

# Gaz de schistes :

## quels problèmes pour l'environnement et le développement durable ?

*Géologue, Jacques Varet a été directeur du département géothermie du Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM<sup>1</sup>), directeur du Service Géologique National et président de l'association des services géologiques européens (Eurogeosurveys<sup>2</sup>). Il a également présidé le conseil scientifique de la Mission Interministérielle de l'Effet de Serre et le Centre d'études supérieures des matières premières (CESMAT), et a été le fondateur de l'Institut Français de l'Environnement. Il préside aussi le conseil scientifique du Parc National des Cévennes, et il est vice-président de 4D et Gérant de Ressources Géologiques pour le Développement Durable (GEO2D<sup>3</sup>).*

Le terme « gaz de schistes » est scientifiquement mal adapté car ces sont en fait des hydrocarbures de roche mère, et il faut d'abord préciser les différences entre ces hydrocarbures non conventionnels et les hydrocarbures conventionnels.

### 1 Les gaz de schistes : quelles différences avec les hydrocarbures conventionnels ?

#### 1.1. L'origine des hydrocarbures

Les hydrocarbures sont issus des produits de la photosynthèse de la matière organique

qui s'accumule dans les zones aux confins des continents et des océans.

Il y a deux sources principales de sédiments dans un bassin océanique (**Figure 1**) :

- la charge terrigène qui provient de l'érosion des continents et se dépose d'abord dans les deltas, avant d'être dispersée au pied du talus sur le glacis continental ;
- la charge allochimique provenant du bassin lui-même et de la couche de plancton<sup>4</sup>.

Il en résulte une accumulation d'un mélange intime de matière minérale (argile, sable) et de matière organique. La

4. Plancton : ensemble des organismes vivant dans les eaux douces, saumâtres et salées, le plus souvent en suspension.

1. [www.brgm.fr](http://www.brgm.fr)

2. [www.eurogeosurveys.org](http://www.eurogeosurveys.org)

3. [www.geo2d.com](http://www.geo2d.com)

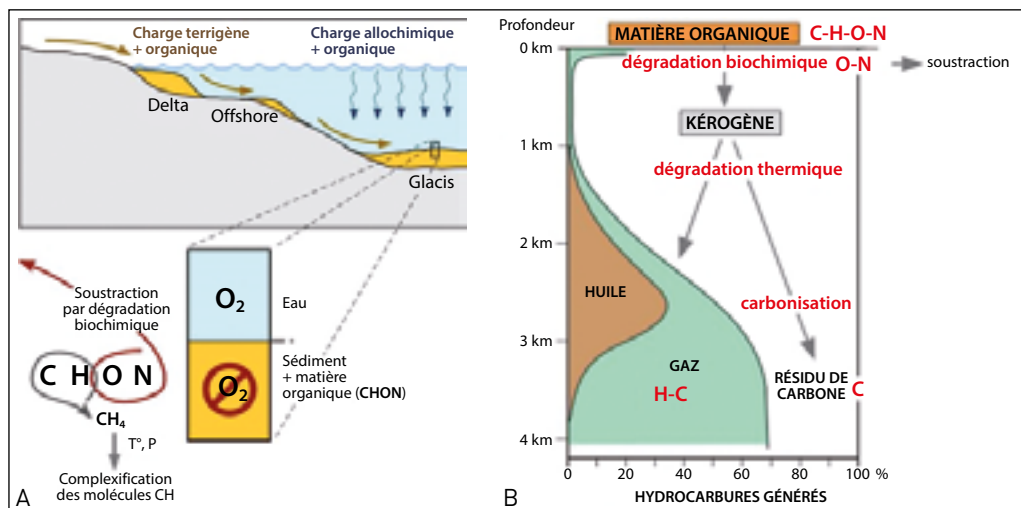


Figure 1

A) La formation des hydrocarbures ; B) la transformation géologique de la matière organique.

matière organique, qui constitue 10 à 20 % du volume des sédiments, est composée de carbone, d'hydrogène, d'oxygène et d'azote (C, H, O, N) ; elle est dans ce milieu protégée de l'oxydation, mais elle se dégrade biochimiquement sous l'action des bactéries anaérobies. Ce mélange va constituer la **roche mère**.

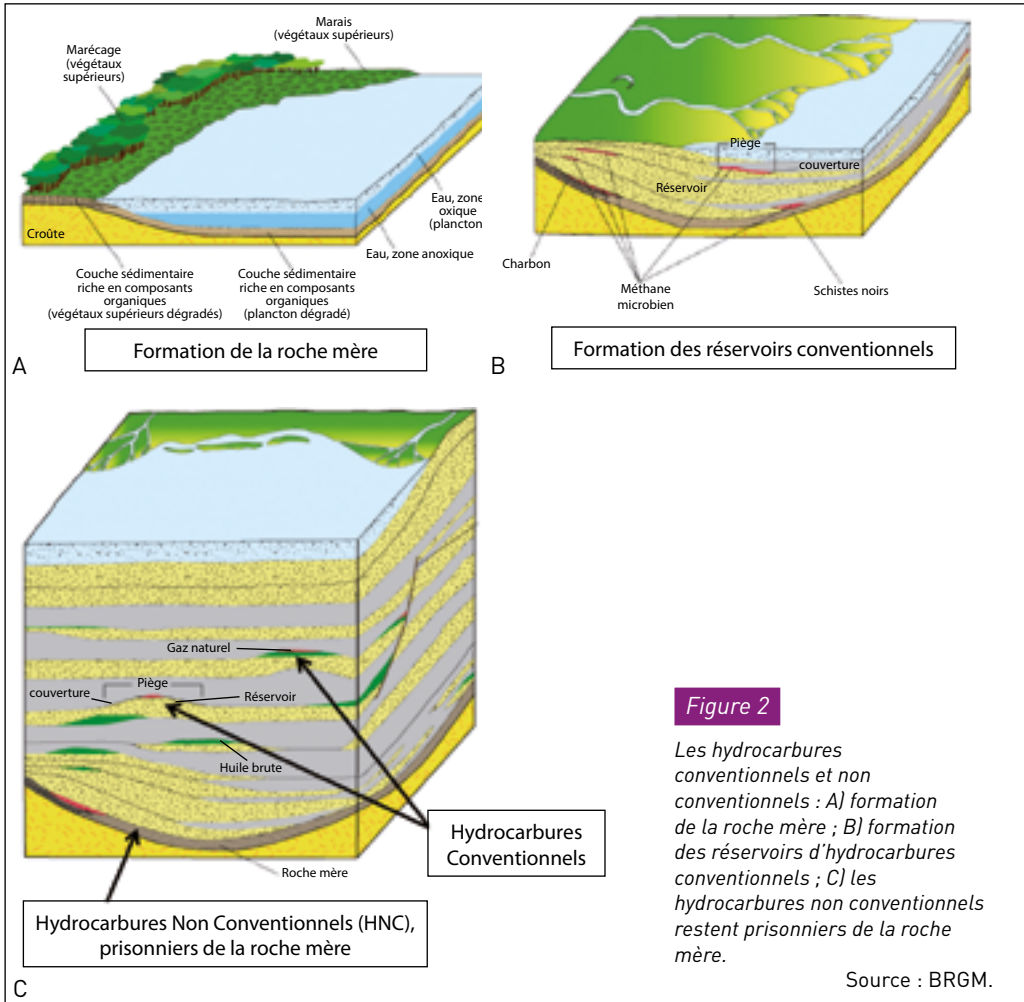
Progressivement, ces matières organiques et minérales sont enfouies dans les couches géologiques, et des réactions chimiques dépendant de la profondeur d'enfouissement se produisent dans la matière organique : carbone et hydrogène s'unissent pour former de nouvelles molécules qu'on appelle hydrocarbures. L'une des premières molécules à se former est le gaz naturel : le méthane (CH<sub>4</sub>) (Figure 1A).

De zéro à 1 000 mètres, les bactéries transforment la matière organique en kérogène<sup>5</sup>,

mélange de grosses molécules qui contiennent C, H, O, N, et qui constitue une sorte de pétrole embryonnaire. Au-dessous de 1 000 mètres, les transformations chimiques sont contrôlées par l'élévation de la température qui conduit à la transformation des sédiments en roches, et, aux alentours de 2 000 mètres, des kérogènes en huiles et en gaz. À partir de 2 500 mètres de profondeur, c'est la production de gaz qui domine, et cela jusqu'à 4 000 mètres. À plus de 4 000 mètres, huiles et gaz sont dégradés, et au-delà de 5 000 mètres, il n'y a plus du tout d'hydrocarbure, tout est « grillé » (Figure 1B).

La Figure 2 montre l'accumulation des sédiments qui vont se transformer en roche mère (Figure 2A) contenant des couches éventuellement plus riches en matière organique, laquelle se transforme en hydrocarbures, soit liquides, soit gazeux, migrant à travers ces couches et se retrouvant piégés dans certaines formations-réservoirs poreuses, et qui constitueront ainsi les

5. Kérogène : substance intermédiaire entre la matière organique et les combustibles fossiles.



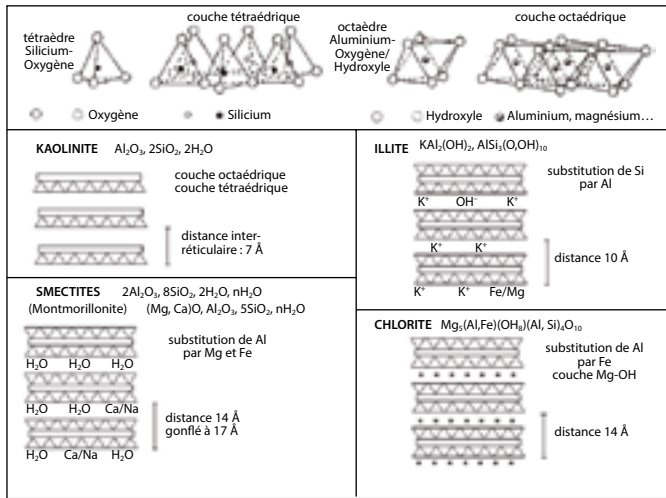
gisements d'hydrocarbures conventionnels (**Figure 2B**).

**Les hydrocarbures conventionnels sont exploités dans les couches réservoirs dans lesquelles ces molécules auront migré à partir de la roche mère, tandis que les hydrocarbures non conventionnels (gaz de schistes) restent prisonniers de la roche mère (Figure 2C).**

Si la roche mère a subi des enfouissements entre 2 000 et 3 000 mètres, elle produit

des hydrocarbures liquides et gazeux, et, au-delà de 3 000 mètres, des hydrocarbures gazeux.

Les hydrocarbures résultent donc tous de la maturation de la matière organique ; la différence entre les conventionnels et les non conventionnels est que ces derniers restent piégés dans la roche mère, qui n'est pas perméable. Pour les exploiter, il faut créer cette perméabilité de manière artificielle par fracturation.



**Figure 3**  
 Quelques-uns des phyllosilicates présents dans les matrices des roches mères.

L'appellation « gaz de schistes » vient d'une mauvaise traduction de « shales », car en fait, la roche hôte est constituée de roches argileuses, faites de phyllosilicates (Figure 3), qui sont des minéraux hydrophiles aux propriétés d'adsorption remarquables. En outre, nous parlons d'hydrocarbures de roche mère dans la mesure où les mêmes technologies

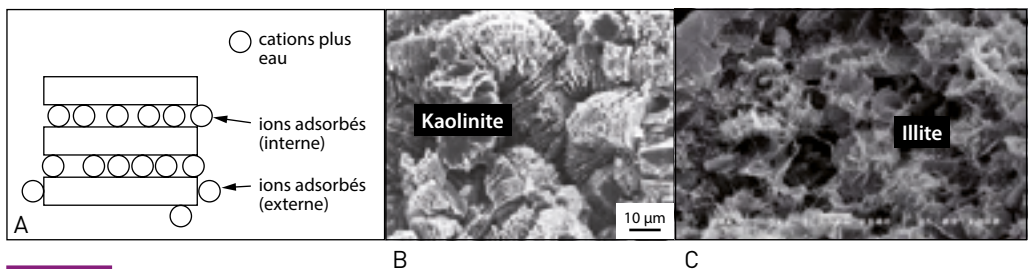
s'appliquent aussi bien aux gaz (« shale gas ») qu'au pétrole (« shale oil »).

Ces roches argileuses ont des propriétés très intéressantes de fixations et d'échanges de cations, de formations de complexes organominéraux<sup>6</sup>, de piégeage d'éléments métalliques, également de piégeage d'éléments radioactifs, et de gonflement par piégeage d'eau entre les couches.

La Figure 4A illustre les phénomènes d'adsorption et d'absorption sur ces feuillets d'argiles, tandis que les Figures 4B et 4C sont des clichés de microscopie de deux grands types de phyllosilicates : les kaolinites et les illites.

Les argiles sont des roches hôtes très particulières dont les propriétés sont dépendantes de la physico-chimie (Encart : « Propriétés physico-chimiques des argiles : fixation des métaux lourds et désorption »).

6. Complexe organominéral : molécule dans laquelle il existe des liaisons entre des éléments minéraux (phosphore, soufre...) et organiques (carbone).



**Figure 4**  
 Adsorption et absorption sur les phyllosilicates : A) schéma illustrant les phénomènes d'adsorption et d'absorption sur les argiles ; B) cliché de microscopie de kaolinite ; C) cliché de microscopie d'illite.

Source : Université de Picardie Jules Verne - Les argiles.  
<https://www.u-picardie.fr/~beaucham/mst/argiles.htm>

**PROPRIÉTÉS PHYSICO-CHIMIQUES DES ARGILES :**

**FIXATION DES MÉTAUX LOURDS ET DÉSORPTION**

Fixation des métaux lourds

- dépend de la minéralogie des argiles : sépiolite > bentonite > palygorskite > illite > kaolinite (pour le Zn) ;
- de la variation du pH ;
- dépend de la charge des argiles.

Une désorption facilitée

- par un changement de pH du milieu
- par un changement de concentration de l'eau de formation
- par un changement de pression

**1.2. Une autre source d'hydrocarbures : le gaz de charbon**

En plus des formations de roches mères de type argileux, se forment également des roches mères de type charbon dans lesquelles on a aussi la possibilité de faire des extractions de gaz (Figure 5). La Figure 5A montre comment des quantités phénoménales de débris végétaux provenant des forêts s'accumulent aux bords de la mer ou d'une lagune, et se transforment sous enfouissement durant plusieurs millions d'années en charbon, auquel est associé du méthane, gaz bien connu des mineurs (le fameux « coup de grisou »), car libéré lors des travaux souterrains, mais non exploitable directement depuis la surface.

La Figure 6 représente les trois grands types d'évolutions possibles des produits organiques dans le sous-sol : à partir de la matière lignocellulosique (constituant principal de la paroi cellulaire des

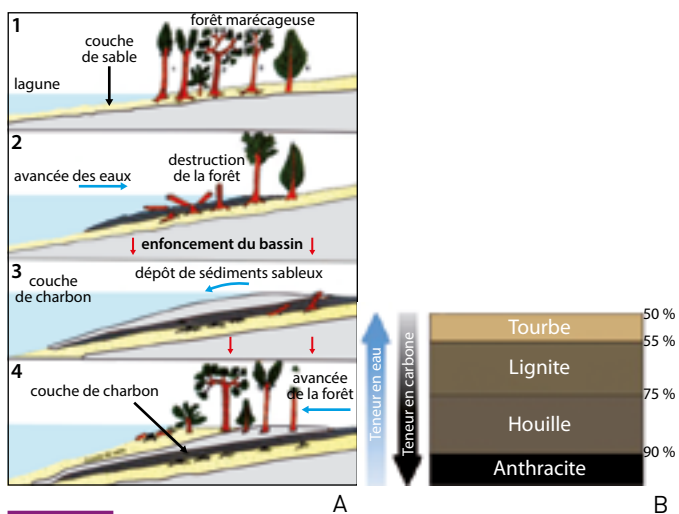


Figure 5

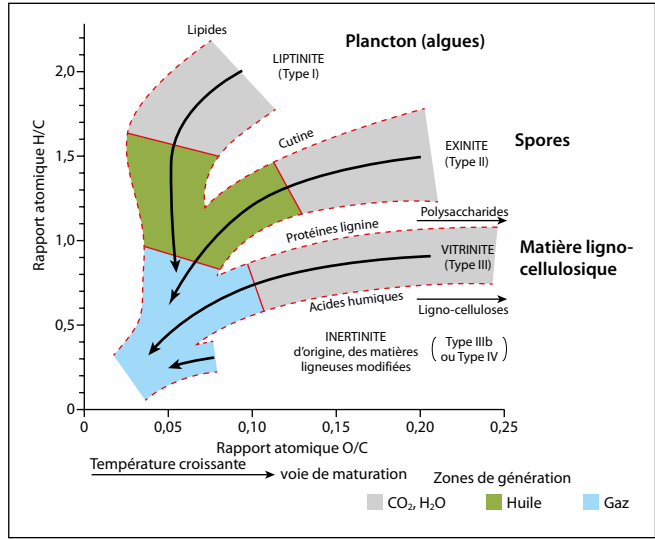
A) Formation des couches de charbon ; B) nature du charbon selon la teneur en eau.

végétaux), on passera directement de la matière géologique (le kérogène) à des gaz, alors que dans le cas des planctons et des spores<sup>7</sup>, on aura effectivement la possibilité de produire de l'huile.

7. Spore : cellule ou organe de multiplication végétative ou de reproduction.

Figure 6

Relations entre le type de kérogène, la composition élémentaire et la maturation de la matière organique.



### 1.3. Gisements d'hydrocarbures conventionnels et non conventionnels

Ainsi, il y a lieu de distinguer les gisements conventionnels (gaz conventionnel ou pétrole conventionnel), qui se situent dans des réservoirs nettement au-dessus des formations roches mères, des gisements d'hydrocarbures non conventionnels (Figure 7). Dans ces derniers, on exploite directement la roche mère, soit pour la production de gaz, soit pour la production de pétrole. De fait, on parle beau-

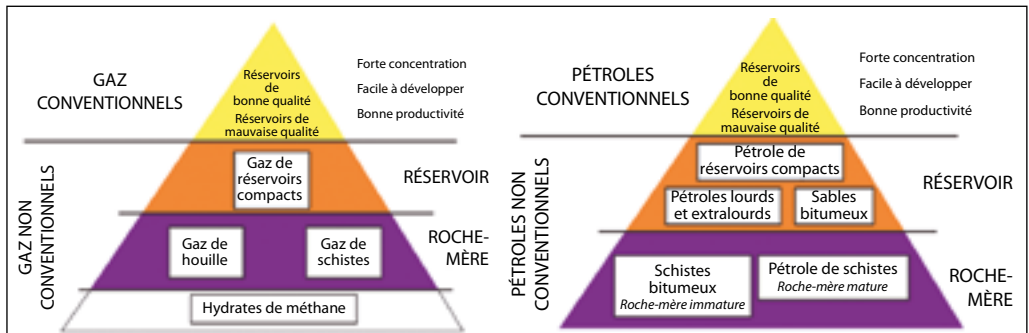
coup du « gaz de schistes », mais « le pétrole de schistes » est également une réalité.

Il y a en outre tout un ensemble intermédiaire qui peut être rattaché aux pétroles et aux gaz non conventionnels : ce sont des réservoirs qui ne sont plus des roches mères mais qui contiennent effectivement – soit parce qu'ils sont plus compacts, soit parce que le pétrole est plus lourd – des hydrocarbures qui ne pourront pas s'extraire naturellement comme c'est le cas des pétroles et des gaz conventionnels.

Figure 7

Hydrocarbures conventionnels et non conventionnels.

Source : IFPEN.





Il existe donc toute une variété de gisements d'hydrocarbures. Aujourd'hui, les gisements d'hydrocarbures conventionnels ayant été massivement exploités, si l'on veut maintenir les productions de pétrole et de gaz, il faut s'adresser de plus en plus au non conventionnel, qu'il s'agisse effectivement de réservoirs non conventionnels ou de roches mères.

## 2 L'exploration des gaz de schistes en France

### 2.1. L'exemple des permis de recherches attribués dans les Cévennes en 2011

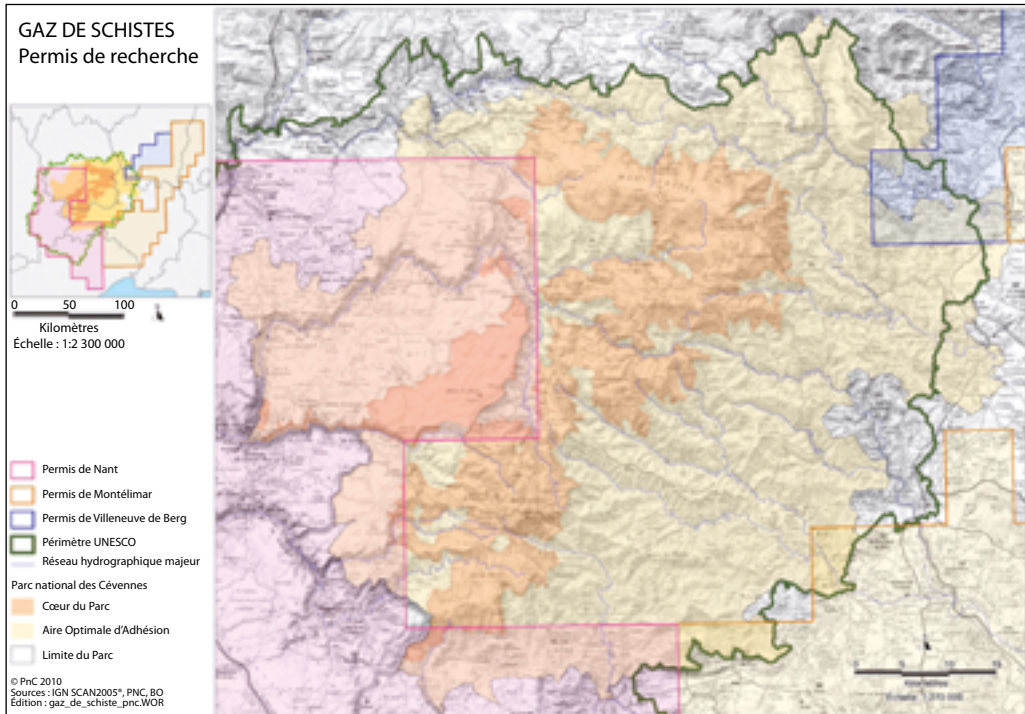
En 2010, l'administration du Parc des Cévennes apprend par la presse que trois permis avaient été alloués à des

opérateurs, dans différentes parties du parc des Cévennes, principalement la bordure cévenole d'une part, et d'autre part les plateaux des Causses (Figure 8).

Cela fut un choc étonnant car c'est – depuis quelques années déjà – le même ministère qui alloue les permis et qui, par ailleurs, assure la protection des espaces naturels. Et manifestement, il y eut absence de dialogue entre les différentes parties de ce même ministère, très vaste et sans doute encore émergent en tant qu'unité ministérielle. Il s'est alors développé une opposition massive des populations à ces questions sur toute la bordure cévenole, lieux des mouvements du Larzac d'une part, cévenole de l'autre.

**Figure 8**

*Les permis de recherche « gaz de schistes » affectant le parc national des Cévennes en 2010.*



Les instances scientifiques d'appui (telles que le Bureau de Recherches Géologiques et Minières, BRGM) n'ayant pas été consultées, aucune étude ou recherche publique préalable n'avait été engagée, même du point de vue géologique. C'était une énorme maladresse parce que bien qu'il s'agissait effectivement de couches affleurantes au pied des Causses, il y a eu en outre une confusion, et la population cévenole pensait que « ses schistes » (qui abondent en Cévennes mais n'étaient pas la cible) allaient être détruits (« *touche pas à mon schiste !* »).

En fait, il n'était pas prévu de fracturer dans les schistes où les gens habitaient, mais plutôt dans les argiles des formations sédimentaires. En particulier le permis qui

empiétait le plus sur le parc des Cévennes (**Figure 9**) était déposé par l'entreprise américaine Schuepbach Energy, qui, compte tenu des investissements prévus, aurait d'abord fait la collecte de connaissances géologiques au stade de la recherche. En s'y prenant autrement, on aurait pu se convaincre de laisser faire la recherche, parce qu'elle aurait apporté des informations sur le sous-sol de la région. D'autant que dans la loi française, un permis de recherche ne donne pas droit automatiquement au permis d'exploitation.

Ainsi par exemple, toute la connaissance que nous avons du sous-sol de la France, et qui a ensuite permis le développement de la géothermie, découle des connaissances acquises grâce aux

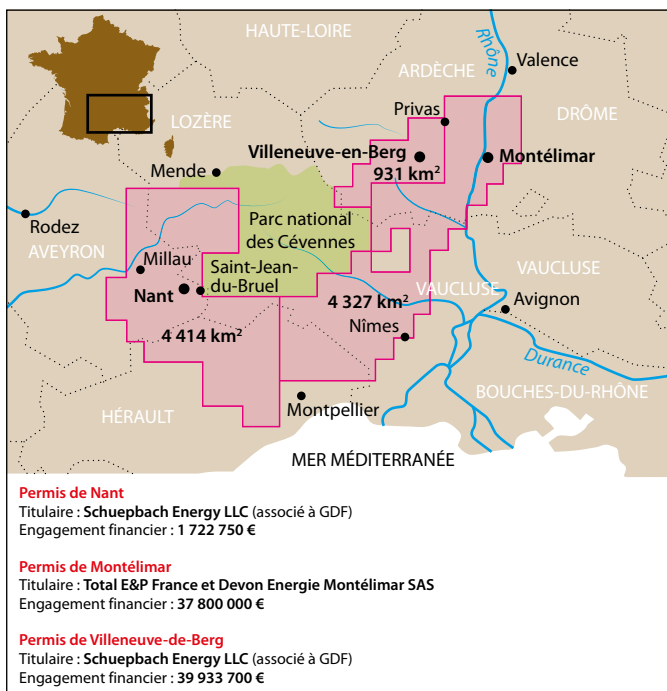


Figure 9

Les permis cévenols



recherches dans un but d'exploitation pétrolière réalisées dans les années 1970. Ces données sont très bien gérées par notre système public de gestion de l'information, et accessibles à tous pour permettre d'autres développements.

Dans les Causses et les Cévennes, les schistes sont en fait des argiles intercalés avec des marnes ou des grès (**Figure 10**) appartenant à une formation du Jurassique que l'on appelle le Lias, dont les couches du Toarcien Aalénien affleurent à la base des plateaux caussenards et dans le piémont cévenol à l'est. Ce sont des roches mères de couleur sombre parce que riches en matière organique.

Ces formations du jurassique apparaissent en bleu, sur la carte géologique des Cévennes (**Figure 11**). Ce sont les plateaux bien connus des Causses, qui reposent sur un socle cristallin ancien. Les argiles noires qui sont la cible sont recouvertes par les

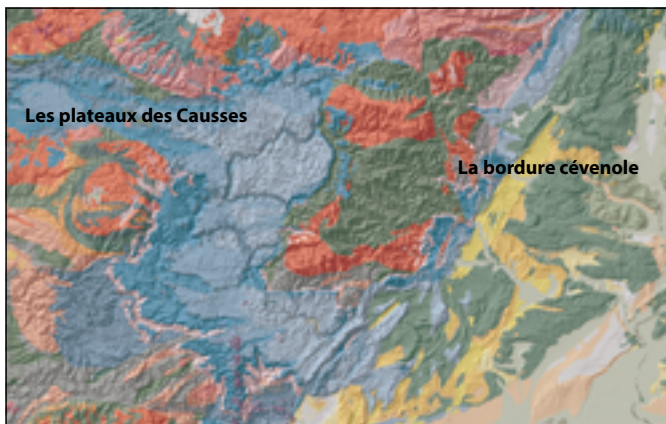


**Figure 10**

*Photographie de la coupe géologique du Lias marneux de la région d'Ales.*

Source : G. Courrioux, BRGM.

roches calcaires bien visibles dans les gorges voisines (Tarn, Lot, Jonte...), et recouvrent les grès du trias, deux ensembles extrêmement perméables qui alimentent toutes les sources de la région, qui elles-mêmes fournissent plusieurs fleuves du pays. Ainsi, en dehors



**Figure 11**

*Carte géologique des Cévennes.*

d'un travail de recherche de connaissances, exploiter ces sites par fracturation aurait effectivement été une grave erreur.

Ces plateaux sont relativement désertiques du fait que l'eau s'infiltré dans les calcaires ; elle s'écoule ensuite sur les marnes constituant la roche mère (ciblés pour les gaz). Les grès sous-jacents sont aussi des formations aquifères (Figure 12A).

La géologie des Causses est schématisée sur la Figure 12B. On voit qu'elles constituent de vastes réservoirs karstiques alimentant les sources et têtes de trois bassins.

L'autre zone visée était la bordure cévenole située le long

de la faille des Cévennes et qui borde donc le bassin du Rhône. Dans cette formation, on a effectivement deux possibilités de formations géologiques susceptibles de produire des hydrocarbures : d'une part au niveau de Toarcien, donc du Jurassique, et d'autre part, plus bas, dans les formations carbonifères<sup>8</sup> qui affleurent à l'est et qui ont été exploitées pour le charbon. Cette zone est aussi une formation géologique extrêmement faillée, comme le montrent la carte et la coupe de la Figure 13, et constitue un ensemble qui n'était peut-être pas non plus

8. Formation carbonifère : couches de charbon datées entre 360 et 300 millions d'années.

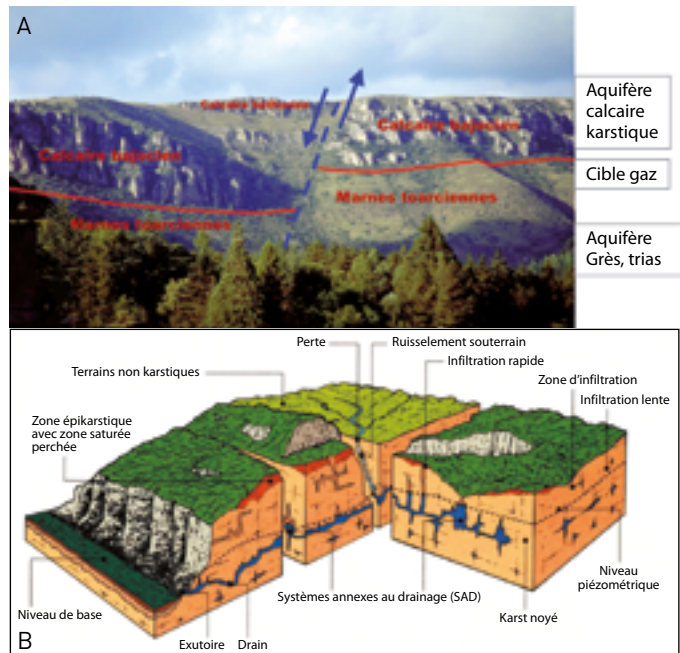
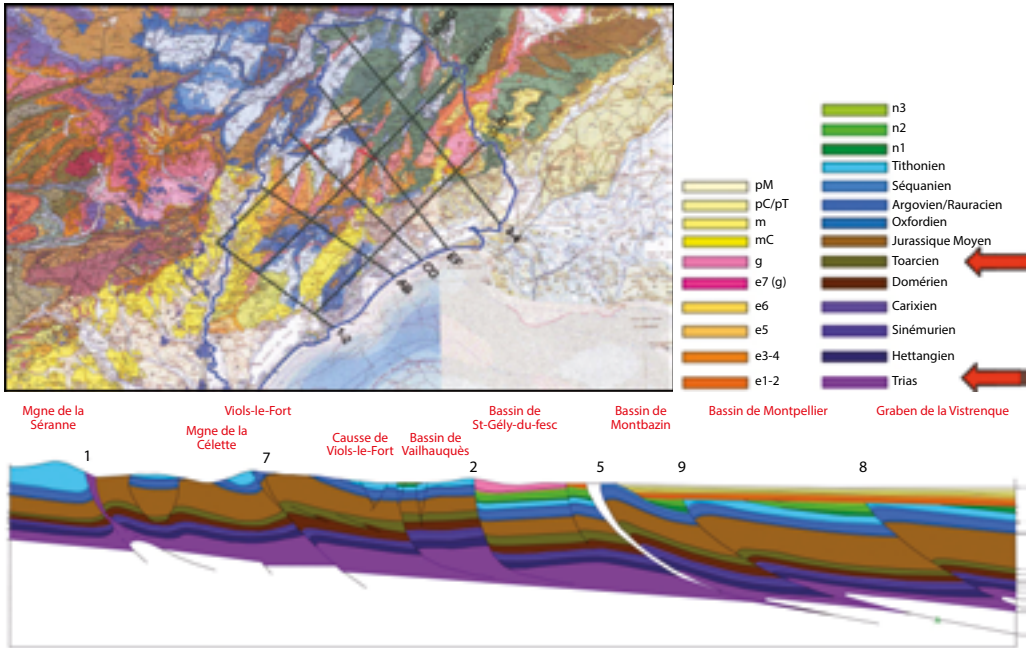


Figure 12

A) Le cadre géologique et hydrogéologique des Causses. Depuis D996 à l'ouest de Salvinsac. Le calcaire et la dolomie sont décalés par une faille ; B) schéma de la géologie des Causses.



**Figure 13**

Cadre géologique et hydrogéologique du piémont cévenol, et mise en évidence des failles.

le plus approprié pour une première production de type « gaz de schistes » du fait des risques de fuites le long de ces failles. D'autant que ce « piémont » du Massif Central recèle, sous les garrigues et les plaines côtières, d'importantes ressources en eau souterraine actuellement encore largement négligées (on a préféré développer l'hydraulique de surface – les grands canaux – plutôt que le recours aux nappes souterraines).

## 2.2. La gestion de l'exploration au niveau national

On a ensuite appris en 2011 que de nombreux permis avaient été également accordés ailleurs en France, et notamment dans le Bassin

Parisien, ainsi que dans le Bassin Aquitain (Figure 14), pour lesquels la situation géologique est très différente de celle des Causses et de la bordure cévenole. Ce sont des bassins sédimentaires avec des dizaines de couches plus ou moins perméables superposées, peu faillées, et où la géologie est beaucoup plus sûre pour développer ce type d'exploitation.

Après les mobilisations populaires de 2010, le rappel de la loi pour le parc des Cévennes stipulant l'interdiction des travaux miniers dans un parc national, la constitution d'une Commission nationale, le rapport du Conseil Général des Mines, les travaux du Parlement, l'annonce du gel des permis, le rapport de l'Académie des Sciences

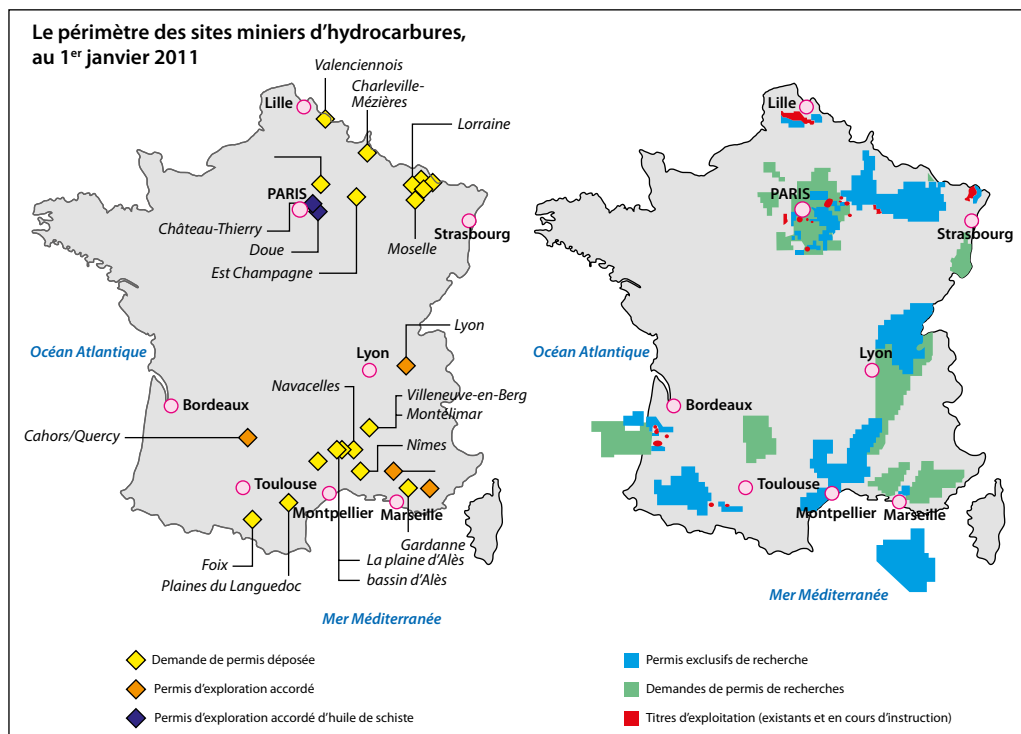


Figure 14

Permis déposés et accordés en France en 2011.

Source : ministère de l'Écologie, Bureau Exploration-Production des Hydrocarbures (BEPH).

notamment sur la partie chimique et l'environnement (dont on parlera plus loin), un avis de l'Office Parlementaire des Choix Scientifiques et Technologiques... tous ces épisodes ont finalement abouti à **la loi interdisant l'exploitation des gaz de schistes qui fut validée par le Conseil Constitutionnel.**

Parallèlement, des travaux de recherche initiés au niveau du Parlement Européen ont donné des informations également très intéressantes sur des gisements d'hydrocarbures non conventionnels européens.

### 3 Les caractéristiques des exploitations de gaz de schistes et leur impact environnemental

#### 3.1. Des impacts spécifiques sur le sous-sol

L'exploitation des gaz de schistes utilise la même technique de forage classique que celle pour le pétrole ou pour la géothermie. C'est un forage du type « Rotary » (Figure 15), qui est bien maîtrisé et ne pose pas de problèmes particuliers si ce ne sont des problèmes de bruit. Ces techniques ont été utilisées en région parisienne

pour la géothermie, dans un environnement relativement urbain, et avec des précautions pour le bruit. Elles sont acceptables du point de vue environnemental.

Cependant, pour extraire le gaz de schistes, il faut, à la différence du forage conventionnel, effectuer des forages déviés (**Figure 16**), qui vont pénétrer à travers la couche de roche mère et permettre de la fracturer pour lui faire produire le pétrole et le gaz.

Pour fracturer, on injecte dans la roche mère, pour qu'elle éclate, un mélange d'eau sous pression, de sable et d'additifs chimiques. Le gaz libéré (méthane) est pompé avec le fluide injecté et remonte par une canalisation parallèle à celle du fluide injecté. Il est ensuite nécessaire de dépolluer le fluide pompé car il contient notamment du sel et des métaux lourds, et parfois des éléments radioactifs.

Le même forage sert à l'injection et à la production : le fluide injecté pour la fractura-

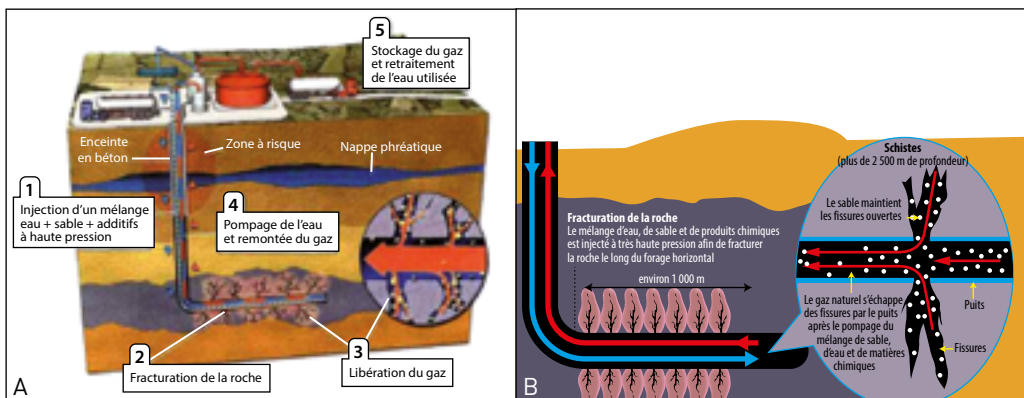
tion est pompé pour la production (**Figure 16B**). Pour créer la perméabilité, il faut maintenir les fractures ouvertes avec du sable ou de billes de silice ou de céramique.

Pour produire des quantités suffisantes d'hydrocarbures, il faut créer un réseau de fracturations assez dense et maintenir les fissures ouvertes (voir la **Figure 17**). Les différentes étapes du procédé d'exploitation sont résumées sur la **Figure 17**. L'exploitation est relativement invasive car le processus de fracturation hydraulique nécessite l'injection à plus de 2 000 mètres sous terre d'un cocktail d'eau, de sable et de produits chimiques, ce qui n'est pas sans impact sur l'environnement, avec des risques de pollution des nappes voisines et de l'air (fuites de surface). De plus, la durée de vie de chaque puits étant très courte, il faut faire de très nombreux puits, et ne cesser de forer et d'injecter pour maintenir la production.



**Figure 15**

Travaux de forage à l'aide d'une technique Rotary.



**Figure 16**

A) Extraction du gaz de roche : forage horizontal et fracturation hydraulique ; B) le même forage est utilisé en injection pour la fracturation hydraulique et pour la production d'hydrocarbures.



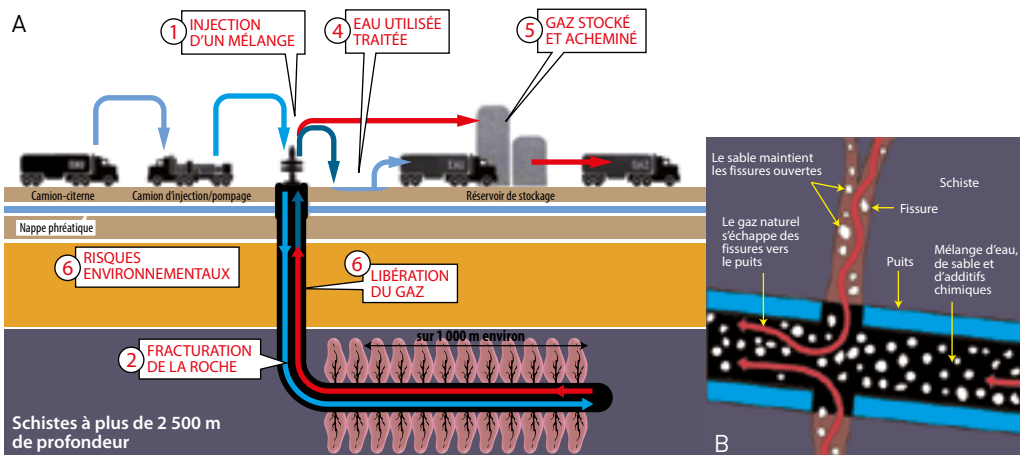


Figure 17

A) Production par fracturation hydraulique : les étapes du procédé ; B) zoom sur le réseau de fractures.

Figure 18

Une installation en Pennsylvanie : A) vue générale du forage ; B et C) phase de fracturation hydraulique ; D) phase de production des hydrocarbures.

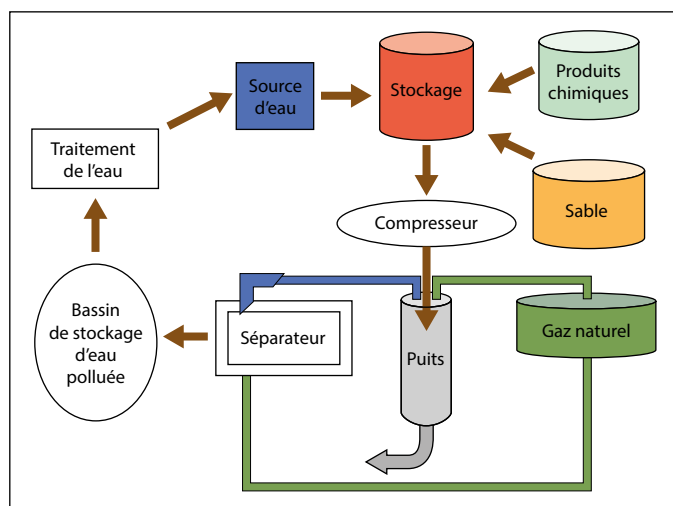
La Figure 18 représente la mise en œuvre de ces différentes étapes dans une exploitation de Pennsylvanie (États-Unis). L'étape de fracturation est impressionnante par les pompes extrêmement puissantes utilisées et par la concentration énorme des engins mis en œuvre pour apporter tous les additifs nécessaires (Figure 18C et D). Pour la production, il ne

reste que les têtes de puits (Figure 18D).

La chimie est présente dans le cycle du fluide de fracturation (Figure 19), qui est un cycle fermé, mais dans lequel il faut toujours rajouter de l'eau car on en perd au cours des opérations. Du sable et des billes de silice sont ajoutés dans le bassin de stockage pour ouvrir les fissures et les maintenir ouvertes pendant la







**Figure 19**

Le cycle du fluide de fracturation.

production. D'autre part, les additifs chimiques facilitent la circulation du fluide dans les deux sens.

Ces additifs chimiques sont nombreux et, pour un certain nombre d'entre eux, toxiques (Tableau 1).

Les additifs chimiques utilisés aux États-Unis sont publiés sur les sites américains (Tableau 2), mais les sociétés qui réalisent les travaux de fracturation gardent secrètes les formules qu'ils utilisent, et l'opérateur sur le terrain

**Tableau 1**

Additifs chimiques des fluides de fracturation utilisés en Basse Saxe (Allemagne).

N° CAS	Substance	Formule	Effets sur la santé	Classification SGH
111-76-2	2-butoxy-éthanol	$C_6H_{14}O_2$	toxique	GHS07
26172-55-4	5-chloro-2-méthyl-2H-isothiazole-3-un	$C_4H_4ClNOS$	toxique	SGH05 SGH08 SGH09
2682-20-4	2-méthylisothiazol-3(2H)-un	$C_4H_5NOS$	toxique	SGH05 SGH08 SGH09
9016-45-9	Éthoxylate nonylphénol	$C_mH_{2m+1}-C_6H_4OH(CH_2CH_2O)_n$	toxique	SGH05 SGH07 SGH09
75-57-0	Chlorure de tétraméthyl-ammonium	$C_4H_{12}ClN$	toxique	SGH06 SGH07

Source : Système Général Harmonisé (SGH).

Tableau 2

Additifs des fluides de fracturation utilisés aux États-Unis et toxicité.

Famille chimique minérale	Principaux composés chimiques minéraux dans les fluides de fracturation		N° CAS	Toxicité	
				Aiguë ou subaiguë	À long terme
Composés azotés	1	Diazote (Azote) (N <sub>2</sub> )	7727-37-9	Anoxie	
	2	Nitrites (NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> )			Méthémo-globinisant
	3	Nitrates (NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )			Méthémo-globinisant
	4	Ammoniac (NH <sub>3</sub> )	7664-41+7	Asphyxie	Irritant respiratoire
	5	Sels d'ammonium (X-NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> )			
	6	Urée	57-13-6		
Composés bromés	7	Bromure de sodium (NaBr)	7647-15-6	Hypnotique	
	8	Bromate de sodium NaO <sub>3</sub> Br	7789-38-0	Méthémo-globinisant	Reprotoxique
Composés chlorés	9	Dichlore (chlore) (Cl <sub>2</sub> )	7782-50-5	Corrosif	Irritant
	10	Dioxyde de chlore (ClO <sub>2</sub> )	10049-04-4	Irritant	Atteinte bronchique
	11	Chlorure d'hydrogène HCl	7647-01-0	Corrosif	Irritant
	12	Chlorures (Cl <sup>-</sup> )			
	13	Hypochlorite de sodium (Eau de Javel) (NaOCl)	7681-52-9	Irritant	Hypertension
	14	Chlorite de sodium NaO <sub>2</sub> Cl	7647-14-5	Irritant	
Composés de l'aluminium	15	Aluminium (Al)	7429-90-5		
	16	Alumine (Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> )	1344-28-1		
	17	Trichlorure d'aluminium AlCl <sub>3</sub>	7446-70-0	Irritant	Neurotoxique central
	18	Silicate d'aluminium Al <sub>2</sub> SiO <sub>5</sub>	1241-46-7		
Composés du baryum	19	Sulfate de baryum (BaSO <sub>4</sub> )	7727-43-7		

**Tableau 2**

Additifs des fluides de fracturation utilisés aux États-Unis et toxicité (suite).

Famille chimique minérale	Principaux composés chimiques minéraux dans les fluides de fracturation		N° CAS	Toxicité	
				Aiguë ou subaiguë	À long terme
Composés du calcium	20	Oxyde de calcium (CaO) (Chaux vive)	1305-78-8	Corrosif	
	21	Hydroxyde de calcium (Chaux éteinte) (Ca(OH) <sub>2</sub> )	1305-62-0	Irritant	
	22	Chlorure de calcium CaCl <sub>2</sub>	10043-52-4		
	23	Carbonate de calcium CaCO <sub>3</sub>	471-34-1		
	24	Hypochlorite de calcium Ca(OCl) <sub>2</sub>	7778-54-3		
Composés du carbone minéral	25	Dioxyde de carbone (CO <sub>2</sub> ) (Gaz carbonique supra-critique)	124-38-9	Anoxie Gelure	
	26	Noir de carbone	7440-44-0		
	27	Graphite	7782-42-5		
Composés du chrome	28	Chrome (Métal) (Cr)	7440-47-3		
	29	Acétate de chrome trivalent (Acétate chromique) Cr(CH <sub>3</sub> COO) <sub>3</sub>	1066-30-4	Allergisant	
Composés du cuivre	30	Cuivre (Métal) (Cu)	7440-50-8		
	31	Chlorure cuivrique dihydraté (CuCl <sub>2</sub> ·2H <sub>2</sub> O)	7447-39-4	Irritant	
	32	Sulfate cuivrique (CuSO <sub>4</sub> )	7758-98-7	Irritant	
Composés du fer	33	Fer (Métal) (Fe)	7439-89-6		
	34	Chlorure ferrique (FeCl <sub>3</sub> )	7705-08-0	Irritant	
	35	Sulfate ferreux hepthydraté (FeSO <sub>4</sub> ·7H <sub>2</sub> O)		Irritant	
	36	Oxyde ferrique (Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> )	7720-78-7		

Tableau 2

Additifs des fluides de fracturation utilisés aux États-Unis et toxicité (suite).

Famille chimique minérale	Principaux composés chimiques minéraux dans les fluides de fracturation		N° CAS	Toxicité	
				Aiguë ou subaiguë	À long terme
Composés du soufre	56	Acide sulfurique (H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	7664-93-9	Corrosif	Irritant
	57	Acide sulfamique (acide amidosulfonique) HOSO <sub>2</sub> NH <sub>2</sub>	5329-14-6	Irritant cutané, muqueux	
	58	Sulfate d'ammonium (NH <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	7783-20-2		
	59	Thiocyanate d'ammonium (NH <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> S <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	1762-95-4		
	60	Persulfate d'ammonium (Peroxydisulfate d'ammonium) ((NH <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> S <sub>2</sub> O <sub>8</sub> )	7727-54-0	Irritant oculaire, cutané, respiratoire	Allergisant
Composés du titane	61	Titane (Métal) (Ti)	7440-32-6		
	62	Dioxyde de titane (TiO <sub>2</sub> )	13463-67-7		
Composés du zinc	63	Zinc (Métal) (Zn)	7440-66-6		
	64	Carbonate de zinc (ZnCO <sub>3</sub> )	3486-35-9		
Composés du zirconium	65	Nitrate de zirconium Zr(NO <sub>3</sub> ) <sub>4</sub>	13746-89-9		
	66	Sulfate de zirconium Zr(NO <sub>3</sub> ) <sub>4</sub>	14644-61-2		
	67	Oxychlorure de zirconium (Chlorure de zirconyle) ZrOCl <sub>2</sub>	7699-43-6	Corrosif	Irritant
Composés borés	68	Acide borique (H <sub>3</sub> BO <sub>3</sub> <sup>3-</sup> )	10043-35-3	Irritant cutané	Reprotoxique (Repro2)
	69	Borates (BO <sub>3</sub> <sup>3-</sup> )		Irritant	Reprotoxique
	70	Métaborate de sodium, octahydraté (NaBO <sub>2</sub> , <sub>8</sub> H <sub>2</sub> O)	7775-19-1	Irritant	
	71	Oxyde borique (B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> )	1303-86-2	Irritant cutané oculaire	Reprotoxique
	72	Perborate de sodium, tétrahydraté (NaBO <sub>3</sub> , <sub>4</sub> H <sub>2</sub> O)	10486-00-7	Irritant oculaire	Reprotoxique (Repro2/Repro3)

Tableau 2

Additifs des fluides de fracturation utilisés aux États-Unis et toxicité (suite).





Familles chimiques organiques	Principaux composés chimiques organiques		N° CAS	Toxicité humaine	
				Aiguë ou subaiguë	À long terme
Hydrocarbures saturés : alcanes	78	Méthane (CH <sub>4</sub> )	7482-8	Asphyxiant	
	79	Éthane (CH <sub>3</sub> —CH <sub>3</sub> )	74-84-0	Asphyxiant	
	80	Propane CH <sub>3</sub> —CH <sub>2</sub> —CH <sub>3</sub>	74-98-6	Asphyxiant	
	81	Butane CH <sub>3</sub> —CH <sub>2</sub> —CH <sub>2</sub> —CH <sub>3</sub>	106-97-8	Asphyxiant	
	82	Pentane CH <sub>3</sub> —(CH <sub>2</sub> ) <sub>3</sub> —CH <sub>3</sub>	109-66-0	Narcotique	
	83	Hexane CH <sub>3</sub> —(CH <sub>2</sub> ) <sub>4</sub> —CH <sub>3</sub>	110-54-3	Narcotique	Neurotoxique périphérique (polynévrites)
	84	Heptane CH <sub>3</sub> —(CH <sub>2</sub> ) <sub>5</sub> —CH <sub>3</sub>	142-82-5	Narcotique	
Hydrocarbures insaturés éthyléniques : alcènes	85	Propylène H <sub>2</sub> C=CH—CH <sub>3</sub>	115-07-1	Asphyxiant	
	86	1-Éicosène (C <sub>20</sub> H <sub>40</sub> )	3452-07-1		
	87	1-Hexadécène (C <sub>17</sub> H <sub>34</sub> )	627-73-2		
	88	1-Octadécène (C <sub>18</sub> H <sub>36</sub> )	112-88-9		
	89	1-Tétradécène (C <sub>14</sub> H <sub>30</sub> )	1120-36-1		
	90	d-Limonène 	5989-54-8	Irritant Allergisant cutané	Irritant Allergisant cutané
	91	Styrène 	100-42-5	Irritant	Neurotoxique Cancérogène possible (groupe 2B du CIRC)
	92	Benzène 	71-43-2	Neurotoxique central	Hématotoxique Cancérogène possible (groupe 1 du CIRC)
	93	Toluène 	108-88-3	Neurotoxique central irritant	Neurotoxique central Ototoxique Reprotoxique (catégorie 3)

Tableau 2

Additifs des fluides de fracturation utilisés aux États-Unis et toxicité (suite).

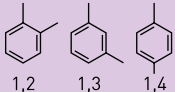



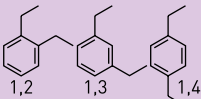






Familles chimiques organiques	Principaux composés chimiques organiques	N° CAS	Toxicité humaine	
			Aiguë ou subaiguë	À long terme
Hydrocarbures aromatiques (Arènes)	94 Xylène (3 isomères) 	1330-20-7	Neurotoxique central	Neurotoxique central
	95 Éthylbenzène 	100-41-4	Irritant Neurotoxique central modéré	Irritant cutané Neurotoxique central modéré Cancérogène possible (groupe 2B du CIRC)
	96 Cumène (Isopropylbenzène) 	98-82-8		
	97 Pseudocumène (1,2,4-triméthylbenzène) 	95-63-6	Neurotoxique central modéré	
	98 Diéthylbenzène (mélange d'isomères) 	25340-17-4	Irritant	
	99 Dodécylbenzène 	123-01-3		
	100 Naphtalène 	91-20-3	Irritant gastro-intestinal Hépatotoxique Hématotoxique	Hématotoxique (anémie hémolytique) Cataracte Cancérogène possible (groupe 2B du CIRC)
	101 1-Méthylnaphtalène 	90-12-0		Mutagène
	102 2-Méthylnaphtalène 	91-57-6		Mutagène



Tableau 2

Additifs des fluides de fracturation utilisés aux États-Unis et toxicité (suite).

Familles chimiques organiques	Principaux composés chimiques organiques		N° CAS	Toxicité humaine	
				Aiguë ou subaiguë	À long terme
Hydrocarbures aromatiques (Arènes)	103	9-H-Fluorène 	86-73-7		Mutagène
	104	Phénanthrène 	85-01-8	Photosensibilisant	Mutagène
Mélange hydrocarbures	105	Hydrocarbures iso-paraffiniques de pétrole			
	106	Huile de paraffine légère			
	107	Terpènes, extraits du citron			
Type d'additifs		Principaux composés chimiques		Composition % en volume	
1	Eau			90	
2	Agents de soutènement	Silice cristalline, billes de céramiques		9,51	
3	Acides forts, dissolvant les métaux	Acide chlorhydrique		0,123	
4	Agents réducteurs de friction	Polyacrylamide, huiles minérales		0,088	
5	Tensioactifs (agent diminuant la tension superficielle)	2-butoxyéthanol, isopropanol, octylphénol éthoxylé		0,085	
6	Stabilisant de l'argile	Chlorure de potassium Chlorure de tétraméthylammonium		0,06	
7	Agents gélifiants	Bentonite, gomme Guar, hydroxyéthyl-cellulose		0,056	
8	Inhibiteurs des dépôts dans les canalisations	Éthylène-glycol, propylène-glycol		0,043	
9	Agents de contrôle du pH	Carbonate de sodium, carbonate de potassium, chlorure d'ammonium		0,011	
10	Agents de tenue des gels	Hémicellulase, persulfate d'ammonium, Quebracho		0,01	
11	Agents de maintien de la fluidité en cas d'augmentation de la température	Perborate de sodium, borates, anhydride acétique		0,007	
12	Agents de contrôle du taux de fer	Acide citrique, EDTA		0,004	
13	Inhibiteurs de corrosion	Dérivés de la quinoléine, diméthylformamide (DMF), alcool propargylique		0,002	
14	Biocides (antiseptiques)	Dibromoacétonitrite, glutaraldéhyde, DBNPA		0,001	

Source : Ground water protection and all consulting 2009.

ne les connaîtra pas nécessairement.

Beaucoup de ces produits toxiques ont été effectivement retrouvés aux États-Unis dans des aquifères voisins des forages de gaz de schistes (**Tableau 3**).

Les plateformes d'exploitations utilisent aussi un nombre important de transports lourds (**Figure 20**).

En sous-sol, des forages à têtes multiples, puis à déviations également multiples, permettent d'optimiser l'explo-

**Tableau 3**

*Fuites toxiques retrouvées dans les aquifères voisins des forages aux États-Unis.*

Composés chimiques	Nombre de fois retrouvés dans les forages
Méthanol	392
Isopropanol	279
Silice cristalline (quartz)	207
2-butoxyéthanol	126
Éthylène-glycol	119
Fraction de pétrole légers hydrogénés	89
Soude (hydroxyde de sodium)	80
Composés BTEX*	60

\* BTEX : benzène, toluène, éthylbenzène, xylènes.



**Figure 20**

*Les transports utilisés sur une plateforme de forage, lors de la phase de fracturation.*

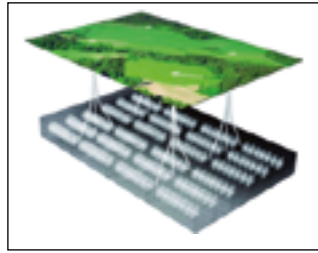
Source : Courtesy of Halliburton.

tation de la couche (**Figure 21**). La fracturation hydraulique, à l'échelle à laquelle elle est nécessaire pour être rentable, a d'autres impacts spécifiques sur le sous-sol, notamment sur les ressources en eau, car elle nécessite entre 8 000 et 18 000 m<sup>3</sup> d'eau par puits. Il faut donc non seulement évaluer les besoins en quantité et en qualité, mais, comme il existe un risque d'impact sur les ressources en eau, il faut savoir les gérer en prenant en compte les spécificités régionales et locales (périmètres de protection des puits AEP notamment).

Le BRGM a étudié l'impact sur les ressources en eau, ainsi que sur les risques de fuites dues à la perte d'intégrité des puits. C'est le type de risque encouru dans le cas des Cévennes, où les discontinuités géologiques accroissent les possibilités de migration incontrôlée des gaz et des fluides vers des aquifères sus-jacents jusqu'à la surface. L'extension spatiale de fractures dans la roche mère peut générer une connexion entre la roche mère productive et d'autres couches géologiques perméables, engendrant une remontée des fluides de fracture.

Par ailleurs, la réactivation de fractures préexistantes, notamment dans des systèmes qui auraient été préalablement faillés, accroît ces risques et peut entraîner une sismicité induite, suite à la modification de contraintes tectoniques locales.

Pour favoriser le développement et l'extension des fractures, on ajoute environ 0,5 %



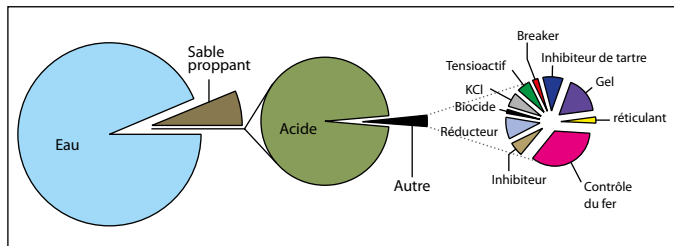
**Figure 21**

Arrangement d'un réseau de forage à têtes multiples.

Source : Wood, R., P. Gilbert, M. Sharmina, K. Anderson, A. Footitt, S. Glynn, F. Nicholls (2011). Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts, 2011. Tyndall Centre for Climate Change Research. [http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndall-coop\\_shale\\_gas\\_report\\_final.pdf](http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndall-coop_shale_gas_report_final.pdf)

d'additifs chimiques dans le fluide de fracturation, de l'acide et d'autres produits (**Figure 22**), qui seront certes en concentrations assez faibles, mais qui néanmoins sont introduits dans le milieu et pourraient interagir avec la minéralogie des roches, ou contaminer les eaux de surface et les aquifères.

Dans le cadre des interactions eau fluide-roche mère, il existe aussi des risques liés à la désorption des éléments adsorbés ou absorbés sur les argiles de la roche mère tels que les complexes minéraux organiques, les éléments métalliques (plomb, zinc, cuivre), les éléments radioactifs (uranium, radium, radon). Le risque de désorption dépend du pH, des concentrations et de la pression comme nous l'avons vu ci-dessus (paragraphe 1.1).



**Figure 22**

Les additifs du fluide de fracturation

Source : IFPEN.

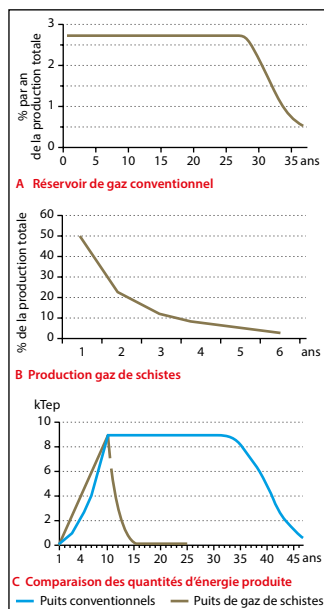


Figure 23

Évolution de la production d'un réservoir en fonction du temps d'exploitation. A) Cas d'un réservoir de gaz conventionnel ; B) cas d'un réservoir de gaz de schistes ; C) comparaison de l'évolution des quantités d'énergies produites entre puits conventionnels et non conventionnels.

### 3.2. Les impacts spécifiques sur le proche sous-sol

Les installations de surface ont des impacts similaires à ceux des installations conventionnelles (forages, récupération des gaz, installations de stockages des gaz et des fluides), mais leur emprise au sol est quatre fois plus grande.

Les problèmes spécifiques sont liés au stockage du mélange (eau, sable, additifs) du fluide à injecter sous pression, au stockage et au traitement des effluents et de l'eau produite. Les risques associés sont liés à l'impact sur les nappes phréatiques des fuites des bacs de rétention ou des relâchements accidentels des réserves et des camions citernes.

Le problème de l'exploitation d'un réservoir de gaz de schistes comparée à celle d'un réservoir de gaz conventionnel est la courte durée de l'exploitation (Figure 23). Alors que le puits d'un réservoir de gaz conventionnel, une fois foré, produit pendant environ trente ans, même cinquante ans, du pétrole ou du gaz (Figure 23A), dans le cas du

gaz de schistes, quand la fracturation est créée, on obtient, avec le retour du fluide qu'on aura injecté, du gaz et/ou de l'huile durant un an, deux ans, peut-être cinq ans au maximum (Figure 23B). L'essentiel de la production est obtenu dans les premiers mois et décroît ensuite rapidement (Figure 23C).

La Figure 24 montre, sur l'exemple du gisement de Bakken, à la frontière entre le Canada et les États-Unis, la relation entre la production de gaz (courbe bleue) et le nombre de puits forés (courbe verte), entre 2000 et 2012. On voit que la production est directement liée au nombre de puits forés, mais qu'elle décroît après 2008.

Si les américains ont effectivement réussi la performance d'avoir une production exponentielle de gaz de schistes, c'est au prix d'une augmentation continue de forages, comme le montre l'exemple de l'exploitation du gisement de Fayetteville (Figure 25), pour lequel le déclin instantané de la production des puits (ligne noire) est compensé par l'augmentation du nombre de

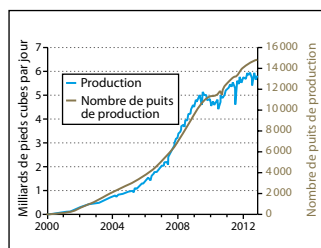


Figure 24

La production de gaz dépend du nombre de puits exploités (gisement de Bakken).

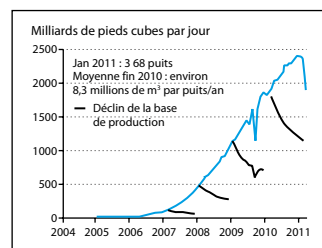


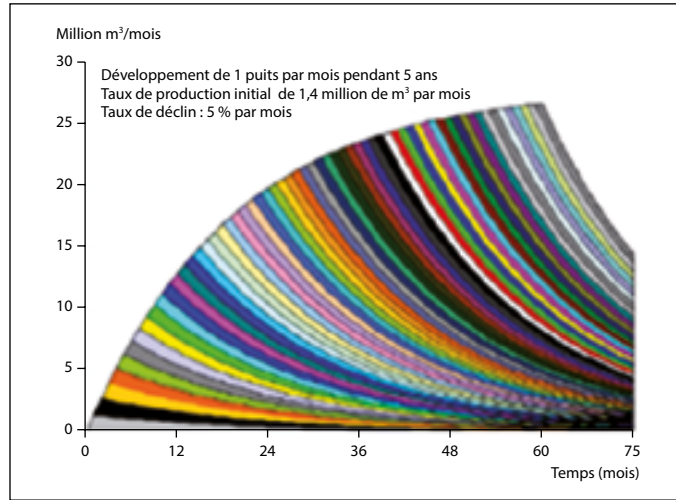
Figure 25

Évolution de la production du gaz de schistes du gisement de Fayetteville (États-Unis).

puits, mais dont néanmoins le déclin devient progressivement de plus en plus rapide.

Dans son rapport sur les gaz de schistes, le parlement européen a effectué une simulation de l'évolution de la production globale d'un gisement à partir d'un scénario basé sur l'installation d'un nouveau puits chaque mois à partir d'une production de 1,4 millions de m<sup>3</sup> le premier mois, suivi d'un déclin de 5 % par mois. Au bout de cinq ans, soixante puits sont en production assurant 27 millions de m<sup>3</sup> par mois, soit 325 millions de m<sup>3</sup> par an, mais le taux de production par puits n'est plus que de 5 millions de m<sup>3</sup> par an au bout de cinq ans (*Figure 26*).

La faible productivité des puits nécessite donc sans arrêt de nouveaux forages, car seul un grand nombre de puits justifie l'investissement, ce qui n'est pas sans conséquence sur la modification des paysages (*Figure 27*), et il existe peu d'endroits en Europe, tout au moins en France, qui le permettent.



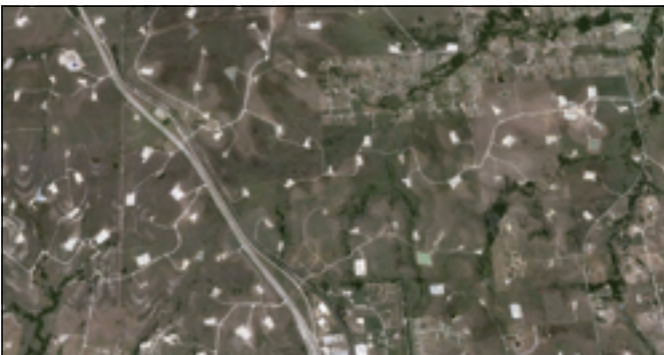
### 3.3. Les impacts économiques

Il existe une controverse aux États-Unis sur la création d'emplois résultant de l'exploitation du gaz de roche mère entre janvier 2004 et janvier 2011 (*Figure 28*), confrontant les professionnels et le bureau des statistiques américain, qui donne des résultats environ dix fois inférieurs (*Tableau 4*).

*Figure 26*

Modélisation du développement de l'exploitation d'un gisement schisteux par l'ajout de nouveaux puits à un rythme de développement constant d'un puits par mois.

Source : Parlement Européen.



*Figure 27*

Photographie d'un champ de puits de forage.

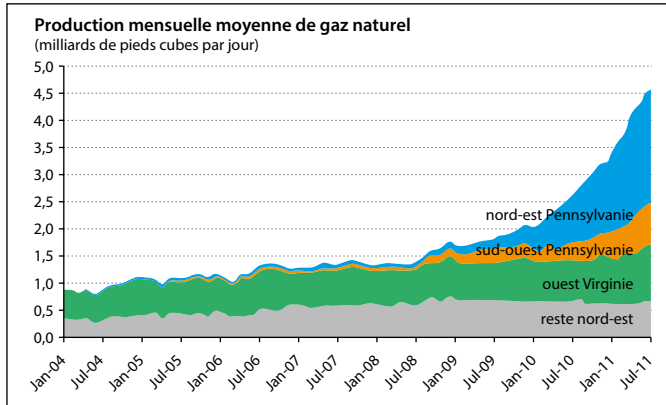


Figure 28

Évolution de la production moyenne de gaz naturel par mois (de janvier 2004 à janvier 2011).

Tableau 4

La controverse sur les emplois créés.

Penn State's College of Earth and Mineral Sciences (financé pour partie par le Comité Marcellus Shale Gas)	U.S. Bureau of Labor Statistics
Plus de 29 000 emplois en 2008 48 000 emplois en 2009 107 000 – 110 000 emplois et plus en 2010	3 000 emplois nouveaux en Pennsylvanie dans le domaine « mining and logging » en 2004 20 800 emplois en Février 2007 23 300 emplois en Février 2010 Licenciements massifs en 2014

Il y a également controverse sur la rentabilité de l'exploitation du gaz de schistes car à force d'augmenter la production, les producteurs ont finalement fait écrouler le prix du gaz aux États-Unis, qui est passé de 4,27 \$ par millier de pieds cubiques en 2011, à 2,09 \$ en 2012, soit une diminution de 51 %, qui rend la production de gaz non rentable.

À partir de 2012-2013, il n'y a presque plus eu de production de gaz de schistes aux

États-Unis, et l'industrie est passée du gaz de schistes à l'huile de schistes, car les tarifs n'avaient pas baissé autant sur le pétrole que sur le gaz. Les technologies de la production de gaz ont été appliquées à celle de l'huile. Actuellement, la production de « gaz de schistes » n'est manifestement plus économique, même dans le contexte nord-américain qui est le plus favorable au monde. Partout ailleurs les coûts seront nettement plus élevés (du fait de la taille des gisements, et des contraintes spatiales et environnementales notamment)... Et même demain aux États-Unis, les meilleurs gisements ayant été écrémés.

## 4 Les ressources de gaz de roche mère

### 4.1. Le monde et l'Europe

La Figure 29 représente une carte des ressources mondiales en gaz de roche mère. Ce sont des couches d'argile noire connues des géologues. Ces ressources s'élèvent à 456 000 milliards de m<sup>3</sup>, dont 180 sont exploitables. L'Europe ne possède que 6,5 % de ces réserves, et la France en est le second principal détenteur après la Pologne.

La Figure 30 donne la distribution des ressources mondiales potentielles en gaz (Figure 30A) et en huile (Figure 30B) de roche mère selon la Société Américaine de Chimie. Les ressources mondiales en huile de roche mère sont évaluées à 389 à 460 milliards de tonnes. L'Europe n'en posséderait que

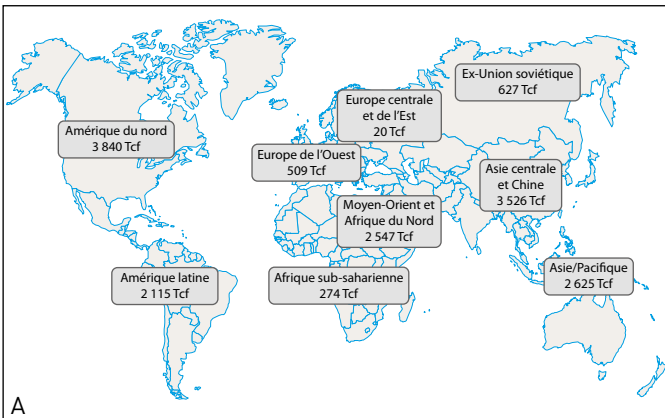




**Figure 29**

Carte des ressources mondiales en gaz de roche mère.

Source : U.S. Energy Information Administration based on Advanced Resources International, Inc. Data.

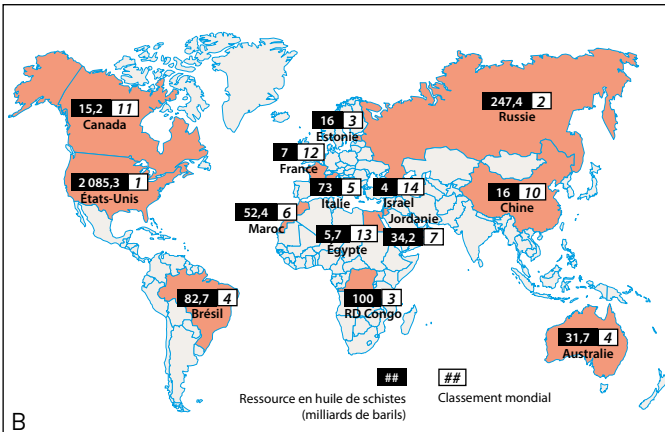


**Figure 30**

Distribution des ressources mondiales en hydrocarbures non conventionnels.

A) Distribution des ressources potentielles en gaz de roche mère (1 Tcf = 28 300 milliard de m<sup>3</sup>) ;  
 B) distribution des ressources mondiales en huile de roche mère.

Source : A) National Petroleum Council ; B) An Overview of Oil Shale Resources (2010), Emily Knaus, James Killen, Khosrow Biglarbigi, Peter Crawford in Oil Shale: A Solution to the Liquid Fuel Dilemma; Ogunsola, O., et coll.; ACS Symposium Series; American Chemical Society: Washington, DC, 2010.



16 milliards de tonnes dont 920 millions de tonnes en France, qui serait le troisième principal détenteur européen après l'Italie et l'Estonie.

Malgré le faible pourcentage de réserves en hydrocarbures non conventionnels en Europe, un certain nombre d'exploitations se sont néanmoins

développées, notamment en Pologne. Le rôle leader de la Pologne se comprend pour des raisons géopolitiques évidentes. D'une part, elle dépend beaucoup du gaz russe, d'autre part elle consomme essentiellement du charbon.

Cependant, les ressources potentielles, initialement évaluées avec l'aide des États-Unis à 5 300 milliards de m<sup>3</sup> (5,3 Tm<sup>3</sup>), ont été révisées à la baisse par les services polonais, d'abord de 75 %, puis de 91 % sur la base des données de forage pour n'atteindre que 0,35 à 0,27 Tm<sup>3</sup>, soit le dixième des évaluations initiales. Les résultats obtenus en Pologne sont donc d'intérêt mitigé alors que la Pologne était présentée comme le premier pays en Europe pour le potentiel gaz de schistes. Après Exxon Mobil, Total, Marathon et ENI, Chevron déclarait en février 2015 abandonner ses recherches en Pologne.

En Europe, la perception de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels par le public varie selon les pays. Il y a une forte opposition en France, en Suède, en Bulgarie et en Roumanie. En revanche en Allemagne, en Pologne et au Danemark, les explorations ont été autorisées, et cela est lié au fait que les services géologiques de ces pays avaient reçu des commandes de leur États pour réaliser un travail préalable d'évaluation des ressources potentielles et des publications sur les méthodologies à utiliser dans le domaine.

Il serait donc nécessaire de coordonner les recherches au niveau de l'Europe :

- pour mettre au point des méthodologies communes afin d'évaluer les ressources et les réserves ;
- pour évaluer et gérer les risques ;
- pour mener des recherches en vue de mettre au point des technologies d'exploitation propres sur sites expérimentaux qu'il faudrait rendre accessibles au public ;
- pour évaluer l'économie des projets en tenant compte des externalités
- pour encadrer d'éventuelles exploitations ultérieures.

#### 4.2. Les réserves d'hydrocarbures non conventionnels en France

En France, l'État n'a jamais demandé l'évaluation du potentiel du gaz et du pétrole de schistes, alors qu'on dispose de toutes les données pour le faire, notamment de solides bases de données concernant les bassins sédimentaires (**Figure 31**).

Il existe dans trois bassins des possibilités de gisements d'hydrocarbures non conventionnels dans trois couches : le Toarcien Aalénien dans le Jurassique, des couches dans le Permien ou Autunien, ainsi que des couches dans le carbonifère au niveau du Stéphaniens (**Figure 32**).

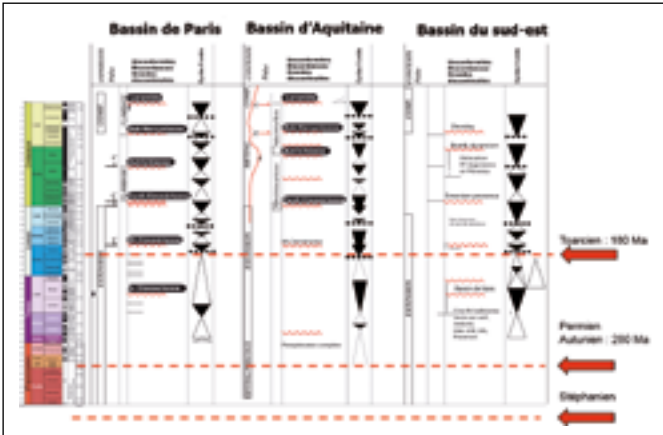
Les cibles potentielles d'exploration d'hydrocarbures non conventionnels en France sont représentées sur la **Figure 33A**. Il s'agit des cibles jurassiques du Toarcien du Bassin de Paris, des Causses et du Bassin du Sud-Est pour l'huile, et les bassins du Jura et du Sud Est pour le gaz.



**Figure 31**

Carte des bassins sédimentaires en France avec les courbes isobathes.

En violet : Trias ; en bleu : Jurassique ; en vert : Crétacé ; en jaune : Tertiaire.



**Figure 32**

Séquence géologique du Bassin de Paris, du Bassin d'Aquitaine et du Bassin du Sud-Est.

Les cibles potentielles permocarbonifères d'exploration pour le gaz de roche mère et pour le gaz de charbon (méthane) sont représentées en jaune sur la **Figure 33B**.

La **Figure 34** montre le positionnement des couches de

roche mère d'hydrocarbures non conventionnels par rapport aux couches aquifère du Bassin de Paris.

Les possibilités d'exploitation de grosses unités sont situées soit au fin fond du Bassin en zone centrale, soit

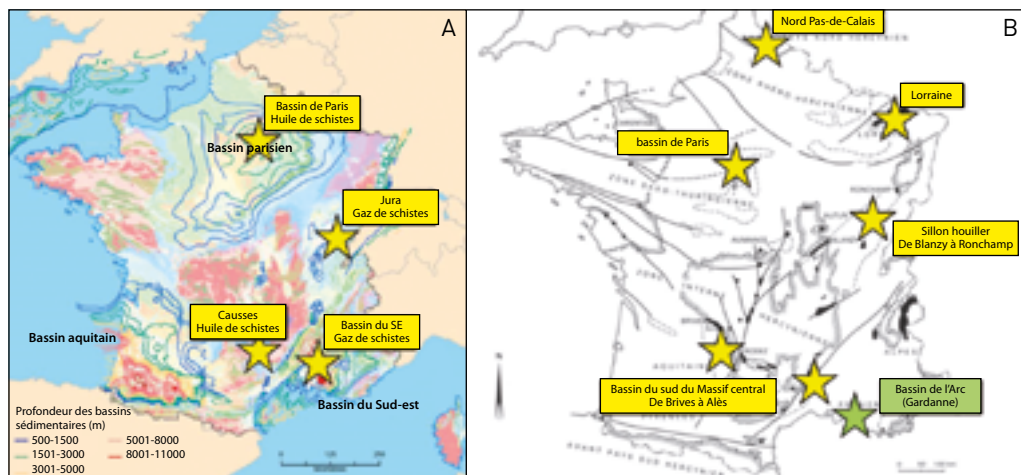


Figure 33

A) Les cibles potentielles d'hydrocarbures non conventionnels sur le territoire français ; B) les cibles de gaz non conventionnel du territoire français (en jaune).

Source : BRGM.

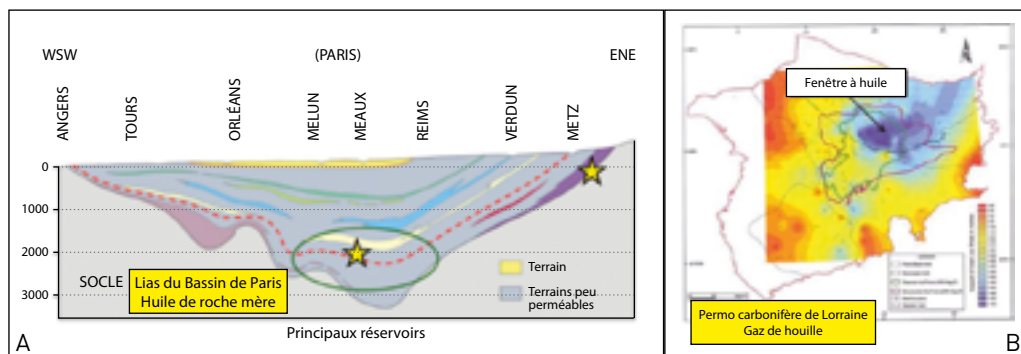


Figure 34

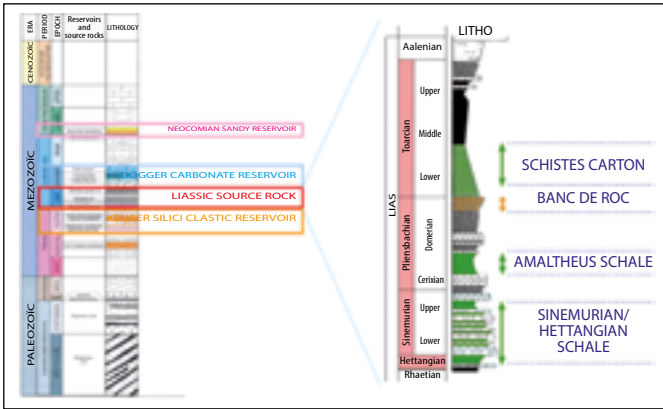
Le Lias du Bassin de Paris. A) Carte de l'épaisseur des argiles du Toarcien montrant le positionnement des cibles HCN par rapport aux aquifères ; B) coupe géologique de Bassin de Paris représentant la position du Lias marneux (contenant la roche mère) et des principaux aquifères.

Source : BRGM.

dans l'est du Bassin, dans des formations liasiques, qui ressemblent à celles exploitées aux États-Unis (Figure 35). C'est une entreprise américaine qui a réalisé ce travail de comparaison entre les couches géologiques françaises et américaines en vue

de déposer une demande de permis d'exploration.

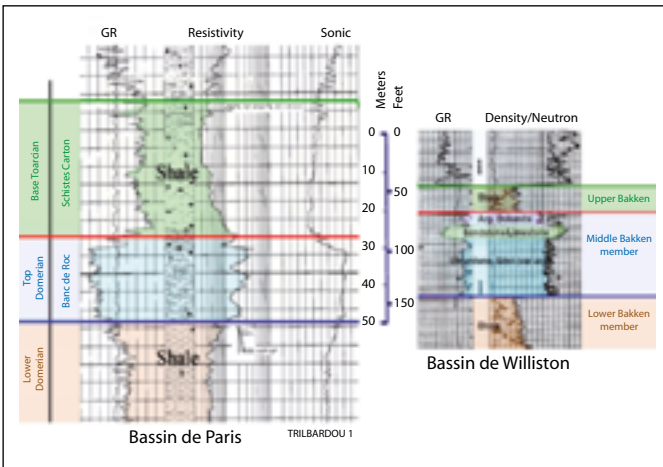
La comparaison entre le Bassin de Paris et le Bassin de Williston présente des analogies entre les couches d'argile potentiellement productives de gaz de roche mère ou d'huile de roche mère (Figure 36),



**Figure 35**

Localisation des roches mères du Bassin de Paris.

Source : Toréador.



**Figure 36**

Comparaison entre le Bassin parisien et le Bassin de Williston.

Source : Toréador.

mais on manque évidemment de données en matière de porosité, de perméabilité et de nature des matières organiques présentes (Tableaux 5 et 6).

Cependant, le contexte entre la France et les États-Unis est très différent. Aux États-Unis, le sous-sol est une propriété privée, et il y a « des fermiers des hydrocarbures » propriétaires depuis plusieurs générations, qui ont la possibilité de maintenir des installations en production

même polluantes ou non-rentables. En France, nous avons un système beaucoup plus lourd et en même temps plus sûr, car le sous-sol est propriété de l'État, ce qui implique la délivrance de permis de recherche (qui protègent l'entreprise mais ne donne pas droit à exploiter), puis éventuellement de permis d'exploitation, et que les données découlant d'explorations antérieures soient gérées (par le BRGM) puis portées à la connaissance du public.

Tableau 5

Les différences entre les gaz de roche mère du Bassin du sud-est de Paris et ceux du Bassin de Barnett.

	Gaz de schistes Bassin du Sud-Est	Gaz de schistes Bassin de Barnett
TOC	4 à 6 %	4,5 %
Tmax	500-510 °C	455 °C
Roche mère	Argiles	Argiles
Matière organique	Type 2 probable	Type 2
Environnement de dépôt	Marin profond Syst. Progr. bas niveau	Marin restreint
Épaisseur nette	200 m ?	90 m
Porosité	?	6 %
Perméabilité	?	0,02 mD

Source : BRGM.

Tableau 6

Les différences entre les huiles de roche mère du Bassin de Paris et celles du Bassin Bakken.

	« Shale Oil » du Bassin parisien	Bakken
TOC	0-12 %	0-40 % (moyenne = 10 %)
Tmax	445 °C	445 °C
Roche mère	Type II	Type II
Matière organique	Plancton marin + bactéries anaérobies	
Contenu quartzique	26-58 %	20-68 %
Environnement de dépôt	marin et anoxique	
« Competent layer »	Banc de Roc	Middle Bakken
Épaisseur nette	1-40 m	2-20 m
Porosité	jusqu'à 12 %	8 à 12 %
Perméabilité	jusqu'à 5 mD	0,05-0,5 mD
Densité API	38°	42°

Source : BRGM.

#### 4.3. Les travaux de recherches à mener au stade de l'exploration

Ces formations géologiques sont intéressantes à connaître, non seulement pour les hydrocarbures non conventionnels,

mais aussi pour d'autres applications. C'est le cas pour la géothermie, le stockage d'hydrocarbures liquides ou gazeux, le stockage des déchets nucléaires ou le stockage géologique du dioxyde



de carbone, qui est aussi une option à développer en lien avec l'exploitation du charbon, si on veut continuer à exploiter celui-ci.

L'investigation des ressources en eaux souterraines nécessaires pour les eaux potables, l'irrigation agricole, les usages industriels, etc., bénéficieront aussi des recherches menées sur ces formations géologiques.

Au stade de l'exploration, les travaux sont à mener dans quatre domaines :

- la géologie de terrain pour déterminer la nature, la composition, la disposition des roches mères à l'affleurement, mais aussi la tectonique affectant ces formations ;
- les travaux de laboratoire : analyse pétrographique, minéralogique, géochimique, ainsi que l'analyse de la matière organique ;
- les travaux de géophysique notamment dans le domaine sismique ;
- les forages de reconnaissance sachant que les permis de recherche en France

donnent le droit exclusif mais pas le permis de forer.

Auxquels doit s'ajouter bien sûr la modélisation et la représentation 3D (voire 4D avec les écoulements) des résultats.

#### 4.4. La gestion des risques

Une démarche de gestion des risques est à développer autour de ces hydrocarbures non conventionnels. La méthodologie proposée par le BRGM pour le stockage de CO<sub>2</sub> (Figure 37A) pourrait être appliquée aux gaz et aux huiles de roche mère (Figure 37B) avec des évaluations poursuivies tout au long du cycle de vie du projet.

La Loi de 2011 a créé en France un cadre réglementaire (Encart : « Le cadre réglementaire français »), et une révision du code minier est en cours. S'il est vrai que les permis d'exploration avaient été alloués dans des régions sans aucune consultation des collectivités locales, cela n'est plus d'actualité et rien ne peut plus être réalisé sans consulter les différentes parties prenantes.

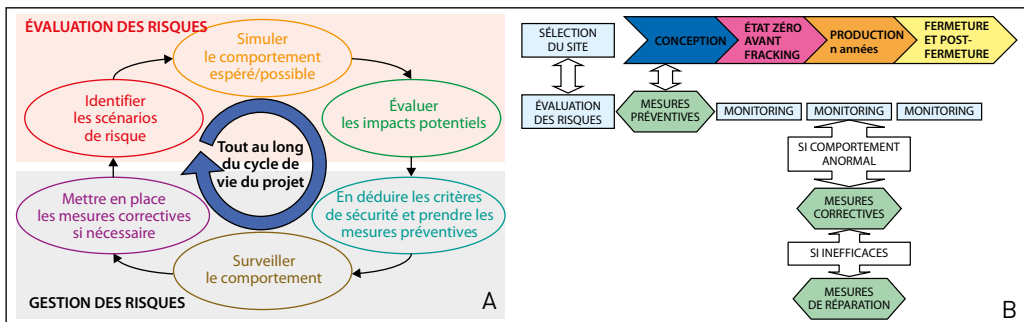


Figure 37

La gestion des risques. A) Méthodologie proposée pour le stockage du dioxyde de carbone ; B) méthodologie proposée pour l'exploitation des hydrocarbures de roche mère.

Source : rapport du BRGM, 2011.

## LE CADRE RÉGLEMENTAIRE FRANÇAIS

### Loi du 13 juillet 2011 :

- **interdit** l'exploration et la production d'hydrocarbures utilisant la fracturation hydraulique ;
- **crée une commission nationale** d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux :
  - \* évaluation des risques environnementaux liés à la fracturation et aux techniques alternatives ;
  - \* autorisation sous condition et sous contrôle public, d'expérimentations aux seules fins de recherche ;
  - \* composition : ministères, corps représentatifs, industriels, associations.
- le gouvernement doit présenter chaque année au Parlement un rapport sur l'évolution des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures.

## 5 Les gaz de schistes dans le contexte énergie-climat d'aujourd'hui

La filière économique des hydrocarbures de roche mère est fragile et complètement bouleversée par la baisse actuelle des cours. La baisse du cours du gaz aux États-Unis, induite par la production même, a ruiné les exploitations de gaz américaines et rend même hors de portée l'intérêt économique des investissements pour l'exploitation des huiles en dehors de quelques rares pépites.

De plus, cette filière, qui impose de forer toujours plus, est consommatrice d'espace pour une productivité très faible et de courte durée.

La transition énergétique<sup>9</sup>, qui s'impose à nous du fait du chan-

gement climatique, entraîne de lourds investissements concurrents absolument nécessaires. Même si on ne sait pas encore très bien modéliser l'ampleur du phénomène, les variations naturelles et anthropiques des teneurs en CO<sub>2</sub>, corrélées au réchauffement climatique, imposent de plafonner les émissions pour éviter les pires dérèglements environnementaux et sociaux. Or, en dehors de l'usage accru des hydrocarbures qu'elles permettent (avec son cortège d'émissions de combustion), les exploitations de gaz de schistes sont aussi émissives de méthane<sup>10</sup>, un gaz à effet de serre particulièrement puissant (Pouvoir de réchauffement Global 23 fois supérieur au dioxyde de carbone).

Parallèlement à cela, on observe, malgré les investissements massifs, une baisse des capacités de production des hydrocarbures conventionnels (peak-oil) (*Figure 38*). De plus, on voit que non seulement le pic est dépassé pour le pétrole, mais qu'on est en train de le passer pour le gaz, et qu'on va aussi le passer pour le charbon (pour lequel on dispose néanmoins de quelques dizaines d'années supplémentaires).

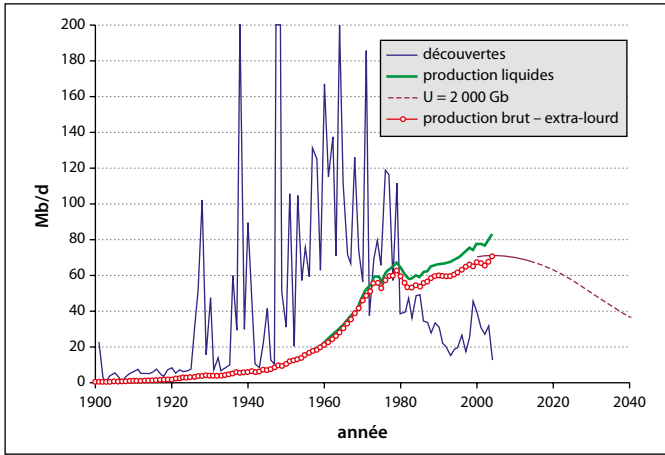
Ainsi, du point de vue de la gestion de la planète en termes de carbone, nous déstockons du carbone géologique que nous

*enjeux énergétiques*, coordonné par M.-T. Dinh-Audouin, D. Olivier et P. Rigny, EDP Sciences, 2013.

10. Les fuites de méthane ont pu être mesurées par géophysique aéroportée sur un gisement de l'ouest américain (Karion *et coll.* [2013]. Methane Emission Estimate from Airborne Measurements. Geophys. Res. Letters, **40** : 1-5.

9. Voir aussi l'ouvrage *Chimie et*





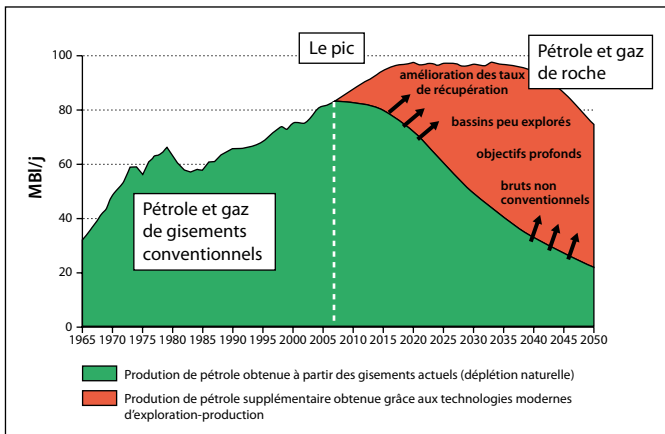
**Figure 38**

*Découverte annuelle mondiale de pétrole et production.*

Source : Jean Laherrere, ASPO, 2005.

envoyons dans l'atmosphère, et nous sommes parvenus actuellement au stade où nous avons déstocké presque la moitié du carbone géologique, moins de la moitié pour le charbon, mais la moitié pour le gaz et le pétrole conventionnels. On ne peut désormais réussir à maintenir la production d'hydrocarbures qu'au prix de ces exploitations de type non conventionnels, ce qui permettrait d'obtenir un plateau ondulant à la place du pic (Figure 39).

Mais est-ce raisonnable, puisque nous venons de voir que l'exploitation des hydrocarbures de roche mère est une solution ni juste, ni durable ? Ce qui serait raisonnable serait d'introduire à la place de ces exploitations massives de réserves d'énergies fossiles, les énergies alternatives qui s'offrent à nous, parmi lesquelles le solaire, l'éolien, la géothermie, les biocarburants, l'efficacité énergétique, le nucléaire, etc. (Figure 40)



**Figure 39**

*Prévision de la production de pétrole jusqu'en 2050 avec l'utilisation des hydrocarbures non conventionnels.*

Source : IFPEN modifié.

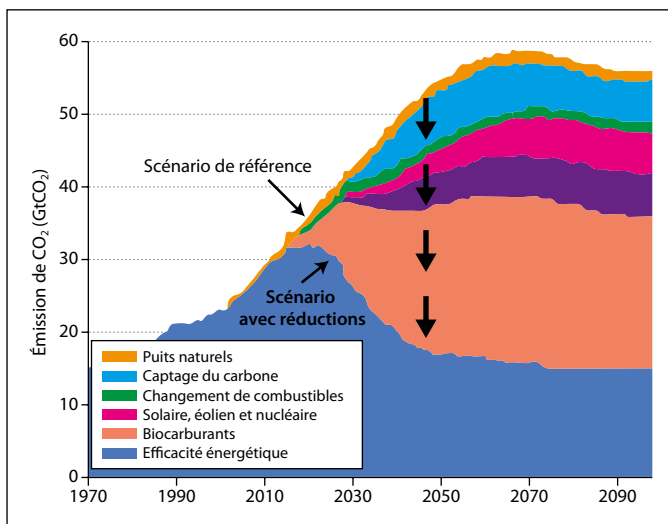


Figure 40

Émissions de CO<sub>2</sub> en fonction du temps (années) en tenant compte de toutes les énergies alternatives au fossile.

Source : CE.

## Quel avenir pour les gaz de schistes ?

L'Europe a été surprise par le soudain intérêt des compagnies pétrolières pour les hydrocarbures non conventionnels du type gaz de schistes. La France ne s'y était pas vraiment préparée et elle a mal géré ce dossier, avec les conséquences que l'on connaît sur le plan social et en fin de compte l'interdiction pure et simple de l'exploration.

Il demeure encore de très fortes incertitudes sur les ressources, leur disponibilité et leur accessibilité ; il y a donc nécessité de réaliser un travail d'évaluation de ces ressources et des risques liés à leur exploitation qui peut avoir des impacts significatifs sur l'environnement et la santé humaine. Ces recherches, si elles étaient menées dans des conditions ouvertes, à objectifs multiples, seraient, en tout état de

cause, utiles pour d'autres développements (eau souterraine, géothermie, stockages...).

La perception du public encore très négative concernant l'exploitation du sous-sol en général nécessite en tout état de cause un important travail d'information préalable notamment au niveau local. En tant que telle, cette filière énergétique a une autonomie fragile qui est déjà remise en cause même aux États-Unis où les conditions étaient exceptionnellement favorables – ne serait-ce que sur le gaz –, et dont on n'a pas encore vu les conséquences. Actuellement condamnée par les cours actuels du brut, c'est l'ensemble d'un système industriel et financier qui se retrouve pris dans ce qui sera bientôt reconnu comme une « bulle spéculative ».

En conclusion, s'il est une nécessité impérieuse, c'est de mettre à profit cette baisse des cours pour investir dans la transition énergétique, en vue de maîtriser les consommations superflues et développer les énergies durables (**Figure 41**).



**Figure 41**

*C'est une nécessité impérieuse de mettre à profit la baisse des cours pour investir dans la transition énergétique, en vue de maîtriser les consommations superflues et développer les énergies durables.*