvre des matières premières contenant naturellement des radionucléides

non utilisés en raison de leurs propriétés radioactives » au sens de l'arrêté interministériel du 25 mai 2005. Ce n'est pas le cas à l'heure actuelle, puisque cette activité ne figure pas dans la liste des catégories visées par cet arrêté. Cette liste peut toutefois être mise à jour « *chaque année, si les résultats des études réalisées en application du présent arrêté le justifient* ». La CRIIRAD adressera un courrier à l'Autorité de Sûreté Nucléaire afin de vérifier si des études de prise en compte du risque lié à la radioactivité dans les projets d'extraction des hydrocarbures sont bien menées.

Utilisation de traceurs radioactifs

Depuis les années 60, les exploitants de gisements d'hydrocarbures utilisent des traceurs radioactifs afin d'évaluer, entre autres, les caractéristiques des fractures formées autour des forages.

Le principe consiste à ajouter des substances contenant un ou plusieurs radionucléides aux agents de soutènement (proppant) injectés dans les fissures afin d'éviter leur fermeture, puis à mesurer le rayonnement émis par les désintégrations au moyen de radiamètres ou de spectromètres déplacés à l'intérieur du forage.

A titre d'exemple, un article de la revue *Geophysics* datée d'octobre 1988¹⁵ décrit une méthode basée sur l'injection simultanée de plusieurs radionucléides, parmi lesquels le scandium 46 (période : 84 jours), le chrome 51 (période : 28 jours), l'ar-

13. L. Sumi, *ibid.*, p.14

14. *ibid.*, p.14

15. R.R. Pemper & al., « Hydraulic fracture evaluation with multiple radioactive tracers », *Geophysics*, Vol. 53, N°10 (October 1988), p.1323-1333.

gent 110m (période : 252 jours), l'antimoine 124 (période : 60 jours), l'iode 131 (période : 8 jours), l'iridium 192 (période : 74 jours) et l'or 198 (période : 2,7 jours). Nous vous rappelons que la période d'un élément radioactif correspond au temps au bout duquel l'activité de l'élément a été divisée par 2. Il faut attendre 10 périodes pour que l'activité soit divisée par 1 000, mais selon l'activité initiale injectée, la quantité de périodes au bout desquelles la quasi-totalité de l'élément a disparu peut être beaucoup plus importante.

Une technique développée récemment¹⁶ est basée sur l'utilisation d'un marqueur initialement non radioactif, mais activé par une source neutronique après avoir été injecté dans les fractures. Le marqueur activé émet des rayonnements gamma détectés par la même méthode que dans le cas d'un traceur initialement radioactif.

Conclusion

Le 4 février 2011, le ministère du Développement durable et le ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie ont lancé une mission d'inspection destinée à évaluer les « enjeux économiques, sociaux et environnementaux » des gaz et huiles de schiste.

Une fois de plus, l'Etat ne s'est pas soucié d'évaluer les risques avant de délivrer les autorisations d'exploration, mais après que les prospections aient débuté, et seulement sous la pression grandissante de l'opinion publique.

Il est intéressant de noter que cette mission d'inspection a été confiée au Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) ainsi qu'au Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGIET), ancien Conseil Général des Mines. Pour cet organisme, qui a déjà obligatoirement été consulté avant l'attribution de chaque permis d'exploration¹⁷, le conflit d'intérêt est manifeste.

Compte tenu des risques potentiels, il convient de suspendre les autorisations tant que n'aura pas été conduite une expertise réellement indépendante et pluraliste sur l'impact des technologies mises en œuvre, que ce soit pour l'exploration ou pour l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels et plus particulièrement du gaz de schiste. Il est par ailleurs nécessaire que le public dispose de garanties en ce qui concerne le respect de ses droits à l'information et de participation aux décisions.

Sur le plan radiologique, pour chaque projet de concession, et ce avant la phase exploratoire, l'étude d'impact devrait notamment inclure :

- une évaluation des caractéristiques radiochimiques des formations explorées, mais également de toutes les formations traversées par les forages avant d'y parvenir,- un point zéro de la radioactivité des eaux de surface et souterraines ainsi que du radon dans l'air ambiant,
- la description précise des techniques de traçage envisagées pour l'étude des forages.

16. R.R. McDaniel (SPE) & al., "Determining propped fracture width from a new tracer technology", SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 19-21 January 2009, The Woodlands, Texas, © 2009, Society of Petroleum Engineers.

17. <http://www.developpement-durable.gouv.fr/La-demande-de-permis-de-recherches.html>.