

Risques potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en Ile-de-France

Rapport du Conseil scientifique régional d'Ile-de-France

Mars 2012



Rédacteurs du rapport :

Jean-Antoine Girault	Biologiste, directeur de recherche à l'Inserm, président du Conseil scientifique régional (CSR) d'Ile-de-France (coordinateur du rapport)
Jean-Pierre Bourguignon	Mathématicien, directeur de l'Institut des hautes études scientifiques, membre du CSR d'Ile-de-France
Ghislain de Marsily	Géologue spécialisé en hydrologie, professeur émérite à l'université Pierre et Marie Curie et à l'École des Mines de Paris, membre de l'Institut de France
Thérèse Encrenaz	Astronome, directrice de recherche au CNRS, membre du CSR d'Ile-de-France
Sylvie Joussaume	Climatologue, Directrice de recherche au CNRS, membre du CSR d'Ile-de-France
Denise Pumain	Géographe, professeure à l'Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne, membre de l'Institut universitaire de France, membre du CSR d'Ile-de-France

Table des matières

I- INTRODUCTION	p. 3
II- CONTEXTE GENERAL	p. 5
A- Les hydrocarbures naturels	p. 5
1- Le pétrole et le gaz « conventionnels »	
2- Les hydrocarbures « non conventionnels »	
B- Place des hydrocarbures naturels dans les ressources en énergie	p. 7
C- Les technologies utilisées pour exploiter les hydrocarbures de roche-mère	p. 9
1- L'exploration des gisements d'hydrocarbures de roche-mère	
2- Le forage horizontal	
3- La fracturation hydraulique	
D- L'impact de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère sur les politiques énergétiques	p. 12
II- LE CONTEXTE REGIONAL ET NATIONAL	p. 14
A- Les données géologiques et hydrogéologiques en Ile-de-France	p. 14
1- Structure géologique du bassin parisien	
2- Les aquifères du bassin parisien	
3- Les hydrocarbures du bassin parisien	
B- La situation réglementaire en France	p. 17
1- Eléments juridiques concernant les ressources minières	
2- La situation des hydrocarbures non conventionnels	
III- LES RISQUES LIES A L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS	p. 19
A- Impact et risques liés au forage et à la fracturation hydraulique	p. 19
1- Implantation	
2- Besoins en eau	
3- Récupération de l'eau de fracturation et de ses contaminants	
4- Risques mécaniques liés à la fracturation hydraulique	
B- Risques de fuite pendant la période de production et à long terme après abandon du puits	p. 23
1- Risques liés aux défauts d'étanchéité des puits de forage	
2- Risques liés aux fuites de méthane et devenir des puits à long terme	
C- Hydrocarbures non conventionnels et effet de serre	p. 24
IV- LES MOYENS PROPOSES POUR PREVENIR LES RISQUES LIES A L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS	p. 26
A- Mesures techniques proposées par les professionnels	p. 26
B- Préconisations des organismes nationaux dans différents pays	p. 26
V- CONCLUSIONS	p. 28
A- Le contexte des ressources énergétiques et la « révolution des gaz de schiste »	p. 28
B- Les risques spécifiques des hydrocarbures non conventionnels	p. 29
C- Les recommandations internationales sur le sujet	p. 31
D- La situation en Ile-de-France	p. 32
E- Pistes de réflexion pour le futur	p. 33
1- Quels seraient les éléments positifs et négatifs potentiels ?	
2- Quelles orientations pourraient être envisagées ?	
3- Quels enseignements peut-on tirer du dossier des gaz et huiles de schiste en France ?	
Références bibliographiques	p. 37
Remerciements	p. 39
ANNEXES	p. 41

I- INTRODUCTION

Le Conseil Scientifique Régional d'Ile de France a été saisi de la question des *risques liés à l'exploration et l'exploitation des gaz et huiles de schiste en Ile-de-France*, le 8 mai 2011 par le Président de Région, M. Jean-Paul Huchon. Cette saisine a été effectuée dans le contexte de la délivrance de permis de prospector ces hydrocarbures en France, notamment en Ile-de-France, et des vives protestations suscitées par cette perspective.

Cette situation était la conséquence de la mise au point, essentiellement aux Etats-Unis, de technologies de forage horizontal combiné à la fracturation hydraulique et du développement rapide de l'exploitation du gaz de schiste outre-Atlantique. La perspective de l'utilisation de ces méthodes en France du fait de la délivrance de permis, en particulier dans le Sud-Est, a déclenché des mouvements d'opinion importants auxquels le gouvernement a réagi de façon très rapide en faisant voter une loi qui interdit l'utilisation de la fracturation hydraulique. L'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, et dans une certaine mesure l'exploration¹ sont à présent virtuellement impossibles en France, sauf à recourir à d'autres approches ce qui ne semble pas envisageable à l'heure actuelle, ou à ce que la loi soit modifiée. Néanmoins il est apparu opportun que le CSR effectue l'expertise qui lui était demandée, de manière à ce que le Conseil régional et son Président disposent d'une synthèse des connaissances actuelles sur le sujet. Soulignons d'emblée que la situation géologique du bassin parisien fait que seules les huiles de schiste (c'est-à-dire le pétrole) peuvent être potentiellement exploitées en Ile de France et non le gaz de schiste. Toutefois les technologies utilisées pour l'exploration et la mise en œuvre de l'exploitation sont pratiquement les mêmes dans les deux cas, même si le gaz de schiste a été beaucoup plus largement exploité jusqu'à présent au niveau international. Ce rapport passe donc en revue les connaissances sur les deux types d'hydrocarbures.

L'objectif des rédacteurs a été de rassembler et d'évaluer les données disponibles sur les risques potentiels de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels². Le CSR a estimé qu'il était important de replacer ces différents aspects du sujet dans le contexte général de l'évolution de l'exploitation des ressources en énergie fossile d'un point de vue géologique, environnemental et économique. Tout en situant le problème dans ce contexte général, le rapport est focalisé autant que possible sur la situation de l'Ile-de-France.

Méthode de travail. Le Conseil a procédé par consultation de documents existants et identification et audition d'experts. Un groupe de travail formé des rédacteurs de ce rapport s'est mis en place au sein du CSR, auquel a bien voulu se joindre M. Ghislain de Marsily, géologue. Des rencontres informelles avec différents experts ont été organisées, suivies d'une journée de séminaire, au cours de laquelle une dizaine d'experts internationaux sont intervenus. Lors de ce séminaire, l'auditoire comprenait des spécialistes de géologie, d'hydrologie, de techniques pétrolières et gazières et de technologies de forage, ainsi que des membres d'associations actives sur ce sujet. Les différents points de vue, complémentaires et parfois contradictoires, ont été confrontés dans une atmosphère cordiale et constructive. A la demande du président du CSR certains experts ont rédigé des

¹ Des carottages simples, sans fracturation, sont possibles.

² Comme cela est détaillé plus loin les expressions « gaz de schiste » et « huiles de schiste » ne sont pas correctes d'un point de vue géologique. Ce sont des hydrocarbures non conventionnels aussi appelés huiles (ou pétrole) ou gaz de roche-mère.

rapports qui sont joints en annexe à celui-ci. Chacun de ces rapports présente le point de vue particulier de l'expert et ne tient pas compte des discussions qui ont eu lieu lors du séminaire. Ces rapports d'experts, ainsi que d'autres documents mentionnés dans les sources bibliographiques, ont servi à la rédaction du présent rapport, mais ne reflètent pas nécessairement le point de vue du groupe de travail du CSR qui a tenu compte de l'ensemble des éléments écrits et des discussions. Ce groupe de travail s'est attaché à réaliser une synthèse des différentes informations, opinions et interrogations. Il a considéré que son objectif principal était de distinguer ce que l'on peut considérer comme connu ou raisonnablement démontré de ce qui ne l'est pas et, ainsi, de dégager les interrogations qui persistent. Le rapport synthétique du CSR est rédigé de façon à pouvoir être lu par un non spécialiste. Il présente brièvement le contexte général de la question, les technologies utilisées dans le monde, la situation de l'Ile-de-France et ce qui est connu des risques de l'exploration et de l'exploitation. Il tente ensuite de dégager les conclusions de ces données et de proposer un cadre de réflexion adapté à la situation régionale.

II- CONTEXTE GENERAL

A- Les hydrocarbures naturels

1- Le pétrole et le gaz « conventionnels »

Les hydrocarbures naturels résultent de la lente transformation de sédiments fins riches en matière organique (roche-mère) à une échelle de temps géologique. Ces sédiments se déposent au fond de mers ou de lacs, et sont ensuite recouverts par d'autres sédiments (environ 50 m par million d'années). Initialement la roche-mère contient, en sus d'eau et de matériaux rocheux comme des argiles ou des sables fins, de la matière organique fossile solide, appelée kérogène, composée de gaz carbonique (CO₂), de carbone, d'hydrogène et d'un peu d'oxygène, de soufre et d'azote. L'enfouissement progressif de la roche-mère s'accompagne d'augmentation de température et de pression qui va permettre la maturation très lente des composés organiques. Cette augmentation se produit davantage au centre du bassin où pression et température peuvent atteindre des valeurs suffisantes pour la transformation du kérogène en pétrole (« fenêtre à huile », de l'ordre de 60-90°C pour un enfouissement de 2-3 km de profondeur) ou, encore plus élevées, pour la formation de gaz, essentiellement de méthane (« fenêtre à gaz », environ 100°C à 4-5 km de profondeur). Les détails de ces transformations sont complexes et les relations entre les réactions de transformation et les conditions de température et de pression ainsi que leurs cinétiques sont non linéaires. D'autre part, il faut distinguer ces transformations d'origine physico-chimique (« thermogéniques ») des transformations d'origine microbienne (« biogéniques ») qui peuvent aussi faire apparaître du méthane à la surface du sol ou à une faible profondeur. Une fois formés, les hydrocarbures liquides ou gazeux d'origine thermogénique tendent à migrer, généralement vers le haut, selon le gradient de pression, si la perméabilité de la roche environnante le permet. Cette lente migration n'est interrompue que lorsqu'elle rencontre des couches géologiques imperméables, ce qui conduit à une accumulation dans les couches sous-jacentes, dites « roche-réservoir ». Ce sont ces couches de roche-réservoir qui constituent la source des hydrocarbures « conventionnels » qui font l'objet de l'exploitation habituelle du gaz ou du pétrole par forages verticaux. Il est important de réaliser que seule une faible partie (de l'ordre de 1 à 10 %) des hydrocarbures de roche-mère s'accumule dans de telles poches. Une autre partie remonte vers la surface et est perdue (lente évaporation, diffusion, dégradation...), alors que 10 à 30% de ces hydrocarbures, parfois plus, restent dans la roche-mère. Le qualificatif de « conventionnel » fait ainsi référence essentiellement au mode d'accumulation naturel de ces hydrocarbures et à la facilité relative d'exploitation qui en découle.

2- Les hydrocarbures « non conventionnels »

Des conditions géologiques favorables à la formation et à l'accumulation de pétrole ou de gaz sont rarement réunies et l'évolution des hydrocarbures de roche-mère donne le plus souvent naissance à des hydrocarbures « non conventionnels » qui ne peuvent pas être exploités par les méthodes de forage habituelles. Ces hydrocarbures sont très abondants à l'échelle planétaire mais n'ont, jusqu'à relativement récemment, que peu attiré l'attention car ils n'étaient pas exploitables à grande échelle. La situation a évolué au cours des dernières décennies et divers types d'hydrocarbures non conventionnels présentent un intérêt actuel ou potentiel considérable dans différentes régions du monde.

a- Les sables bitumineux. Il s'agit de gisements superficiels desquels les molécules de petite taille (gaz et huiles légères) ont disparu, ne laissant que des huiles lourdes mélangées à du sable, de l'eau et de l'argile. Les sables bitumineux sont très abondants en Amérique du Nord, surtout au Canada (Atabaska, au Nord-Est de la province d'Alberta). Les huiles lourdes du Venezuela, plus fluides dans les conditions locales de température, en sont proches. L'exploitation industrielle de ces sables et huiles lourdes, technologiquement complexe, se fait le plus souvent par excavation et extraction de l'huile en réacteur. Elle est forte consommatrice d'eau et d'énergie, et génératrice de pollutions. Elle est néanmoins en cours, favorisée par l'élévation des cours du pétrole qui l'a rendue rentable.

b- Les « schistes bitumineux ». Ces roches sont potentiellement exploitables dans une trentaine de pays, y compris en Europe, et sont présents en quantité considérable en Amérique du Nord (*Green River*). Ces « schistes bitumineux » ne sont pas des schistes au sens géologique du terme, mais des roches sédimentaires dans lesquelles le kérogène n'a pas été transformé en pétrole ou en gaz. Les schistes bitumineux ne sont actuellement pas exploités en dehors de situations locales très particulières comme en Estonie. En effet, l'exploitation nécessite d'induire la transformation du kérogène en pétrole, par exemple en augmentant la chaleur par pyrolyse. Les techniques proposées dans ce but sont complexes et très coûteuses et il semble actuellement peu vraisemblable que l'exploitation des schistes bitumineux se développe à grande échelle, à court ou même à moyen terme.

c- Le gaz de houille. Le méthane accumulé dans les mines de charbon (« grisou ») peut être récupéré avec un double intérêt de commercialisation et de diminution de la contamination atmosphérique. Cette exploitation connaît un développement important dans certains pays forts producteurs de charbon comme la Chine. En Australie, il est envisagé d'extraire du méthane de couches de charbon profondes et peu épaisses, qui n'ont jamais été exploitées en mines.

d- Les hydrocarbures de roche-mère et de roches étanches ou compactes. Le gaz ou le pétrole produit à partir du kérogène dans les roches mères peut y rester, en particulier lorsque la perméabilité des couches supérieures ne permet pas leur ascension. Le gaz ou le pétrole peuvent aussi être piégés par des roches étanches (*tight rock*) à proximité de la roche-mère où ils ont été produits (pétrole de roche étanche ou compacte, *tight oil*). Les problèmes techniques posés par ces hydrocarbures de roche étanche sont proches de ceux posés par les hydrocarbures de roche-mère. Dans un cas comme dans l'autre, les couches contenant les hydrocarbures d'intérêt sont relativement profondes (habituellement 1500-3000 m). Il faut noter que la terminologie de « gaz » ou « huiles de schiste » est géologiquement incorrecte puisque les roches mères ne sont pas à proprement parler des schistes (roches métamorphiques d'aspect feuilleté). En fait le terme de schiste dans ce contexte est la traduction française approximative du mot anglais *shale* qui désigne notamment des couches sédimentaires argileuses d'aspect plus ou moins feuilleté. Huiles de schiste et pétrole de schiste sont synonymes et le premier terme est utilisé dans ce rapport.

Soulignons, en ce qui concerne le gaz et les huiles de schiste, que le caractère *non conventionnel* porte uniquement sur leur mode d'exploitation et non sur leur nature. En d'autres termes, le pétrole ou le méthane une fois extraits de gisements non conventionnels sont identiques à ceux qui sont extraits de gisements conventionnels. Par ailleurs, d'autres sources « nouvelles » d'hydrocarbures fossiles, non détaillées dans ce rapport, pourraient aussi faire l'objet d'exploitation à plus ou moins long terme (forages offshore en régions

arctiques rendues accessibles par le réchauffement climatique, pétrole sous-marin enfoui profondément sous des couches de sel au large du Brésil, hydrates de méthane des fonds marins etc.).

B- Place des hydrocarbures naturels dans les ressources en énergie

Il est hors du propos de ce rapport de prétendre donner des estimations précises des ressources en hydrocarbures naturels. Celles-ci sont d'ailleurs difficiles à estimer précisément pour deux types de raisons. Tout d'abord, il est techniquement difficile d'estimer avec précision les quantités d'hydrocarbures en place et les quantités qui peuvent être raisonnablement extraites avec les technologies actuelles. Seules des explorations multiples adaptées aux conditions géologiques locales permettraient d'affiner ces données. D'autre part, même lorsqu'ils sont connus avec une bonne approximation, les chiffres sont l'objet de tels enjeux économiques et politiques que les valeurs annoncées par différents acteurs ne sont pas toujours exactes... L'ensemble de ces éléments doit amener à une grande prudence dans l'interprétation des données. Néanmoins il paraît intéressant de rappeler les estimations couramment avancées de façon à situer le problème et les enjeux sous-jacents.

Il est habituel de distinguer les réserves³ prouvées, probables et possibles. Les *réserves prouvées* en gaz et pétrole sont celles dont on peut être "raisonnablement certain" qu'elles seront produites, en utilisant les techniques actuelles, au prix actuel et selon les accords commerciaux et gouvernementaux en cours (estimées à 90 % de chance d'être mises en production). Les *réserves probables* sont estimées selon les mêmes critères à 50 % de chance d'être mises en production et les *réserves possibles* n'ont qu'une probabilité faible d'être développées en tenant compte de circonstances favorables (estimées à 10 % de chance d'être mises en production). On comprend facilement que ces critères et les limites entre les différentes catégories sont nécessairement très imprécis. Le **Tableau 1** présente une estimation récente des réserves conventionnelles prouvées mondiales.

Tableau 1 : Réserves prouvées en sources d'énergie fossiles (2010)

	Réserves prouvées	Unités	Autres unités ⁴	Tonnes équivalent pétrole (tep) ⁵
Pétrole	188,8 milliards	tonnes	1383,2 milliards de barils	189 milliards
Sables bitumineux (Canada)	23,3 milliards	tonnes	143,1 milliards de barils	20 milliards
Gaz naturel	187 100 milliards	m ³		161 milliards
Charbon	860,9 milliards	tonnes		533 milliards

Source : BP *Statistical review of world energy 2011*

³ Le terme de réserve désigne ici des quantités d'hydrocarbure susceptibles d'être exploitées. Leur quantité évolue avec les technologies permettant cette exploitation et leur seuil de rentabilité. Cette acception est différente de celle du terme « réserve en place » ou « quantité en place » qui désigne la quantité totale d'hydrocarbure présente dans une couche géologique.

⁴ Une tonne de pétrole brut correspond à peu près à 7,3 barils (selon la densité du pétrole). Un baril est une unité de volume qui correspond à 159 litres (1 m³ = 6,3 barils). 1 million : méga M, 1 milliard : giga G.

⁵ Une tonne d'équivalent pétrole (tep) est une unité d'énergie qui vaut environ 42 GJ, ce qui correspond environ au pouvoir calorifique d'une tonne de pétrole "moyenne". Mille m³ de gaz naturel correspondent à environ 0,86 tep et une tonne de houille à 0,62 tep.

Il est important de comparer ces chiffres à ceux de la production annuelle correspondante (**Tableau 2**). Cela permet de calculer le rapport réserve / production, c'est-à-dire les réserves restantes estimées en fin d'année, divisées par la production annuelle. Ce rapport donne une évaluation du nombre d'années pendant lesquelles les réserves actuelles resteraient productives au rythme actuel d'exploitation. Or les besoins augmentent, de façon seulement partiellement prévisible, notamment du fait du développement rapide de certains grands pays comme la Chine, l'Inde, le Brésil et bien d'autres. L'augmentation annuelle des besoins au niveau mondial est de l'ordre de 1,6 % par an (BP *Energy outlook booklet*, 2011).

Tableau 2 : Production 2010 et rapport réserves/production (R/P)

		Unités	Tonnes équivalent pétrole (tep)	R/P (ans)
Pétrole	30 milliards	barils	4 milliards	46,2
Gaz naturel	3 193 milliards	m ³	2,9 milliards	58,6
Charbon	6 milliards	tonnes	3,7 milliards	118

Source : BP *Statistical review of world energy 2011*.

A titre indicatif, la part actuelle des trois grands types de combustibles fossiles peut être comparée à celle des autres sources d'énergie (**Tableau 3**).

Tableau 3 : Répartition des sources d'énergie

	%
Pétrole	32,8
Charbon	27,2
Gaz naturel	20,9
Biofuels et déchets	10,2
Nucléaire	5,8
Hydroélectricité	2,3
Autres*	0,8

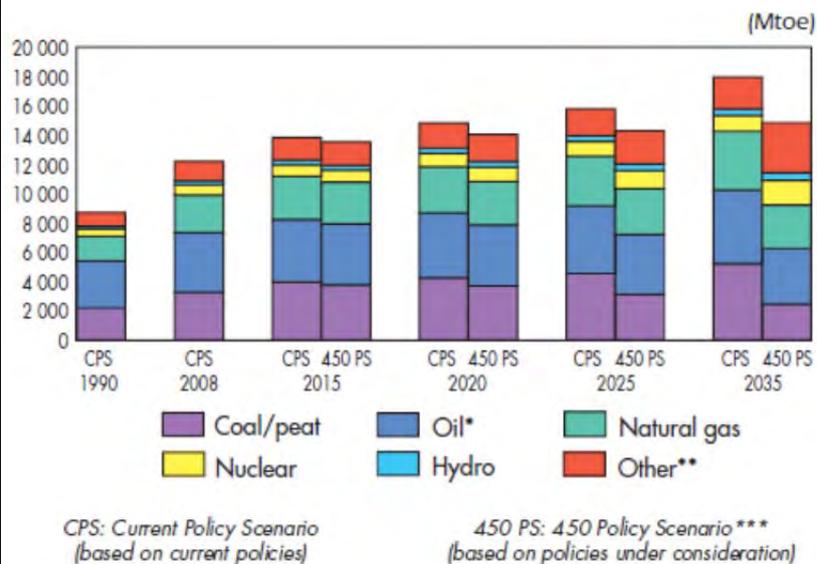
* inclut : géothermique, éolien, solaire etc.

Source : rapport de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) 2011, valeurs pour 2009.

L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) a publié une évaluation de l'évolution de l'utilisation des sources d'énergie selon deux scénarios (**Figure 1**): soit la poursuite des politiques actuelles, soit la mise en œuvre de politiques visant à stabiliser la concentration des gaz à effet de serre à 450 ppm d'équivalent CO₂ (comprenant le CO₂ à proprement parler et d'autres gaz à effet de serre dont le méthane⁶) afin de limiter le réchauffement global à 2°C. Ce deuxième scénario nécessite des économies d'énergie, une diminution de l'utilisation des combustibles fossiles, surtout du charbon, et une augmentation de la part des énergies renouvelables et du nucléaire. Il n'en reste pas moins que même dans le cadre de cette hypothèse optimiste en termes d'effet de serre, près des deux tiers des ressources énergétiques proviendraient en 2035 des combustibles fossiles.

⁶ La part du CO₂ vrai n'est pas déterminée à l'avance puisque l'objectif est de contrôler l'effet de serre en limitant l'ensemble des gaz ayant cet effet. Sur la base des données actuelles on peut l'estimer à 350 ppm.

Figure 1 : Evolution des sources primaires d'énergie (TPES, *Total Primary Energy Supplies*) estimées en millions de tonnes d'équivalent pétrole (TEP, *million tons of oil equivalent Mtoe*). Pour le futur deux scénarios sont envisagés : maintien des politiques actuelles (CPS, *Current Policy Scenario*) ou mise en œuvre de politiques, considérées comme réalistes, visant à stabiliser la concentration des gaz à effet de serre à 450 ppm d'équivalent CO₂ (450 PS: *450 Policy Scenario*). Source : 2011 *Key World Energy Statistics*, International Energy Agency.



C- Les technologies utilisées pour exploiter les hydrocarbures de roche-mère

Jusqu'aux années 1990 les hydrocarbures de roche-mère, huiles et gaz « de schiste » et hydrocarbures de roche étanche apparentés, n'étaient pas considérés comme des sources potentielles d'énergie exploitables en raison de la relative imperméabilité des couches géologiques concernées et des difficultés pour récupérer les hydrocarbures qu'elles contiennent. Cette situation a été complètement modifiée du fait de progrès technologiques importants réalisés essentiellement aux Etats-Unis depuis une vingtaine d'années. Cette « révolution technologique » a reposé sur l'association de deux technologies déjà utilisées dans l'industrie pétrolière, le forage horizontal et la fracturation hydraulique. Ces technologies sont les mêmes qu'il s'agisse d'exploiter du gaz ou du pétrole « de schiste », ou encore d'explorer en vue de leur exploitation ultérieure. Il faut souligner que, au-delà des particularités technologiques, la démarche générale suivie pour l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère est très différente de celle des hydrocarbures conventionnels. Dans le cas du pétrole et du gaz conventionnels il est particulièrement difficile et souvent économiquement risqué de repérer les « poches » productives potentielles. En revanche, lorsque celles-ci sont confirmées, l'extraction est en principe simple, encore que des difficultés techniques considérables puissent surgir du fait de la localisation géographique ou de la nature du terrain. Dans le cas des hydrocarbures de roche-mère, une fois la localisation d'une région riche déterminée, le risque de forage blanc est faible puisque les couches d'intérêt sont en principe très étendues. En revanche la difficulté de l'exploitation est liée à l'extraction du gaz ou du pétrole, piégé dans la roche-mère très peu perméable.

1- L'exploration des gisements d'hydrocarbures de roche-mère

Cette phase comprend l'étude des données existantes notamment géologiques, la réalisation de nouvelles études de ce type si nécessaire, des investigations de sismique-réflexion et des forages avec carottage. De plus pour évaluer précisément l'exploitabilité et la rentabilité du gisement il est nécessaire d'effectuer des essais de fracturation à plus petite échelle que pour l'exploitation, généralement sur forage vertical uniquement.

2- Le forage horizontal

Le forage horizontal consiste, après avoir atteint la profondeur souhaitée par un forage vertical, à incurver progressivement la direction du forage jusqu'à ce que celui-ci soit horizontal, puis continue ainsi sur une distance assez longue. Les technologies permettant d'effectuer ces inclinaisons sont multiples et complexes et impliquent différents types de sondes et de conception des trajets de forage. Il est possible, à partir d'un forage vertical initial d'effectuer de multiples extensions horizontales (drains) dans des directions différentes (**Figure 2**). Si chacune de ces extensions fait plusieurs kilomètres de long, la surface couverte par l'ensemble peut être considérable.

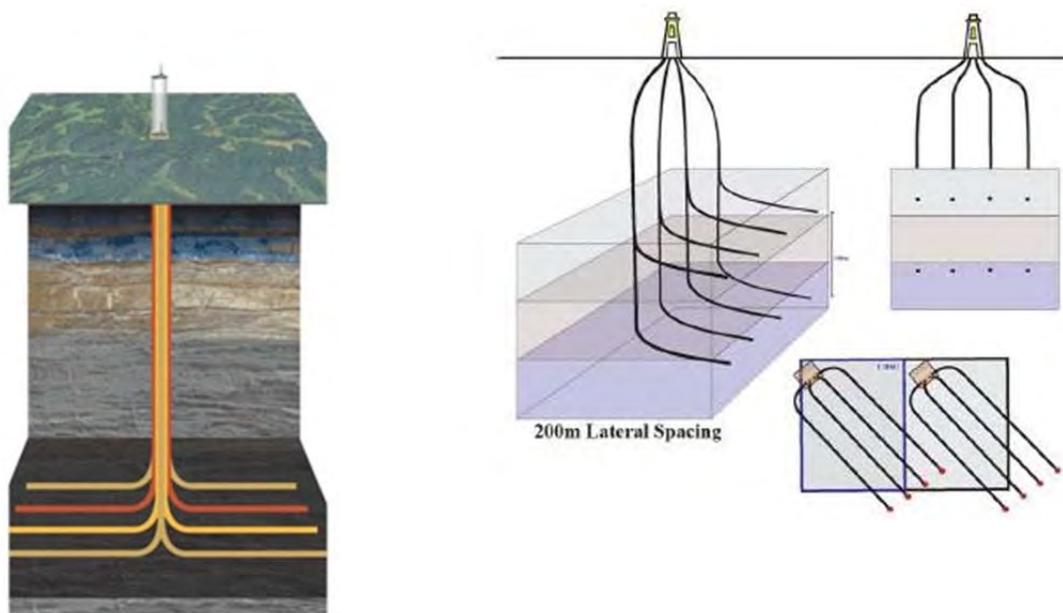


Figure 2 : Représentations schématiques de forage avec extensions horizontales multiples.

Chaque ligne horizontale peut s'étendre sur des distances importantes. Actuellement 16 lignes de 1500-2000 m peuvent être utilisées. Des développements jusqu'à 32 lignes de plus de 3 km chacune sont envisagés. Sources images : gauche: <http://ooga.org/our-industry/ohio-shale-plays/>; droite : National Energy Board, Canada dans <http://www.astroman.com.pl/index.php?mod=magazine&a=read&id=1045>.

3- La fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique a pour objectif de rendre la roche, initialement peu ou pas perméable, apte à l'écoulement du gaz ou du pétrole jusqu'au forage. Dans ce but, la partie horizontale tubée du forage est percée et du liquide est injecté dans la roche sous pression (jusqu'à 70 MPa⁷ ou 700 atmosphères, **Figure 3**). Sous l'effet de la pression des micro-fracturations se créent dans la couche entourant le forage horizontal. Ces fractures s'étendraient en moyenne sur une centaine de mètres de part et d'autre du forage dans le sens horizontal et sur 70 m environ dans le sens vertical (en pratique cette extension est difficile à mesurer). Le liquide injecté comprend de l'eau (qui peut être douce ou salée), du sable composé de grains de très petit diamètre (de l'ordre d'une tonne de sable pour 10 m³ d'eau, de diamètre inférieur au mm) et des additifs chimiques (1-2 parties pour mille, ppm).

⁷ Mega Pascal = million de Pascal, unité de pression.

Le sable a pour fonction d'empêcher que les fractures formées ne se referment. Les additifs chimiques ont des fonctions multiples. Ils comportent des agents gélifiants pour assurer la suspension des grains de sable (ex. guar...), des agents réduisant les frictions et permettant une meilleure pénétration dans la roche (ex. polyacrylamide, isopropanol, triméthyl octadécyl ammonium, xylène, sulfonate de sodium...), des composés brisant le gélifiant pour faciliter l'écoulement du mélange dans les fractures (ex. hypochlorite de sodium...), des composés prévenant le gonflement de l'argile (ex. amines quaternaires) ou la précipitation du fer (ex. monohydrate de nitrilotriacétate...), des agents inhibiteurs de corrosion (ex. méthanol...), des agents anti-mousse ou anti-émulsifiants (ex. phosphate de tributyle, isopropanol...), des composés antibactériens pour maintenir le mélange stérile (ex. acide chlorhydrique...) etc. Aux Etats-Unis, la nature et les proportions exactes des mélanges injectés ne sont habituellement pas communiquées pour des raisons de secret industriel, encore que la situation semble évoluer. En pratique les mélanges les plus efficaces dépendent de la nature de chaque forage et de chaque formation et sont déterminés empiriquement par le foreur. Les quantités d'eau injectées sont considérables, de l'ordre de 10 fracturations par puits (pour un seul drain horizontal), utilisant chacune 1 000 à 2 000 m³ d'eau et 100 à 200 tonnes de sable en moyenne. Cela peut correspondre à 50-100 m³ d'additifs chimiques. La fracturation hydraulique s'accompagne de remontée à la surface par le puits, avant sa mise en production, de quantités importantes mais variables de liquide de dégorgeage, de l'ordre de 20 à 70 % de ce qui a été injecté. Ces eaux usées contiennent, outre les produits chimiques initialement ajoutés, des contaminants liés à la nature des couches géologiques dans lesquelles la fracturation a eu lieu, notamment des métaux et des éléments radioactifs.

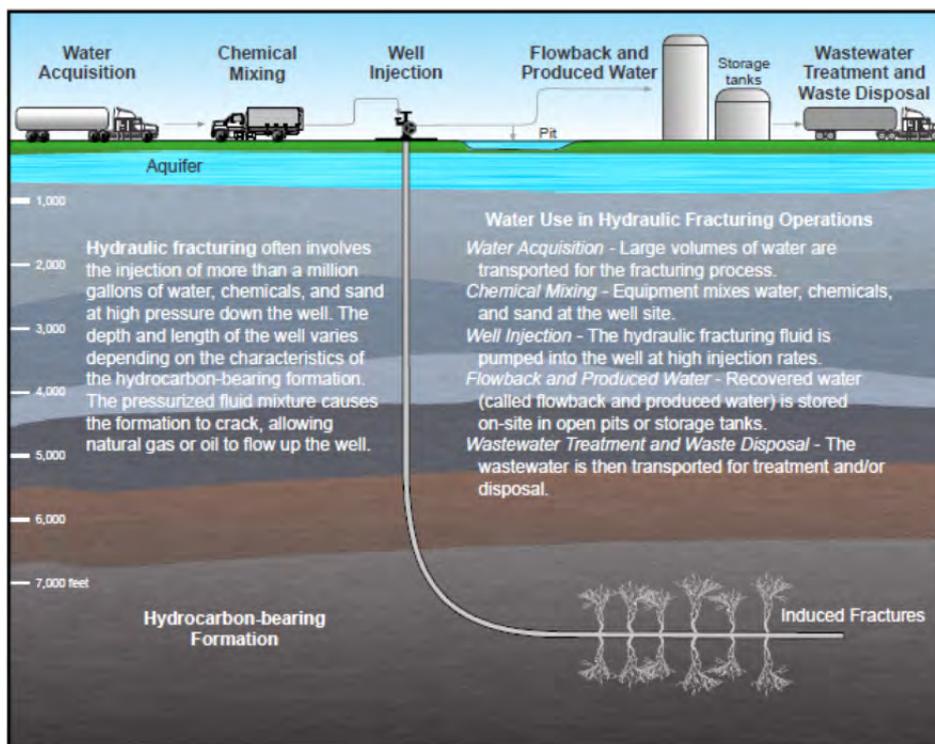


Figure 3 :
Représentation schématique d'un forage horizontal avec fracturation hydraulique.

Source : *Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources.* EPA/600/D-11/001/ February 2011.

Une fois ces étapes de forage, de fracturations et de dégorgeage effectuées, le puits est mis en production. Cette période d'exploitation est beaucoup moins perturbatrice, similaire à celle des puits traditionnels. La durée de productivité des puits non conventionnels est relativement courte, de l'ordre de quelques années, limitée par la

géométrie de la zone accessible (au maximum la zone fracturée), par la quantité d'hydrocarbures contenus, par l'efficacité de leur mobilisation et notamment de la perméabilisation initiale, et par l'affaissement et l'obstruction progressive des fractures hydrauliques de drainage. Ainsi à l'heure actuelle, les rendements maxima d'extraction habituellement atteints sont inférieurs à 20 % pour le gaz en place. L'exploitant va donc avoir une démarche « extensive », cherchant à couvrir progressivement l'ensemble de la région d'intérêt par des forages multiples, chacun des puits ayant un volume drainé géométriquement et mécaniquement restreint et une période de productivité relativement courte. Les rendements pour les huiles de roche-mère sont encore bien plus faibles (1-2 %).

D- L'impact de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère sur les politiques énergétiques

L'exploitation des hydrocarbures non conventionnels est très récente. Elle est aussi très concentrée pour l'instant, essentiellement aux Etats-Unis et un peu au Canada. En Europe, la Pologne se dirige à grands pas dans cette direction. Il s'agit dans l'immense majorité des cas de gaz de schiste (*shale gas*). L'impact de ce développement est néanmoins considérable, au niveau local surtout et indirectement au niveau international. Seules les grandes lignes de ce retentissement, discuté plus en détail dans le rapport de Normand Mousseau (Professeur à l'université de Montréal, Annexe 1), sont rappelées ici. Il faut bien entendu tenir compte des particularités historiques, géographiques, économiques, légales et sociologiques de la situation nord-américaine, d'ailleurs fort hétérogène, et se garder de toute extrapolation hâtive à ce qui pourrait se passer dans des pays européens. Il n'en reste pas moins que ces données sont les seules disponibles et sont extrêmement intéressantes.

On peut considérer que le développement de l'exploitation du gaz de schiste est né aux Etats-Unis du fait de la conjugaison de plusieurs facteurs : l'existence de ressources importantes (ex. *shale* de Barnett au Texas, *shale* de Marcellus en Pennsylvanie, ...), l'existence d'un savoir-faire technologique et son développement initial dans le but d'améliorer le rendement de puits conventionnels vieillissants, et un contexte favorable. Pour ce dernier aspect citons, sans être exhaustifs, la hausse générale du coût des hydrocarbures, le droit du sous-sol rendant le propriétaire directement bénéficiaire des revenus qui peuvent en être tirés, la législation tolérante sur certaines questions environnementales (par ex. changement du «*Clean water act*» qui a facilité l'utilisation de la fracturation hydraulique) et une forte volonté politique d'indépendance énergétique. Il faut souligner que la situation peut être très différente d'un état américain à l'autre puisque l'exploitation du gaz de schiste s'est considérablement développée, semble-t-il de manière assez anarchique au début, au Texas et en Pennsylvanie, alors qu'elle s'est heurtée à une forte résistance dans l'Etat de New York où un moratoire a été voté.

Les conséquences de l'exploitation du gaz de schiste ont été considérables. En cinq ans, de 2000 à 2005, la production gazière du shale de Barnett a atteint 2 % de la production américaine (11 milliards de m³). De 2005 à 2010 la part du *shale gas* est passée à 35 % de la production américaine de gaz. Les conséquences directes et indirectes de cette « révolution du gaz de schiste » ont été multiples. La fourniture locale de gaz s'est accompagnée d'une baisse des importations, notamment du gaz naturel liquéfié acheminé par méthanier en provenance d'Amérique du Sud ou du Moyen Orient. Ainsi les Etats-Unis ont retrouvé une quasi-indépendance énergétique concernant le méthane (639 milliards de m³ produits pour

682 consommés en 2010). Ce bouleversement s'est accompagné d'une chute des prix du gaz dont le prix était relativement libre sur le marché nord-américain, passant de 13 \$/GJ⁸ en 2008 à 4 \$/GJ en 2010. L'extrapolation des données nord-américaines a conduit l'AIE à une évaluation très optimiste de l'avenir du gaz comme source d'énergie (rapport « *A new golden age for gas* » en 2011). La conséquence de la baisse du coût du gaz a été l'abandon aux Etats-Unis et au Canada de la plupart des projets de ports méthaniers envisagés au début des années 2000. La disponibilité de nouvelles sources de gaz relativement bon marché a aussi entraîné une diminution considérable de l'intérêt de l'industrie nord-américaine pour les énergies renouvelables et pour le nucléaire. Cette diminution est difficile à quantifier, mais doit être prise en compte dans le bilan global de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère.

En ce qui concerne les huiles de roche-mère ou de roche étanche, les exemples sont peu nombreux. Le site le plus exploité est le *shale* de Bakken (Dakota du Nord, Montana et provinces canadiennes voisines). Il s'agit d'une réserve considérable, essentiellement d'huiles de roche étanche exploitées par forage horizontal et fracturation hydraulique. En 2010 la production a atteint 400 000 barils par jour (environ 20 millions de tonnes par an). Malgré le caractère très peu visqueux de ce pétrole, facile à extraire par fracturation, le rendement est très faible, environ 2 %. Ces chiffres sont à comparer aux rendements habituels d'extraction du gaz de schiste (20 %) et du pétrole conventionnel (40 %). Néanmoins, N. Mousseau estime le seuil de rentabilité de ce pétrole à 50 \$/baril, inférieur à celui du pétrole de sable bitumineux ou du pétrole en eaux profondes (de l'ordre de 75 \$/baril). Le même expert souligne la brièveté de la production de tels puits et la nécessité de forages multiples avec ses corolaires positifs en termes d'emplois générés et négatifs en termes d'impact écologique possible.

En conclusion, les connaissances dont nous disposons sur les hydrocarbures non conventionnels sont essentiellement tirées de l'expérience américaine. La majeure partie de cette exploitation porte sur le gaz et non sur le pétrole. Dans le bilan de cette expérience il faut tenir compte des conditions locales particulières, historiques et géographiques. Les retombées comprennent à la fois des éléments directs positifs en termes de revenus et d'emploi et négatifs en termes environnementaux. Il est aussi important de prendre en considération les conséquences indirectes de l'exploitation de cette nouvelle source d'énergie fossile sur le marché global de l'énergie et sur le développement des autres sources d'énergie, en particulier nucléaire et renouvelables.

⁸ GJ giga Joules = 1 milliard de Joules, unité d'énergie.

II- LE CONTEXTE REGIONAL ET NATIONAL

A- Les données géologiques et hydrogéologiques en Ile-de-France

1- Structure géologique du bassin parisien

La France comporte trois grands bassins sédimentaires susceptibles de contenir des hydrocarbures : le bassin aquitain, le bassin du Sud-Est et le bassin parisien. Il existe d'ailleurs une exploitation ancienne de gaz et de pétrole dans le bassin aquitain (ex : gaz de Lacq, pétrole de Parentis) et de pétrole dans le bassin parisien. Le bassin parisien est le plus vaste des trois bassins français avec une superficie de 180 000 km² (environ un tiers du territoire métropolitain). Il s'est formé par le dépôt de sédiments, au cours d'une histoire géologique de 248 millions d'années. Il s'est structuré lors d'une succession d'avancées (transgressions) et de retraits (régressions) de l'océan alpin (Thétys) puis Atlantique. Au cours du Jurassique (-205 à -137 millions d'années), le domaine du bassin parisien était recouvert par l'océan et une sédimentation marine s'y est développée avec des apports continentaux (argiles) et des apports biogéniques (coquilles d'organismes vivants). Ces sédiments ont donné naissance aux « schistes carton » du Toarcien. Ces couches marno-calcaires, riches en matière organique, tirent leur nom de leur aspect feuilleté et de leur consistance cartonneuse. Leur couleur brune ou grise est due à des imprégnations bitumineuses et ils constituent la roche-mère des hydrocarbures du bassin parisien. D'un point de vue géométrique, le bassin parisien est décrit comme une structure en « pile d'assiettes », peu altérée, chaque couche géologique reposant simplement sur une couche géologique plus ancienne. La profondeur maximum du bassin parisien est d'environ 3 000 m dans une région située à une centaine de kilomètres au sud-est de Paris, en Seine et Marne. Ce bassin comprend relativement peu de failles.

2- Les aquifères du bassin parisien

Le bassin parisien comporte un système d'aquifères multicouches formé de plusieurs strates de roches perméables (aquifères) permettant l'écoulement significatif de nappes souterraines, séparées par des formations semi-perméables (aquitards). Les données disponibles suggèrent un fonctionnement hydrogéologique simple. Les affleurements des couches géologiques les plus anciennes et les plus profondes sont majoritairement distribués à l'est et au sud-est du bassin, à une altitude légèrement plus élevée. Ainsi, les aquifères confinés se rechargent majoritairement à l'est et au sud-est du bassin et les écoulements d'eau souterraine sont orientés globalement du sud-est vers le nord-ouest (Manche).

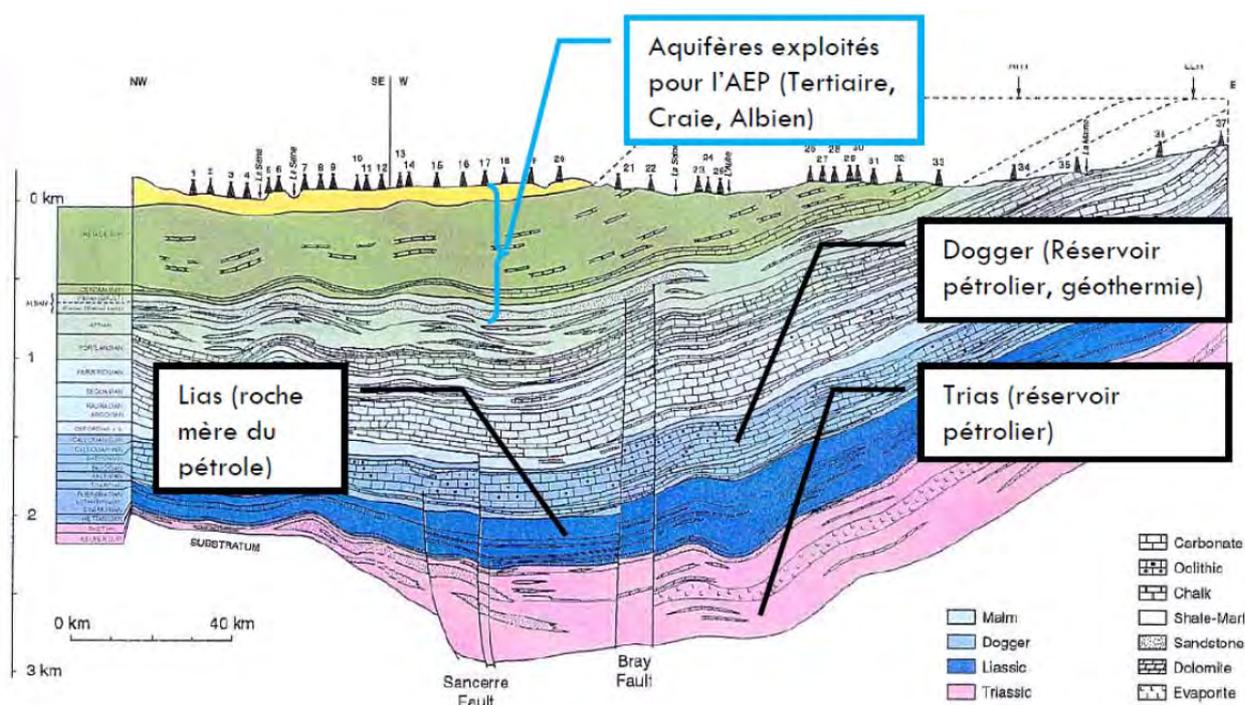
La région parisienne consomme environ 10 millions de m³ d'eau potable par jour, dont un tiers provient des nappes d'eau souterraine. Dans le bassin parisien 2,4 milliards de mètres cubes sont prélevés chaque année dans les nappes d'eau souterraine et sont utilisés à environ 60 % pour l'adduction d'eau potable (AEP), 31% pour l'industrie et 9% pour l'irrigation (l'eau provient aussi de la récupération des eaux usées). Ces prélèvements sont effectués, pour l'essentiel (**Figure 4**) :

i) dans le système multicouche tertiaire (épaisseur env. 100 m : nappe de Champigny 1 700 km², 90 millions de m³/an, 84 % pour l'AEP ; nappe de la Beauce 9 000 km², 360 millions de m³/an, 80 % pour l'irrigation) occupant la partie centrale du bassin parisien.

ii) dans l'aquifère de la Craie (100 000 km², 1 500 millions de m³, 7 % de l'irrigation).

iii) dans un aquifère plus profond, le système Albien/Néocomien, situé à une profondeur supérieure à 500 m. Cet aquifère est exploité à un niveau de 20 millions de m³/an mais a vu par le passé son niveau diminuer progressivement. Il est considéré comme une réserve « ultime » d'eau potable, en cas de contamination des eaux de surface.

La prédominance de l'exploitation des nappes de surface (Tertiaire et Craie) s'explique par la salinité des aquifères profonds de l'Oxfordien, du Dogger et du Trias dans la partie centrale, la plus profonde du bassin (1-200 g/l), ce qui exclut toute exploitation pour l'AEP. Ces aquifères sont toutefois exploités au niveau de leurs affleurements, lieu d'infiltration d'eau de pluie où ils ne présentent pas encore de fortes salinités. Le Dogger est aussi exploité en géothermie.



3- Les hydrocarbures du bassin parisien

La partie centrale du bassin parisien contient des réserves de pétrole dont la production est modeste et a décliné récemment. Elle était d'environ 2 millions de tonnes par an dans les années 1980, soit 3-4 % de la consommation nationale. Les champs pétroliers sont dans les calcaires du Dogger et les grès du Trias, la roche-mère du Lias se situant entre les deux (Figure 4). Le bassin a fait l'objet d'une exploration intense à partir des années 1970, ce qui a permis une amélioration sensible de la connaissance de sa géométrie. La roche-mère des hydrocarbures, le Lias, est une épaisse couche de marnes ou d'argilites (« schistes ») relativement riches en matière organique, notamment la formation des « schistes cartons »

du Toarcien. Cette couche a atteint les conditions de la « fenêtre à huile » avec génération de pétrole il y a 65 millions d'années, mais jamais la « fenêtre à gaz » (celle-ci a été atteinte dans des couches plus profondes, considérées comme non exploitables). Les hydrocarbures ont ensuite été piégés après une phase de migration depuis leur lieu de genèse (le Lias) dans deux formations, le Dogger et le Trias. Le maintien de ces réserves dans les couches aquifères du Trias et du Dogger a été assuré en partie par un effet de barrière hydrodynamique : l'eau qui entre dans les aquifères au niveau des affleurements empêche la remontée par gravité des huiles le long des strates jusqu'à la surface, évitant ainsi leur dégradation. Les hydrocarbures non conventionnels, sous forme de pétrole, se situent ainsi à des profondeurs de l'ordre de 1800 à 2500 m. Deux aquifères régionaux, le Dogger et le Trias, sont en contact direct avec le Lias et se situent à quelques centaines de mètres au-dessus et en dessous de cette couche cible potentielle. Toutefois, dans la partie du bassin intéressant une exploitation conventionnelle effective et non conventionnelle potentielle du pétrole, l'utilisation de ces deux aquifères profonds pour l'AEP n'est pas envisageable pour les raisons de salinité mentionnées plus haut. Les aquifères stratégiques en terme d'AEP (le multicouche Tertiaire, la Craie et l'Albien) sont, eux, situés en position « superficielle », à des profondeurs inférieures à 800 m. Ils sont donc séparés du système composé du Lias et du Dogger par une colonne stratigraphique d'environ 1000 m qui compte des semi-perméables (Callovo-oxfordien, Kimmeridgien). Ces semi-perméables assurent un effet de barrière géologique avec le Dogger. Une éventuelle exploitation non conventionnelle des huiles du Lias devrait atteindre des profondeurs de plus de 2000 m et traverser les aquifères exploités pour l'AEP, nécessitant de garantir l'étanchéité des forages.

Des estimations de la quantité d'hydrocarbures non conventionnels en place dans le bassin parisien ont été faites par des industriels du secteur et sont citées dans le rapport CGIET (n° 2011-04-G) CGEDD (n° 007318-01). Les chiffres avancés font état de 1,4 millions de m³ par km², soit avec un taux de récupération de 1 à 2 %, un volume unitaire d'huile récupérable de l'ordre de 20 000 m³ par km². Une première extrapolation proposée dans ce rapport à partir de la superficie des titres miniers délivrés sur l'ensemble du bassin parisien évalue la quantité d'huile de roche-mère récupérable à 1 milliard de m³ (soit 800 millions de tonnes), tout en insistant sur le caractère très incertain de cette évaluation. D'autres sources citées dans le même rapport font état d'un gisement effectivement exploitable de 100 à 150 millions de m³ (soit 80 à 120 millions de tonnes). La différence entre ces deux évaluations souligne l'incertitude sur les réserves réellement exploitables. On peut comparer ces estimations à la consommation actuelle de pétrole en France qui est de 85 millions de tonnes par an. En supposant une exploitation sur une période de 25 ans, les réserves franciliennes correspondraient, selon que l'on prend en considération l'estimation basse ou haute de la quantité d'huile de roche-mère réellement récupérable, à une couverture de 3,7 à 37 % de la consommation annuelle française de pétrole pendant cette durée.

B- La situation réglementaire en France

La situation légale en France est très différente de celle évoquée pour les Etats-Unis par exemple. En France le droit minier est « régalien » ; seul l'Etat peut conférer le droit d'exploiter une mine dans les conditions fixées par la loi. La mine est considérée comme une richesse nationale et l'exploitation des substances de mine relève de l'intérêt général.

1- Eléments juridiques concernant les ressources minières

Les titres miniers permettent à un exploitant de rechercher ou d'exploiter une mine même en l'absence d'autorisation du propriétaire du sol. En dérogation au droit civil, ils donnent au détenteur l'exclusivité de la recherche ou de l'exploitation d'une substance déterminée. A eux seuls les titres miniers ne permettent toutefois pas à leur titulaire de conduire les travaux. L'autorisation d'ouverture de travaux nécessite une étude d'impact et la tenue d'une enquête publique. Il faut noter à ce propos que la législation relative au sous-sol a des conséquences sur les formes d'exploitation économique possibles. Aux Etats-Unis les opérateurs peuvent être de petites compagnies indépendantes ou des grands groupes qui négocient les conditions de l'exploitation avec de nombreux petits propriétaires. En France, la négociation est principalement conduite entre l'Etat et de grands groupes, l'enquête publique étant la seule procédure, consultative, qui permette d'inclure les collectivités territoriales et les propriétaires locaux dans la négociation.

Le règlement général des industries extractives (RGIE) comporte des décrets relatifs à la santé et la sécurité au travail applicables dans les mines et carrières, indépendants du code du travail. Ces décrets peuvent également avoir trait à la sécurité publique (explosifs) ou à l'environnement (forages). Ce règlement doit prochainement faire l'objet de modifications suite à une première loi de simplification (Warsmann, mai 2009).

Le projet de loi de ratification du code minier (n° 3338) a été déposé le 13 avril 2011 à l'Assemblée Nationale. Il inclut la ratification de l'ordonnance, la correction d'erreurs matérielles, l'introduction d'une procédure d'information et de participation du public pour les permis exclusifs de recherches (PER), leurs prolongations et les concessions, adaptée à la taille des territoires concernés et par voie électronique, en plus de l'enquête publique conduite localement lors de la réalisation de travaux ayant un impact significatif sur l'environnement.

2- La situation des hydrocarbures non conventionnels

La loi du 13 juillet 2011 interdit la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation d'hydrocarbures liquides ou gazeux. Elle crée une commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploitation et d'exploration des hydrocarbures liquides et gazeux. Cette commission a notamment pour objet d'évaluer les risques environnementaux liés aux techniques de fracturation hydraulique ou aux techniques alternatives. La commission émet un avis public sur les conditions de mise en œuvre des expérimentations, réalisées aux seules fins de recherche scientifique sous contrôle public, prévues à l'article 4.

Selon cette loi, le Gouvernement remet annuellement un rapport au Parlement sur l'évolution des techniques d'exploration et d'exploitation et sur la connaissance du sous-sol français, européen et international en matière d'hydrocarbures liquides ou gazeux, les

conditions de mise en œuvre d'expérimentations réalisées aux seules fins de recherche scientifique sous contrôle public, sur les travaux de la commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation, sur la conformité du cadre législatif et réglementaire à la Charte de l'environnement de 2004 dans le domaine minier et sur les adaptations législatives ou réglementaires envisagées au regard des éléments communiqués dans ce rapport.

III- LES RISQUES LIES A L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS

Les risques et conséquences négatives potentielles de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels comprennent des aspects très différents. On peut ainsi prendre en considération :

- i) l'impact et les risques liés au forage et à la fracturation hydraulique ;
- ii) les risques de fuite pendant la période de production et après abandon des puits ;
- iii) les conséquences directes et indirectes de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels sur l'effet de serre.

Une autre façon de classer les risques est de distinguer ceux qui sont liés à des événements déterministes que l'on peut minimiser par le contrôle des procédures, et ceux qui sont liés à des événements probabilistes, par nature difficiles à évaluer et contre lesquels on peut tenter de se prémunir par des précautions particulières adaptées au contexte (Rahm et Riha, 2012). D'une manière générale, les activités de type industriel comportant des chantiers importants, le stockage et le transport de grandes quantités de fluides y compris de produits pétroliers, sont une source de « nuisances » et présentent des risques communs qui n'ont pas de particularité dans le cadre des hydrocarbures non conventionnels. Ce rapport s'attache surtout à mettre en lumière les aspects particuliers aux techniques d'exploitation des hydrocarbures de roche-mère.

A- Impact et risques liés au forage et à la fracturation hydraulique

1- Implantation

Le forage des puits pour l'exploitation des gaz et huiles de schiste est une activité industrielle impliquant un impact important mais transitoire sur l'environnement immédiat. Cet impact est lié à l'approvisionnement du chantier en matériel lourd pour le forage et surtout en eau et en compléments pour la fracturation. La récupération des eaux usées pose des problèmes particuliers pendant la période de forage. En revanche, lors de la phase de production les installations sont beaucoup plus discrètes.

La stricte limite de la zone drainée (productive) à proximité immédiate du forage et la courte durée de production (moins de 10 ans en général) font que la compagnie pétrolière ou gazière a besoin de couvrir au cours du temps la plus grande surface possible de la région à exploiter. Cela implique de réaliser une succession de forages décalés de quelques kilomètres et, par conséquent, une récurrence prévisible de l'impact de ces forages et de la fracturation tant que dure l'exploitation des ressources. Cette approche « extensive » a des conséquences sur le paysage et les cultures existantes, s'il s'agit d'une zone agricole, qui doivent être prises en compte, mais peuvent être précisément définies à l'avance.

Il est intéressant d'évaluer le nombre de puits qui seraient mis en place en fonction de la quantité d'hydrocarbures de roche-mère dont on espère la récupération. Une estimation grossière peut être faite en tenant compte de la superficie de la région considérée, du rendement attendu par unité de surface, de la surface drainée par chaque ligne horizontale de forage et du nombre de drains horizontaux mis en place par forage vertical ou tête de puits. Ainsi pour une exploitation de 100 millions de m³ avec un rendement de 20 000 m³ par km² (estimation basse des ressources, p. 16) il faudrait couvrir

5 000 km². Si l'on estime avec les technologies actuelles la surface drainée par un forage horizontal à 0,6 à 1,2 km² (ligne de 1 à 2 km avec une zone drainée de 300 m de chaque côté du forage), 4 150 à 8 300 drains horizontaux seraient nécessaires. Selon le nombre de drains horizontaux mis en place par forage vertical (des chiffres de 12 à 16 sont couramment avancés) cela correspondrait à 250 à 1000 têtes de puits verticaux, ou davantage. Les hypothèses hautes concernant les réserves exploitables (p. 16) pourraient impliquer un nombre de puits 10 fois supérieur. Ces estimations sont à comparer au nombre de puits conventionnels existant actuellement en Ile-de-France (environ 2 000).

2- Besoins en eau

La fracturation nécessite entre 10 000 et 20 000 m³ d'eau (qui peut être salée) et mille à deux mille tonnes de sable par puits en estimant le nombre d'opérations de fracturations à 10 par ligne de drain. Ces chiffres correspondent à une ligne de forage horizontal et doivent être multipliés par le nombre de lignes s'il s'agit de puits avec plusieurs drains horizontaux. Ces besoins impliquent l'identification d'une source appropriée d'eau sans que la fraction prélevée pour la fracturation le soit au détriment d'autres activités essentielles comme l'alimentation en eau potable (AEP), l'industrie ou l'irrigation. Le deuxième aspect est l'acheminement de l'eau nécessaire depuis sa source jusqu'au lieu du forage. Le transport par camion peut générer un trafic intense (de l'ordre de 2 000 allers retours par puits). Le deuxième aspect est le stockage transitoire de l'eau nécessaire à proximité du forage, l'ensemble (soit les 10-20 000 m³ nécessaires à une fracturation) devant être rapidement disponible. Une solution proposée pour minimiser le transport et optimiser la stratégie est la mise en place d'apports par canalisations avec un stockage tampon sur place, et le regroupement d'un nombre maximum de forages horizontaux dérivés à partir d'un seul forage vertical initial.

Les besoins totaux en eau pour l'exploitation des ressources en hydrocarbures de roche-mère dans une région donnée peuvent être estimés grossièrement en tenant compte du nombre de forages estimé plus haut et de la quantité d'eau nécessaire par forage. Ainsi pour une extraction de 100 millions de m³ d'huiles de schiste avec les approximations utilisées plus haut il faudrait environ 8 300 drains horizontaux de 1 km ce qui pourrait nécessiter une quantité d'eau de 83 millions de m³ pour la fracturation hydraulique (en considérant un besoin de 10 000 m³ par km de forage horizontal), à répartir sur la durée totale de la période de forage. Ainsi, avec les technologies actuelles, le volume d'eau nécessaire à l'exploitation des huiles de schiste est à peine inférieur au volume de pétrole dont on espère la récupération. Pour donner un ordre de grandeur cela équivaut à environ 8 jours de consommation en eau potable actuelle de la région Ile-de-France pour des réserves exploitables de 80 millions de tonnes et 10 fois plus pour les estimations les plus élevées sur ces réserves (p. 16). Pour faire face à de tels besoins à répartir sur la durée de la période de forage, il a été proposé que cette eau puisse provenir d'aquifères profonds salés non utilisables pour la consommation ou l'irrigation.

3- Récupération de l'eau de fracturation et de ses contaminants

Après la fracturation, l'eau utilisée est récupérée par le forage en quantité très variable pouvant aller de 20 à 70% de ce qui a été injecté. Ces eaux usées doivent être stockées puis traitées. Le devenir de la part non récupérée est mal connu, probablement différent selon la nature géologique des terrains. Les eaux usées sont contaminées par les produits chimiques

additionnés pour la fracturation et par les composants minéraux des couches fracturées solubilisés au passage.

Une liste simplifiée de produits chimiques ajoutés à l'eau de fracturation a été donnée plus haut (une liste plus exhaustive peut être trouvée dans l'appendice D du *Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources*. EPA/600/D-11/001/February 2011). Leur volume est considérable, pouvant atteindre plusieurs centaines de m³ par puits. Une partie importante de ces additifs chimiques est encore contenue dans l'eau refluant des puits. Bien entendu leur toxicité éventuelle ne peut être évaluée précisément que s'ils sont connus. Certains d'entre eux sont fréquemment utilisés pour d'autres usages et/ou sont considérés comme posant peu de problèmes, alors que d'autres produits utilisés aux Etats-Unis soulèvent davantage de questions, notamment du fait de leur caractère cancérigène connu. Il n'est pas dans le propos de ce rapport de passer en revue les différents agents et leur toxicité éventuelle, détaillés dans des études spécialisées (ibid.). L'évaluation des risques toxiques propres de ces composés et des limites admissibles de contamination n'est pas spécifique à la technologie de fracturation puisque la plupart de ces produits sont utilisés pour d'autres usages. En revanche, lorsque la fracturation hydraulique est autorisée, « l'une des priorités est de maîtriser au mieux l'emploi d'additifs chimiques afin d'interdire le recours à des substances potentiellement dangereuses pour l'homme et les écosystèmes (notamment les substances cancérigènes, mutagènes et repro-toxiques) » comme l'indique le rapport de C. Didier (Ineris, Annexe 8). Ce qui est caractéristique de la fracturation hydraulique est la quantité importante utilisée et le caractère ponctuel dans le temps et l'espace (i.e. au moment de l'opération de fracturation) de la contamination potentielle (par déversement ou fuite). Il s'y ajoute la difficulté de connaître le sort des eaux usées non récupérées. La connaissance des composés chimiques utilisés et de la procédure de traitement des eaux usées doit permettre d'évaluer spécifiquement les risques et de conditionner les autorisations en fonction des réglementations locales.

Les fluides remontants contiennent aussi des composés chimiques naturellement présents dans les eaux résidentes et les formations profondes. Ils présentent généralement de fortes concentrations en solides dissous (jusqu'à 345 g/l) (voir le rapport de F. Elbaz-Poulichet, Annexe 3). Les constituants les plus fréquents de ces solides dissous sont les phosphates, les nitrates, le sodium, le potassium, le calcium, les sulfates, les chlorures (jusqu'à 200 g/l), le baryum et les métaux (cuivre, cadmium,...). En plus des composés stables, les fluides remontants sont susceptibles de contenir des radioéléments naturels de la famille de l'uranium et du thorium. La nature précise de ces composants dépend de la composition des couches géologiques cibles de la fracturation et devrait pouvoir être évaluée par une connaissance de la composition des couches exploitées. Un suivi par prélèvements et analyse des eaux de reflux récupérées et des eaux naturelles dans la zone environnante du forage et plus à distance est nécessaire pour vérifier l'absence de contaminations.

L'ensemble de ces éléments souligne l'importance du traitement des eaux usées après la fracturation hydraulique. Les volumes considérés étant importants, un traitement spécifique pouvant nécessiter des stations dédiées est nécessaire. Pour éviter ou limiter le problème de transport des eaux usées, de telles stations devraient être installées à proximité des sites de forage. Il faut souligner qu'un traitement insuffisant ou inapproprié

des eaux usées ou la survenue accidentelle de fuites est à l'origine de plusieurs accidents établis de contamination des eaux au voisinage des puits dans le cadre de l'exploitation des gaz de schistes aux Etats-Unis (voir Elbaz-Poulichet et al. Annexe 3 et Kargbo et al. 2010).

4- Risques mécaniques liés à la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique a lieu à grande profondeur (habituellement plusieurs kilomètres) et la diffusion des fractures qui sont de petite taille est en principe limitée à quelques centaines de mètres horizontalement et moins de 100 m verticalement. Néanmoins, la possibilité de migration des fractures au-delà de cette zone de quelques centaines de mètres, fait l'objet de beaucoup de discussions. Il faut souligner qu'il est très difficile d'obtenir des informations objectives précises sur l'étendue de la zone fracturée, qui ne peut être estimée que de façon indirecte, par enregistrement des petites ondes sismiques émises lors de la fracturation. Ce manque de données facilite les spéculations. Il semble que la possibilité la plus vraisemblable d'extension de la zone fracturée au-delà de la zone attendue soit représentée par l'existence de failles ou fissures préexistantes, d'origine naturelle tectonique, ou de couches géologiques fragiles à forte anisotropie mécanique. Toutefois ce risque semble être considéré comme relativement faible par les experts. L'installation de capteurs sismiques en profondeur semble être le seul moyen de surveiller la fracturation (voir le rapport de C. Robert, Annexe 8).

Les microséismes générés, à l'échelle locale, par la propagation de fissures résultant du procédé d'injection sont sans effet sur les terrains de surface (magnitudes généralement négligeables). Toutefois le cumul de petites perturbations du massif induites par le procédé peut, dans certaines circonstances très particulières, générer une redistribution des contraintes susceptibles de donner lieu à une « sismicité induite » (rapport de C. Robert, Annexe 8). Le risque de déclencher des secousses sismiques par la fracturation hydraulique paraît très peu probable dans les régions sismiquement stables (comme c'est le cas du bassin parisien), mais peut-être possible dans des régions sismiquement actives, où se produisent des séismes naturels. Des observations récentes (<http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=ohio-earthquake-likely-caused-by-fracking>) montrent que l'injection massive dans certaines couches géologiques des eaux usées récupérées après fracturation peut aussi provoquer des secousses sismiques modérées (4 sur l'échelle de Richter). Cela a amené récemment l'Etat de l'Ohio à interrompre temporairement l'utilisation de la fracturation. Une connaissance approfondie de la nature des terrains géologiques et la prise de précautions adaptées paraît fondamentale, aussi bien en ce qui concerne les aquifères que les risques sismiques éventuels. Par exemple, la comparaison d'un bassin de type karstique comme le bassin du Sud-Est et du bassin parisien suggère que les risques pour les aquifères sont beaucoup plus élevés dans le premier cas (rapports de M. Séranne et F. Elbaz-Poulichet, Annexes 2 et 3) que dans le second.

B- Risques de fuite pendant la période de production et à long terme après abandon du puits

1- Risques liés aux défauts d'étanchéité des puits de forage

Ces risques entrent également dans la catégorie des risques probabilistes. Ils ne sont pas entièrement spécifiques aux hydrocarbures non conventionnels et existent pour les hydrocarbures classiques et aussi pour le stockage du gaz naturel en couche profonde. La

contamination par le méthane (« gaz de schiste ») ou par le pétrole (« huiles de schiste ») est susceptible de poser des problèmes distincts. Le méthane diffuse beaucoup plus facilement lorsque l'étanchéité d'un puits est compromise et peut, en quantité et proportion suffisantes, présenter un danger d'explosion. Une étude (Osborn 2011), bien documentée mais discutée par certains, a mis en évidence la présence de méthane dont la signature isotopique indiquait l'origine thermogénique⁹ dans de l'eau destinée à l'AEP à proximité d'une exploitation de gaz de schiste aux Etats-Unis. Un autre exemple de pollution d'eau profonde a été étudié en détail par l'agence de protection de l'environnement américaine dans un champ d'exploitation de gaz et de pétrole dans le Wyoming, utilisant des techniques conventionnelles et non conventionnelles (*Investigation of ground water contamination near Pavillion, Wyoming, Draft report*, EPA, Décembre 2011).

Le risque de fuite des puits est un risque général qui est connu de l'industrie et de l'administration. La prévention d'un tel risque passe par la qualité et le contrôle de la procédure de pose des tubages (*casing*), notamment l'injection du ciment adapté assurant l'étanchéité entre le tube métallique et le terrain, et la mise en place de plusieurs tubulures concentriques. Si les technologies existent, elles doivent être mises en place par des entreprises très compétentes et minutieusement contrôlées par des mesures dans les puits après cimentation. Le coût des puits de qualité optimale est évidemment élevé. Le risque est donc que les technologies les plus performantes ne soient pas utilisées par les foreurs dans un souci d'économie. Un contrôle préalable à l'autorisation avec une description détaillée des technologies prévues et un suivi de leur mise en œuvre lors de la réalisation est nécessaire pour s'assurer que les méthodes adaptées au contexte géologique sont effectivement employées.

2- Risques liés aux fuites de méthane et devenir des puits à long terme

En ce qui concerne le gaz de schiste, il faut tout d'abord rappeler qu'à volume égal le méthane a un pouvoir d'effet de serre environ 25 fois supérieur à celui du CO₂. Si la durée de vie du méthane dans l'atmosphère est beaucoup plus courte que celle du CO₂, lors de sa dégradation le méthane est transformé en CO₂¹⁰. Les fuites de méthane, quelle qu'en soit l'origine, sont donc susceptibles d'avoir à l'échelle de la planète un effet important sur le réchauffement climatique. De telles fuites peuvent survenir à des niveaux variables lors des exploitations conventionnelles. En ce qui concerne le méthane non conventionnel un rapport récent a apporté des éléments intéressants. Des scientifiques de l'*US National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA) et de l'université du Colorado à Boulder ont mesuré la concentration de méthane dans l'air au-dessus d'un champ d'exploitation de gaz de schiste au nord de Denver. Ils ont observé que les niveaux de méthane étaient environ le double des niveaux officiellement annoncés (Pétron et al. *J. Geophys. Res.*, 2012). Les estimations par différents groupe de chercheurs des fuites au cours de l'exploitation d'un puits de méthane varient entre 2,3 et 7,7 % (Nature, 2012 482 :139-40). Même si ces mesures sont entachées d'incertitudes et discutées parmi les spécialistes, elles soulignent

⁹ Une scène très médiatisée du film « Gasland » qui a attiré l'attention du public sur le gaz de schiste montrait une contamination massive supposée d'eau du robinet par du gaz inflammable. Toutefois, aucun argument établi ne permet de penser qu'il s'agissait de gaz d'origine thermogénique, donc gaz de schiste.

¹⁰ La demi-vie du méthane dans l'atmosphère serait de 8,5 ans contre plusieurs dizaines d'années pour le CO₂. La dégradation du CO₂ génère un volume égal de CO₂ mais avec une masse plus importante (2,75 tonnes de CO₂ par tonne de méthane CH₄).

l'importance des mesures qui doivent être prises pour limiter ces fuites. De telles mesures sont possibles mais coûteuses.

Ces considérations sur les conséquences des fuites de méthane soulignent l'importance du devenir à long terme des exploitations d'hydrocarbures non conventionnels. Les puits issus de la fracturation hydraulique dans la roche-mère ou roche réservoir ont une productivité qui chute rapidement. La durée de vie utile du puits est de quelques années, généralement moins de 10 ans. Peu de données sont disponibles sur le devenir à long terme de ces puits. L'expérience des puits en général montre que la survenue de fuites minimales est fréquente, voire inévitable. Le débat porte sur l'importance et la gravité de ces fuites. Certains experts (voir le rapport de M. Durand, Annexe 7) considèrent que ce risque est potentiellement important et pourrait entraîner, dans le cas du gaz de schiste, des fuites de méthane avec un risque de pollution à l'échelle locale et une contribution importante à l'effet de serre. M. Durand met en avant la poursuite de l'écoulement du gaz « à une échelle de temps géologique » une fois qu'il est amorcé par fracturation. Il insiste aussi sur le caractère irréversible des puits creusés et sur la durée de vie limitée des matériaux utilisés pour leur obturation. D'autres experts, spécialistes de forage, présents lors du séminaire organisé par le CSR, étaient beaucoup moins convaincus de la gravité potentielle de ce phénomène, mettant en avant la nature même de la roche fracturée, peu perméable, et sa tendance naturelle à se refermer. Le risque, s'il existe, est probablement considérablement moins important dans le cas du pétrole de schiste dont la mobilité est bien inférieure à celle du méthane et qui par nature ne contribue pas directement à l'effet de serre à ce stade. Il ressort de cette discussion que d'une part une étude soignée de l'évolution des puits existants, conventionnels et non conventionnels, est nécessaire pour tenter d'évaluer le risque réel de fuite à long terme et que, d'autre part, dans les pays où la fracturation hydraulique est autorisée, des mesures impliquant une responsabilité à long terme des exploitants concernant le devenir des puits devraient être mises en œuvre. Une telle responsabilité à long terme ne pouvant être attendue de la part d'entités commerciales non pérennes, plusieurs experts et comités préconisent la création de fonds d'assurance ou de prévention, dont le financement serait obligatoirement assuré par un prélèvement sur les revenus de l'exploitation.

C- Hydrocarbures non conventionnels et effet de serre

L'impact principal du développement de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels a été l'abondance de méthane relativement bon marché dans les pays producteurs, en particulier aux Etats-Unis. Le méthane a un meilleur rendement que les autres hydrocarbures en termes de nombre de calories fournies par quantité de CO₂ formée. De ce fait la disponibilité de grandes quantités de gaz naturel est vue par beaucoup comme un moyen relatif de limiter l'effet de serre puisque dans certains pays le remplacement de centrales électriques à charbon, d'ailleurs souvent vétustes, par des centrales à gaz peut diminuer de façon notable l'émission de gaz à effet de serre. Le *National Petroleum Council* des Etats-Unis estime cette réduction à 50 à 60 % selon le type de centrale. De plus, l'utilisation de méthane génère 99 % moins de SO₂ et de mercure que le charbon et 80 % moins de NO_x (sources NPC_Presentation-EPA-011012). L'utilisation de telles centrales pour remplacer les centrales nucléaires est aussi proposée en Allemagne après la décision de ce pays de fermer ces dernières. L'utilisation de gaz entraîne une dépendance importante vis-à-vis des pays producteurs avec des conséquences parfois graves (rappelons l'épisode récent

de l'arrêt d'alimentation de gaz en Ukraine par la Russie). La production locale de gaz de schiste est ainsi vue comme un moyen relatif de diminuer la formation de gaz à effet de serre tout en conservant une indépendance énergétique. Ces points de vue positifs doivent être tempérés par l'existence de contamination directe de l'atmosphère en méthane à fort effet de serre décrite ci-dessus. Il apparaît ainsi indispensable de mesurer exactement cette contamination dans les pays producteurs et de mettre en œuvre les moyens nécessaires pour contrôler ces fuites pour que le gaz de schiste puisse tenir les promesses de source d'énergie relativement propre par rapport au charbon, mises en avant par certains. De plus, sans une politique incitative de réduction des émissions de gaz à effet de serre, il présente le fort risque de constituer une source additionnelle d'hydrocarbures fossiles par rapport aux sources conventionnelles et de mener à une augmentation supplémentaire des gaz à effet de serre, estimée à 3-11 ppm de CO₂ en 2050 dans un rapport du Tyndall Centre (2011).

Un autre aspect de la « révolution du gaz de schiste » au niveau international a été l'impact négatif sur le développement des énergies renouvelables de la baisse du prix du gaz. Cet impact est évidemment fortement dépendant des réglementations, des politiques et des cours de l'énergie dans chaque pays. Il apparaît clairement que la disponibilité de gaz naturel bon marché a eu aux Etats-Unis un effet négatif sur la recherche et le développement de sources d'énergie renouvelables, ainsi d'ailleurs que sur les programmes nucléaires (voir le rapport de N. Mousseau, Annexe 1).

Dans ce contexte, les conséquences anticipées de l'exploitation des huiles de schiste sont très légèrement différentes de celles du gaz. Les qualités du pétrole produit sont en moyenne similaires à celles du pétrole conventionnel avec une contribution identique à l'effet de serre. Il n'y a pas de risque particulier de fuite de méthane mais aucun gain relatif en termes d'effet de serre ne peut être mis en avant ; toute nouvelle source de combustible fossile peut être simplement vue comme une contribution potentielle supplémentaire à l'effet de serre.

Bien sûr les arguments développés ici pour les hydrocarbures non conventionnels s'appliquent de la même façon à tous les nouveaux gisements d'hydrocarbures fossiles, conventionnels ou non, y compris dans des régions lointaines. L'enjeu d'une exploitation de pétrole de schistes sur le territoire métropolitain serait essentiellement de remplacer une importation, avec son poids sur la balance commerciale et ses aléas politiques, par une production locale, sans que cela se traduise par une augmentation de la part du pétrole dans les sources d'énergie, ni par une diminution du développement des énergies renouvelables. Une piste de réflexion dans ce sens est proposée à la fin de ce rapport.

IV- LES MOYENS PROPOSES POUR PREVENIR LES RISQUES LIES A L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS

L'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, surtout du gaz de schiste, s'étant considérablement développée dans certains pays, les professionnels du secteur ont été amenés à proposer des moyens de prévention des risques. Par ailleurs les organismes ou agences de régulation ont défini des recommandations pour mieux encadrer et contrôler ce secteur. Ces différentes recommandations sont résumées dans ce chapitre. Les données sont essentiellement issues des Etats-Unis, pays dans lequel ce secteur est de loin le plus développé.

A- Mesures techniques proposées par les professionnels

Les spécialistes des forages et les industriels du gaz et du pétrole ont proposé des procédures et des bonnes pratiques permettant de limiter les conséquences négatives de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels. A titre d'exemple et sans entrer dans les détails techniques, nous résumons dans le **Tableau 4** les principales mesures proposées récemment par le *National Petroleum Council* américain. Par ailleurs il faut signaler qu'il existe une recherche active qui a notamment pour objectifs d'améliorer la connaissance de la perméabilité des roches mères et les possibilités de récupérer les hydrocarbures contenus, de mieux contrôler la fracturation ou de la remplacer par des méthodes alternatives, d'améliorer la technologie des ciments. Certains de ces aspects sont décrits dans le rapport de MM. Ulm et Pellenq (Annexe 5).

Tableau 4 : Recommandations du *National Petroleum Council* pour un « Développement prudent »

Mesures technologiques proposées pour le forage et la fracturation	
1	Utiliser des forages horizontaux multiples (6-12) à partir d'un site de forage vertical unique
2	Utilisation de circuits fermés de récupération du liquide de fracturation
3	Protéger les aquifères en utilisant des tubes métalliques concentriques (au moins deux) et des couches multiples de ciment lors de leur traversée
4	Evaluer l'étendue de la fracturation par mesures microsismiques

Source : adapté de *NPC_Presentation-EPA-011012* Janvier 2012.

B- Préconisations des organismes nationaux dans différents pays

Dans plusieurs pays, en particulier aux Etats-Unis, des organismes nationaux ou indépendants se sont penchés sur les problèmes décrits plus haut et ont proposé des recommandations pour y faire face. Par exemple une série de recommandations destinées à encadrer l'exploitation des gaz de schistes a été émise par le Conseil consultatif du Secrétariat à l'énergie américain en novembre 2011. Ces recommandations dont certaines sont spécifiquement adaptées au contexte nord-américain sont résumées de manière simplifiée dans le **Tableau 5**. Elles mettent en lumière le besoin crucial de recueillir des données expérimentales sur les différentes conséquences de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, ces données étant encore clairement insuffisantes.

Tableau 5 : Résumé simplifié des recommandations du Secrétariat à l'énergie américain*

Mesures pouvant être mises en œuvre immédiatement	
1	Améliorer l'information du public
2	Améliorer la communication entre les agences nationales et locales et les organismes chargés de la protection de l'eau
3	Surveiller et prévenir l'émission de polluants de l'air (ozone et méthane en particulier)
4	Lancer un programme de recherche fédéral pour évaluer l'empreinte du gaz naturel non conventionnel sur l'effet de serre
5	Lancer un programme de recherche fédéral pour évaluer la migration du méthane vers les aquifères d'eau potable
6	Obligation de dévoiler la composition exacte du liquide de fracturation
7	Supprimer le diesel des liquides de fracturation
8	Augmenter le budget de recherche et développement
Mesures nécessitant une coopération entre les organismes de contrôle et les industriels	
1	Mesure et publication régulière de la composition des réserves en eau
2	Déclaration de tout transfert ou transport d'eau
3	Adoption des « meilleures pratiques » pour le forage et la cimentation des puits
Mesures à développer	
1	Etendre les missions et améliorer les moyens des organismes de surveillance et de contrôle
2	Améliorer les bonnes pratiques industrielles à travers la création de « centres d'excellence » pouvant servir de modèle

* Ces préconisations concernent essentiellement le gaz de schiste.

Source : adapté de *US-DOE, 111811_final_report* novembre 2011.

En France la loi interdit l'utilisation des techniques de fracturation hydraulique. Néanmoins des organismes comme l'INERIS étudient les moyens de contrôler l'utilisation de ces techniques et les conditions de leur mise en œuvre tout en limitant au maximum les conséquences et les risques potentiels sur l'environnement et les populations (voir le rapport de C. Didier, Annexe 8).

V- CONCLUSIONS

Ce chapitre résume les éléments qui ont été réunis dans le rapport et propose des pistes de réflexion. Ces dernières sont spécifiquement orientées vers les huiles de roche-mère qui sont présentes dans le sous-sol de l'Île-de-France (rappelons que celui-ci ne contient pas de gaz de schiste exploitable).

A- Le contexte des ressources énergétiques et la « révolution du gaz de schiste »

Toute réflexion sur le sujet doit tenir compte du contexte général dans lequel nous sommes qui permet de mieux comprendre les enjeux liés aux hydrocarbures non conventionnels. Les besoins en énergie mondiaux augmentent avec une accélération liée à la croissance rapide des pays émergents. En revanche, de manière peut-être surprenante pour certains, les ressources en énergie fossile ne sont pas en train de s'épuiser de façon simple, comme cela serait suggéré par la notion de « pic pétrolier », moment où la production mondiale de pétrole plafonne avant de commencer à décliner du fait de l'épuisement des réserves de pétrole exploitable. Bien entendu les ressources conventionnelles connues de pétrole et de gaz sont finies, quoique leur taille exacte soit difficile à évaluer du fait des limites techniques et des réticences de certains états et/ou groupes industriels à communiquer leurs évaluations réelles. Mais la situation est plus complexe, puisqu'il existe des ressources considérables de nature différente de celles qui ont été exploitées jusqu'à présent. L'exploitation de ces sources non conventionnelles nécessite des technologies nouvelles de coût élevé et peut avoir des conséquences sur l'environnement en partie différentes des sources conventionnelles. Les limites des ressources accessibles varient donc en permanence avec l'évolution des technologies et surtout avec le prix du baril de pétrole ou du m³ de gaz.... Plus ces prix augmentent, plus des ressources jugées jusque-là comme non rentables voire inaccessibles, deviennent potentiellement intéressantes pour les sociétés pétrolières ou gazières.

Des contraintes importantes sont apparues au cours des dernières années sur les choix politiques en matière d'énergie. L'élément principal est que les effets de l'utilisation des combustibles fossiles sur le climat sont maintenant bien établis. Le besoin d'en limiter les conséquences est reconnu comme une nécessité prioritaire par l'immense majorité des spécialistes et une grande partie du public. Malgré cela, des difficultés considérables sont rencontrées pour arriver à des accords efficaces au niveau international comme l'ont montré les suites difficiles du protocole de Kyoto. Ces difficultés se sont beaucoup accrues récemment du fait de la crise économique mondiale qui rend encore plus ardu le contrôle des problèmes énergétiques. L'évolution des rapports de force entre les pays développés et émergents, les pays producteurs et les pays consommateurs, et les enjeux considérables de maîtrise des sources d'énergie qui en découlent jouent un rôle majeur au niveau international. Enfin l'accident nucléaire de Fukushima, entraîné par une catastrophe naturelle d'une gravité exceptionnelle, a profondément modifié la perception par le public et les dirigeants de nombreux pays de cette source d'énergie non génératrice de gaz à effet de serre mais présentant des inconvénients et des risques spécifiques. Chacun sait que les débats sur cette question sont particulièrement importants en France où la majeure partie de l'électricité est d'origine nucléaire. Toute diminution envisagée de cette part impliquera

de trouver des sources alternatives d'énergie tout en limitant l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre.

Dans ce contexte la possibilité récente d'exploiter le gaz de schiste est apparue dans beaucoup de pays comme une « révolution ». Les réserves importantes sont situées pour une large part dans des régions différentes des régions traditionnellement productrices d'hydrocarbures conventionnels. Leur exploitation fournit à des pays jusque-là soumis aux aléas économiques et politiques des pays producteurs, la possibilité d'une indépendance énergétique partielle ou complète (cet aspect joue un rôle considérable en Europe de l'Est par exemple). Le gaz de schiste a aussi suscité un intérêt particulier comme remplacement possible d'autres combustibles fossiles comme le charbon car le méthane est l'hydrocarbure dont la combustion génère le moins de CO₂ pour une même quantité d'énergie produite. La libération de polluants associés (poussière, produits soufrés etc.) est également significativement plus faible pour le gaz que pour le charbon. En revanche, s'il n'est pas brûlé mais s'il s'échappe dans l'atmosphère, le pouvoir d'effet de serre du méthane est 25 fois supérieur à celui du CO₂.

L'exploitation du gaz de schiste dans des régions où il n'y avait pas auparavant d'exploitation de gaz ou de pétrole, a suscité une attention particulière du public et déclenché des réactions de rejet parfois très vives. Naturellement l'attention portée par le public et les médias aux problèmes de pollution et aux risques locaux est beaucoup plus grande lorsque l'exploitation a lieu à proximité de zones urbaines ou agricoles sensibles dans les pays développés que lorsqu'elle se fait dans des régions désertiques lointaines, même si les conséquences globales peuvent être identiques. En anglais cette réaction est appelée par certains « not in my backyard » (« *nimbyism* ») (*The shale gas revolution : hype and reality, A Chatham house report*, Paul Stevens, 2011), « pas dans ma cour » dit-on en français. Ceci souligne que le public est davantage prêt à accepter certaines conséquences négatives pour l'environnement à condition que cela se passe loin...

L'ensemble de ces éléments complexes d'ordre technique, géographique, économique, politique et sociologique voire psychologique, rend les choix et les décisions particulièrement difficiles. Ces difficultés sont accrues par le fait que nombre des paramètres évoqués ci-dessus évoluent au cours du temps, parfois de manière très rapide. Il est clair que les choix énergétiques doivent être pondérés par les risques et les coûts de chaque filière, en prenant soin de considérer l'ensemble des coûts et des retombées, au plan économique et environnemental, ce qui est généralement ardu. Il n'y a pas de solution parfaite et il est indispensable pour que les comparaisons aient un sens de mettre en balance l'ensemble des conséquences directes et indirectes de chaque filière, à court et long terme. L'utilisation de sources renouvelables d'énergie paraît naturellement la meilleure solution à long terme. Toutefois ces sources d'énergie ne sont pas complètement dépourvues d'effets indésirables (cf. par exemple les conséquences du développement des agro-carburants sur l'agriculture). Surtout leur capacité à couvrir les besoins énergétiques est actuellement limitée et leur coût est tel que, quel que soit leur développement et la volonté politique de le favoriser, elles ne pourront pas remplacer entièrement les autres dans un futur proche.

B- Les risques spécifiques des hydrocarbures non conventionnels

A bien des égards, les hydrocarbures non conventionnels mettent en jeu des technologies déjà utilisées ponctuellement dans d'autres contextes. Ce qui les distingue principalement

est l'échelle à laquelle ces technologies sont utilisées et le fait que l'exploitation a lieu dans des régions peuplées des pays développés. Les risques potentiels présentés par les hydrocarbures non conventionnels comportent des éléments communs au gaz et aux huiles de schiste, et des éléments particuliers liés à chacun d'eux. Leur exploitation nécessite dans les deux cas l'utilisation de forage horizontal et de fracturation hydraulique à grande échelle. La mise en œuvre de ces technologies entraîne des perturbations locales importantes mais transitoires liées à la nécessité d'approvisionner les chantiers en grandes quantités d'eau et de matériel. La récupération et le stockage des eaux usées, après usage et surtout leur traitement du fait de leur contamination par les produits chimiques ajoutés et les composants naturels solubilisés posent des problèmes considérables. La mise en œuvre de ces différentes activités de type industriel sur les lieux d'exploitation est étendue et prolongée du fait du caractère extensif de l'exploitation, lié à la nécessité de multiplier les puits pour exploiter l'ensemble des réserves et à leur durée de production brève. Les risques de contamination de l'approvisionnement en eau existent, en grande partie liés à des malfaçons ou des accidents lors des opérations de forage et de fracturation. La probabilité et surtout la gravité des conséquences de telles contaminations semblent très dépendantes de la nature des terrains. De plus, selon la nature géologique des terrains, la fracturation, voire la réinjection des eaux usées, peuvent dans certains cas induire des secousses sismiques modérées. Le gaz de schiste présente un problème particulier de risque de contamination de l'atmosphère par le méthane à fort effet de serre, au cours de l'installation et de l'exploitation des puits. Ce risque pourrait aussi exister après la fin de l'exploitation des puits et il faut souligner que le devenir à long terme des puits abandonnés est mal connu. Ces derniers aspects sont probablement moins problématiques dans le cas des huiles de schiste bien moins mobiles. Toutefois l'expérience concernant ces dernières est beaucoup plus limitée.

Il faut souligner que, pour chacune des nuisances et des risques décrits ci-dessus, il existe des solutions technologiques susceptibles de les diminuer ou de les prévenir dans le cadre de bonnes pratiques. Cela nécessite une étude préalable soignée des conditions locales, une excellente connaissance géologique et hydrologique de la zone concernée et une surveillance attentive des opérations. De telles précautions, si elles sont en principe possibles, ont des coûts qui peuvent être considérables. L'expérience Nord-Américaine montre que les compagnies gazières ou pétrolières considèrent souvent que ces coûts sont prohibitifs. Les conséquences immédiates de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels pour les populations riveraines sont donc conditionnées en partie par le niveau de précautions qui est considéré comme financièrement acceptable par les foreurs et les exploitants. En plus des contraintes réglementaires et des contrôles, l'évolution du prix du baril de pétrole ou du m³ de gaz est un paramètre important au niveau international pour déterminer les mesures de prévention des risques qui sont réalistes si l'exploitation est autorisée.

L'étude de la littérature spécialisée récente et des rapports de comités d'experts, en particulier Nord-Américains, montre la connaissance encore limitée que l'on a des conséquences de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels. Du fait du petit nombre d'études scientifiques fiables, de nombreux points restent mal connus notamment le niveau exact de fuites de méthane et les contaminations effectives des sources d'eau potable par le gaz de schiste, et le devenir à long terme des puits. Les données pour les huiles de schiste, beaucoup moins exploitées, sont encore plus rares. Les rapports

internationaux soulignent généralement l'importance primordiale de susciter et de financer la recherche dans ce domaine.

C- Les recommandations internationales sur le sujet

L'attitude des autorités et les réactions du public ont été très diverses selon les pays et les régions, allant de positions très laxistes dans certains Etats américains à une interdiction complète de la fracturation hydraulique en France. Ces différences s'expliquent en partie par des contextes socio-économiques et culturels différents, ainsi que par des perceptions variées de l'importance de l'indépendance énergétique. En Pologne par exemple, ces dernières considérations paraissent jouer un rôle majeur et ce pays est très engagé dans la voie de l'exploitation des gaz de schiste.

Il est intéressant de mentionner les recommandations récentes d'une commission parlementaire sur l'énergie et le changement climatique en Grande-Bretagne, un pays voisin de la France et déjà producteur d'hydrocarbures conventionnels *offshore* (*House of Commons report* HC795, 23-05-2011). Ce rapport reconnaît l'importance des ressources potentielles de la Grande-Bretagne en gaz de schiste et des enjeux économiques correspondants, ainsi que l'intérêt de ce gaz comme alternative au charbon pour la production d'électricité. Il souligne toutefois le caractère très partiel de l'amélioration attendue sur l'émission de gaz à effet de serre et l'importance de poursuivre d'autres approches complémentaires comme la capture et le stockage de carbone. Ce rapport conclut par ailleurs que la fracturation ne présente pas de danger spécifique pour les aquifères si elle est bien conduite et que les risques sont comparables à ceux des forages conventionnels. En revanche il insiste sur l'importance d'un contrôle strict par l'Agence britannique de protection de l'environnement des techniques, des procédures et des produits chimiques utilisés. Il souligne aussi l'importance d'empêcher que des sites soient contaminés et laissés à l'abandon dans des régions peuplées. Dans ce but, le rapport de la Chambre des Communes propose la création d'un fonds spécifique financé par des prélèvements sur les revenus de l'industrie gazière concernée, pour assurer le colmatage et la surveillance à long terme des puits.

En France un rapport récent détaillé du Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies (n° 2011/04/CGIET/SG, n° 2011/26/CGIET/SG) et du Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD n° 007612-01, CGEDD n° 007612-03) a été rendu public alors que le présent rapport du CSR d'IDF était en voie de finalisation. Le rapport du CGIET/CGEDD préconise notamment la mise en œuvre prudente de recherches visant à évaluer au mieux les ressources réelles en France et les meilleures technologies d'exploitation existantes.

En tenant compte des différents documents internationaux que nous avons pu consulter, il est possible de dégager, sans prétendre à l'exhaustivité, **les points qui sont généralement mis en avant par les experts pour que l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels soit acceptable**. De tels points constitueraient évidemment un socle minimal de conditions si la législation dans le domaine venait à évoluer en France.

1- Toute exploitation doit être précédée d'une étude géologique et hydrologique soignée permettant d'anticiper au mieux les problèmes éventuels.

2- Un contrôle de la qualité des eaux doit être effectué avant toute intervention pour servir de référence et un suivi détaillé, régulier et prolongé, doit ensuite être mis en place.

3- Un plan prévisionnel détaillé doit établir que les quantités suffisantes d'eau seront disponibles à proximité des lieux de forage, sans que cela ait un retentissement négatif sur l'approvisionnement en eau potable ou pour l'irrigation. Les moyens d'acheminement (par exemple par canalisations) et de stockage doivent être précisés. Leur mise en place doit avoir un retentissement minimal sur l'environnement et les populations.

4- La nature des additifs chimiques et leurs quantités maximales envisagées doivent être communiquées à l'avance par les industriels et soumises à une autorisation préalable des autorités sanitaires et de protection de l'environnement compétentes. En fait les spécialistes indiquent que ces additifs chimiques doivent pouvoir être limités à un petit nombre de produits autorisés (de l'ordre d'une vingtaine).

5- La récupération et le traitement des eaux usées doivent être soigneusement prévus et les eaux remises en circulation doivent être dépourvues de contaminants toxiques, ce qui nécessite des procédés de traitement des eaux adaptés. La composition exacte et les quantités des fluides effectivement utilisés et des fluides récupérés, doivent être communiquées et rendues publiques après usage. Des recherches de contamination éventuelle doivent être régulièrement effectuées y compris à une distance raisonnable du site de forage, tenant compte des conditions géologiques et hydrologiques locales.

6- D'une manière générale une transparence complète sur les méthodes envisagées par les foreurs et les exploitants doit être exigée avant toute autorisation et un contrôle des procédures et des contaminations doit être mis en place avec possibilité d'interruption des travaux en cas de non-respect des normes.

7- Le devenir des puits au terme de l'exploitation doit être prévu. Dans plusieurs pays il est proposé qu'un fonds spécial soit approvisionné financièrement par les exploitants pour couvrir la surveillance et les interventions éventuelles à long terme.

D- La situation en Ile-de-France

Les hydrocarbures de roche-mère potentiellement exploitables dans le sous-sol de la région Ile-de-France sont uniquement des huiles (pétrole). La taille des réserves exploitables est très mal connue, les estimations disponibles variant de 80 à 800 millions de tonnes, ce qui correspond à une couverture de la consommation actuelle de pétrole en France de 3,7 à 37 % pendant 25 ans. Bien entendu ces estimations doivent être prises avec beaucoup de précaution et toute réflexion sur la contribution possible d'une exploitation des huiles de roche-mère en Ile de France à l'équilibre de la balance énergétique nationale nécessiterait une meilleure connaissance de ces réserves. Néanmoins, il faut reconnaître que l'enjeu est important en termes économiques et d'indépendance énergétique. Les études géologiques du bassin parisien indiquent qu'il présente des caractéristiques relativement favorables à l'exploitation du pétrole de roche-mère avec un risque sismique très faible, un nombre de failles réduit et une séparation en profondeur des aquifères d'eau potable et des couches contenant les hydrocarbures. De plus, la région Ile-de-France a une histoire de région productrice de pétrole, à petite échelle il est vrai, et les régions potentiellement les plus riches, en Seine et Marne pour l'essentiel, sont peu urbanisées. En revanche l'Ile-de-France est une région très peuplée ayant une forte activité agricole, ce qui implique des besoins en eau élevés pour l'alimentation en eau potable et pour l'irrigation. Toute contamination ou

accident sérieux pourrait avoir des conséquences objectives importantes et un impact majeur sur l'opinion publique. Actuellement une exploitation n'est pas envisageable car interdite par la loi. Serait-il souhaitable que cette situation évolue ? Le public et les responsables politiques et administratifs devront prendre position en tenant compte des bénéfices et des risques et inconvénients attendus, en privilégiant dans leur analyse les éléments objectifs.

E- Pistes de réflexion pour le futur

1- Quels seraient les principaux éléments positifs et négatifs potentiels d'une hypothétique exploitation du pétrole de roche-mère en Ile-de-France ?

a- Les éléments positifs potentiels seraient de bénéficier d'une source d'énergie sur le territoire national avec des conséquences intéressantes en termes de revenus et d'emplois, directs et indirects. Les données disponibles permettent d'envisager une contribution qui pourrait modifier l'équilibre de la balance énergétique, avec, selon les évaluations, une couverture des besoins de la France en pétrole qui pourrait aller de quelques % jusqu'à un tiers (fourchette haute d'estimations très hypothétiques...) pendant 25 ans. Si les hypothèses hautes étaient confirmées l'amélioration du déficit de la balance du commerce extérieur français qui en résulterait pourrait être potentiellement tout à fait significative. Toutefois, les bénéfices attendus sont difficiles à chiffrer et seraient proportionnels à l'importance de l'exploitation. En tout état de cause de tels bénéfices ne doivent pas être sous-estimés *a priori*, en particulier dans une période de difficultés économiques et d'augmentation du prix de l'énergie et singulièrement du gaz et du pétrole¹¹. La connaissance des ressources en hydrocarbures sur le territoire national et régional présente un intérêt stratégique et économique qui justifie que les réflexions et les études soient poursuivies dans ce domaine.

b- Les éléments négatifs potentiels sont de trois ordres : les nuisances liées à l'exploitation normale des hydrocarbures de roche-mère, les risques environnementaux « probabilistes » potentiels et les conséquences sur les choix énergétiques et l'effet de serre.

i- *Des nuisances* sont inévitablement entraînées par le forage des puits et la fracturation hydraulique qui impliquent des chantiers de taille conséquente. La courte durée de production de ces puits et la nécessité de couvrir progressivement la totalité de la zone à exploiter souligne l'étendue de l'impact qui doit être pris en compte. En comparaison à la situation Nord-Américaine, le nombre de forages nécessaire serait relativement réduit du fait du statut de la propriété des ressources du sous-sol et de la possibilité actuelle de grouper plusieurs drains horizontaux autour d'un seul puits vertical¹². Le choix des zones exploitées, l'utilisation des meilleures procédures et le contrôle strict des pratiques peut permettre de limiter les conséquences pour les riverains. La phase de production des puits est plus « discrète », comparable à celle des puits actuellement en fonctionnement, dont la plus grande partie du public francilien ignore vraisemblablement l'existence.

ii- *Les risques environnementaux aléatoires* sont par nature plus difficiles à prévoir. Dans le cas du bassin parisien les conditions géologiques suggèrent qu'il est peu menacé d'accidents

¹¹ Au moment de la rédaction de ce rapport le prix du baril de brut est 103 US\$ pour le *West Texas International* et 123 US\$ pour le Brent.

¹² Une estimation grossière faite dans ce rapport suggère que pour extraire 100 Mt de pétrole en Ile de France il faudrait 250 à 1 000 puits verticaux et 4 000 et 8 000 drains horizontaux.

imprévus graves. Néanmoins la consultation des études internationales sur les exploitations existantes montre l'importance de précautions drastiques et de surveillances étroites pour prévenir les nuisances et les accidents, et pour la remise en état des terrains de surface et des eaux après exploitation. De telles « bonnes pratiques » détaillées plus haut dans ce rapport, ont un coût élevé et nécessitent une pression de la puissance publique pour assurer leur mise en œuvre (règlements adaptés, organismes de contrôle disposant des moyens nécessaires de surveillance et d'action). Si l'exploitation des huiles de schiste par fracturation hydraulique est une activité industrielle « lourde », non dénuée de risques, rien ne permet de penser que cette activité soit hors normes en comparaison à d'autres types de production minière ou pétrolière. Des mesures de contrôle et de surveillance adéquates pourraient permettre d'en limiter l'impact dans une gamme susceptible d'être acceptée par le public, si celui-ci est informé de manière transparente, claire et objective.

iii- Les *conséquences d'une exploitation hypothétique des huiles de schiste sur l'évolution des sources d'énergie* en France sont un point important à prendre en considération. La France a des engagements à tenir en termes de politique énergétique pour limiter l'émission de gaz à effet de serre. Ces engagements, même s'ils placent la France parmi les pays actifs dans ce domaine au niveau international, sont considérés par nombre de spécialistes comme encore insuffisants. Dans ce contexte, il faut souligner que les caractéristiques en termes d'effet de serre de pétrole de schiste d'origine francilienne seraient comparables à celles du pétrole actuellement importé. Les discussions concernant les avantages et les risques spécifiques du méthane en ce qui concerne l'effet de serre, qui sont une composante importante des débats sur le gaz de schiste au niveau international, ne s'appliquent pas aux cas de l'Île-de-France (dont le sous-sol ne recèle que du pétrole exploitable). Il n'y aurait aucun avantage spécifique des huiles de schiste par rapport au pétrole importé d'un point de vue de la formation de CO₂. En revanche il est clair que toute nouvelle source d'énergie fossile accessible peut, par le biais des « lois du marché », comme cela a été le cas aux Etats-Unis, diminuer les investissements consacrés aux énergies renouvelables y compris les recherches. Ce point doit être pris en compte dans les débats en France, même si la contribution quantitative de notre pays doit être placée dans une perspective réaliste au niveau mondial.

2- Quelles orientations pourraient être envisagées ?

a- Est-il possible de concilier la lutte contre le réchauffement climatique et l'exploitation de nouvelles sources de combustible fossile ?

Quels que soient les choix qui seront faits dans le futur en France concernant l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels présents sur le territoire national, le remplacement ou non de produits importés par des produits locaux n'aurait que des conséquences limitées sur l'émission globale de gaz à effet de serre. En revanche, l'enjeu pour la France est de dégager les moyens de s'orienter efficacement vers une économie à faible niveau de carbone. Cette évolution aurait le triple avantage de contribuer directement à la lutte contre l'effet de serre, de fournir un exemple au même titre que les autres pays engagés dans cette voie et, c'est probablement l'essentiel pour l'avenir, de développer une industrie nationale compétitive dans ce secteur. Le contexte économique actuel rend cette évolution encore plus nécessaire et en même temps plus difficile. Il apparaît aux rédacteurs de ce rapport que la production éventuelle d'huiles de schiste pourrait y contribuer si une partie des revenus qui en découleraient était utilisée pour financer le développement des énergies renouvelables. Ceci ne pourrait certainement pas découler du simple jeu économique et

nécessiterait une volonté politique affichée se traduisant dans la législation. Lier l'exploitation de toute nouvelle source de carbone fossile sur le territoire national à un investissement dans les énergies renouvelables permettrait à un pays comme la France de tirer parti de ses ressources naturelles pour s'engager plus efficacement dans la voie des énergies renouvelables, à un moment où les coûts d'une telle évolution risquent d'être un frein majeur. L'utilisation des bénéfices tirés des ressources pétrolières non conventionnelles comme un levier pour le développement des énergies renouvelables serait certainement comprise et acceptée, voire soutenue, par une grande partie du public.

b- La situation législative actuelle concernant la fracturation hydraulique doit-elle amener à refermer définitivement le dossier des hydrocarbures non conventionnels en France ?

Négliger complètement les bénéfices possibles de l'exploitation des ressources en huiles de schiste de l'Île-de-France serait aux yeux des rédacteurs de ce rapport une grave erreur. En revanche les risques d'un développement hâtif et incontrôlé tel qu'il a pu se passer sur d'autres continents sont évidents. Les choix dans ce domaine devraient être effectués de manière démocratique, avec une aussi bonne connaissance que possible de l'ensemble des éléments et des conséquences potentielles, positives et négatives. Or actuellement cette connaissance est très incomplète. L'interdiction actuelle de la fracturation hydraulique ne devrait pas mener à un abandon de la réflexion et de la recherche dans ce domaine. Au contraire cette interdiction devrait être mise à profit comme une période d'étude pour mettre à la disposition des citoyens, des collectivités territoriales et de l'état français tous les outils nécessaires pour que les choix puissent être faits le moment venu dans les meilleures conditions dans le souci général d'une évolution vers une meilleure maîtrise des sources d'énergie et du développement des énergies renouvelables. Ceci devrait comprendre **plusieurs aspects de recherche** dont certains sont déjà prévus par la loi :

i- Le suivi attentif des évolutions technologiques, des conséquences environnementales et des méthodes d'évaluation des risques dans les pays où les hydrocarbures non conventionnels sont exploités. Une attention particulière devrait être portée à l'exploitation des huiles de roche-mère qui est actuellement beaucoup moins bien documentée que celle du gaz de schiste.

ii- L'évaluation des risques potentiels à long terme des puits d'huiles de roche-mère après leur fermeture. Ce point mal connu devrait être étudié spécifiquement, notamment en comparaison aux puits conventionnels et aux autres activités de forage et de stockage en profondeur.

iii- La réalisation des études géologiques complémentaires nécessaires pour déterminer la taille réelle des réserves d'hydrocarbures non conventionnels en Île-de-France (les données disponibles sont très imprécises) et leurs conditions d'exploitation éventuelle, ainsi que les propriétés des couches adjacentes aux roches-mères et des aquifères potentiellement affectés par l'exploitation.

iv- Ce type d'étude pourrait comprendre, dans un cadre de recherche scientifique strictement encadré, comme cela est prévu par la loi, la mise en place de forages et de fracturation hydraulique en zone d'exploitation potentielle avec étude détaillée des conséquences. Réalisées sous strict contrôle, de telles études « en place » permettraient seules d'évaluer au mieux l'impact réel et l'efficacité des moyens de contrôle.

v- Des recherches devraient être encouragées pour le développement de technologies alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploitation des hydrocarbures de roche-

mère, ou de technologies réduisant fortement les risques potentiels associés à cette exploitation.

vi- Des études économiques devraient chercher à évaluer et prévoir les conséquences en termes d'emploi et de revenus régionaux et nationaux. Ces recherches devraient aussi explorer précisément comment les revenus éventuels de cette exploitation pourraient être au mieux utilisés pour faciliter l'évolution vers une économie à faible niveau de carbone.

vii- Des études devraient être développées dans le domaine des sciences humaines pour évaluer et prévoir l'impact sur la société de l'utilisation et de la non-utilisation des réserves régionales de pétrole. Notamment des études de sociologie auraient pour objet de mieux comprendre les réactions du public, d'évaluer les éléments importants qui conditionnent l'acceptabilité ou le refus de nouvelles technologies.

3- Quels enseignements peut-on tirer du dossier des gaz et huiles de schiste en France ?

L'étude de ce dossier et la comparaison de la situation française avec celle d'autres pays met en relief des points généraux qui méritent d'être soulignés car ils jouent un rôle important dans le domaine qui fait l'objet de ce rapport mais ont des implications au-delà de celui-ci.

a- Equilibre entre le niveau national et le niveau régional

Les conséquences positives ou négatives des décisions concernant les ressources pétrolières ou gazières se font essentiellement sentir au niveau local et régional. Or en France les décisions sont très centralisées. Une évolution dans le sens **d'une plus forte participation des collectivités territoriales** serait de nature à améliorer les capacités d'adaptation de notre pays. Ces collectivités, directement concernées et au contact des populations susceptibles d'être affectées positivement ou négativement par les décisions, devraient être des acteurs à part entière des débats et des décisions. De plus, comme cela est préconisé dans le rapport CGIET/CGEDD, la fiscalité pétrolière devrait être révisée de sorte que les collectivités locales trouvent un intérêt à une exploitation d'hydrocarbures sur leur territoire si celle-ci était mise en œuvre.

b- Importance de l'information objective du public et des décideurs

Quelles que soient les orientations futures il est essentiel **qu'une information large du public ait lieu, dans un cadre de complète transparence des actions publiques et privées.** La courte histoire des hydrocarbures non conventionnels en France illustre les écueils de décisions centralisées non transparentes, sans débat ni information préalable et la force des réactions du public sur la base de craintes légitimes et justifiées, mais aussi d'« informations » à caractère sensationnel sans base scientifique. Une phase de débat objectif et de dialogue constructif pourrait seule permettre d'aboutir à des choix, quels qu'ils soient, acceptés par la majorité des citoyens dans leur propre intérêt.

En conclusion, la situation actuelle d'interdiction des technologies de fracturation hydraulique ne devrait pas amener à un rejet définitif de la possibilité d'exploiter les hydrocarbures non conventionnels en Ile-de-France. Elle devrait au contraire être mise à profit pour rassembler les connaissances, renforcer les expertises et développer la recherche sur le sujet. L'objectif de cette réflexion serait d'examiner si et comment une exploitation maîtrisée pourrait, le cas échéant, selon les conditions géologiques et géographiques locales et régionales, donner les moyens économiques d'un passage plus rapide à des sources d'énergie renouvelables, dans le respect de la charte constitutionnelle de l'environnement.

Références bibliographiques

Des références complémentaires peuvent être trouvées dans les listes bibliographiques fournies dans les rapports présentés en Annexes.

- Agence Internationale de l'Énergie (www.iea.org). A new golden age for gas. 2011, 131 pp.
- Agence Internationale de l'Énergie (www.iea.org). Key World Energy Statistics. 2011, 80 pp.
- Agence Internationale de l'Énergie (www.iea.org). World Energy Outlook. 2011, 666 pp.
- BP Energy Outlook 2030. 2012, 88 pp.
- BP Statistical Review of World Energy. 2011, 49 pp. www.bp.com/statisticalreview
- DiGiulio DC, Wilkin RT, Mille C, Oberle G. Investigation of Ground Water Contamination near Pavillion, Wyoming. EPA 600/R-00/000 | December 2011 | www.epa.gov/ord
- Didier C, Ghoreychi M, Toulhoat P. La maîtrise des risques émergents : le cas des hydrocarbures non conventionnels. *Responsabilité et environnement*, 2011, 64:81-5.
- Fischetti M. The drillers are coming. *Scientific American* 2010 62-5.
- House of Commons Energy and Climate Change Committee Shale Gas. Fifth Report of Session 2010–12. Volume I: Report, together with formal minutes, oral and written evidence (180 pp). Volume II: Additional written evidence (43 pp). 2011, www.parliament.uk/ecc
- Howarth RW, Ingraffea A, Engelder T. Should fracking stop? Point and counterpoint. *Nature*, 2011 477:271-5.
- Institut National de Santé Publique du Québec. État des connaissances sur la relation entre les activités liées au gaz de schiste et la santé publique. Rapport préliminaire. 2010, 87 pp. <http://www.inspq.qc.ca/>
- Kargbo DM, Wilhelm RG, Campbell DJ. Natural Gas Plays in the Marcellus Shale: Challenges and Potential Opportunities. *Environmental Science & Technology*, 2010, 44:5679-84.
- Laboratoires Géosciences Montpellier et Hydrosociences Montpellier, Observatoire de recherche Méditerranéen de l'Environnement de l'Université Montpellier 2. « Gaz de schiste » : les questions qui se posent. Contribution au débat sur l'exploration pétrolière dans le sud de la France. 29 janvier 2011. 8 pp.
- Leteurtois JP, Durville JL, Pillet D, Gazeau JC. Les hydrocarbures de roche-mère en France. Rapport initial et Rapport complémentaire du CGIET CGEDD. Février 2012.
- Mousseau, Normand (2010), La révolution des gaz de schistes, Éditions MultiMondes (Québec), 168 pp.
- National Petroleum Council (NPC). Prudent Development Realizing the Potential of North America's Abundant Natural Gas and Oil Resources A Comprehensive Assessment to 2035 with Views through 2050. Presentation to the U.S. Environmental Protection Agency (10 January 2012). www.npc.org
- Osborn SG, Vengosh A, Warner NR, Jackson RB. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. *Proc Natl Acad Sci USA*, 2011 108:8172-6.

- Percebois J, Mandril C. Rapport énergies 2050. Rapport pour le Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie. Février 2012. 197 pp.
- Pétron G, Tans P, Frost G, Chao D, Trainer M. High-resolution emissions of CO₂ from power generation in the USA. *J Geophys Res*, 2012, 113, G04008
- Rahm, B. G.; Riha, S. J., Toward strategic management of shale gas development: Regional, collective impacts on water resources. *Environmental Science & Policy* 2012, 17:12-23.
- Stevens P. The 'Shale Gas Revolution': Hype and Reality. A Chatham House Report. September 2010. www.chathamhouse.org.uk
- Tollefson J. Air sampling reveals high emissions from gas field. *Nature*, 2012, 482:139-40
- Tyndall Centre, Shale gas : a provisional assessment of climate change and environmental impacts, 2011, 87 pp.
- United States Department of Energy. Shale Gas Production Subcommittee. Second Ninety Day Report. November 18, 2011. 23 pp. http://www.shalegas.energy.gov/resources/081811_90_day_report_final.pdf
- United States Environmental Protection Agency. Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. February 2011. 140 pp. EPA/600/D-11/001 www.epa.gov/research
- United States Environmental Protection Agency. Investigation of Ground Water Contamination near Pavillion, Wyoming. Draft. December 2011. 121 pp. EPA/600/R-00/000 www.epa.gov/ord
- United States House of Representatives Committee on Energy and Commerce Minority Staff. Chemicals used in hydraulic fracturing. April 2011. 32 pp.
- Vially R. Les hydrocarbures non conventionnels : évolution ou révolution ? Panorama 2012 IFPEN 7 pp. www.ifpenergiesnouvelles.fr
- Walsh B. The gas dilemma. *Time magazine*. 2011 177(14):30-7.

Remerciements

Les rédacteurs de ce rapport remercient

- Les experts qui ont rédigé les rapports présentés en annexes : Christophe Didier (INERIS), Marc Durand (Université du Québec à Montréal), Françoise Elbaz-Poulichet (CNRS, Université de Montpellier 1 et 2), Julio Gonçalves (Aix-Marseille Université), Normand Mousseau (Université de Montréal), Roland Pellenq (CNRS, MIT), Séverin Pistre (CNRS, Université de Montpellier 1 et 2), Michel Séranne (CNRS, Université de Montpellier 2), Roger Soliva (CNRS, Université de Montpellier 1 et 2), Franz Ulm (MIT), Roland Vially (IFPEN).

- D'autres experts consultés, notamment Nicolas Arnaud (CNRS, Université Montpellier 2) et Philippe Pezard (CNRS).

- Les orateurs du séminaire du 7 février 2012 : Philippe Bodenez (Ministère du Développement durable), Bruno Courme (Société Total), Christophe Didier (INERIS), Marc Durand (Université du Québec à Montréal), Françoise Elbaz-Poulichet (CNRS, Université Montpellier 1 et 2), Julio Gonçalves (Aix-Marseille Université), Normand Mousseau (Université de Montréal), Roland J.-M. Pellenq (CNRS MIT), Michel Séranne (CNRS / Université Montpellier 2), Franz Ulm (MIT), Roland Vially (IFPEN).

- Les modérateurs lors de ce séminaire : Sophie Violette (UPMC) et Pierre Berest (Ecole Polytechnique).

- Et l'ensemble des participants, notamment : Anna Bednik (Collectif "Stop gaz et huile de schiste"), Jérôme Fortin (CNRS, ENS), Mehdi Ghoreychi (INERIS), Patrick Goblet (Ecole des mines de Paris), Yves Gueguen (Ecole Normale Supérieure), André Helmbacher, Philippe Le Corneur (Collectif "Stop gaz et huile de schiste"), Caroline Mehl (Ecole des mines de Paris), Gilbert Opelin, Valérie Plagnes (UPMC), Zbigniew Pokryszka (INERIS), Michel Poulin (Ecole des mines de Paris), Alexandre Pryet (UPMC), Jacques Thibieroz (UPMC), Pierre Weill (MINES-ParisTech), Edward Weiner.

- Toutes les personnes de l'administration de la Région Ile-de-France qui ont participé à l'organisation administrative et logistique nécessaire à la réalisation de ce rapport, notamment Pascale Bourrat-Housny, Directrice de la recherche et de l'enseignement supérieur, Quentin Guillemain, Chargé de mission et Valérie Poquet pour son assistance pratique et efficace.

Risques potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en Ile-de-France

Annexes

au rapport

du Conseil scientifique régional d'Ile-de-France

Mars 2012



Les Annexes incluent les rapports qui ont été demandés à différents experts internationaux pour alimenter la réflexion des rapporteurs du Conseil scientifique régional. Les points de vue de ces experts ont été confrontés entre eux et avec ceux d'autres spécialistes au cours d'une journée de séminaire. Les opinions exprimées dans les rapports des experts n'engagent pas les rapporteurs du Conseil scientifique régional.

Annexe 1 : p. 43

Enjeux de l'exploitation du gaz et de l'huile de schiste.

Normand Mousseau, *Département de physique de l'Université de Montréal.*

Annexe 2 : p. 79

Importance du contexte géologique pour l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste : Exemple du Sud-Est de la France.

Michel Séranne, *Géosciences Montpellier – CNRS / Université Montpellier 2.*

Annexe 3 : p. 99

Risques de l'exploitation des gaz de schistes pour la ressource en eau : Exemple du Sud-Est de la France.

Françoise Elbaz-Poulichet, Séverin Pistre, *Laboratoire Hydrosociences, UMR CNRS, IRD, OSU-OREME, Université Montpellier 1 et 2* & Michel Séranne, Roger Soliva *Géosciences Montpellier – CNRS / Université Montpellier 2.*

Annexe 4 : p. 113

Géologie et hydrogéologie du bassin de Paris.

Julio Gonçalvès, *Centre Européen de Recherche et d'Enseignement des Géosciences de l'Environnement, Aix-Marseille Université.*

Annexe 5 : p. 133

Physical science challenges in gas/oil-engineering.

Roland J.-M. Pellenq & Franz Ulm, *Laboratoire mixte CNRS-MIT Multi-Scale Materials (MIT, Cambridge, USA).*

Annexe 6 : p. 159

L'exploitation des hydrocarbures de roche-mères.

Roland Vially, *IFPEN.*

Annexe 7 : p. 173

Les dangers potentiels de l'exploitation des gaz et huiles de schiste. Analyse des aspects géologiques et géotechniques.

Marc Durand, *Ecole Nationale des Sciences Géographiques, Université du Québec à Montréal.*

Annexe 8 : p. 187

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

Christophe Didier, *INERIS.*

Annexe 9 : p. 199

Lettre de saisine du Président du Conseil Régional d'Île-de-France, M. Jean-Paul Huchon.

Risques potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en Ile-de-France

Rapport du Conseil scientifique régional d'Ile-de-France

Mars 2012

ANNEXE 1

Enjeux de l'exploitation du gaz et de l'huile de schiste

Normand Mousseau

Professeur à l'Université de Montréal

Département de physique de l'Université de Montréal

Sommaire

En 2011, la proportion de la production mondiale de gaz naturel de source non-conventionnelle atteignait 7 % alors qu'elle était quasiment nulle 5 ans auparavant. L'essentiel de cette production se poursuit aux États-Unis, où le gaz de schiste représente déjà plus de 35 % de la production nationale. Cette nouvelle ressource est rendue accessible grâce à une série d'avancées technologiques produites sur plus d'une trentaine d'années, mais aussi grâce à une série d'éléments sociaux, réglementaires et légaux particuliers à ce pays.

Contrairement à ce que l'on a vu précédemment, avec le pétrole des sables bitumineux, par exemple, la technologie de la fracturation hydraulique permet d'extraire du gaz non-conventionnel à un prix comparable à celui des ressources traditionnelles. Cette ressource, distribuée beaucoup plus largement sur la planète, devrait changer le rapport de force entre les différentes énergétiques et entre les pays producteurs et consommateurs, faisant baisser le coût de l'énergie au niveau planétaire malgré l'augmentation de la demande.

Alors que l'impact du gaz de schiste sur le secteur énergétique mondial n'est plus à démontrer, les contributions du pétrole non-conventionnel, à l'exception des sables bitumineux, devraient être beaucoup plus faibles. Présentement, seuls quelques gisements aux États-Unis sont exploités à grande échelle et les technologies permettant de transformer le schiste bitumineux en pétrole resteront des promesses à moins d'une augmentation significative des cours du pétrole.

Bien que de nombreuses questions subsistent quant au véritable impact environnemental de ces nouvelles technologies, l'exploitation des huiles et, surtout, du gaz de schiste bouleverse la donne énergétique mondiale, affectant tous les pays, y compris la France.

Table des matières

Introduction	1
1. Bref historique du développement de l'industrie de gaz de schiste	3
1.1 La pénurie annoncée en Amérique du Nord	4
1.2 La révolution du gaz de shale	6
1.3 Une expansion fulgurante	8
2. Un avenir tout en croissance pour le gaz naturel	10
3. Pétrole et huile de schiste	13
3.1 Pétrole de schiste, schistes bitumineux et roches étanches	14
3.2 Le shale de Bakken	15
3.3 Gisements traditionnels	17
4. État de la production de pétrole et d'huile de schiste à travers le monde	18
4.1 Le shale de Bakken	18
4.2 Les schistes bitumineux	19
4.3 Les autres gisements	21
4.3 Des projets, toujours des projets	22
5. Impacts régionaux et mondiaux	23
5.1 Une industrie qui se démarque de l'exploitation traditionnelle	23
5.2 Un bouleversement dans le marché de l'énergie	24
5.3 Impacts du gaz et pétrole de schiste sur les marchés européens	26
5.4 Impact mondial	27
Conclusion	29
Bibliographie	31

Introduction

Depuis le début des années 2000, nous assistons à des bouleversements importants dans le domaine des hydrocarbures. Alors que le prix du pétrole a été multiplié par trois entre 2000 et 2010, l'arrivée de nouvelles techniques d'exploitation a ébranlé le marché du gaz naturel en Amérique du Nord. Ces techniques, basées sur le forage horizontal et la fracturation hydraulique, permettent d'accéder à des ressources dont on connaissait souvent l'existence depuis longtemps, particulièrement en Amérique du Nord, mais dont on ne pensait pas qu'elles pourraient être exploitées sur une base compétitive tant du point de vue énergétique qu'économique. Encore controversées, ces techniques auront un impact mondial suffisamment important au cours de la prochaine décennie tant dans le secteur du gaz que celui du pétrole, pour mettre à mal, ou au moins repousser considérablement, les scénarios de pénurie énergétique qui se sont multipliés depuis quelques années.

C'est aux États-Unis que l'exploitation des schistes gaziers et pétroliers a pris son envol. Premier consommateur mondial de pétrole et de gaz et fortement dépendant du pétrole importé, ce pays voit d'un très bon œil tout développement qui lui permettra de réduire cette dépendance. Forts d'une industrie à la fine pointe de la technologie, dominante au niveau mondial et bénéficiant, dans plusieurs États, d'une législation environnementale relativement laxiste, d'une structure de propriété privée des ressources minières et d'une géologie appropriée, il n'est pas surprenant que les Américains aient été les premiers à développer la technologie de la fracturation hydraulique appliquée d'abord au gaz naturel et, à une échelle beaucoup plus faible, au pétrole, essentiellement dans le shale de Bakken, qui chevauche le nord du Midwest américain et le sud des Prairies canadiennes.

En parallèle avec ces développements, l'industrie des sables bitumineux prenait son envol en Alberta, province canadienne à l'est des Rocheuses, pour dépasser les 70 millions de tonnes équivalent pétrole (tép) en 2011. S'appuyant sur un prix mondial élevé, cette production, qui nécessite des technologies de pointe, devrait même tripler d'ici 2035.



Figure 1. Les grands schistes gaziers et pétroliers en Amérique du Nord. Source : Energy Information Administration.

L'exploitation d'hydrocarbures non-traditionnels n'est pas limitée à l'Amérique du Nord. En Europe, on exploite depuis longtemps les schistes bitumineux riches kérogène. Ainsi, on a commencé à produire des huiles à partir du shale de Shropshire en Écosse dès 1694. Si l'Écosse et la France ont déjà exploité cette ressource, elle ne l'est plus qu'en Estonie, où elle contribue à fournir plus de 90 % de son électricité. Sur la planète, toutefois, seule une poignée de pays — Estonie, Chine, Brésil et Russie — exploitent cette ressource à une échelle commerciale.

Conscients des bouleversements observés en Amérique du Nord, les pays à travers la planète s'affairent à explorer leur sous-sol afin d'estimer la quantité d'hydrocarbures soudainement exploitable qui pourrait s'y trouver. On revisite d'anciennes régions productrices de pétrole et de gaz, on s'affaire à tester les shales gaziers ou pétrolifères oubliés ou négligés et on distribue les permis d'exploration et d'exploitation à grande vitesse. Toute cette activité permet, par exemple, à l'Agence internationale de l'énergie de prédire une croissance forte de la part du gaz naturel dans le bouquet énergétique mondial d'ici 2035, ce qui maintiendra les prix de l'énergie à un niveau relativement bas pendant encore quelques décennies.

Ces développements n'ont pas épargné la France ni, bien sûr, la région de l'Île-de-France, qui produit une fraction importante du pétrole français et qui présente, dans son sous-sol, des schistes bitumineux, gonflés de kérogène, mais aussi des shales gaziers et pétrolifères qui sont à l'origine de la grande révolution nord-américaine.

Que faire avec ces ressources? Doit-on les exploiter immédiatement? Attendre que les prix s'envolent à nouveau? Interdire leur production pour cause d'impact environnemental?

La réponse à ces questions est avant tout politique, comme toute décision importante. Pour éclairer ce choix, il est toutefois utile de replacer cette nouvelle ressource exploitable dans un contexte mondial. C'est ce que ce rapport tente de faire.

Dans les deux prochaines sections, je présente un bref historique du développement de l'industrie du gaz de schiste ainsi qu'une analyse de l'impact de cette ressource sur le marché mondial du gaz naturel. Les deux sections suivantes se concentrent sur le pétrole de schiste et les schistes bitumineux. Finalement, la dernière section propose un survol des conséquences des nouvelles technologies d'exploitation des hydrocarbures.

1. Bref historique du développement de l'industrie de gaz de schiste

Pour comprendre les événements ayant mené au développement des technologies permettant l'exploitation du gaz et du pétrole de schiste, il faut se tourner vers l'Amérique du Nord et, plus particulièrement, la pénurie annoncée de gaz naturel conventionnel dont on a commencé à parler au début des années 2000 et qui a favorisé l'établissement des conditions nécessaires au développement de cette industrie.

Ce n'est qu'à partir des années 1960, avec la construction de larges réseaux de gazoducs en Europe et en Amérique du Nord, que le gaz naturel devient une source importante d'énergie au niveau planétaire. Jusqu'alors, faute de moyens économiques de transporter cet hydrocarbure, on devait installer les industries consommatrices près des points

de production, limitant considérablement l'intérêt pour celle-ci. Avec la mise en place des premiers réseaux de distribution, la consommation de gaz se met à croître, passant de 590 millions de tép en 1965 à près de 2900 Mtép en 2011 (voir figure 2) (BP, 2011)¹, une multiplication d'un facteur cinq qui a fait passer la part de ce combustible dans la production totale d'énergie d'environ 15 % à 25 % malgré une consommation largement limitée à l'Amérique du Nord et à l'Europe. Cette augmentation s'explique, tout d'abord, par la grande propreté du gaz lors de sa combustion, en comparaison avec le charbon et, dans une moindre mesure, le mazout. Alors que les normes environnementales se resserrent et que les citoyens exigent une meilleure qualité de vie, la grande industrie se tourne de plus en plus le gaz naturel pour la production de chaleur et d'électricité.

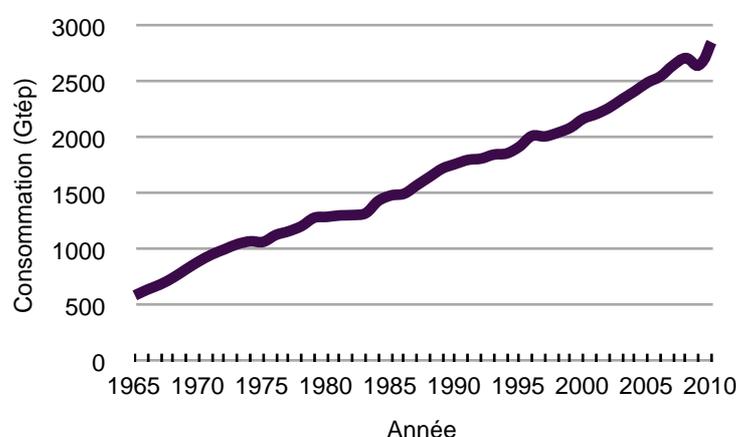


Figure 2. Évolution de la consommation mondiale de gaz naturel de 1965 à 2010. Après la chute brutale du niveau de consommation en 2009, la croissance reprend de plus belle en 2010. Source : *BP Statistical Review of World Energy 2011*.

¹ Il existe plusieurs sources statistiques en ce qui concerne l'énergie. Les principales sont l'*Energy Information Administration*, aux États-Unis, l'Agence internationale de l'énergie et le *Statistical Review of World Energy* de BP. Pour les statistiques comparant plusieurs pays ou les tendances mondiales, j'utilise autant que possible le rapport annuel de BP, qui présente généralement des données historiques remontant sur 45 ans. Il faut noter que les chiffres diffèrent légèrement d'une source à l'autre, dû aux problèmes liés, entre autres, à la conversion énergétique, même si l'ensemble reste cohérent. Pour les données régionales ou locales, j'utilise également à l'occasion les chiffres de l'Office canadien de l'énergie et du US Geological Survey.

Le tableau 1 montre l'état des ressources traditionnelles — ou conventionnelles — de pétrole, de gaz naturel et de charbon dans le monde et, plus particulièrement, aux États-Unis et au Canada. Bien que la taille officielle des réserves soit sujette à caution, elle est considérable. Principal problème, toutefois : elles ne sont pas distribuées uniformément sur la planète. Dans le cas du pétrole, 43 % des réserves traditionnelles se retrouve dans trois pays seulement : l'Arabie Saoudite, le Venezuela et l'Iran, avec seulement 2,9 % des réserves pour l'Asie. La distribution est encore plus inéquitable dans le cas du gaz naturel où plus de la moitié (53 %) des réserves se retrouvent en Russie, au Qatar et en Iran. Consommant plus du quart du gaz naturel produit dans le monde, l'Amérique du Nord ne possède qu'un peu moins de 5 % des réserves conventionnelles alors que l'Asie, avec les deux tiers de la population mondiale, ne dispose que de 7 % des réserves.

Si le pétrole, liquide, voyage facilement et s'inscrit dans un véritable marché mondial, ce n'est pas le cas du gaz naturel qui circule avant tout par gazoduc et s'échange dans les marchés régionaux que sont l'Amérique du Nord et l'Europe. Seuls quelques autres pays, tel que le Japon, prêts à payer la prime associée avec le transport du gaz naturel liquéfié, comptent également parmi les grands consommateurs. Le reste de la planète — Amérique du Sud, Afrique subsaharienne et Asie — se retrouve essentiellement exclu de ce marché énergétique important.

1.1 La pénurie annoncée en Amérique du Nord

Malgré un niveau élevé de consommation et une forte dépendance envers les fournisseurs russes, ce qui a créé de nombreuses tensions au cours des dernières années, l'approvisionnement à long terme de l'Europe ne pose pas de problème, à tout le moins d'un point de vue géologique : les réserves traditionnelles de l'Europe de l'Est et du Moyen-Orient sont amplement suffisantes pour satisfaire au besoin de ce continent durant encore de nombreuses décennies.

La situation est toute autre en Amérique du Nord, où les réserves conventionnelles officielles n'atteignent, en 2010, que 5 % des réserves mondiales, pour une consommation de plus de 25 % de la production totale. Cette consommation démesurée s'explique par plusieurs facteurs. Ainsi, depuis la levée d'un moratoire sur la construction de nouvelles centrales au gaz par le gouvernement américain en 1987, plus des deux tiers des nouvelles centrales thermi-

Tableau 1. Réserves et production des divers hydrocarbures sur la planète en 2010 en milliards de tép (gtép) ou en billion de mètres cubes ($10^{12} \text{ m}^3 = 1 \text{ Tm}^3$)

	Monde	Canada	États-Unis
Pétrole			
Réserves	212 Gtep	15,0 %	2,2 %
Production	3,9 Gtep	4,2 %	8,7 %
Durée	49 ans	194 ans	12 ans
Gaz naturel			
Réserves	169 Gtep	0,9 %	4,1 %
	187 Tm ³		
Production	2,9 Gtep	5,0 %	19,3 %
	3,2 Tm ³		
Durée	59 ans	11 ans	12 ans
Charbon			
Réserves	415 Gtep	0,8 %	28 %
Production	3,7 Gtep	0,9 %	14,8 %
Durée	112 ans	100 ans	212 ans

Ces données n'incluent que les gisements traditionnels, à l'exception du le pétrole où les sables bitumineux de l'Alberta sont comptés. Les réserves de gaz de schistes ne sont pas comptées, ce qui permet de comprendre le climat en Amérique du Nord au début des années 2000. Source: Agence internationale de l'énergie et *BP Statistical Review of World Energy 2011*.

ques mises en service utilisent ce combustible, diminuant considérablement l'acidité des pluies et les incidents de smog dans les villes américaines. De même, l'augmentation rapide de la production de pétrole à partir des sables bitumineux s'est accompagnée par une hausse équivalente de la demande. En effet, le processus de séparation du sable et du pétrole lourd exige une quantité considérable de vapeur d'eau qui est produite, aujourd'hui, par la combustion du gaz naturel.

Cette situation de dés-équilibre entre la demande et les capacités de production commence à se faire sentir à partir du début des années 2000. Malgré des investissements toujours plus considérables, les gazières ne parviennent qu'à maintenir leur niveau de production. Les grands consommateurs de gaz naturel — industries et producteurs d'électricité — s'inquiètent et font pression sur les gouvernements afin que ces derniers mettent en place rapidement des solutions de rechange.

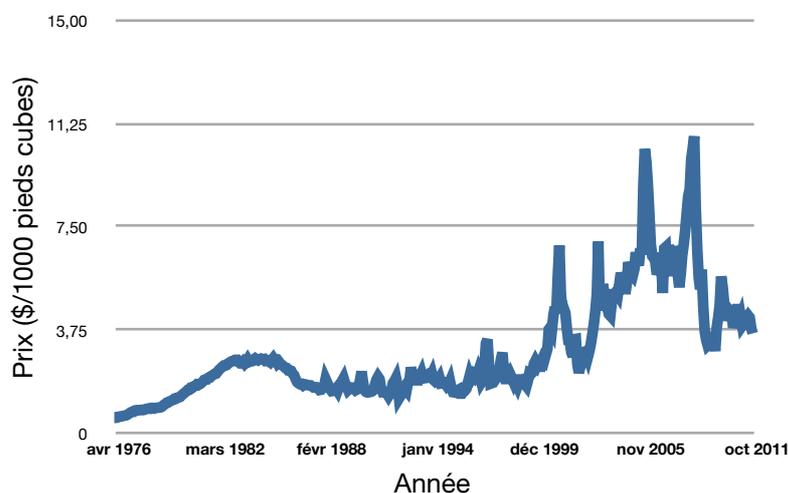


Figure 3. Évolution du prix du gaz naturel à la tête de puits aux États-Unis, entre 1976 et 2011. Source : *US Energy Information Administration*.

Afin de diminuer la dépendance à un combustible dont le prix augmente rapidement (voir la figure 3) et dont l'approvisionnement reste incertain, plusieurs proposent d'abandonner cette filière et de se tourner vers des sources d'énergie alternatives. Ainsi, le gouvernement albertain annonce son intention d'étudier la possibilité de construire des centrales nucléaires qui produiraient, en plus de l'électricité, la chaleur nécessaire à l'extraction du pétrole des sables bitumineux. D'autres industries, comme celle de la production d'engrais, réduisent simplement leurs activités sur le continent nord-américain pour s'approcher de sources plus fiables au Moyen-Orient ou en Amérique du Sud (IFA, 2011). Pour l'essentiel, toutefois, les grands consommateurs et les gouvernements se tournent vers l'étranger pour assurer leur approvisionnement en gaz naturel et multiplient les projets d'entente avec les grands producteurs de la planète, dont la Russie et le Qatar.

Or, les capacités d'importation de gaz naturel liquéfié² en Amérique du Nord sont très limitées. En 2004, on ne compte que quatre ports méthaniers sur le continent, tous sur la côte Est des États-Unis — dans le Maine, en Louisiane, en Georgie et au Maryland —, avec une capacité de traitement représentant environ 2 % de la consommation continentale. Il faut rapidement augmenter celle-ci si l'on désire éviter la catastrophe annoncée. En quelques années, les projets de ports méthaniers se multiplient donc avec l'aval des gouvernements et des grands consommateurs, malgré l'opposition souvent vocale des citoyens locaux et des groupes environnementaux qui craignent les risques associés avec ces installations.

² La liquéfaction du gaz naturel (GNL), qui exige un refroidissement à -160 °C, augmente sa densité d'un facteur 600 par rapport au gaz à la température de la pièce et permet, entre autres, son transport par bateau.

En 2008, au Canada seulement, neufs projets sont à différents stades d'avancement, dont Canaport LNG, au Nouveau-Brunswick, Grassy Point à Terre-Neuve-et-Labrador, Keltic/Maple LNG, en Nouvelle-Écosse, Rabaska et Gros-Cacouna, au Québec, et Kitimat LNG, en Colombie-Britannique.

Aujourd'hui, tous, sauf deux, se sont évaporés. Canaport LNG a bien été inauguré en 2009, mais ne fonctionne depuis qu'à capacité réduite. Quant à Kitimat LNG, en Colombie-Britannique, le projet est toujours dans les cartons, mais devrait servir à l'exportation de gaz canadien vers l'Asie. Quant au projet de centrales nucléaires qui soutiendraient l'industrie des sables bitumeux, il est déjà complètement oublié.

Que s'est-il passé pour expliquer ce renversement spectaculaire?

1.2 La révolution du gaz de shale

Alors que les gouvernements et les grands consommateurs de gaz acceptent l'inévitabilité de la pénurie, l'industrie de la production de gaz naturel et de pétrole, considérable aux États-Unis et dans l'Ouest du Canada, ne se tient pas pour battue. La rentabilité du pétrole des sables bitumineux avait démontré qu'il est possible, lorsque les prix sont suffisamment élevés, d'exploiter des hydrocarbures avec des techniques lourdes et coûteuses. Or, on connaît depuis longtemps l'existence de shales et de roches étanches couvrant une bonne partie du sous-sol nord-américain. On sait également que ces structures géologiques contiennent du gaz naturel et du pétrole piégés dans de petites bulles. Il ne reste plus qu'à savoir s'il est possible de les y déloger à un coût compétitif par rapport à celui du GNL importé.

Pendant longtemps la réponse à cette question était simple : non. Au tournant du XXI^e siècle, toutefois, les développements sur plusieurs fronts ouvrent la porte à une réponse positive. Trois facteurs, en particulier, contribuent à la création et à l'essor de cette industrie à partir de 2006.

Fracturation hydraulique. La fracturation hydraulique est basée sur deux techniques cruciales : le forage horizontal et la fracturation elle-même. Le forage horizontal, mis au point il y a une trentaine d'années, permet de changer l'angle de forage en cours d'opération afin de suivre le gisement. Cette technique, qui a eu impact majeur sur l'industrie des hydrocarbures traditionnels, est essentielle pour assurer une production suffisante dans les gisements non-conventionnels, multipliant la surface de contact et augmentant la production par puits. La fracturation hydraulique, de son côté, consiste à injecter un mélange d'eau, de sable et de divers autres produits à haute pression (jusqu'à 70 MPa ou 700 atmosphères, aujourd'hui (Durand, 2012) afin de créer des fissures dans la roche feuilletée du shale, ouvrant des chemins de diffusion qui permettent au gaz sous pression de s'échapper. Cette technique n'est pas nouvelle. Elle est utilisée depuis plus d'une cinquantaine d'années, à plus faible pression, dans des structures géologiques traditionnelles afin d'augmenter les taux de recouvrement des puits vieillissants. Ce n'est toutefois qu'à partir des années 1990 et, surtout, du début des années 2000, que le couple forage horizontal-fracturation hydraulique fut optimisé pour l'exploitation de gaz naturel et de pétrole emprisonné dans les roches étanches et le shale. La multiplication de la production gazière du shale de Barnett, au Texas, entre 2000 et 2005, pour atteindre 11 Gm³, soit 2 % de la production américaine, confirme l'efficacité de cette technologie pour l'exploitation de cette nouvelle ressource, attirant l'attention de la presse spécialisée et des prospecteurs du monde entier.

Prix élevé des hydrocarbures. Malgré ces développements, le coût de cette technologie a longtemps été considéré comme une barrière infranchissable, particulièrement dans les années 1990, alors que le prix du baril de pétrole oscillait entre 20 et 30 dollars US. Au début des années 2000, toutefois, on commence à observer une

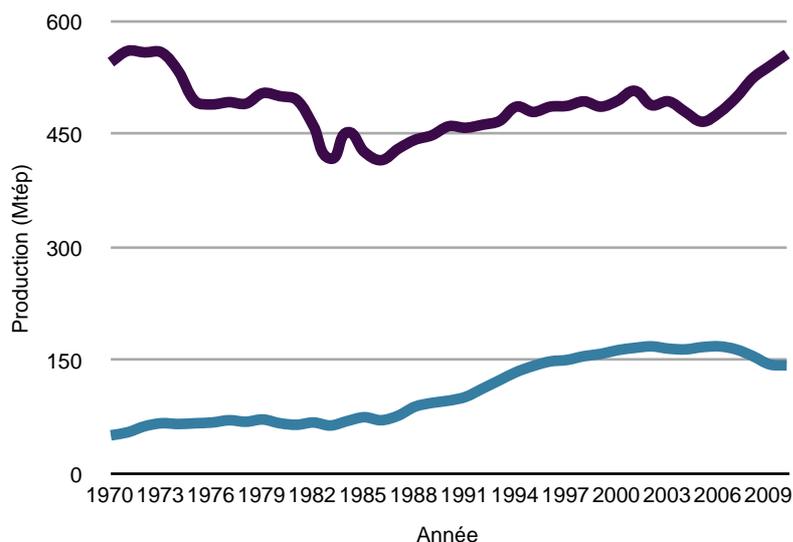


Figure 4. La production américaine et canadienne de gaz naturel a chuté à partir de 2000, aux États-Unis, et de 2007, au Canada. La remontée qu'on observe depuis quelques années est due aux gaz de schiste. Source : *BP Statistical Review of World Energy*, 2011.

En parallèle, l'industrie gazière nord-américaine montre des signes d'essoufflement en ce qui concerne la production de gaz conventionnel et les nouveaux gisements exigent des investissements toujours plus importants, forçant l'industrie à considérer les alternatives, même coûteuses. À partir de 2005, alors que les projets de port méthaniers se multiplient en Amérique du Nord, la compétition pour les gazières désireuses d'exploiter le gaz de schiste n'est plus la production conventionnelle nord-américaine en décroissance, mais le gaz naturel liquéfié importé, qui commande une prime atteignant 4 \$/GJ pour la liquéfaction et le transport maritime. Cette nouvelle situation fait grimper le seuil de rentabilité pour cette nouvelle industrie entre 8 et 10 \$/GJ, un niveau trois fois plus élevé qu'au début des années 2000. Ces prix permettent aux petites et moyennes gazières américaines et canadiennes, qui dominent l'industrie, d'attirer les investisseurs, d'acheter les permis d'exploration, d'apprendre à utiliser cette technologie de manière optimale et de commencer l'exploitation à grande échelle de cette ressource.

Accommodements réglementaires. Dernier facteur crucial pour le développement de l'industrie du gaz de schiste : le changement apporté au *Clean Water Act* américain, qui exempte les gazières de l'obligation contenue dans la loi de divulguer les produits chimiques utilisés lors de la fracturation hydraulique et permet de mieux protéger les brevets tout en limitant la responsabilité des opérateurs (Grandia, 2010).

Si ce changement dans la législation est survenu sous l'administration Bush/Cheney, reconnue pour sa proximité avec l'industrie pétrolière et gazière, il s'inscrit logiquement dans la politique de sécurité énergétique américaine qui remonte à la fin du XIXe siècle. Cette sécurité est mise à mal avec l'augmentation rapide du prix du pétrole à partir de 2000 et les retombées de la guerre en Irak qui montrent le risque pour les Américains de dépendre de ressources énergétiques étrangères. Important déjà une fraction importante de leur pétrole, les États-Unis ne sont pas très chauds à l'idée de devoir faire la même chose pour le gaz naturel. La modification du *Clean Water Act* doit donc être comprise, au moins en partie, comme favorisant un approvisionnement en gaz naturel local et une plus grande indépendance énergétique, une décision

qui cadre parfaitement avec la longue tradition américaine et aurait fort probablement été apportée par n'importe quelle administration.

Pris ensemble, ces trois aspects — technologiques, économiques et politiques — ont permis à l'industrie gazière de se lancer, à partir de 2006, dans une course d'une ampleur inégalée pour le contrôle et le développement de cette nouvelle ressource énergétique, prenant au dépourvu élus, régulateurs, administrateurs et citoyens qui, pour la plupart, ne virent rien venir.

1.3 Une expansion fulgurante

Entre 2005 et 2011, l'Amérique du Nord a assisté à une explosion de l'industrie du gaz de schiste, qui passe d'environ 2 % de la production américaine en 2005 à 35 % en 2010 tout en boostant la production américaine de plus de 20 % entre 2005 et 2011 (BP, 2011).

L'impact de cette augmentation est double. Tout d'abord, *les importations nettes chutent rapidement*, de plus de 30 %, passant de 16 % de la consommation totale, à 11 % (voir Tableau 2). Alors que les importations brutes en provenance du Canada sont en chute marquée (-10 %), les exportations vers ce pays augmentent de 116 %. Quant aux importations de

GNL, elles chutent même un peu plus, de 35 % entre 2006 et 2011, et ne représentent plus que 1,5 % de la consommation totale des Américains, une quantité simplement négligeable (EIA, 2011). En quelques années, les États-Unis ont retrouvé, ou presque, leur indépendance énergétique dans le secteur gazier, tout en augmentant de près de 4 % leur niveau de consommation.

Ensuite, *la montée rapide de cette nouvelle ressource gazière cause l'effondrement de son prix sur le marché nord-américain*. Tel qu'on l'a dit plus haut, en l'absence de ports méthaniers reliant les consommateurs locaux aux grands producteurs mondiaux, le marché gazier est avant tout régional. Alors que les contrats d'approvisionnement à long terme typiquement signés en Europe lient le prix du gaz naturel au cours du pétrole, en Amérique du Nord, celui-ci varie beaucoup plus librement. Après avoir atteint plus de 13 \$/GJ en juillet 2008, avec une valeur moyenne de plus de 8 \$/GJ sur l'année, le prix du gaz naturel chute rapidement et se maintient, depuis 3 ans, et malgré les importantes fluctuations du cours du pétrole, à environ 4 \$/GJ — à peine plus pour le GNL importé, qui est vendu presque à perte (EIA, 2011).³

Face à cette situation de surplus chronique, l'industrie ne sait comment réagir. La plupart des permis détenus par celle-ci la forcent à investir rapidement dans l'exploration et l'exploitation sous peine de perdre ses droits. Un niveau élevé de production permet également de rassurer les investisseurs, d'augmenter la valeur des permis et d'attirer les grandes pétrolières, les plus

Tableau 2. Évolution de la production et consommation de gaz naturel aux États-Unis en milliards de mètres cubes ($10^9 \text{ m}^3 = 1 \text{ Gm}^3$)

	2008	2009	2010	% 2008-2010
Offre				
Total	596	612	639	7,1 %
Golfe du Mexique	65	69	64	-1,5 %
48 États contigus	520	533	565	8,5 %
Import	113	107	105	-6,5 %
Demande				
Consommation	658	647	682	3,8 %
Exports	27	30	32	20 %

Source: U.S. Energy Information Administration, *Natural Gas Year-in-Review 2010*.

³ À titre de comparaison, le gaz naturel se vendait à plus de 7 \$/GJ en moyenne en 2011 en France.

susceptibles de racheter ces petites et moyennes sociétés. Si certaines gazières se tirent d'affaire avant tout grâce à la vente de liquides de gaz naturel — butane, propane, etc. — dont les prix, liés à ceux du pétrole, sont beaucoup plus élevés, pour la plupart, la production de gaz naturel au prix actuel reste à la limite de la rentabilité.

L'industrie parvient à survivre, dans un contexte de prix plancher, en attirant constamment des investisseurs et, surtout, en évitant d'assumer les coûts environnementaux qui semblent de plus en plus importants. La remarquable vitesse de croissance de cette industrie lui a permis de se développer sans une analyse sérieuse de son impact sur la qualité de l'eau et de l'air, la pollution des sols et l'émission de gaz à effet de serre. Cette situation ne peut durer, bien sûr, et de nombreux citoyens commencent à s'inquiéter de l'impact de l'exploitation du gaz de schiste sur leur qualité de vie, forçant les gouvernements et les diverses agences à réagir et à étudier la question. Si les premières études indépendantes, publiées à l'été 2011, suggèrent que leurs craintes sont fondées (voir, par exemple, Osborn (2011), Lustgarten (2011) et Howarth (2012)), les rapports d'agences, qui ne sortiront qu'à la fin de 2012 ou au début de 2013, risquent fort de sonner la fin de la période de récréation pour ce secteur d'activités.

L'industrie du gaz de schiste vit donc une bulle de production dont on ne sait quand elle éclatera ni quel sera son impact. Tôt ou tard, les prix remonteront afin d'assurer une rentabilité dans un contexte où les exigences environnementales et sociales seront en augmentation. Pour ce faire, l'industrie devra limiter considérablement son niveau de production ou trouver d'autres débouchés. Déjà, les sociétés gazières de la Colombie-Britannique planchent sur un projet de port méthanier à Kitimat, sur la côte ouest du Canada, non plus pour importer du gaz naturel de la Russie ou du Moyen-Orient, mais pour exporter les importants surplus des shales de Horn River et de Montney, sur la frontière avec l'Alberta, vers l'Asie, à un prix nettement supérieur à ce qu'il est possible d'obtenir sur le continent. L'industrie compte également sur une augmentation de la consommation, à la fois en remplacement du pétrole, de plus en plus coûteux, et pour satisfaire les besoins presque insatiables de l'exploitation des sables bitumineux, dont on prévoit multiplier par trois la production d'ici 2030.

La question du coût réel, à moyen et à long terme, de l'exploitation de cette ressource est toujours ouverte. Les plus optimistes assurent que les niveaux de production pourront continuer à augmenter afin de répondre à la demande tout en préservant des prix relativement faibles (mais probablement deux fois plus élevés qu'aujourd'hui). Pour beaucoup d'observateurs plus critiques, toutefois, la longévité des puits en dehors des régions les plus propices reste matière à débat. On peut tout de même espérer qu'avec les avancées technologiques, le taux de rendement à la production, qui est de l'ordre de 20 % aujourd'hui (ONÉ, 2009), s'améliore au cours de la prochaine décennie, diminuant d'autant les coûts effectifs de production et l'impact environnemental. Car il n'est pas encore certain que l'industrie sache assumer, collectivement, la facture environnementale pour ses activités, un coût qui reste encore bien incertain aujourd'hui.

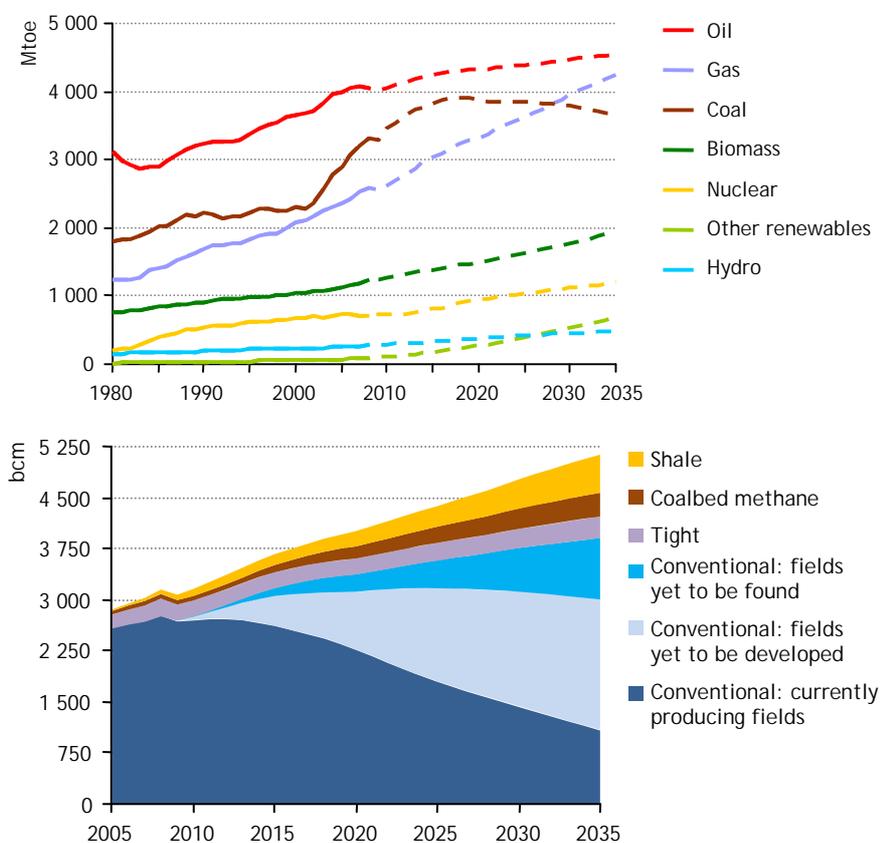
2. Un avenir tout en croissance pour le gaz naturel

L'arrivée massive du gaz de schiste sur le marché américain a bouleversé l'équilibre entre les différentes sources d'énergie, forçant les analystes à revoir leur copie. Ainsi, un rapport hors-série de l'Agence internationale de l'énergie, intitulé *Are we entering a golden age of gas?* (AIÉ 2011a), présente un scénario qui place le gaz naturel au coeur du développement énergétique des 25 prochaines années.

Ce scénario, qui se veut particulièrement optimiste en ce qui concerne le gaz naturel, est intéressant avant tout par les tendances qu'il souligne.

Tout d'abord, dans ce rapport, l'AIÉ prévoit une augmentation de 50 % de la production du gaz naturel d'ici 2035. Cette augmentation provient d'un transfert important du charbon vers le gaz naturel, renversant la tendance observée depuis le début des années 2000. Elle s'appuie aussi sur une croissance plus faible que prévue du secteur des énergies renouvelables, incapable de compétitionner, sur la base de prix, avec cet hydrocarbure.

L'AIÉ prévoit donc que le gaz naturel deviendrait, dès 2030, la deuxième source d'énergie sur la planète, tout juste derrière le pétrole, dont on ne planifie qu'une très faible augmentation d'ici 2035 (Figure 5, haut).



Cette augmentation de la production de gaz naturel proviendrait à près de 50 % de gisements traditionnels et, en 2035, le gaz devrait toujours être majoritairement conventionnel, provenant de l'Europe de l'Est/Eurasie (24 %), de l'Amérique du Nord (20 %) et du Moyen-Orient (18 %). On s'attend par contre à ce que la Chine, l'Amérique latine et l'Inde, des pays presque absents de la production aujourd'hui, développent une industrie basée avant tout sur le gaz non-traditionnel.

En effet, cette production devrait atteindre près de 25 % de la production mondiale, une proportion presque quatre fois plus importante qu'aujourd'hui, grâce, entre autres, aux efforts de la Chine pour diminuer sa dépendance envers les importations d'énergie. Outre les États-Unis et le Canada, la production non-traditionnelle devrait provenir majoritairement de la Chine (gaz de houille et shale), de la Russie (roche étanche), de l'Inde (shale) et de l'Australie (gaz de houille), une expansion importante puisque le gaz de schiste n'est extrait commercialement qu'en Amérique du Nord aujourd'hui, et que seules l'Australie et la Chine exploitent commercialement, mais à petite échelle, le gaz de houille, ou gaz de charbon. L'AIÉ ne prévoit pas de production importante en Europe, mais pense que la Russie n'aura d'autre choix que d'exploiter cette ressource qu'elle condamne présentement afin de répondre à la demande européenne, mais aussi asiatique.

Deuxième tendance, *le différentiel de prix entre le gaz naturel et le pétrole*. Malgré les fluctuations qu'on observe depuis la fin 2010, l'AIÉ s'attend toujours à ce que le prix du baril de pétrole se maintienne entre 105 et 113 \$/baril jusqu'en 2035. Sauf en Amérique du Nord, qui devrait voir le prix du gaz naturel doubler d'ici 2035, l'augmentation devrait être assez légère, et le prix du gaz devrait rester entre 50 et 75 % de celui du pétrole, lui préservant un avantage partout où il peut être utilisé facilement (Tableau 3).

Tableau 3. Évolution du prix du gaz naturel d'ici 2035 d'après le scénario doré de l'Agence internationale de l'énergie (2011 a). Les prix sont en dollars constant 2009 par MBtu.

	2009	2015	2020	2025	2030	2035
États-Unis	4,1	5,6	6,1	6,4	7,0	8,0
Europe	7,4	9,0	9,5	9,7	10,1	10,9
Japon	9,4	11,5	11,7	12	12,3	12,9

Plus propre que le charbon, abordable et accessible en grandes quantités, le gaz naturel devrait être utilisé de plus en largement pour les procédés industriels, la production de chaleur et d'électricité, déplaçant le charbon, mais aussi dans le transport, en compétition directe avec le pétrole. Ainsi, dans son rapport doré, l'AIÉ prévoit que 10 % des véhicules vendus dans le monde en 2035 rouleront au gaz naturel.

Ciblant de manière préférentielle le gaz naturel, l'analyse de l'AIÉ dans son scénario doré néglige quelques aspects importants pour le développement du bouquet énergétique des 20 prochaines années.

- 1) L'impact du faible prix du gaz naturel sur le développement de filières vertes est presque complètement ignoré. Or, l'exemple de l'Amérique du Nord, où la plupart des grands projets d'énergie renouvelable ont été incapables de résister à l'arrivée du gaz de schiste sur le marché, montre que ce combustible ne déplace pas seulement le charbon, mais aussi le nucléaire et les énergies vertes. Seule une taxe sur le carbone appliquée de manière presque universelle permettra de contrecarrer l'impact du prix très faible de cette ressource.
- 2) Ce rapport sous-estime peut-être la part du gaz non-traditionnel dans la production de 2035. Comme le coût de production de cette ressource s'approche de celle des puits

conventionnels, on devrait plutôt s'attendre, sauf un encadrement environnemental serré, à ce que 30 ou même 35 % de la production mondiale en 2035 soit non-traditionnelle.

- 3) L'AIÉ continue de traiter le gaz naturel et le pétrole comme deux hydrocarbures qui sont presque complètement incompatibles, ce qui permet au pétrole de maintenir son rôle, particulièrement dans le domaine du transport, jusqu'en 2035. Il y a tout lieu de croire (i) que le prix du pétrole dépassera rapidement les prévisions de l'AIÉ, historiquement très optimistes, ce qui risque de créer un différentiel de prix plus important que prévu entre le gaz naturel et le pétrole, au moins pour les 15 prochaines années, et (ii) qu'une fois les investissements nécessaires faits pour développer un réseau de distribution de gaz naturel liquéfié pour le transport, il sera beaucoup plus facile de passer d'un carburant à l'autre, forçant un alignement plus systématique du prix de ces carburants, mais avec une proportion plus élevée du secteur transport roulant au gaz.
- 4) L'AIÉ sous-estime probablement le développement d'une industrie du gaz de schiste en Europe. Malgré un accès facile au gaz traditionnel, il y a un intérêt géopolitique et économique certain au développement d'une filière locale. Bien que les ressources soient d'une ampleur possiblement relativement faible (ce qui reste à déterminer), on peut s'attendre que ce que plusieurs pays, en commençant par la Pologne, jouent la carte de l'indépendance énergétique, surtout dans un marché de l'énergie très volatile, comme on le connaît depuis quelques années.

Le rapport « *A new golden age for gas* » publié en 2011 se veut délibérément optimiste en ce qui concerne cette source d'énergie, dont la croissance se fait avant tout aux dépens du nucléaire, du charbon et des renouvelables. Le rapport annuel, *World Energy Outlook 2011* (AIÉ, 2011b), publié quelques mois plus tard par la même organisation, propose une vision plus nuancée de cette filière, traitant de la question énergétique dans son ensemble.

Quoi qu'on pense de ce travail, sa publication témoigne néanmoins de l'importance accrue que prendra cet hydrocarbure au cours des prochaines années dans le bouquet énergétique mondial, particulièrement grâce au développement de nouvelles technologies qui permettent d'avoir enfin accès à des ressources longtemps considérées comme hors d'atteinte.

3. Pétrole et huile de schiste

Alors que le gaz naturel non-traditionnel, dominé par le gaz de schiste, représente déjà 7 % de la production mondiale, le pétrole, malgré les grands titres des médias, demeure résolument conventionnel (Tableau 4). En effet, les sables bitumineux de l'Alberta, qui sont, de loin, la première source de pétrole non-traditionnel de la planète, ne fournissent guère que 2 % de la production totale (1,35 million de barils par jour ou 67 millions de tég par année). Cette situation peut-elle changer? Et à quelle vitesse? Pour répondre à cette question, il est utile d'examiner la situation nord-américaine qui bénéficie, encore une fois, d'une avance technologique importante par rapport au reste de la planète.

Comme on le voit au Tableau 5, les réserves nord-américaines de pétrole non-traditionnel, c'est à dire qui ne peut être exploité à l'aide des techniques habituelles de pompage, est estimé à 450 Gtég, plus de deux fois les ressources officielles conventionnelles mondiales. Ce chiffre doit être qualifié, bien sûr. Tout d'abord, seuls 5 % de ces ressources, essentiellement les sables bitumineux, sont exploitables aujourd'hui.

Bien qu'immenses, en effet, les schistes bitumineux de la formation de Green River sont encore vierges de toute exploitation commerciale. Quant au « nouveau » pétrole non-traditionnel, c'est-à-dire le pétrole de schiste ou, plus précisément, le pétrole de roches étanches, on s'attend à pouvoir extraire entre 0,75 et 5 Gtég de pétrole d'ici 2035, une quantité importante, certes, mais qui dépasse à peine la consommation annuelle mondiale. À l'exception des sables bitumineux du Canada et des huiles lourdes du Venezuela, il ne semble donc pas que ces ressources non-traditionnelles aient le même impact que le gaz de schiste sur leur secteur énergétique au niveau mondial.

Tableau 4. Production actuelle et prévue de pétrole en Amérique du Nord (Mtég par année / Mbpj)

	2009 (réel)	2035 (faible)	2035 (probable)	2035 (élevé)
Sables bitumineux	67,3 1,35	150 3,0	225 4,5	300 6,0
Schistes bitumineux	0	0	12,5 0,25	50 1
Roches étanches	13,5 0,27	30 0,6	100 2,0	150 3,0
Traditionnel	–	0,75 à 5	–	

Source : NPC 2011 et BP 2011.

Tableau 5. Réserves de pétrole non-conventionnel en Amérique du Nord (milliards de tég).

	Pétrole en place	Ressources	Potentiel ultime
Schistes bitumineux (Formation de Green River)	205	0	110
Sables bitumineux canadiens	246	23	42
Sables bitumineux américains	9	0	–
Pétrole de roches étanches	–	0,75 à 5	–
Total	>450	>25	>150

En comparaison, la consommation mondiale annuelle de pétrole est de 3,6 Gtég et les ressources officielles, 212 Gtég. Source : NPC 2011.

Au niveau local, par contre, le pétrole non-conventionnelle pourrait provoquer des changements importants. Ainsi, l'industrie des sables bitumineux, qui s'est construite sur une trentaine d'années grâce, en bonne partie, au soutien gouvernemental direct et indirect, fournit aujourd'hui près de 50 % du pétrole canadien. Avec cette ressource, le Canada est devenu le premier exportateur de pétrole aux États-Unis depuis 2004, surpassant le Mexique et l'Arabie Saoudite. La production non-traditionnelle nord-américaine est appelée à continuer de croître et pourrait atteindre 50 % de la demande nord-américaine d'ici 2035. En effet, un rapport récent du *National Petroleum Council* (2011) prévoit une croissance d'environ 2 Mbpj aujourd'hui à 7 Mbpj en 2035, dont 4 Mbpj provenant des sables bitumineux canadiens (multiplication par 3) et entre 2 et 3 Mbpj de pétrole de roches étanches (*tight oil*), moitié moins que les sables bitumineux, mais cinq à huit fois plus que les 0,4 Mbpj produits aujourd'hui.

3.1 Pétrole de schiste, schistes bitumineux et roches étanches

Avant d'aller plus loin sur la question du pétrole de schiste, il est utile de faire la distinction entre les diverses sources de pétrole non-traditionnel.

Les *sables bitumineux* sont essentiellement un gisement pétrolier traditionnel qui n'était pas recouvert d'une couche de roches étanches. Les molécules les plus légères se sont donc faufilees jusqu'à l'air libre, ne laissant dernière que les chaînes d'hydrocarbure les plus longues et les plus visqueuses (Mousseau, 2008). Puisque le pétrole est littéralement collé au sable, il est nécessaire de le chauffer pour le liquéfier et le séparer. Les sables bitumineux se retrouvent essentiellement dans le nord-est de la province d'Alberta, au Canada.

L'expression *roche étanche* (en anglais, *tight rock*) s'applique à une roche réservoir qui limite fortement l'écoulement du pétrole. Ces roches sont généralement proches géographiquement de shales riches en matière organique et à l'origine de ce pétrole. Présentement, bien qu'il soit en principe possible d'extraire le pétrole directement de la roche-mère, l'essentiel de celui-ci provient de roches associées à ceux-ci plutôt qu'aux shales même. C'est le cas avec la formation de Bakken, qui représente possiblement le plus grand réservoir continu de pétrole sur la planète (USGS, 2008).

Puisque la procédure d'exploitation du pétrole de roches étanches et de schiste est la même, du moins dans ses grands principes, on utilise généralement souvent le terme *pétrole de schiste* pour les deux origines. Tout comme pour le gaz de schiste, on commence par un forage vertical puis horizontal dans la couche géologique d'intérêt. On procède ensuite à la fracturation en injectant un mélange d'eau, de polymères, de produits chimiques et de sable à forte pression. L'eau permet de fracturer la roche, les polymères et le sable gardant ces fractures ouvertes afin de permettre au pétrole pressurisé de trouver un chemin vers le puits lui-même. On retrouve du pétrole de roches étanches et de schiste dans de nombreux endroits sur la planète. Il est difficile, toutefois, d'évaluer la quantité exploitable de cette ressource avec nos connaissances actuelles.

Les *schistes bitumineux* désignent normalement une roche sédimentaire qui contient de la matière organique transformée en un matériau bitumineux appelé kérogène, une roche à une étape de transformation précédant celle de la formation du pétrole et du gaz. Dans bien des cas, il est possible de brûler directement cette roche pour produire de la chaleur (Allawzi, 2011). Bien qu'on retrouve des schistes bitumineux à travers la planète, seule une trentaine de pays disposent de ressources économiquement viables, c'est à dire contenant un minimum de 40 l d'huile de schiste par tonne de roche, dont les États-Unis, le Canada, le Brésil, la France, l'Allemagne, la Suède, l'Estonie, la Jordanie, Israël, la Russie, la Chine, la Mongolie et l'Austra-

lie. On estime à plus de 1000 Gtép la quantité d'huile de schiste disponible sur la planète, dont environ les trois quarts dans la formation de Green River, aux États-Unis. Pour autant, malgré plusieurs tentatives, il n'existe aucune exploitation notable de cette ressource aux États-Unis, et la production totale d'Estonie, de Chine et du Brésil atteint à peine 10 000 bpbj soit environ 0,01 % (un centième de un pour cent) de la production mondiale et quarante fois moins que la production actuelle de pétrole de roche étanche (NPC, 2011).

Lorsque le gisement est facilement accessible, l'exploitation de cette ressource se fait par procédés miniers traditionnels : on extrait la roche et on la brûle directement ou on lui fait subir une pyrolyse.⁴ On chauffe alors la roche à plus de 500 °C en l'absence d'oxygène afin de terminer le processus de transformation du kérogène en pétrole, en brisant les longues chaînes d'hydrocarbures, et d'extraire ainsi des hydrocarbures utilisables dans un processus plus près de la distillation traditionnelle que des procédés de fabrication de pétrole synthétique. Lorsque la roche est trop profonde, il faut se tourner vers des procédés d'extraction *in situ* qui exigent des efforts considérables puisque la pyrolyse doit se faire directement dans la roche afin de produire l'huile qui sera ensuite pompée. Cette approche est coûteuse et présente des risques importants de contamination des nappes phréatiques, et n'est pas encore utilisée pour une production de pétrole industrielle. Ainsi, la compagnie Shell a testé, au début des années 2000, une approche de pyrolyse *in situ* au Colorado. Le procédé de conversion de Shell nécessite l'insertion de résistances électriques dans des puits afin de chauffer le shale entre 340 et 375 °C durant une période s'étendant sur plusieurs mois et de transformer le kérogène en liquides et gaz hydrocarbures. Pour empêcher ces derniers de s'écouler dans les nappes d'eau souterraines, Shell doit aussi, en même temps, geler le sol autour du périmètre. Si cette approche permet d'extraire un mélange d'hydrocarbures intéressant — 1/3 gaz (propane et butane) et 2/3 liquides, incluant 30 % de naphta, de jet fuel, de diesel et 10 % d'huile plus lourde —, elle coûte très cher d'un point de vue énergétique (Andrews, 2006).

D'autres méthodes d'exploitation de cette ressource ont également été proposées, telles que l'extraction par des fluides supercritiques, comme le CO₂, ce qui permet de dissoudre le kérogène et de l'extraire directement sous forme liquide sans avoir à procéder à une pyrolyse (Al-lawzi, 2011). Aucune exploitation commerciale n'est encore faite avec ces techniques, toutefois.

3.2 Le shale de Bakken

Aux États-Unis, le plus grand shale pétrolifère est le shale de Bakken dans le bassin de Williston (voir Fig. 6), qui s'étend de la Saskatchewan et du Manitoba, pour sa portion canadienne, au Montana et au Dakota du Nord, aux États-Unis, suivi du gisement de Eagle Ford au Texas, de celui de Cardium en Alberta et du shale du miocène de Monterey en Californie. Cette liste n'est pas exhaustive et il est vraisemblable que plusieurs autres structures géologiques montreront des propriétés similaires puisqu'on ne s'intéresse vraiment à cette roche que depuis peu de temps.

⁴ Pour plus de détails en ce qui les procédés de transformation, on peut consulter le rapport *A study on the EU oil shale industry – viewed in the light of the Estonian experience* par le European Academies Science Advisory Council (EASAC, 2007). Sans se prononcer sur la possibilité d'exploiter proprement cette ressource, le comité de rédaction appuie le financement de la recherche pour le développement de meilleures techniques d'exploitation.

Un peu comme le shale de Barnett au Texas, dont les propriétés exceptionnelles ont permis de mettre au point les méthodes d'extraction du gaz de schiste, le shale de Bakken a concentré les efforts de l'industrie du pétrole de roches étanches. Cette structure géologique bien connue est en exploitation depuis le début des années 1950 avec des techniques traditionnelles de forage vertical qui permettent de récupérer le pétrole contenu dans de petites poches conventionnelles. Dès le début des années 1990, du forage horizontal couplé à de la fracturation hydraulique permet de démontrer l'intérêt de cette technique pour augmenter la production de pétrole dans la région, étendant surtout la durée et les capacités de production de puits de gisements conventionnels déjà en exploitation.

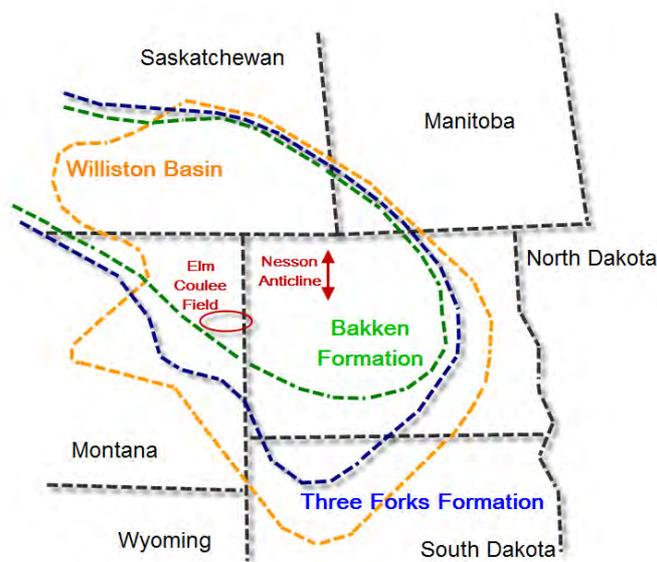


Figure 6. Carte du Bassin de Williston qui inclut les formations de Bakken et de Three Forks. Repris de *EPRINC* 2011.

Avec le succès obtenu par l'industrie du gaz de schiste, les producteurs locaux redoublent d'efforts et font littéralement exploser la production de pétrole qui passe de moins de 10 000 bpj en 2003 à plus de 400 000 de barils par jour (20 Mtép par année), en 2010 (LaFollette, 2010).

L'impact de cette technologie sur l'équilibre énergétique américain est notable. Entre 2008 et 2010, la production de pétrole aux États-Unis est passée de 305 à 339 millions de tonnes par année (de 6,7 à 7,5 millions de bpj), une augmentation qu'on n'avait pas vue depuis la fin des années 1960. Cette augmentation s'explique par la relance de puits abandonnés, soutenue par les prix élevés du pétrole, mais aussi par l'augmentation de la production de pétrole du shale de Bakken.

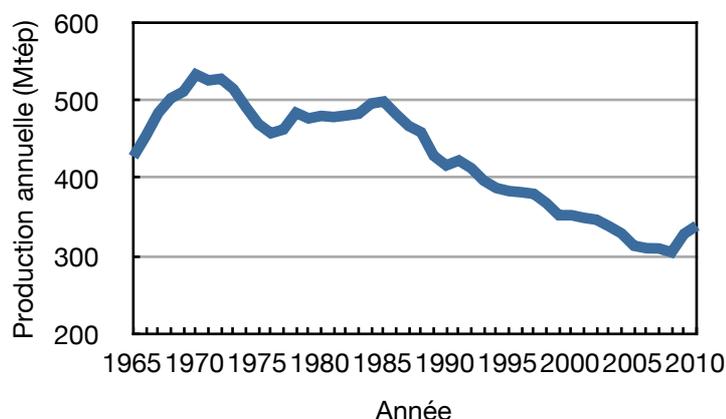


Figure 7. Historique de la production annuelle de pétrole aux États-Unis. Source : *BP Statistical Review of World Energy*, 2011.

Si l'industrie nord-américaine s'est avant tout concentrée sur le shale de Bakken, c'est que le pétrole qu'il contient est très léger, avec une viscosité seulement 15 à 20 fois celle du méthane et plus faible que celle de l'eau, ce qui permet de l'exploiter relativement efficacement avec les techniques de fracturation (LaFollette, 2010). Malgré ces propriétés avantageuses, le taux de recouvrement du shale de Bakken est très faible, seulement environ 2 %, dix fois moins que pour l'extraction du gaz de schiste. Certes, l'extraction du pétrole est toujours moins efficace que celle du gaz. Dans les puits traditionnels, cette différence est typiquement d'un facteur deux, avec un taux de recouvrement entre 80 et 95 % pour le gaz naturel et d'environ 40 % pour le pétrole, malgré les efforts considérables des dernières décennies. Le taux de recouvre-

ment du pétrole de shale est donc 10 % fois moindre que celui du gaz de schiste, mais, surtout, 20 fois plus faible que pour un gisement de pétrole traditionnel.

3.3 Gisements traditionnels

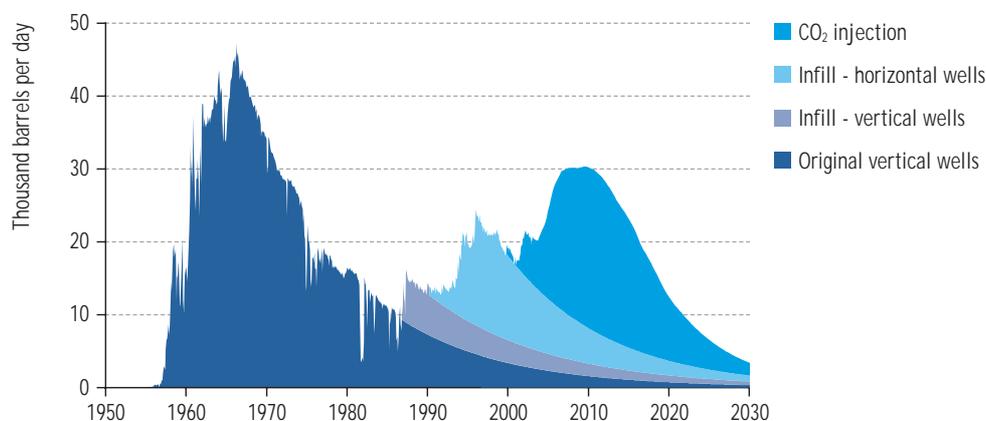


Figure 8. Exemple de l'impact de la technologie sur le taux de production d'un puits conventionnel. Ici, le gisement de Weyburn en Saskatchewan, au Canada. Tirée du *World Energy Report 2008* de l'Agence internationale de l'énergie.

Contrairement au gaz, l'impact de la fracturation hydraulique dans la production de pétrole s'est fait ressentir avant tout dans la production conventionnelle, car les gisements vieillissants peuvent également bénéficier de ces techniques de forage de pointe. Ainsi, en 2010, plus de 40 % des 12 000 puits forés dans des gisements essentiellement conventionnels des quatre provinces de l'Ouest canadien impliquaient du forage horizontal (Bolton, 2011). Dans bien des cas, on applique ces techniques afin d'allonger la vie productive de gisements déjà en activité. La figure 8 montre un exemple de l'impact des nouvelles technologies dans la croissance des ressources traditionnelles. Grâce à celles-ci, il est possible de multiplier par deux et plus le taux de recouvrement de gisements tels que celui de Weyburn, en Saskatchewan. En se concentrant d'abord sur des gisements déjà exploités, on bénéficie d'une connaissance intime de la géologie, ce qui permet de mieux adapter les technologies.

S'il est difficile d'évaluer la production de pétrole traditionnel au niveau mondial dû à ces nouvelles techniques, celle-ci dépasse vraisemblablement de beaucoup la production de pétrole non-conventionnel et son impact au cours des prochaines années devrait aller croissant.

4. État de la production de pétrole et d'huile de schiste à travers le monde

Si l'on a cessé, il y a quelques années, de considérer la production de gaz non-traditionnel comme une possibilité technologique et qu'on l'a maintenant pleinement intégrée dans la planification énergétique à court, moyen et long terme, ce n'est pas encore le cas pour le pétrole de schiste et les schistes bitumineux.

Afin de séparer les promesses souvent très optimistes des spéculateurs des faits plus avérés, il est utile de faire l'état de la production de ces hydrocarbures non-traditionnels à travers le monde.

4.1 La shale de Bakken

4.1.1 Le Dakota du Nord

Si on exclut les sables bitumineux, le gisement de Bakken est présentement la première source de pétrole non-conventionnel sur la planète. Seulement au Dakota du Nord, l'industrie de l'extraction est passée d'environ 100 000 bjp en 2007 à plus de 350 kbpj en janvier 2011, ce qui en fait le quatrième plus gros état producteur de pétrole aux États-Unis, avec environ 6 % de la production, en voie d'atteindre 10 % d'ici quelques années seulement, une proportion importante, mais nettement plus faible que ce que l'on observe dans le secteur du gaz naturel.

Ce développement ne s'est produit par hasard. Tout comme pour le gaz de schiste, outre le développement de techniques d'exploitation pétrolière telles que le forage horizontal et la fracturation hydraulique, plusieurs circonstances non-techniques ont joué un rôle crucial pour favoriser l'exploitation du gisement de Bakken (EPRINC, 2011) : un prix du pétrole élevé, un prix du gaz naturel très faible et l'accès à des permis d'exploitations privés, ce qui facilite l'achat et la vente de ces permis. En gros, l'industrie a bénéficié d'un environnement minimisant les coûts d'opérations et optimisant les revenus, ce qui facilitait sa capacité d'attirer le capital de risques nécessaire à lancer une telle opération.

Car, contrairement au gaz de schiste, les coûts associés à l'exploitation du pétrole de schiste (ou de roches étanches) sont considérablement supérieurs à ceux qu'on retrouve pour le pétrole conventionnel même si l'extension des forages horizontaux d'environ 1200 m à près de 5000 m aujourd'hui, de même que l'amélioration du processus de fracturation, avec, entre autres, l'introduction de la fracturation multiétapes, ont permis d'améliorer considérablement le rendement. Avec 30 ou même 40 étapes de fracturations, on peut espérer aujourd'hui récupérer jusqu'à 600 000 et même 700 000 barils de pétrole par puits (80 à 95 ktép) (EPRIC, 2011).⁵ Puisque la fracturation d'un puits coûte entre 6 et 10 millions \$, cela signifie un coût d'investissement entre 10 et 20 \$ par baril. En incluant les redevances, prix des permis, etc., on estime

⁵ Pour certains, toutefois, cette sur-stimulation initiale accélérerait plutôt le déclin de la production en créant des interférences entre les charges explosives destinées à la fracturation (Bolton, 2011). La jeunesse de la technologie laisse donc encore de nombreuses questions en suspens.

que la production peut se maintenir avec un prix au puits de 50 \$/baril. Si ce montant est élevé, il se compare avantageusement au coût d'extraction du pétrole des sables bitumineux et du pétrole en eaux profondes, qui pourrait atteindre 75 \$/baril.

Le coût élevé de production signifie, bien sûr, des retombées locales potentiellement intéressantes. Selon Helms (2010), les 2100 puits qui seront forés en 2012 exigeront l'opération de 100 à 165 plateformes de forage et la création de 12 000 à 20 000 emplois/année. Ces emplois sont bien réels et le Dakota du Nord présentait, en 2011, le taux de chômage le plus faible aux États-Unis, aux alentours de

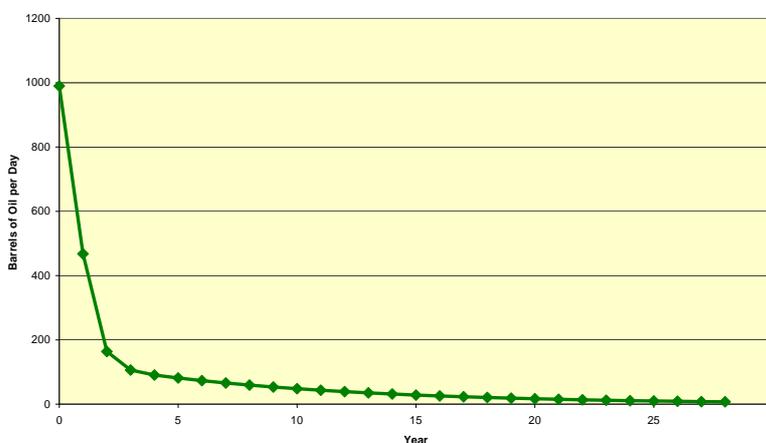


Figure 9. Production d'un puit typique dans le gisement de Bakken au Dakota du Nord. Tiré de *Activity and Projections* par Lynn Helms (2010).

3,5 %. De plus, la courbe de production d'un puits décroissant très rapidement en deux ou trois ans (Figure 9), l'industrie est condamnée à forer continuellement de nouveaux puits, préservant une activité industrielle importante pour la durée de la production.

Ce développement économique s'accompagne toutefois des mêmes problèmes que pour l'exploitation du gaz de schiste : chaque puits requiert des millions de litres d'eau, les liquides de fracturation contiennent des produits chimiques potentiellement toxiques et on brûle souvent le gaz naturel dans des torchères (Sorensen, 2011). L'industrie est certainement consciente de ces problèmes et travaille à minimiser l'impact environnemental de ses opérations, ce qui ne manquera pas de faire augmenter les coûts de production.

4.1.2 L'Ouest canadien

Le shale de Bakken s'étend également vers le nord, en Alberta et en Saskatchewan. Si l'industrie procède avec moins de vigueur qu'aux États-Unis, elle s'y développe tout de même et, en 2011, près de 70 000 bpj (3,5 Mtép par année) ont été produits en Saskatchewan.

4.2 Les schistes bitumineux

On estime que les ressources mondiales de schistes bitumineux se montent à environ 400 Gtép, environ deux fois les réserves conventionnelles et suffisamment pour assurer les besoins actuels de l'humanité durant une centaine d'années (Dyni, 2006). Malgré ces chiffres astronomiques, la production mondiale d'hydrocarbures à partir de cette ressource ne dépasse pas quelques millions de tép par année. Depuis le milieu de la première décennie des années 2000, la montée des prix du pétrole couplée au développement de l'industrie du gaz de schiste a certainement relancé l'intérêt pour cette ressource non-conventionnelle à travers la planète. Si les promesses et les annonces se multiplient, toutefois, les exemples ci-dessous montrent que la réalité ne suit pas encore.

Comme on l'a dit plus haut, les hydrocarbures sont contenus dans les shales bitumineux sous forme de kérogène qui doit être transformé, par pyrolyse, par exemple, afin de produire du pétrole et autres dérivés, un processus énergivore et coûteux (Figure 10). Sous plusieurs aspects, l'exploitation des schistes bitumineux rejoint celle des sables bitumineux. Ainsi, la production d'un baril de pétrole de schiste d'Estonie exige l'extraction de 1,5 tonnes de roches contaminées (EASAC, 2007), une quantité similaire au sable déplacés pour produire un baril de pétrole à partir des sables bitumineux de l'Alberta (Mousseau, 2008). Les similitudes se poursuivent également avec, dans les deux cas, une utilisation importante d'eau, une production élevée de gaz à effet de serre et un impact notable sur la qualité de l'air.

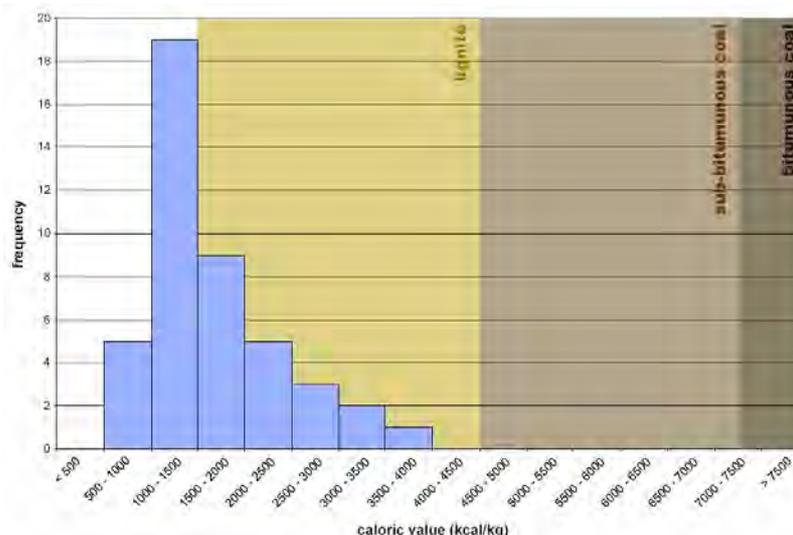


Figure 10. Valeur énergétique de divers schistes bitumineux et comparaison avec de la lignite et divers types de charbons. Tiré de *A study on the EU oil shale industry – viewed in the light of the Estonian experience*, par le European Academies Science Advisory Council (2007).

Outre l'exploitation minière par enlèvement qui est pratiquée, entre autres, en Estonie, il est aussi possible d'exploiter les schistes bitumineux par des méthodes *in situ* en opérant la catalyse directement dans le shale. Les hydrocarbures ainsi générés sont ensuite pompés et retraités à la surface pour la production de pétrole synthétique, une approche qui n'est pas sans rappeler les procédés d'extraction *in situ* du pétrole des sables bitumineux. Toutefois, l'efficacité et le coût de cette opération sont tels qu'elle n'est pas encore utilisée à grande échelle. On peut toutefois s'attendre à ce que les technologies développées dans l'industrie des sables bitumineux et l'industrie du gaz de schiste permettent d'ici une décennie d'augmenter le rendement tout en diminuant les coûts. Outre les avantages industriels, ces avancées pourraient également réduire considérablement l'impact environnemental associé à l'exploitation de cette ressource, rendant son exploitation non seulement économiquement compétitive, mais aussi politiquement et socialement acceptable.

4.2.1 Les schistes bitumineux en Europe

Tout comme pour les schistes gaziers, les schistes bitumineux sont répartis à travers la planète. En Europe, on retrouve des shales bitumineux exploitables dans 14 pays, dont 17 % en Estonie et plus de 60 % en Russie. Ces réserves pourraient représenter un total d'environ 50 Gtép, un peu plus de 10 % des réserves mondiales. Malgré cette distribution géographique, l'exploitation la plus développée de shales bitumineux se trouve en Estonie (EASAC, 2007).

Cette exploitation demeure toutefois minuscule par rapport à la production mondiale de pétrole. Une tonne de shale estonien produit environ 850 kWh d'électricité ou, par transformation, 125 kg d'huile de shale (39800 kJ/kg) et 35 m³ de gaz (46 800 kJ/m³) (EASAC, 2007). À 10 millions de tonnes de shale par année (d'un pic atteignant 30 millions de tonnes en 1980), l'Estonie produit donc 1,25 million de tonnes de pétrole par année (l'équivalent 25 000 bpj ou

0,03 % de la production mondiale) via la société d'état Eesti Põlevkivi dans le nord-est du pays près de Kohtla-Järve. Bien que très importante pour l'économie locale, on voit donc que l'exploitation de ces shales est loin d'avoir l'impact du gaz de schiste. d'autant plus que, contrairement à cette ressource, la production mondiale de pétrole ou d'énergie à partir de schistes est en décroissance depuis son pic en 1980.

4.2.2 Le gisement de Fushun en Chine

L'exploitation industrielle des schistes bitumineux se poursuit en Chine. Celle-ci a commencé dès les années avec la production d'huile de shale à Fushon puis, 30 ans plus tard, à Maoming. Dans les années 1960 et 1970, cette production fut arrêtée et ne recommença, toujours à Fushun, qu'en 1992. Bien que les détails de production datent un peu, celle-ci serait d'environ 60 000 tonnes par année, une quantité négligeable à l'échelle planétaire (Dyini, 2006).

4.3 Les autres gisements

Le prix élevé du pétrole, couplé au développement de nouvelles technologies pour l'exploitation de réserves non-traditionnelles a multiplié les prospecteurs et les promesses de développements à grande échelle de nouveaux gisements. Parmi ces nouveaux futurs riches, on retrouve Israël, la Jordanie, le Canada et bien d'autres.

4.3.1 Israël

En Israël, l'intérêt se porte sur les formations de Ghareb, de Mishash et d'Enzeitim, et des shales situés en bonne partie dans le centre du pays à 50 km à l'ouest de Jérusalem, mais aussi, dans des structures plus petites, dans le nord et le sud. Ces shales, qui représentent des réserves géologiques de plus d'une centaine milliards de tonnes d'hydrocarbures, pourraient peut-être produire entre 1 et 2 Gtep, ce qui représente entre 25 et 50 % de la production annuelle mondiale de pétrole et est suffisant pour répondre aux besoins du pays durant plus d'un siècle. Si le schiste bitumineux est exploité à petite échelle dans la région du Negev pour une production locale d'électricité, les nouveaux promoteurs voient grand et proposent de mettre en place une exploitation *in situ* avec distillation souterraine. Pour le moment, tout le monde n'est pas convaincu et, outre les risques technologiques et économiques, de nombreux environnementalistes craignent l'impact de cette industrie pour les nappes phréatiques, un problème majeur dans une région désertique comme Israël (Estrin, 2011; Minster, 2007).

4.3.2 Jordanie

Sans surprise, on retrouve des schistes bitumineux également chez les voisins d'Israël. Ainsi, on estime à plus de 50 milliards de tonnes les réserves géologiques du dépôt de El-Lajjun en Jordanie (Allawzi, 2011). Toujours inexploitées, celles-ci pourraient peut-être produire entre 0,5 et 1 Gtep à l'aide des méthodes *in situ* actuelles avec, bien sûr, les mêmes limites que celles qu'on observe en Israël et ailleurs dans le monde.

4.2.3 Canada

On retrouve également des shales bitumineux à travers le Canada. Outre le gisement de pétrole de shale de Bakken, en Saskatchewan, on retrouve des schistes bitumineux dans l'Est du pays : dans la région de l'île Anticosti, au Québec, de même qu'au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et à Terre-Neuve-Labrador. On dispose d'assez peu d'informations quant aux quantités et à la nature de ces roches. Dans le cas de l'île Anticosti, un rapport récent mentionne plus de 10 Gtep en place, essentiellement sous forme de kérogène, dans le shale de Macasty (Carsted, 2011). Si l'exploration se poursuit, on n'a encore commencé aucune exploitation de schistes bitumineux au Canada.

4.3 Des projets, toujours des projets

On pourrait multiplier la liste des gisements de schistes bitumineux sans changer grand-chose à la présentation : un grand gisement existe, des promoteurs font miroiter des réserves faramineuses, cherchant à faire saliver investisseurs et gouvernements. Souvent, l'opposition s'organise et soulève des questions en ce qui concerne les nappes phréatiques, la pollution atmosphérique et l'impact élevé, bien réel, d'émissions supplémentaires de gaz carbonique dans un contexte de lutte aux changements climatiques (Mulchandani, 2011). Pourtant, même aux États-Unis, où les techniques d'exploitation de ressources non-traditionnelles, *in situ* ou par procédés miniers, sont les plus avancées, les phases tests se répètent sans qu'on ne parvienne à mettre au point une exploitation rentable de cette ressource, particulièrement en présence d'une législation environnementale contraignante.

Ce n'est pourtant pas faute d'avoir essayé, car l'existence des gisements de Green River est connue depuis longtemps. Cette formation, d'une superficie d'environ 40 000 km², couvre une partie du nord-ouest du Colorado, du nord-est de l'Utah et du sud-ouest du Wyoming. Pendant longtemps, ces réserves, dont les trois quarts se retrouvent sous des terres fédérales, sont considérées comme potentielles et stratégiques. Sans modèle d'exploitation viable, elles ne sont pourtant pas comptées dans les relevés habituels des réserves américaines. Ceci n'a pas empêché le gouvernement américain de les protéger dès le début du XXe siècle pour une exploitation future en les classant terres fédérales et en les déclarant ressources d'intérêt militaire pour la Navy américaine (Andrews, 2006).

Les premiers essais guidés pour exploiter cette ressource remontent aux années 1970. Poursuivis par la crise du pétrole de 1973, le gouvernement américain met en place un programme, le *Department of Energy Synthetic Fuel program*, visant à tester les capacités techniques qui permettraient l'exploitation de nouvelles ressources. Les quelques projets pilotes ne survivent pas à la découverte de grands gisements conventionnels et, surtout, à la chute des cours du pétrole au milieu des années 1980, et ceux-ci sont bientôt abandonnés, avec la fin du financement fédéral (Andrews, 2006).

La loi sur la politique énergétique américaine de 2005 (*Energy Policy Act*) relance les travaux de développement de la formation de Green River en ciblant directement le pétrole de shale comme une des importantes ressources stratégiques intérieures (Andrews, 2008). Ce passage de réserve potentielle à réserve stratégique mène le *Bureau of land management* à attribuer 6 permis de recherche et développement de techniques d'exploitation à diverses sociétés pétrolières afin d'identifier la viabilité de l'exploitation, plus de vingt ans après le dernier essai, 5 visant des méthodes *in situ*, plusieurs impliquant de la fracturation, et une avec des procédés d'excavation minière traditionnels.

En dépit de ces efforts, aucune technologie ne semble prête pour une exploitation commerciale à grande échelle de cette ressource. Malgré la multiplication des annonces à travers la planète, on peut donc considérer que les schistes bitumineux demeurent hors de notre portée, au moins avec les techniques actuelles.

5. Impacts régionaux et mondiaux

Plusieurs ressources non-traditionnelles d'hydrocarbure, qu'on croyait inaccessibles, il y a seulement quelques années, affectent déjà le bouquet énergétique et les grands programmes mondiaux, tels que les efforts de lutte aux changements climatiques. Ces nouvelles ressources ont aussi un impact direct sur la vie quotidienne de nombreux citoyens tant au niveau local qu'aux niveaux continental et mondial.

Ces perturbations touchent tous les aspects de notre société, de l'environnement à l'économie, en passant par les équilibres géopolitiques et le développement régional. Sans prétendre à une discussion exhaustive, en voici quelques-uns.

5.1 Une industrie qui se démarque de l'exploitation traditionnelle

La différence entre exploitation conventionnelle et non-conventionnelle tient avant tout à la géologie en jeu et va beaucoup plus loin que la simple technologie.

5.1.1 Différence dans les risques liés à l'exploration

La différence la plus négligée, pourtant fondamentale, concerne les risques liés à l'exploration. Les gisements traditionnels sont des réservoirs de roche poreuse vers lesquels les hydrocarbures ont migré au cours de millions d'années. Ces réservoirs sont généralement de taille relativement petite et exigent des efforts considérables de prospection pour être découverts. Évidemment, le défi augmente avec le temps, puisque les grands gisements sont déjà exploités et que les prospecteurs doivent travailler dans des régions moins propices ou identifier de plus petits réservoirs négligés lors des premiers sondages, faisant exploser les coûts d'exploration associés, principalement, à la multiplication des puits secs.

Le défi est tout autre lorsqu'il s'agit de l'exploitation de shales puisque ceux-ci couvrent généralement des superficies importantes, souvent plusieurs milliers ou même plusieurs dizaines de milliers de kilomètres carrés. Si chaque puits est infiniment plus complexe que pour les réserves conventionnelles, il n'y a pas, ou presque, de forage sec. Il est donc possible de prévoir exactement le coût d'exploitation de ces réserves, diminuant considérablement les risques.

La réduction des risques associés à l'exploration, et son impact sur la relation entre le propriétaire des ressources et leur exploitant ont été très peu discutées. Or, les modèles économiques associés à l'exploitation des hydrocarbures sont construits sur une exploitation traditionnelle et ne sont donc plus appropriés pour les hydrocarbures non-conventionnels. Ainsi, la prime de risque offerte aux prospecteurs, par des dégrèvements fiscaux ou des conditions favorables lors de l'émission des permis, n'a plus de raison d'être. De même, les propriétaires des droits miniers ont tout intérêt ici à développer séparément la phase de valorisation de ces droits et celle d'exploitation, par exemple.

5.1.2 Une nouvelle forme d'occupation des territoires

Une des conséquences de la structure géologique des shales est qu'il est nécessaire de maintenir un rythme de forage marqué afin de compenser le déclin rapide de la production suivi dans les puits fraîchement fracturés. Ainsi, en 2008, plus de la moitié du gaz naturel produit aux

États-Unis provenait de puits de moins de trois ans (DOE, 2009), une fraction qui ne cesse de croître depuis : le gaz de schiste exige environ 10 fois plus de puits que le gaz conventionnel pour une production équivalente (AIE, 2011a), ce qui augmente à la fois l'impact sur le territoire, mais aussi les risques industriels et environnementaux. Il importe donc de s'assurer que le modèle économique, social et environnemental utilisé pour cette industrie est revu afin de tenir compte de ces impacts importants.

5.2 Un bouleversement dans le marché de l'énergie

En quelques années, seulement, le gaz de schiste a bouleversé le marché de l'énergie en Amérique du Nord et sur le reste de la planète, confondant la plupart des analystes.

5.2.1 La mort des énergies renouvelables

En raison du faible coût d'immobilisation d'une centrale thermique au gaz, le prix de l'électricité en Amérique du Nord est en bonne partie déterminé par celui du gaz naturel. La chute du cours du gaz a donc entraîné également une diminution du prix de l'électricité sur les marchés du gros, renversant la tendance observée depuis le début des années 2000.

Entre 2000 et 2008, avec l'augmentation du prix des hydrocarbures et une volonté de plus en plus marquée de confronter le problème du réchauffement climatique, on avait observé à travers l'Amérique du Nord une multiplication des projets de production d'énergie renouvelable et de centrales au charbon propre combiné à un regain d'intérêt pour la construction de nouvelles centrales nucléaires — intérêt moussé, en partie, par l'arrivée en fin de vie de nombreux réacteurs construits dans les années 1960 et 1970.

À partir de 2009, la plupart de ces projets sont ralentis, puis suspendus, puis, dans de nombreux cas, simplement annulés. Si la crise de 2008 a certainement contribué à la remise en question de plusieurs de ces projets — avec le manque de liquidités et la baisse d'intérêt marquée, à partir de 2009, pour la lutte aux changements climatiques en Amérique du Nord —, la chute du prix du gaz naturel a joué un rôle de tout premier plan, en offrant soudainement une alternative légère d'un point de vue d'immobilisation, propre, par rapport au charbon et, surtout, beaucoup moins chère que les alternatives.

Ainsi, alors qu'il y a quelques années à peine, Hydro Québec prévoyait un marché de l'électricité à au moins 8 cents/kWh, celle-ci s'échange, sur les marchés à moyen terme, autour de 5 cents/kWh. Difficile, dans ces conditions et dans un contexte de crise économique mondiale, de forcer les consommateurs à payer une surprime dépassant les 100 % afin de soutenir la production d'énergie nucléaire, éolienne ou solaire.

Si les questions de sécurité font exploser le coût des centrales nucléaires, personne ne se surprendra de voir que tous les projets de constructions de nouvelles centrales en Amérique du Nord se sont évaporés. Même le charbon souffre des faibles prix du gaz naturel, alors que le gouvernement américain a cessé le financement des projets de captation de CO₂, qui auraient permis la production beaucoup plus propre d'électricité avec cette filière. Pas question pour l'industrie de payer pour l'important surcoût de la captation de gaz à effet de serre si c'est pour permettre au gaz naturel de prendre le dessus. À l'exception de quelques projets hydro-électriques au Québec et à Terre-Neuve et Labrador, par exemple, le gaz naturel règne en maître dans les nouveaux projets de production électrique sur ce continent.

5.2.2 Un nouvel équilibre avec le pétrole

La surcapacité de production observée présentement dans le marché du gaz naturel en Amérique du Nord a créé un déséquilibre important entre le prix de cet hydrocarbure et le pétrole. À la valeur moyenne de 101 \$ US le baril observée en 2011 aux États-Unis, le pétrole se vend quatre fois plus cher que le gaz naturel pour la même quantité d'énergie, du jamais vu (Figure 11). Si cette différence est normale avec le charbon, elle s'explique par la faible flexibilité de cette source d'énergie, l'importance de la pollution qu'elle dégage et son bilan carbone très peu favorable dans un contexte de lutte au changement climatique. Ce n'est pas le cas du gaz naturel dont l'utilisation n'affecte pas la qualité de l'air au sol, produisant peu de particules et pas de gaz toxiques.

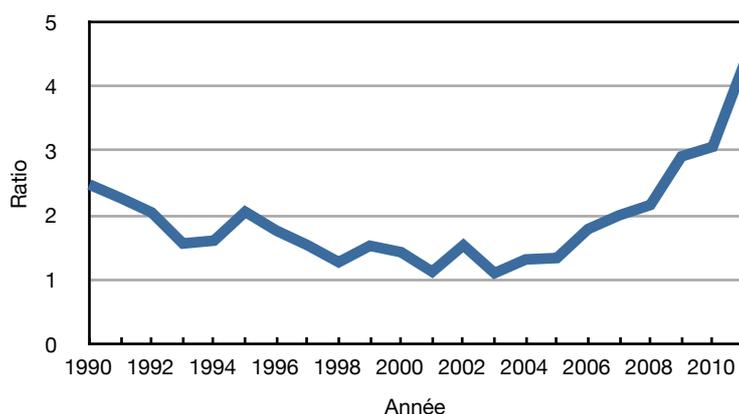


Figure 11. Ratio du prix du pétrole par rapport au prix du gaz naturel par GJ aux États-Unis entre 1990 et 2011. Source : U.S. Energy Information Administration, 2011.

Alors que plusieurs experts considéraient, encore tout récemment, que le gaz naturel ne pourrait déplacer le pétrole (MIT Study Group, 2010), d'autres prévoient plutôt une compétition directe pouvant affecter l'équilibre entre ces deux sources d'énergie (Mousseau, 2010). En 2010, les États-Unis ont consommé environ 850 Mtép de pétrole, une baisse de 9 % par rapport à 2006, contre 621 Mtép de gaz naturel, une hausse de 9 % par rapport à la même année (Figure 12). Pas de doute, on observe déjà ce transfert, causé par des prix très élevés pour le pétrole.

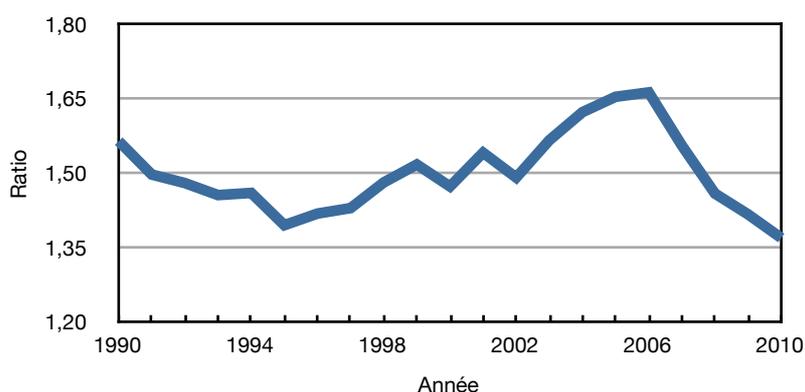


Figure 12. Ratio de la consommation de pétrole sur la consommation de gaz naturel au États-Unis entre 1990 et 2010. Source: Source: BP Statistical Review of World Energy, 2011.

Tant que l'écart de prix se maintiendra, le gaz naturel gagnera sur plusieurs fronts:

1. *Transfert de l'utilisation du mazout vers le gaz naturel pour le chauffage.* Il faut, bien sûr, un accès au réseau de distribution du gaz naturel, qui n'est pas présent dans toutes les régions du continent. On observe tout de même une diminution nette du chauffage au mazout en Amérique du Nord.
2. *Transfert de l'utilisation des produits pétrolier vers l'électricité dans l'industrie, mais aussi dans le transport avec l'électrification, même partielle, des véhicules privés et publics.* Ce

transfert est une tendance mondiale associée avec la lutte aux changements climatiques et la montée du prix du pétrole. Par contre, la chute du prix du gaz permet de produire une électricité moins chère et plus propre, ce qui facilite le soutien à cette conversion.

3. *Transfert du pétrole vers le gaz naturel dans le transport privé et commercial.* Il s'agit d'une nouvelle tendance, au moins en Amérique du Nord. Si le coût du pétrole est quatre fois plus élevé que celui du gaz naturel, les diverses taxes sur l'essence, au moins dans certaines provinces canadiennes, augmentant l'écart réel pour les consommateurs individuels ou commerciaux, ce qui rend ce combustible difficile à ignorer.⁶ Puisque l'infrastructure de distribution, coûteuse, n'existe pas encore, dans un premier temps, ce sera l'industrie du transport des marchandises, avec certaines routes interurbaines bien balisées, qui sera la première à faire le saut. Ainsi, l'achat d'un camion routier roulant au gaz naturel, qui coûte environ 60 000 \$ de plus qu'un camion au diesel, devrait pouvoir être amorti en aussi peu que deux ans sur ces grandes routes. Déjà, une première série de stations d'approvisionnement en gaz naturel liquéfié est en construction le long de l'axe Québec-Toronto et la première flotte au GNL devrait entrer en activité en 2012.
4. *Fabrication de pétrole synthétique à partir du gaz naturel.* Il va de soit que la différence marquée entre le gaz naturel et le pétrole suscite également de l'intérêt chez les grands producteurs de pétrole synthétique et la sud-africaine Sasol a déjà indiqué son intention d'étudier la possibilité de s'implanter en Amérique du Nord afin de profiter de cet écart de prix. On estime que la fabrication de pétrole synthétique à partir du gaz naturel est un processus avec une efficacité de 50 %. Au prix actuel du gaz naturel en Amérique du Nord, un baril de pétrole synthétique coûterait donc environ 50 \$ à produire, moins que le pétrole lourd des sables bitumineux ou de puits en eaux profondes. Cette transformation, par contre, élimine tout l'avantage environnemental du gaz naturel en termes de production de gaz à effets de serre.

5.3 Impacts du gaz et pétrole de schiste sur les marchés européens

L'impact direct et indirect de la technologie de la fracturation hydraulique sur le marché énergétique européen est encore relativement faible, malgré les discours médiatiques. Pour le moment, aucune production d'hydrocarbures non-conventionnels n'est encore en place avec ces techniques. Si des tests sont en cours dans de nombreux pays, seule la Pologne semble vraiment vouloir aller de l'avant rapidement.

Contrairement à l'Amérique du Nord, où le développement de cette technologie s'est appuyé sur une pénurie de gaz conventionnel, l'Europe dispose d'un accès privilégié aux plus grands gisements de gaz naturel de la

Tableau 6. Sources d'approvisionnement en gaz naturel (Gm³)

	Mer du Nord	Afrique et Moyen-Orient	Russie et ancienne URSS	Autres
Allemagne	57	0	34	2
France	21	13	8	7
Italie	14	44	15	2
Pologne	0	0	9	1

Source : BP Statistical Review of World Energy, 2011.

⁶ Il s'agit du coût du gaz naturel à la tête de puits seulement. Cet écart se réduit lorsqu'on inclut l'infrastructure de distribution et la transformation des véhicules.

planète, ce qui lui garantit un approvisionnement de qualité pour encore plusieurs dizaines d'années. L'intérêt pour cette nouvelle ressource est donc avant tout d'ordre géostratégique : le gaz naturel est très coûteux en Europe et beaucoup de pays n'ont accès qu'à une liste très limitée de fournisseurs. Si la France, dont le gaz naturel ne représente que 17 % de sa consommation énergétique (252 Mtép), et l'Italie (40 %) s'approvisionnent de manière diversifiée en mer du Nord, en Afrique du Nord et en Russie, ce n'est pas le cas de l'Allemagne (23 %), de la Pologne (13 %) et des autres pays à l'est de la France, dont la dépendance envers la Russie oscille entre 33 et 90 %.

L'intérêt géostratégique n'est pas nécessairement moins valide que la pénurie, toutefois, et de nombreuses raisons militent pour l'étude sérieuse de cette nouvelle source d'énergie. Dans un premier temps, bien sûr, la diversification des approvisionnements et l'établissement d'une certaine indépendance énergétique rassurent, surtout dans un contexte de crise économique majeure. De plus, avec la lutte aux changements climatiques, la pression continuera d'être forte pour délaisser le charbon au profit du gaz naturel dans la production de l'électricité, d'autant plus que l'option nucléaire est rejetée dans plusieurs pays européens. On doit donc s'attendre à voir augmenter la proportion du gaz naturel dans le panier énergétique européen et, de là, l'intérêt à disposer de gaz produit localement.

Même chose du côté du pétrole. Les finances européennes sont mal en point et toute production locale d'hydrocarbure permettrait d'améliorer la balance commerciale, en plus de créer de l'emploi et de générer des revenus directs et indirects pour les gouvernements locaux et centraux. La crise en Libye a rappelé à de nombreux dirigeants européens les coûts de leur dépendance envers du pétrole étranger. Dans un contexte où la production mondiale de pétrole stagne, l'exemple américain, dont la production augmente de 34 Mtép (700 000 bpd ou plus de 10 %) pour la première fois depuis 1970, donne un peu le vertige et motive les pays fortement dépendants de l'importation à explorer cette avenue.

Dans le cas du pétrole, il ne s'agit pas tant, pour l'Europe, de diversifier les sources d'approvisionnement, mais de s'assurer d'un accès suffisant à cette ressource en période d'instabilité politique et économique. Toute mesure permettant de diminuer la tension sur le marché de l'or noir aurait un impact direct sur la balance commerciale européenne et sa capacité à relancer l'économie locale. L'intérêt pour plus de pétrole européen, même de sources non-conventionnelles, malgré la volonté affichée de lutter contre les changements climatiques, devrait croître au cours prochaines années.

5.4 Impact mondial

L'impact de l'exploitation du gaz de schiste en Amérique du Nord sur le reste de la planète est bien réel. En 2010, c'est près de 7 % de la production mondiale qui provenait de cette ressource. Alors que plusieurs pays producteurs avaient investi des sommes importantes pour construire les infrastructures nécessaires à l'exportation de GNL vers l'Amérique du Nord, ce marché s'est essentiellement fermé (le GNL importé ne représente plus que 1,5 % de la consommation américaine), faisant chuter les prix: le GNL vendu aux États-Unis en 2010, l'était autour de 4,70 \$/GJ (EIA, 2011), à peine plus que ce qu'il en coûte pour liquéfier et transporter le gaz naturel. Qui plus est, ce continent pourrait même devenir, d'ici quelques années, un concurrent sérieux sur les marchés d'exportation.

Pris avec une importante surcapacité de production, des pays producteurs, comme le Qatar, doivent revoir leur stratégie et proposer à leurs clients des prix inférieurs à ce qui était prévu, poussant à la baisse le prix du gaz naturel dans le monde entier.

À l'extérieur de l'Europe et de l'Amérique du Nord, la fracturation hydraulique est souvent accueillie avec beaucoup d'espoir, car elle offre un accès direct au gaz naturel à des régions qui en étaient privées, diminuant la pression pour l'utilisation du charbon, local, mais très polluant, et du pétrole, généralement importé. On devrait donc voir apparaître de nouveaux grands producteurs de gaz au cours des prochaines années, dont la Chine et l'Inde, offrant une meilleure sécurité énergétique à un coût environnemental encore mal défini.

Si la production de gaz de schiste affecte déjà le marché international, *l'impact de l'exploitation du pétrole de schiste et des schistes bitumineux* reste, pour le moment, négligeable, avec à peine 0.5 % de la production mondiale. Si, pour certains, l'éventualité de la création d'un marché pétrolier continental américain n'est pas à ignorer (Bolton, 2011), elle est très peu probable. En effet, contrairement au gaz naturel, où le coût de production de la ressource non-traditionnelle est, à tout le moins dans le contexte actuel, comparable à celui de la ressource traditionnelle, l'extraction du pétrole de schiste du shale de Bakken se situe plutôt à mi-chemin entre le pétrole traditionnel et celui des sables bitumineux. De plus, la production de cette formation ne devrait pas dépasser 2 Mbpj, soit un peu plus de 2 % de la production mondiale alors que celle du gaz naturel atteint déjà les 7 %.

L'impact des nouvelles technologies dans le secteur pétrolier devrait plutôt se faire sentir sur les gisements conventionnels vieillissants qui pourront continuer étendre leur vie productive grâce à ces méthodes, stabilisant ou même faisant chuter les cours du pétrole dans les prochaines années.

Conclusion

La technologie de la fracturation hydraulique couplée à la montée rapide du prix des hydrocarbures et à un environnement légal et réglementaire approprié ont permis aux États-Unis de créer une révolution énergétique qui est ressentie à travers la planète. Face à tel bouleversement, tous les gouvernements suivent le dossier avec intérêt, envie et inquiétude : dans ce nouveau contexte, quelle stratégie énergétique poursuivre? doit-on chercher à reproduire l'expérience américaine? quelle sera la part des ressources non-conventionnelles dans la production énergétique? quels sont les vrais risques environnementaux associés avec celles-ci? peut-on croire les promesses démesurées des spéculateurs et développeurs qui frappent à la porte quotidiennement? comment ces nouvelles ressources s'insèrent-elles dans un programme agressif de lutte aux changements climatiques?

Comme nous l'avons expliqué dans ce rapport, s'il est possible de baliser la réponse à certaines de ces questions, il est trop tôt pour offrir un portrait complet de la direction à suivre dans le domaine des hydrocarbures non-conventionnels. Par contre, il est possible de guider la réflexion en s'appuyant sur un certain nombre d'observations.

1. Le développement effréné de l'exploitation du gaz de schiste aux États-Unis peut être vu comme un laboratoire à grande échelle pour les autres pays de la planète. Si, durant les premières années, on a vu très peu d'études indépendantes quantifiant et analysant l'impact de cette industrie sur l'environnement, les infrastructures, le territoire et les populations locales, les agences gouvernementales et les universitaires commencent à dévoiler leur résultat de leur travail. On devrait donc disposer, d'ici quelques années, d'une compréhension beaucoup plus claire des enjeux associés à l'exploitation à grande échelle de cette ressource, ce qui permettra aux gouvernements et aux citoyens d'évaluer de manière beaucoup plus précise les avantages et les inconvénients de cette industrie et d'identifier les mesures à mettre en place en cas d'exploitation.
2. Les technologies utilisées pour l'exploitation du gaz et du pétrole de schiste ne sont pas réservées aux ressources non-conventionnelles. On applique de plus en plus ces techniques aux gisements conventionnels vieillissants ou même carrément abandonnés, ce qui permet de raviver, parfois de manière considérable, la production. Comme les méthodes standard ne permettent généralement pas d'extraire plus de 40 % du pétrole en place — et souvent, beaucoup moins —, toute amélioration technique peut avoir une incidence notable sur le niveau des réserves exploitables mondiales. Puisqu'il n'est pas encore possible d'exploiter les schistes bitumineux à un coût compétitif, la production mondiale de pétrole devrait donc être avant tout raffermissée grâce à un meilleur recouvrement du pétrole conventionnel, plutôt qu'à une production non-traditionnelle marquée.
3. Longtemps traités de manière presque indépendante, le gaz naturel et le pétrole deviendront de plus interchangeables au cours des prochaines. C'était déjà le cas dans le secteur du chauffage, ce le sera également dans le secteur du transport. De manière directe, avec la multiplication des véhicules roulant au gaz naturel liquéfié, et de manière indirecte, avec l'arrivée sur le marché de voitures hybrides branchables et même tout électrique, qui pourront compter sur des centrales thermiques au gaz naturel pour assurer leur recharge. Ces transferts technologiques diminueront la pression sur le pétrole, dont la production stagne

depuis déjà 5 ans, tout en exigeant une forte croissance du gaz naturel tant dans le secteur conventionnel que non-conventionnel.

4. Le rapport de force actuel entre consommateurs et producteurs de gaz naturel est appelé à changer. Ce sera le cas en Europe, par exemple, où la Russie devra renégocier ses contrats si elle veut éviter la multiplication des projets d'exploitation de gaz de schiste chez ses clients. De même, la Chine et l'Inde diminueront leur dépendance aux carburants importés, ce qui leur procurera une meilleure stabilité des prix et une plus grande diversité des sources d'énergie.
5. L'arrivée massive de nouvelles ressources hydrocarbures exploitables à faible prix sur le marché américain et mondial est un coup dur pour les énergies renouvelables. À moins de mesures directes pour rétablir l'équilibre des prix, telles qu'une taxe sur le carbone, on peut s'attendre à voir régresser les taux de croissance dans ce secteur, au moins à l'extérieur de l'Europe — en Amérique du Nord, bien sûr, mais aussi en Chine, par exemple.

Ce survol des enjeux liés à l'arrivée massive d'hydrocarbures non-conventionnels sur les marchés n'est pas exhaustif, bien sûr. Il permet toutefois de mieux saisir les défis et les occasions offertes tant par les technologies, qui nous donnent l'accès à ces ressources, que par ces ressources elles-mêmes.

Comme on le voit, à travers les rapports de l'Agence internationale de l'énergie, par exemple, ces nouvelles ressources transforment complètement les grilles d'analyse à la base des prévisions et politiques énergétiques pour l'ensemble de la planète. Que l'on soit pour ou contre l'exploitation de ces ressources, il est difficile d'en surestimer l'impact sur notre société, notre environnement et notre planète.

Bibliographie

Le pétrole de schistes (« shale oil ») du bassin parisien : Un nouvel objectif pour l'exploration en France, 2011.

Ahmed, Azam (2012), *Sinopec and Total Continue Shale Gas Buying Spree*, New York Times, 3 janvier.

<http://dealbook.nytimes.com/2012/01/03/total-buys-2-3-billion-stake-in-chesapeake-shale-assets>

AIÉ (2011a), *Are we entering a golden age of gas ?*, Agence internationale de l'énergie, Paris.

AIÉ (2011b), *World energy outlook 2011*, Agence internationale de l'énergie, Paris.

Allawzi, Mamdouh, Awni Al-Otoom, Hussein Allaboun, Abdulaziz Ajlouni et Fatima Al Nseirat (2011), *CO₂ supercritical fluid extraction of Jordanian oil shale utilizing different co-solvents*, Fuel Processing Technology **92**, 2016-2023.

Andrews, Athony (2006), *Oil Shale: History, Incentives, and Policy*, CRS Report for Congress, avril (RL33359).

Andrews, Athony (2008), *Developments in Oil Shale*, CRS Report for Congress, novembre (RL34748).

Boak, Jeremy (2010), *Impacts of Oil Shale on Carbon Emissions*, présentation faite lors du colloque *The Promise and Peril of Oil Shale*, Denver, Colorado, 5 février.

Bolton, Scott, Scott Althen and Melissa Homenuik (2011), *Tight oil tech-producers: Using technology to unlock resource plays, a new breed of producers is making waves*, PricewaterhouseCoopers LP, Calgary.

Carsted, Douglas J., Karry Suryanarayana et Alexey Romanov (2011), *Resource assessment of the Macasty Formation in certain Petroleum and Natural Gas Holdings on Anticosti Island for Petrolia Inc. and Coridor Resources Inc.*, Sproule Worldwide Petroleum Consultants, Calgary, 1er juin.

DOE (2009), *Modern Shale Gas Development in the United States : A Primer*, rapport préparé par le *Ground Water Protection Council* et *ALL Consulting* pour le *US Department of Energy*, avril.

Durand, Marc (2012), communication privée.

Dyni, John R. (2006), *Geology and Resources of Some World Oil-Shale Deposits*, U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report 2005–5294.

EASAC (2007), *A study on the EU oil shale industry – viewed in the light of the Estonian experience*, Rapport de l'*European Academies Science Advisory Council* au Comité sur l'industrie, la recherche et l'énergie du Parlement européen.

EIA (2011), *Natural Gas Annual 2010*, Energy Information Administration, Office of Oil, Gas, and Coal Supply Statistics, U.S. Department of Energy, décembre.

- EPRINC (2011), *The Bakken Boom. An introduction do North Dakota's shale oil*, Energy Policy Research Foundation, Inc., août.
- Estrin, Daniel (2011), *Could Israel be another Middle East oil giant?*, BBC News Magazine, 30 septembre. <http://www.bbc.co.uk/news/magazine-15037533>
- Grandia, Kevin (2010), *How Cheney's loophole is fracking up America*, The Huffington Post, 17 mars. http://www.huffingtonpost.com/kevin-grandia/how-cheney-loophole-is-f_b_502924.html
- Helms, Lynn (2010), *Activity and Projections*, présentation publique faite à Williston, Dakota du Nord, 3 août. www.dmr.nd.gov/oilgas/presentations/ActivityandProjectionsWilliston2010-08-03.pdf
- Helms, Lynn (2011), présentation publique faite à Minot, ND, 9 janvier. www.dmr.nd.gov/oilgas/presentations/MinotCOC2011-09-01.pdf
- Howarth RW, R. Santoro et A. Ingraffea (2012), *Venting and leaking of methane from shale gas development : Response to Cathles et al*, Climatic Change, sous presses.
- Kahn, Chris (2010), *Big Oil Companies Move Toward Natural Gas*, The Huffington post, 10 novembre. http://www.huffingtonpost.com/2010/11/10/big-oil-companies-moving-_n_781832.html
- IFA (2011), *Production and trade statistics*, International Fertilizer Industry Association.
- LaFollette, Randy (2010), *Bakken Tight Oil: Update and Challenges*, présentation 18 août.
- Lustgarten, Abrahm, Nicholas Kusnets et ProPublica (2011), *Science Lags as Health Problems Emerge Near Natural Gas Fields*, Scientific American, 19 septembre. <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=science-lags-as-health-problems>
- Minster, Tsevi (2007), *Oil shales in Israel. Occurences, grades and prospects*, présentation faite au 27th Colorado Oil Shale Symposium.
- MIT Study Group (2010), *The Future of Natural Gas : An Interdisciplinary MIT Study*, Rapport intérimaire, MIT Energy Initiative, Boston.
- Mousseau, Normand (2008), *Au bout du pétrole, tout ce que vous devez savoir sur la crise énergétique*, Éditions MultiMondes (Québec), 156 pp.
- Mousseau, Normand (2010), *La révolution des gaz de schistes*, Éditions MultiMondes (Québec), 168 pp.
- Mulchandani, Hiren et Adam R. Brandt (2011), *Oil Shale as an Energy Resource in a CO2 Constrained World: The Concept of Electricity Production with in Situ Carbon Capture*, Energy Fuels **25**, 1633–1641.
- NPC (2011), *Geologic Endowment for Prudent Development of North American Natural Gas and Oil Resources*, Resource & Supply Task Group du National Petroleum Council, 15 septembre.
- ONÉ (2009), *L'ABC du gaz de schistes au Canada*, Office national de l'énergie du Canada, Calgary.

Osborn, Stephen G., Avner Vengosh, Nathaniel R. Warner et Robert B. Jackson (2011), *Methane Contamination of Drinking Water Accompanying Gas-Well Drilling and Hydraulic Fracturing*, Proceedings of the National Academy of Sciences **108**, 8172-8176.

Sharma, Rakesh (2012), *Oil India Plans to Buy Shale Gas Assets in U.S., Australia*, Wall Street Journal, 16 janvier.

<http://online.wsj.com/article/SB10001424052970204555904577163920446690052.html>

Sorensen, James A. (2011) , *Tight Oil Resources in North America – An Emerging and Evolving Opportunity*, Center for Strategic and International Studies (CSIS) Tight Oil Panel Discussion, Washington, D.C., 7 décembre.

Stonehouse, Darrell (2011), *Great Big Bakken*, Oil & Gas Inquirer, p. 14-18, novembre.

<http://www.oilandgasinquirer.com/article.asp?article=magazine%2F111031%2FMAG2011%5FOV0003%2Ehtml>

USGS (2008), *3 to 4.3 Billion Barrels of Technically Recoverable Oil Assessed in North Dakota and Montana's Bakken Formation—25 Times More Than 1995 Estimate*, US Geological Survey, communiqué de presse, 4 octobre. <http://www.usgs.gov/newsroom/article.asp?ID=1911>

Zaitlin, Brian A., Zeev. Berger, Joyce Kennedy et Steven Kehoe (2011), *The Alberta Bakken: A Potential New, Unconventional Tight Oil Resource Play*, présentation à la 2011 CSPG CSEG CWLS Convention.

Risques potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en Ile-de-France

Rapport du Conseil scientifique régional d'Ile-de-France

Mars 2012

ANNEXE 2

**Importance du contexte géologique pour l'exploration
et l'exploitation des gaz de schiste :
Exemple du Sud-Est de la France**

Michel Séranne

Directeur de recherche au CNRS

*Géosciences Montpellier – CNRS / Université
Montpellier 2*

Sommaire

Résumé	3
Contexte général	4
Ressources d'énergie fossile : une question de géologie	5
Formation des hydrocarbures	5
Hydrocarbures conventionnels et non-conventionnels	6
Exploration des gaz de schistes dans le SE France	6
Les permis	6
Les cibles potentielles	7
Les cibles potentielles du SE sont-elles matures ?	9
Difficultés d'estimations des réserves en Gaz de schiste	11
Comment calculer les réserves ?	11
Données géologiques disponibles pour le bassin du Sud-Est	13
Et s'il y avait exploitation des gaz de schistes dans le SE de la France...	14
Un bassin très déformé	15
Les Karsts	15
Champs de contrainte et déformation actuelle dans le Bassin du SE	16
Conclusions - recommandations	17
Bibliographie	18

Résumé

Dans un contexte général de raréfaction des énergies fossiles, l'exploration pour les hydrocarbures s'intéresse à des ressources et à des régions jusques là délaissées, telles que les gaz de schistes dans le sud de la France.

Les problématiques géologiques constituent les premières étapes de l'exploration : détermination des conditions favorables à la génération de ressources, localisation des cibles, estimation des réserves.

Dans le Bassin du Sud Est, les permis d'exploration recouvrent des zones d'évolution géologique contrastées, conduisant à plusieurs sous-bassins distincts, avec des cibles et des systèmes pétroliers différents.

Les estimations de réserves publiées pour ce bassin varient de plusieurs ordres de grandeur. Ceci résulte d'une part de l'extrapolation simpliste de modèles nord-américains, d'autre part, du manque de données géologiques récentes, de leur distribution et résolution insuffisantes, notamment pour les parties profondes.

Les spécificités géologiques du Bassin du Sud-Est auraient également des implications sur une hypothétique l'exploitation des gaz de schistes, en termes d'amélioration de la récupération et de préservation du milieu naturel. Les structures tectoniques superposées compartimentent le bassin en blocs réduits et les nombreuses failles produisent un réseau potentiel de migration indésirable de fluides. Enfin, la présence généralisée de séries carbonatées requiert une connaissance approfondie et à haute résolution des réseaux karstiques, particulièrement transmissifs, afin de préserver les aquifères d'eau potable de contamination en profondeur ou en surface.

L'acquisition de nouvelles données géologiques sur le sous-sol, notamment d'imagerie, d'échantillonnage et de mesures in-situ, s'avère nécessaire pour améliorer la connaissance du sous-sol du territoire, à des fins d'exploration, pour répondre aux problématiques de ressources naturelles (minérales, énergie fossile, eau), de géothermie, de stockage (CO₂, déchets).

Contexte général

La consommation énergétique mondiale augmente fortement (+10 % par an sur les dernières décennies) et la part des énergies fossiles représentera encore 70 à 80 % de l'énergie consommée dans le monde, à l'horizon 2035 (*World Energy Outlook, 2011*). Si on peut espérer que la part des énergies renouvelables augmente dans certains pays, elles ne pourront pas assurer la relève des énergies fossiles à cette échéance. Les ressources énergétiques fossiles, issues de l'évolution géologique de la matière organique dans les bassins sédimentaires, représentent donc un enjeu essentiel pour la période de transition énergétique qui - dans les scénarios les plus optimistes - durera plusieurs décennies. Par ailleurs, l'épuisement des énergies fossiles amène un intérêt nouveau et croissant pour des ressources jusques là négligées car d'exploitation trop difficile. La raréfaction de la ressource contribue à l'augmentation de son prix, permettant la mise en œuvre de procédés d'exploration et d'exploitation jusques là exorbitants. La distribution géographique de ces ressources énergétiques, qualifiées de manière informelle de « non-conventionnelles », ne se superpose pas obligatoirement aux provinces classiques de l'activité pétrolière et gazière, modifiant ainsi de manière significative le panorama économique - donc stratégique - à l'échelle mondiale.

Dans ce contexte global, la France qui cherche à atténuer sa dépendance énergétique et à améliorer sa balance commerciale, accorde des permis d'exploration pour des ressources énergétiques fossiles (ainsi que pour toute ressource minérale) sur son territoire national. Le territoire métropolitain présente en effet des bassins sédimentaires susceptibles de contenir des gisements d'hydrocarbures, notamment les grands bassins sédimentaires Mésozoïques à Cénozoïques d'Aquitaine, de Paris et du Sud-Est [*Curnelle and Dubois, 1986*]. Le bassin d'Aquitaine [*Biteau et al., 2008*] est le siège d'exploitation pétrolière et gazière depuis le milieu du XXe Siècle. Le Bassin de Paris [*Guillocheau et al., 2000*] a fait l'objet d'exploration donnant lieu à exploitation de pétrole, notamment à l'est de la capitale. Dans les dernières années, des explorations préliminaires ont montré le potentiel de ce bassin pour des hydrocarbures non-conventionnels de type « shale oil » [*Chungkham, 2009*]. Le Bassin du Sud-Est a fait l'objet de multiples campagnes d'explorations pour les hydrocarbures depuis la Deuxième Guerre Mondiale, mais n'a jusqu'à présent jamais donné lieu à des découvertes [*Héritier, 1994*]. L'attribution de 3 permis d'exploration pour les gaz de schiste en mars 2010 manifeste la dernière étape en date pour l'exploration dans le Bassin du Sud-Est. D'un point de vue géodynamique, les déformations de grande et courte longueur d'onde, les fortes variations de subsidence et les inversions tectoniques distinguent ce bassin des deux autres [*Le Pichon et al., 2010*].

La production nationale d'hydrocarbure reste donc extrêmement limitée à 0.9 10⁹t de brut et 1,118 10⁹m³ de gaz naturel en 2011 (Bulletin BEPH Déc. 2011), ce qui ne représente que 2% de la consommation nationale en énergie fossile.

L'estimation des ressources globales est un exercice difficile à cause de l'hétérogénéité des données géologiques disponibles dans les différents bassins sédimentaires du Monde. Si on admet que les estimations de ressources globales de gaz de schiste vont augmenter avec l'amélioration de la connaissance des bassins sédimentaires, il n'en reste pas moins vrai que l'envolée prévue dans les années 2008-2011 est actuellement revue à la baisse [*Davis and Rao, 2012*]. Au niveau du bassin du Sud-Est de la France,

l'exercice est tout aussi compliqué, ce qui rend l'estimation des réserves (partie connue et techniquement récupérable des ressources) encore plus aléatoire !

Ressources d'énergie fossile : une question de géologie

Les hydrocarbures résultent de la lente transformation de la matière organique, par des **phénomènes géologiques**. Ceci implique que : 1) La séquence de processus se produit sur une échelle temporelle de l'ordre de la dizaine de millions d'années ; 2) Les processus se déroulent sur une échelle spatiale couvrant toutes les dimensions, du pore (μm) au bassin sédimentaire (100 km).

Formation des hydrocarbures

Lors de la première étape, des sédiments riches en matière organique se déposent au fond de la mer ou d'un lac. Des couches de sédiments plus récents recouvrent ensuite la matière organique qui se trouve ainsi enfouie et préservée. L'enfouissement progressif de cette **roche mère** s'accompagne de l'augmentation de la pression et de la température, qui sont les agents physiques de la transformation de la matière organique, ou **maturation**. Vers le centre du bassin, l'enfouissement est en général plus rapide, et les couches contenant la matière organique atteignent les pressions et températures requises (la « **fenêtre à huile** ») pour la transformation en pétrole. Si l'enfouissement se poursuit, les parties périphériques passeront elles aussi dans la fenêtre à huile et le centre du bassin, plus profondément enfoui, atteindra la **fenêtre à gaz**. Dans ce bassin sédimentaire, la matière organique déposée en surface a été d'abord transformée en pétrole, puis en gaz. Les paramètres présidant à la maturation de la matière organique sont nombreux, complexes (Pression, Température, composition chimique initiale de la matière organique, temps, etc,...) et les fonctions de transformation ne sont pas linéaires. Les gammes de pression et de température classiques pour la fenêtre à huile sont aux environs de 60 à 90 °C pour des pressions correspondant à des profondeurs de 2 à 3 km.

Les hydrocarbures (HC) conventionnels, liquides ou gazeux, s'échappent de la roche mère dans laquelle ils se sont formés. En tant que fluides, et si la perméabilité des roches environnantes le leur permet, ils **migrent** vers le haut où les pressions sont moindres, jusqu'à ce qu'ils soient rassemblés et piégés dans une roche **réservoir**, protégée par une **couverture** imperméable. C'est là qu'ils sont exploités par forage. En fait, une partie minime des hydrocarbures générés dans les roche-mères migre vers les réservoirs conventionnels : selon Laherrère, Perrodon et Demaison (1994) in [Laherrère, 2011] seulement 1% environ des HC générés alimente les réservoirs conventionnels. Le type, la concentration (ou inversement, la dispersion) de la matière organique dans la roche-mère, la porosité de celle-ci et la saturation en HC généré dans les pores de la roche-mère ($\geq 20\%$) sont des paramètres contrôlant l'expulsion (ou la rétention) des hydrocarbures [Baudin *et al.*, 2007]. On déduit que la vaste majorité des HC reste dans la roche-mère !

Hydrocarbures conventionnels et non-conventionnels : une question de réservoir

La migration des HC liquides ou gazeux vers des réservoirs conduit à la formation des gisements d'HC conventionnels, majoritairement exploités jusqu'ici. L'exploration consiste à identifier les structures géologiques qui ont piégé les HC fluides dans des roches poreuses ; l'exploitation se fait par forages verticaux (ou dirigés depuis des plates-formes) dans les réservoirs. Les dimensions caractéristiques des réservoirs conventionnels sont celles des structures sédimentologiques ou tectoniques : de quelques mètres à dizaines de mètres d'épaisseur pour des extensions de quelques centaines de mètres.

L'exploitation des HC non conventionnels nécessite des forages généralement plus profonds, devant atteindre la roche-mère. D'autre part, pour augmenter la surface de contact entre le cylindre du forage et la formation riche en HC, on procède à des forages dont la trajectoire est parallèle à - et à l'intérieur de - la couche de roche-mère : les forages « horizontaux ». Le gaz de schiste est connu depuis le XIXe siècle, avec la 1ère exploitation en forage vertical dans l'Etat de New York en 1821, [Selley, 2005], mais il n'a été réellement exploité en forages directs et horizontaux qu'à partir des années 2006-2008, aux USA.

Qu'ils soient issus de gisements conventionnels ou non-conventionnels, les HC gazeux sont constitués de gaz naturel : essentiellement du méthane (99% de CH₄) accompagné d'autres molécules plus longues de carbone et d'hydrogène (butane, propane, octane,...) en très faible proportion. Outre l'existence de ces molécules, il est possible de distinguer ce gaz naturel thermogénique (résultant de la maturation géologique de la matière organique) du gaz naturel biogénique (issu de l'activité biologique en surface ou dans le sol) par la signature isotopique du carbone. Cette méthode analytique est utilisée pour discriminer les sources de contamination à proximité des exploitations de gaz de schiste au USA [Osborn et al., 2011].

Exploration des gaz de schistes dans le SE France

Les permis

L'existence de permis d'exploration de gaz de schiste attribués en Mars 2010 a été publicisée auprès du grand public français à la fin de l'année 2010, en même temps que le film « *Gasland* » de Josh Fox, alors qu'elle avait fait l'objet d'articles, passés inaperçus dans la presse nationale (*Le Monde* 21 /03/ 2010) et régionale (*Midi Libre*, 22/04/2010) au moment des attributions. L'information s'est largement et rapidement répandue par voie de presse et par la blogosphère dès janvier 2011.

En fait, si trois permis mentionnaient explicitement l'exploration de gaz de schiste (Montélimar, Nant et Villeneuve de Berg), 8 permis d'exploration, contigus, entre Narbonne et Montélimar, couvrent des domaines de bassins sédimentaires où il existe

un potentiel pétrolier. Ils évitent les zones de socle granitique et métamorphique qui ne peuvent générer d'hydrocarbures. Les permis laissent également de côté les zones d'accumulation sédimentaire maximales (> 8 km) de la vallée du Rhône et au SE de la faille de Nîmes, où la roche-mère serait à une profondeur excessive pour que les HC y aient été préservés, ou bien techniquement ou économiquement inaccessibles. La géologie de ces zones (et donc des permis) est contrastée : les permis les plus vastes couvrent des zones géologiques différentes, en conséquence, les objectifs de recherche sont distincts selon les zones géologiques considérées.

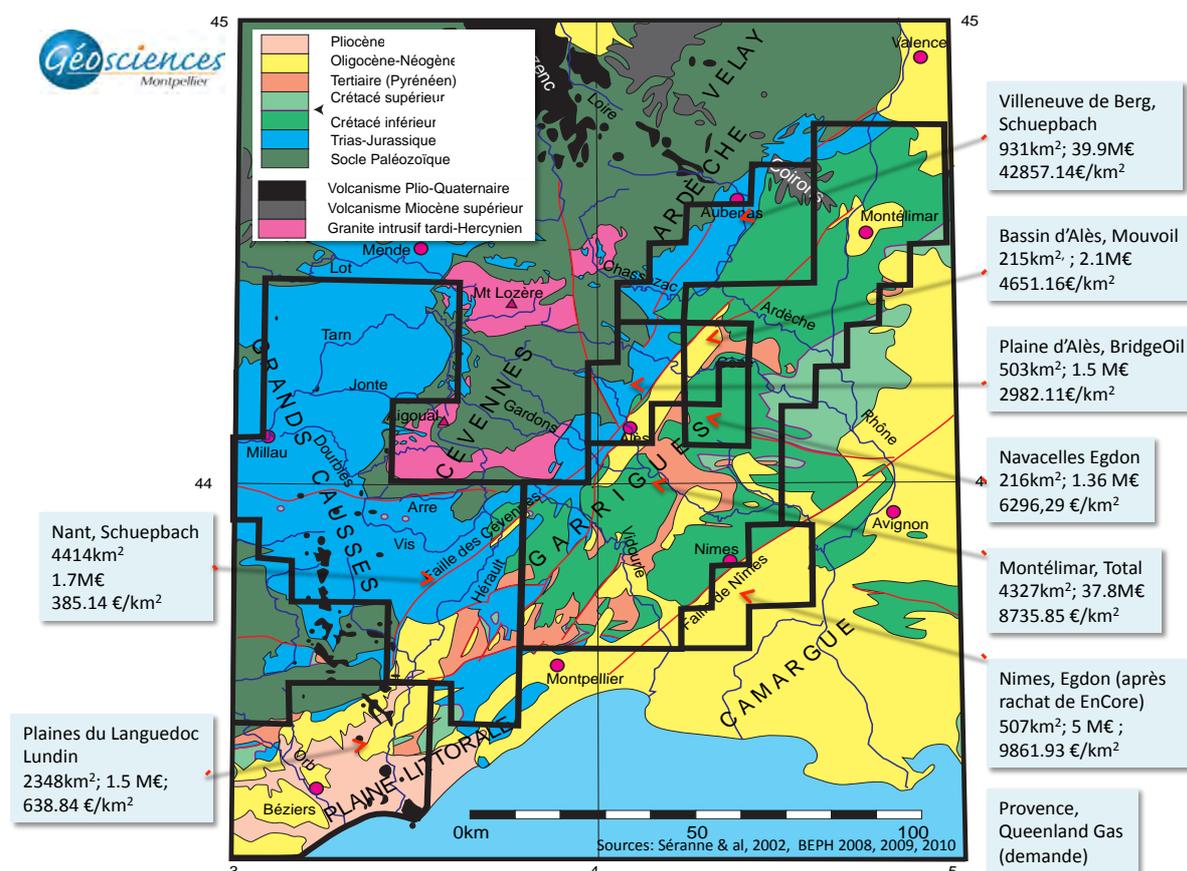


Figure 1 : Carte des permis de d'explorations en 2011 dans le Languedoc, superposée à la carte géologique de la France. L'attribution des permis aux compagnies pétrolières s'accompagne d'engagements financiers pour l'exploration. Le niveau d'investissement (normalisé en €/km²) reflète le degré de confiance qu'a la compagnie de faire des découvertes.

Les cibles potentielles

Les cibles sont des niveaux sédimentaires riches en matière organique qui constituent des roches-mères potentielles.

Les « **schistes cartons** » du **Toarcien** : sédiment marneux-argileux riche en matière organique (4 à 6% de *Total Organic Carbon* ou TOC, en moyenne), d'une épaisseur de quelques dizaines de mètres, déposé il y a 180 millions d'années en milieu marin, en conditions réductrices, dans un bassin de grande extension. Cet intervalle

stratigraphique recouvre l'ensemble du territoire national excepté les massifs Central et Armoricaïn, il s'agit de la principale roche-mère dans le Bassin Parisien.

Dans le Bassin du SE, ce niveau continu de sédiments marins affleure parfois sur la bordure NW (Gard et Ardèche) [Beaudrimont and Dubois, 1977]. Il s'approfondit vers le SE et peut atteindre des profondeurs de l'ordre de 10 km dans le centre du bassin (à l'aplomb de Carpentras [Séguret et al., 1997]). Les niveaux à l'affleurement ne présentent pas d'hydrocarbure : soit la roche n'y a jamais subit les conditions nécessaires pour sa génération, soit les HC éventuellement formés se sont échappés ou ont été détruits. Les niveaux portés à très grande profondeur (> 7 km) ne contiennent vraisemblablement pas d'HC qui - s'il a été généré - est désormais détruit dans les conditions de pression et de température régnant actuellement. De plus, les forages à ces profondeurs seraient extrêmement difficiles, longs, coûteux, donc beaucoup trop risqués d'un point de vue industriel.

Dans la région Nord Montpellier, cette formation existe également, à des profondeurs variables de l'ordre de quelques milliers de mètre au maximum. Elle affleure aussi localement. Les déformations successives postérieures au dépôt de la couche cible [Arthaud and Laurent, 1995] [Benedicto, 1996] [Séranne et al., 2002] ont provoqué des failles et des plissements qui compartimentent ce niveau.

Dans les Grands Causses, les « schistes carton » du Toarcien se trouvent à des profondeurs inférieures à 1 km, et se rencontrent souvent à l'affleurement. Le bassin présente une géométrie plus simple [Chantraine et al., 1996], car préservé des grandes phases de compression pyrénéenne et d'extension oligo-miocène qui caractérisent les autres zones de permis d'exploration.

Les « **Black shales** » de l'**Autunien** sont des sédiments argileux riches en matière organique (4 à 10% de TOC) déposés dans des lacs profonds (en condition anoxique) il y a 280 Millions d'années. Il s'agit de bassins spatialement discontinus, de dimensions caractéristiques de l'ordre de 10 km. On en connaît à l'affleurement à l'ouest et au sud des Grands Causses (bassins de Rodez, Saint Affrique et Lodève) et beaucoup plus à l'Est dans le Var. Dans le bassin de Lodève la matière organique des black-shales a mûri en HC puisque l'on trouve des suintements de pétrole à l'affleurement [Lopez and Petit, 2004]. Les niveaux de l'Autunien de Lodève ont été exploités comme minerai d'uranium. En effet, les conditions réductrices assurant la préservation de la matière organique dans les sédiments sont également favorables à la précipitation de l'uranium, élément présent et lessivé dans les terrains Hercyniens exposés dans le bassin-versant du paléolac, où il s'est concentré.

Grâce à des données de sismique réflexion acquises lors d'explorations pétrolières précédentes, on peut imaginer la présence de certains de ces bassins discontinus, enfouis sous des sédiments plus récents, dans la région Nord Montpellier [Benedicto, 1996 ; Vernay, 1983]. Des forages d'exploration pétrolière ancienne ont très localement confirmé la présence de terrains de cet âge.

Le **gaz de houille** des bassins stéphaniens Cévenols. Le « grisou » est du gaz de houille qui a posé bien des problèmes aux mineurs du XIX^e et XX^e siècle des bassins houillers d'Alès. Il se forme dans les veines de charbon du Stéphaniens (300 Ma) où il existe soit sous forme libre dans la porosité de fracture naturelle, soit sous forme adsorbée dans le charbon. Il peut être extrait des veines, trop minces ou trop profondes pour

l'exploitation en mine, par forage suivi du pompage de l'eau de l'aquifère (eau salée) afin d'abaisser la pression et ainsi libérer le gaz adsorbé. Les forages produisent de l'eau et du gaz.

Une telle ressource, issue de la houille du Carbonifère, est exploitée en dans le Nord-Pas de Calais par European Gas Ltd et recherchée en Lorraine (permis Moselle accordé à Elixir Petroleum Ltd ; permis Lorraine à European Gas Ltd). Les lignites du Crétacé terminal de Provence motivent l'exploration de gaz de houille en cours dans les Bouches du Rhône (Permis Gardanne à European Gas Ltd).

Les alternances de conglomérats, grès, argile et charbon du Stéphaniens de la bordure cévenole, se sont déposés dans des bassins continentaux [Djarar *et al.*, 1996; Wang, 1991]. L'ensemble est épais (plusieurs kilomètres) et contient de nombreuses, mais minces, veines de charbon et se prolongent vers le SE, sous les terrains plus récents du Mésozoïque et du Tertiaire [Sanchis and Séranne, 2000].

Les cibles potentielles du SE sont-elles matures ?

Afin de prédire la maturité de la matière organique contenue dans les sédiments enfouis on reconstitue son histoire thermique. Grâce aux données de forages antérieurs (ancienne exploration pétrolière) ou bien aux relevés d'épaisseurs de couches sur le terrain, on reconstitue l'histoire de l'enfouissement. Si on connaît les épaisseurs et l'âge (par les fossiles contenus) des couches superposées, on reconstitue la trajectoire de la roche-mère dans un espace temps/profondeur. En faisant une hypothèse simple sur le gradient thermique de la zone étudiée (en moyenne la température augmente de 30°C par km), il est alors possible d'estimer quelles températures ont subi les roches mères.

La modélisation thermique des bassins sédimentaires constitue un axe de recherche et de développement primordial, notamment pour l'exploration pétrolière (menés par exemple à l'IFP-EN [Schneider and Wolf, 2000]). On peut calibrer ces modèles thermiques grâce à des marqueurs de la température maximale ou des seuils, atteints par la roche, échantillonnée dans des carottes [Pagel *et al.*, 1997].

Cet exercice, dans une version extrêmement simplifiée, réalisé pour plusieurs zones sous-bassins de la zone des permis attribués, nous indique les principaux résultats suivants (voir Figure 2) :

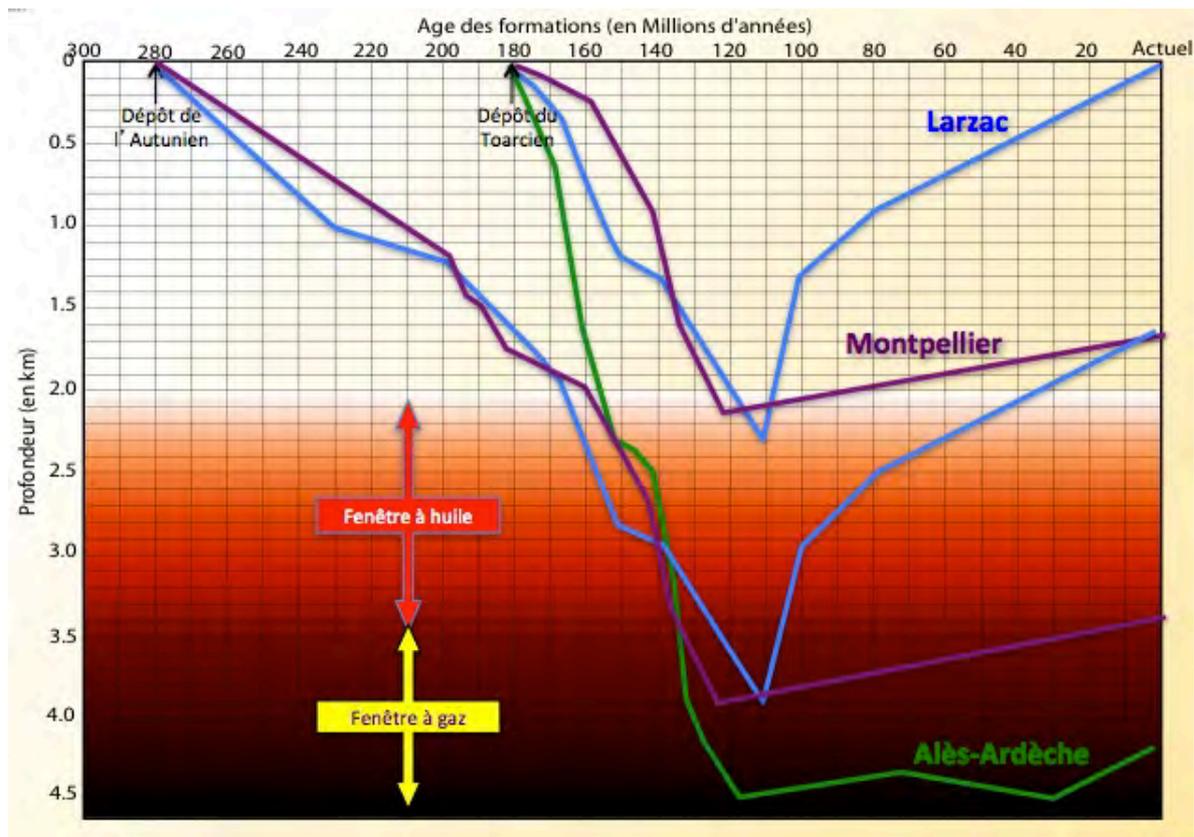


Figure 2 : Evolution de l'enfouissement des Black-shale de l'Autunien (déposés il y a 280 Ma) et des Schistes cartons du Toarcien (180 Ma), pour trois régions ou sous-bassins du Bassin du Sud-Est : Les Grands-Causses et le Larzac (bleu), les garrigues au nord de Montpellier (grenat) et la région d'Alès Ardèche (vert). L'enfouissement s'accompagne d'augmentation de température permettant aux roche-mères d'atteindre successivement la fenêtre à huile, puis la fenêtre à gaz.

- ➔ les Schistes carton du Toarcien (déposés à profondeur 0, à 180 Ma) de la région des Grands Causses (Larzac) et du nord de Montpellier n'ont pas subi un enfouissement suffisant par rentrer dans la fenêtre à huile. La modélisation prend pourtant en compte l'enfouissement d'ordre kilométrique survenu au Crétacé inférieur, érodé depuis à la suite de l'inversion tectonique et surrection de toute la zone survenue au milieu du Crétacé [Peyaud et al., 2005; Séranne et al., 2002]. Cette roche mère dans le bassin des Grands Causses (Larzac) n'est pas mature et n'a produit aucun hydrocarbure.
- ➔ Les schistes carton du Toarcien de la région d'Alès et de l'Ardèche ont subi un enfouissement très important (environ 4 km) et rapide ; ils sont entrés dans la fenêtre à huile dès le Jurassique supérieur puis dans la fenêtre à gaz dès le Crétacé inférieur. Dans cette zone, l'inversion tectonique du Crétacé moyen se manifeste par un arrêt de la subsidence, ce qui permet de conserver la roche-mère dans la fenêtre à gaz jusqu'à nos jours. Dans la région Alès-Ardèche, le Toarcien est mature et contient du gaz.

- Les Black-shales de l'Autunien du Larzac et du nord de Montpellier (on ne connaît pas d'Autunien dans la région d'Alès-Ardèche) ont connu un enfouissement suffisant pour atteindre la fenêtre à huile (ce que l'on vérifie grâce aux suintements d'huile dans le bassin de Lodève) voire le début de la fenêtre à gaz. Si l'intervalle stratigraphique contenant les Black-shales existe dans les bassins discontinus repérés par sismique réflexion, alors ils ont produit des hydrocarbures.

Difficultés d'estimations des réserves en Gaz de schiste

Des estimations très contrastées

L'US Energy Information Agency a fait des évaluations de ressource en gaz de schiste pour de nombreux pays, et a publié ces résultats dans un rapport [*US-Energy-Information-Administration, 2011*]. Pour la France, cette agence avance les chiffres très importants de 5000 milliards de m³ de gaz récupérable, dont l'essentiel proviendrait du bassin du Sud-Est. Notons que ceci représente 5 milliards de « tonne équivalent pétrole » (tep) et que la consommation nationale de gaz naturel étant actuellement 40 millions de tep, nous aurions donc des réserves en gaz naturel pour de plus de 120 ans. Les industriels des hydrocarbures interrogés sur cette estimations sont nettement moins optimistes [*Leteur trois et al., 2011*].

Il faut conserver un regard critique sur ces chiffres très optimistes publiés par l'US EIA. Selon [*Laherrère, 2011*] l'optimisme des évaluations (notamment aux USA) est à relier au récent changement de définition des « réserves » de des compagnies cotées en bourse ; celles-ci ont intérêt à gonfler leur réserves auprès du *Securities and Exchange Commission* (SEC organisme fédéral américain de réglementation et de contrôle des marchés financiers) afin de rassurer leurs investisseurs.

Comment calculer les réserves ?

L'estimation de la réserve est fonction d'une suite de paramètres relativement simples à formuler, mais dont la détermination est extrêmement difficile et soumise à de grandes incertitudes, ainsi que d'autres termes, beaucoup moins intuitifs et dépendants essentiellement de l'évolution géologique. De manière simplifiée, les réserves correspondent au facteur de : la Concentration en Matière organique par l'Épaisseur de la couche mère par l'Étendue du bassin mature par le Taux de récupération.

En se limitant à ces seuls termes (les plus simples), et compte tenu des intervalles de valeurs mesurées et des incertitudes, les estimations de gaz récupérable varient de 3 ordres de grandeur. Il apparaît notamment que les chiffres avancés par l'US EIA [*US-Energy-Information-Administration, 2011*] constituent la limite supérieure de la fourchette d'estimation.

Examinons les causes et l'amplitude des variations de valeur des principaux paramètres.

- **Le contenu en matière organique** dépend de l'environnement de dépôt du sédiment, et sa préservation ne se fait qu'en conditions réductrices, et avec un enfouissement rapide. Les analyses géochimiques de TOC sur les schistes cartons du Toarcien révèlent des valeurs de 4 à 6% et de 3 à 8% sur les Black-shales de l'Autunien [*Masclé and Vially, 1999*].
- **L'épaisseur de formation « utile »** qui présente des teneurs en matière organique suffisante, est beaucoup plus réduite que l'épaisseur de la formation. Elle se réduit à quelques mètres pour les Schistes cartons du Toarcien, alors que l'intervalle stratigraphique relevé en forages est donné pour un total de plusieurs dizaines de mètres.
- **La surface du bassin** semble facile à déterminer. Cependant, l'évaluation est faite par l'US-EIA, sur la totalité de la superficie du bassin du Sud-Est (48 10³ km²), alors qu'il convient de retrancher près de 10⁴ km² d'affleurement de terrains plus anciens que le Toarcien. De plus, l'extrapolation des paramètres géologiques à l'ensemble du bassin n'est pas une hypothèse pertinente, compte-tenu de la compartimentation importante qui caractérise ce bassin (voir plus-haut). L'idée d'un gisement continu sur l'ensemble du bassin n'est pas réaliste [*Laherrère, 2011*]. Il convient de resserrer la maille d'analyse spatiale à l'échelle du bloc, de taille caractéristique de la dizaine de km, afin d'identifier les « *sweet spot* », une zone restreinte, favorable à l'exploitation.
- **Le taux de récupération** est certainement le paramètre le plus incertain. Toute la matière organique existante dans la formation peut se transformer en HC, correspondant au « gaz en place », cependant il n'est possible d'en extraire qu'une petite proportion, dépendante des caractéristiques pétrophysiques des roches contenant l'hydrocarbure. Dans le cas des HC conventionnels, la grande expérience acquise empiriquement grâce aux très nombreux forages dans les roches réservoirs, permet des approximations en se référant à la pétrophysique du réservoir. Pour les HC de roche-mère, il n'existe pas encore une telle expérience ; les valeurs publiées dans les cas de production de gaz de schiste aux USA révèlent des valeurs <10% jusqu'à des valeurs > 50% [*Ground-Water-Protection-Council and ALL-Consulting, 2009*]. Le déficit important de connaissances (sédimentologique, lithologique, pétrophysique, rhéologique...) des roches pélitiques et argileuses, par rapport aux autres types de roches (grès, carbonates) qui constituent des réservoirs, est un obstacle certain et un axe de recherche à privilégier [*Loucks et al., 2009 ; Slatt and Abousleiman, 2011*].

En définitive, compte-tenu des incertitudes et des approximations sur la valeur des paramètres mis en jeu, les estimations de réserve de gaz de schiste dans le Bassin du Sud-Est varient de 3 ordres de grandeur. **La question primordiale de l'existence de ressource n'est pas résolue.**

Données géologiques disponibles pour le bassin du Sud-Est

Les modélisations de systèmes pétroliers, l'identification des gisements et les estimations de réserves dépendent en premier lieu des données géologiques disponibles pour la zone d'exploration. Concernant le Bassin du Sud-Est, les données appartiennent aux groupes suivants :

- ➔ Données issues de l'exploration pétrolière des années 50' aux années 90' [Héritier, 1994]. Il s'agit d'acquisition sismique réflexion 2D et de forages d'exploration, dont tous se sont révélés secs. Les mesures en forages sont anciennes et incomplètes ; seulement quelques carottes furent prélevées, surtout dans les intervalles réservoirs, pas dans les niveaux riches en argile). Le plus grand nombre de forages pétroliers (27) sur un même permis (Montélimar) correspond à seulement 6 forages par 1000 km² (soit 6 fois moins dense que la *moyenne* au USA !). La distribution des données pétrolières est extrêmement contrastée : il n'existe aucun forage ni aucune ligne de sismique réflexion sur les Grands Causses (permis Nant) (voir Figure 3).

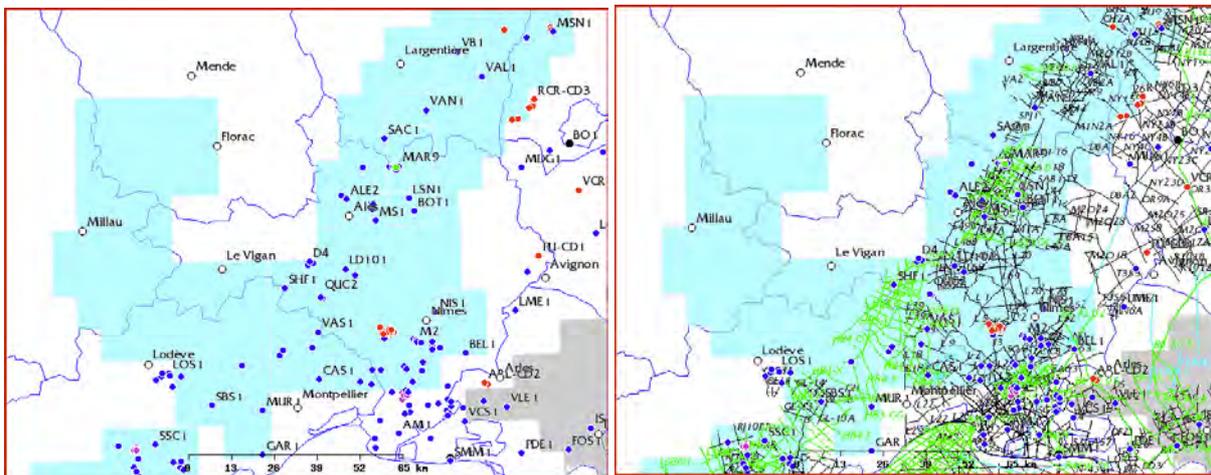


Figure 3 : à gauche : Forages pétroliers réalisés lors d'explorations antérieures dans la zone des permis de gaz de schiste (zones bleue). À droite : lignes sismiques acquises avant 1970 (noir), avant 1980 (bleu), avant 1990 (vert) ; document BEPH.

- ➔ La synthèse géologique régionale du Bassin du Sud-Est [Debrand-Passard and Courbouleix, 1984] constitue le seul ouvrage de référence, à l'échelle du bassin. Il s'agit d'une compilation et synthèse de données, acquises avant que la sismique réflexion, qui donne la géométrie en profondeur des bassins, ne soit mise à disposition de la communauté scientifique. De plus, l'acquisition et l'interprétation des données stratigraphiques et sédimentologiques est antérieures à l'émergence des concepts de stratigraphie séquentielle qui a révolutionné la géologie sédimentaire à la fin des années 80'.
- ➔ La géologie de surface est bien connue grâce à la Carte de France au 1/50 000^e du BRGM. Les levés datent des années 60' à 80', et les derniers levés datent des années 90'.

- ➔ Le Programme académique national « GPF Ardèche » (Géologie Profonde de la France) réalisé dans les années 90' a permis l'acquisition de sismique réflexion, de forages avec échantillonnage réguliers et entièrement diagraphiés. Les données ont été analysées et ont donné lieu à des modélisations de bassin (stratigraphique, cinématique, thermique, interaction fluide-roche) [Bonijoly et al., 1996]. Il s'agit de l'étude académique intégrée, exemplaire, la plus récente effectuée dans le Bassin du Sud-Est.
- ➔ Le programme d'étude en vue du stockage souterrain de déchets radioactifs de Marcoule (Gard Rhodanien), réalisé par l'ANDRA, également dans les années 90' a donné lieu à acquisition de sismique réflexion, de forages carottés et d'analyses complètes [ANDRA, 1997]. L'objectif étant dans les séries de l'Albien (Crétacé moyen), et étant situé dans une partie très subsidente du bassin du Sud-Est, les structures profondes et l'histoire ancienne (notamment Toarcien) n'a pas été abordée par ce programme.
- ➔ Retraitements d'ancienne sismique pétrolière régionale par différents organismes (ANDRA, CEA, BRGM, Collège de France,...) pour des objectifs divers et souvent très localisés. Il s'agit de réinterprétations modernes de données anciennes mentionnées plus haut.
- ➔ Les programmes universitaires sont encore très actifs dans le bassin du Sud-Est: Ils permettent l'acquisition de données de surface et de proche surface (<< 1km de profondeur) par des méthodes de géologie de terrain, de géophysique de subsurface, d'hydrogéologie, de sismotectonique, de géochimie,...

Il s'agit donc de données anciennes (les plus récentes ont été acquises il y a plus de 20 ans). Elles sont mal distribuées (pas un seul profil de sismique réflexion, ni aucun forage profond dans les Grands Causses). Elles sont superficielles et leur densité décroît exponentiellement avec la profondeur. La résolution spatiale des données intéressantes au moins 1 km de profondeur est supérieure à 10 km.

Il est aisé de concevoir la difficulté à obtenir une évaluation pertinente de la ressource en gaz de schiste – et a fortiori de la réserve – dans le Bassin du Sud Est.

Et s'il y avait exploitation des gaz de schistes dans le SE de la France...

Si la France décidait de changer la loi et si l'exploration révélait l'existence de gisements de gaz de schiste dans le Bassin du Sud-Est, alors les connaissances géologiques seraient également nécessaires pour aider à améliorer le taux de récupération et pour minimiser les risques de l'exploitation pour l'environnement. La **prise en compte des spécificités géologiques du sud de la France** serait absolument nécessaire pour adapter les solutions mises au point grâce aux expériences américaines.

Un bassin très déformé

Le Bassin du Sud-Est est très compartimenté par des failles. Les blocs ont des dimensions caractéristiques <10km et sont séparés par des failles de rejet important de 0,1 à 1km. On a vu que les systèmes pétroliers sont très variables selon les sous-bassins. De tels systèmes pétroliers contrastés empêchent les extrapolations sur de grandes surfaces. Ceci diffère des exemples Nord Américains essentiellement situés dans de vastes bassins d'avant-pays, de dimension caractéristique de la centaine de km [*Ground-Water-Protection-Council and ALL-Consulting, 2009*].

La déformation observée aujourd'hui résulte de la superposition de phases tectoniques, notamment, celles survenues postérieurement au dépôt de la roches-mère du Toarcien :

- Phase de déformation Crétacé moyen correspondant à l'arrêt de l'enfouissement ou au début de la remontée des séries [*Séranne et al., 2002*] (voir Figure 2).
- Phase de compression Pyrénéenne (Crétacé terminal- Eocène) formant des structures chevauchantes et plissées orientées EW [*Arthaud and Laurent, 1995*].
- Phase de rifting du Golfe du Lion (Oligocène- Miocène inf.) initiant ou réactivant des failles normales orientées NE-SW [*Séranne, 1999*].
- Déformation continue liée à la tectonique gravitaire de la partie orientale du bassin du Sud-Est [*Le Pichon et al., 2010*].

Il en résulte un réseau dense de failles héritées, dont on ne sait de manière déterministe s'il s'agit de drains ou de barrières à la circulation des fluides dans les formations géologiques. Certaines zones de failles sont connues pour permettre des circulations de fluides profonds et peuvent donc agir comme drain pour la circulation d'autres fluides. Cette question porte sur le risque de transfert de contaminants (méthane ou liquides de fracturation hydraulique) à partir des forages qui pourraient traverser une faille.

On peut citer comme exemple de faille-drain :

- la faille de Nîmes et la circulation de CO₂ d'origine profonde à l'origine de la Source Perrier à Vergèze (Gard) ;
- le réseau de failles (mal connu) amenant les eaux thermales de la station de Balaruc (Hérault) [*Aquilina et al., 2002*] ;
- venues de fluides issus du socle, démontrées par traceurs géochimiques, le long de la faille des Matelles dans l'Hérault [*Caetano Bicalho, 2010*].

Les karsts

Les séries sédimentaires Mésozoïques du bassin du Sud-est (au moins sur ses parties occidentale et méridionale) sont dominées par les **formations carbonatées** [*Beaudrimont and Dubois, 1977*] susceptibles d'être karstifiées (dissolution des carbonates par l'eau météorique circulant dans le volume rocheux [*Bakalowicz, 2003*]). Cette caractéristique géologique diffère des bassins à gaz de schiste américains, dominés par les séries grésopélitiques. Les karsts sont actuellement actifs dans les 300 premiers mètres à partir de la surface. Le système d'aquifère karstique constitue une des réserves majeures d'eau potable dans le Sud-Est de la France.

Il existe également des karsts anciens ou paléokarsts qui se sont formés lors d'épisodes anciens d'exposition des séries carbonatées à la surface (Crétacé moyen : le « karst des bauxites » ; Paléocène ; Miocène inférieur et Messinien). Parmi ces épisodes de

karstification, le karst Messinien créé par l'assèchement de la Méditerranée, il y a 5 millions d'années, a induit un approfondissement des réseaux d'écoulements karstiques afin qu'ils s'accordent au nouveau niveau de base, rabattu de 1500m. Lors de l'enneigement brutal de la Méditerranée qui a suivi, ce réseau profond a été préservé [Audra et al., 2004]. Il constitue donc un réseau supplémentaire de transfert de contaminants dont il faut déterminer la position par rapport aux couches exploitées et aux forages. L'épaisseur de la tranche de terrains affectés par la karstification du Messinien augmente vers l'aval, car fixée sur le profil d'écoulement des réseaux hydrographiques lors de l'assèchement Messinien. Situé en surface vers la bordure occidentale du bassin, le niveau de base Messinien s'approfondit vers la côte (jusqu'à -1000 m sous l'embouchure du Rhône [Clauzon, 1982]).

Comme la karstification affecte la tranche supérieure de terrain, elle induit une vulnérabilité importante aux contaminations par la surface (pollutions par déversement). La transmissibilité des terrains karstiques est plusieurs ordres de grandeurs plus importante que les terrains poreux. En cas d'accident, les temps de réactions sont très courts (de l'ordre de l'heure) avant que la contamination soit effective.

Champs de contrainte et déformations actuelles dans le Bassin du SE

L'exploitation des gaz de schistes aux USA est réalisée avec utilisation de la fracturation hydraulique qui a pour but de générer artificiellement une porosité de fracture dans la couche de roche-mère. La fracturation se produit dans un volume de quelques dizaines à centaines de mètres d'extension autour du forage horizontal et de l'épaisseur de la couche-cible [Zoback et al., 2010] ; les fissures se disposent parallèlement à la direction de la contrainte principale [Rutledge et al., 2004].

Afin de prédire l'orientation des fractures générées et s'assurer qu'elles ne peuvent pas intercepter des failles drainantes situées dans le voisinage, et ainsi occasionner une contamination par les liquides de fracturation, il convient de connaître l'orientation du champ de contrainte actuel. Les mesures GPS dans les Alpes et Bassin du Sud-Est oriental révèlent un champ de déformation complexe, juxtaposant des zones d'extension et de compression [Delacou et al., 2008]. Pour la zone occidentale du bassin, les mesures GPS révèlent des vitesses de déplacement trop faibles pour générer des modèles de champs de déformations exploitables. Ceci est en accord avec l'absence d'évidences de déformation actuelle ou récente dans cette partie du bassin. Il semble en effet que la déformation active ou récente se cantonne à l'est de la faille de Nîmes [Le Pichon et al., 2010]. Dans la zone des permis d'exploration de gaz de schiste, il semble difficile de prédire l'orientation de fissures générées.

Conclusions – recommandations

Les questions géologiques constituent la première étape dans la chaîne d'exploration des gaz de schiste et il est nécessaire d'y répondre avant de passer aux étapes suivantes. La question primordiale est: « existe-t-il une ressource ? ». Dans la négative, tout le reste du processus devient caduc.

Les données géologiques sur le Bassin du Sud-Est sont anciennes, (> 20 ans pour les plus récentes), très mal distribuées selon les sous-bassins, rares en profondeur. Leur résolution spatiale est insuffisante pour établir des modèles de bassin et de systèmes pétroliers bien contraints.

La présence de ressources en gaz de schiste dans Sud de France est non-consolidée. Les estimations de réserves y sont extrêmement variables, du fait de l'insuffisance de données géologiques, notamment sur architecture profonde du bassin. Les estimations de réserves très optimistes de l'US-EIA sont extrapolées selon des modèles géologiques nord-américains peu pertinents pour le Bassin du Sud-Est, qui se trouve très compartimenté en blocs du fait de la superposition d'au moins 4 phases de déformations tectoniques de directions différentes.

La connaissance géologique du sous-sol diminue exponentiellement avec la profondeur. Dans le Bassin du Sud-Est, au delà de 1 km de profondeur, elle a une résolution insuffisante (> 10 km dans les meilleures situations) pour lancer l'exploitation des hydrocarbures. Cette dernière ne peut s'envisager sans l'acquisition de nouvelles données, dont imagerie du sous-sol, échantillonnage et mesures in-situ des propriétés : géochimique, pétrophysique, et rhéologique des intervalles stratigraphiques visés.

Lors de phases d'exploitations potentielles (fortement improbables dans un futur proche), la problématique géologique serait également centrale, tant pour améliorer le taux de récupération que pour assurer l'innocuité des procédés d'extraction pour l'environnement. Le contrôle des réseaux de transmission de fluides dans les zones de forage est une nécessité absolue. Pour cela, l'effort doit porter sur la distribution spatiale des failles, ainsi que leur propriété drainante ou non. Sur la bordure occidentale du Bassin du Sud-Est, une attention particulière doit être donnée aux karsts qui représentent : 1) un aquifère essentiel pour l'alimentation en eau potable, et 2) un réseau drainant qui augmente radicalement la transmissibilité des séries sédimentaires en cas de contamination en profondeur (autour du forage) ou en surface en cas de déversement accidentel.

L'acquisition de nouvelles données géologiques s'avère nécessaire pour améliorer la connaissance du sous-sol du territoire. On cite notamment l'imagerie sismique et l'échantillonnage et les mesures in-situ (forages). L'acquisition de ce type de données requiert des investissements considérables qui ont jusqu'à présent été assumés par les compagnies pétrolières et accessoirement par les grandes agences de l'Etat (ANDRA, CEA), lors d'anciennes campagnes. Dans l'état actuel, un financement de type académique sur fonds publics semble exclu.

Ces données aideraient à apporter des réponses aux problématiques de ressources naturelles (minérales, énergie fossile, eau), de géothermie, de stockage (CO₂, déchets).

Bibliographie

- ANDRA (1997), *Journées Scientifiques Gard - Bagnols/Cèze*, Atlas des posters, Livre des résumés ANDRA-CNRS.
- Aquilina, L., B. Ladouche, N. Doerfliger, J. L. Seidel, M. Bakalowicz, C. Dupuy, and P. Le Strat (2002), Origin, evolution and residence time of saline thermal fluids (Balaruc springs, southern France): implications for fluid transfer across the continental shelf, *Chemical Geology*, 192, 1-21.
- Arthaud, F., and P. Laurent (1995), Contraintes, déformation et déplacement dans l'avant-pays Nord-pyrénéen du Languedoc méditerranéen, *Geodynamica Acta*, 8, 142-157.
- Audra, P., L. Mocochain, H. Camus, E. Gilli, G. Clauzon, and J.-Y. Bigot (2004), The effect of the Messinian deep-stage on karst development around the Mediterranean Sea. Examples from southern France, *Geodin. Acta*, 17(6), 389-400.
- Bakalowicz, M. (2003), Karst et érosion karstique, in *Planet-Terre.ENS-Lyon*, edited. <http://planet-terre.ens-lyon.fr/planetterre/XML/db/planetterre/metadata/LOM-erosion-karstique.xml>
- Baudin, F., N. Tribovillard, and J. Trichet (2007), *Géologie de la matière organique*, 263 pp., Société Géologique de France / Vuibert.
- Beaudrimont, A. F., and P. Dubois (1977), Un bassin mésogéen du domaine péri-Alpin: le sud-est de la France, *Bull. Centres Rech. Explor.-Prod. Elf Aquitaine*, 1(1), 261-308.
- Benedicto, A. (1996), Modèles tectono-sédimentaires de bassins en extension et style structural de la marge passive du Golfe du Lion (SE France), Doctorat thesis, 242 pp, Univ. Montpellier 2.
- Biteau, J.-J., A. L. Marrec, M. L. Vot, and J.-M. Masset (2008), The Aquitaine Basin, *Petroleum Geoscience*, 12(3), 247-273; DOI: 210.1144/1354-079305-079674.
- Bonijoly, D., J. F. Sureau, and S. M. (Eds.) (1996), *GPF Ardèche : a scientific drilling programme for fluid-rock interaction studies along an extensional palaeo-margin*.
- Caetano Bicalho, C. (2010), Hydrochemical characterization of transfers in karst aquifers by natural and anthropogenic tracers. Example of a Mediterranean karst system, the Lez karst aquifer (Southern France), Doctorat thesis, 133 pp, AgroParisTech.
- Chantraine, J., et al. (1996), Carte Géologique de la France à l'échelle du millionième - 6eme édition, BRGM, Orléans.
- Chungkham, P. (2009), Paris Basin offers opportunities for unconventional hydrocarbon resources, *First Break*, 27(January), 45-52.
- Clauzon, G. (1982), Le canyon messinien du Rhône : une preuve décisive du "dessicated deep-basin model" (Hsü, Cita et Ryan, 1973), *Bull. Soc. Geol. Fr.*, 24(3), 597-610.
- Curnelle , R., and P. Dubois (1986), Evolution mésozoïque des grands bassins sédimentaires français; bassin de Paris, d'Aquitaine et du Sud-Est, *Bull. Soc. Geol. Fr.*, 8, 526-546.
- Davis, R., and V. Rao (2012), Survey of Energy Resources: Shale Gas – What's NewRep., 16 pp, World Energy Council.
- Debrand-Passard, S., and S. Courbouleix (1984), *Synthèse géologique du Sud-Est de la France - Stratigraphie et paléogéographie*, 615 pp., BRGM, Orléans, France.

- Delacou, B., C. Sue, J.-M. Nocquet, J.-D. Champagnac, C. Allanic, and B. Martin (2008), Quantification of strain rate in the Western Alps using geodesy: comparisons with seismotectonics, *Swiss Journal of Geosciences*, 101, 377-385, DOI 310.1007/s00015-00008-01271-00013.
- Djarar, L., H. Wang, M. Guiraud, J. Clermonte, L. Courel, M. Dumain, and J. Laversanne (1996), Le bassin stephanien des Cevennes (Massif Central); un exemple de relation entre sedimentation et tectonique extensive tardi-orogenique dans la chaine varisque, *Geodin. Acta*, 9(5), 193-221.
- Ground-Water-Protection-Council, and ALL-Consulting (2009), Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer *Rep.*, 116 pp, U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy.
- Guillocheau, F., et al. (2000), Meso-Cenozoic geodynamic evolution of the Paris Basin: 3D stratigraphic constraints, *Geodin. Acta*, 13(189-245).
- Héritier, F. (1994), A history of petroleum exploration in France, in *Hydrocarbon and petroleum geology of France*, edited by A. Mascle, pp. 29-49, Springer-Verlag.
- Laherrère, J. (2011), Réserves et ressources des shale oil & shale gas, paper presented at Xe anniversaire du Forum Energie et géopolitique, Nice, 1-3 décembre 2011.
- Le Pichon, X., C. Rangin, Y. Hamon, N. Loget, J. Y. Lin, L. Andreani, and N. Flotte (2010), Geodynamics of the France Southeast Basin, *Bull. Soc. Geol. Fr.*, 181(6), 477-501, 410.2113/gssgfbull.2181.2116.2477.
- Leteurtris, J.-P., J.-L. Durville, D. Pillet, and J.-C. Gazeau (2011), Les hydrocarbures de roche-mère en France - Rapport provisoire *Rep.*, 56 pp, Conseil Général de l'industrie de l'énergie et des technologies - Conseil général de l'environnement et du développement durable.
- Lopez, M., and J. P. Petit (2004), Traps and Top Seals in the Lodève Permian Basin, South of France, *TOTAL, GSR/FIT/Formation Géologie Rep.*, TOTAL, GSR/FIT/Formation Géologie.
- Loucks, R. G., R. M. Reed, S. C. Ruppel, and D. M. Jarvie (2009), Morphology, Genesis, and Distribution of Nanometer-Scale Pores in Siliceous Mudstones of the Mississippian Barnett Shale, *J. Sed. Res.*, 79, 848-861, doi: 810.2110/jsr.2009.2092
- Mascle, A., and R. Vially (1999), The petroleum systems of the South-East Basin and Gulf of Lions (France), in *The Mediterranean Basins : Tertiary extension within the Alpine Orogen*, edited by B. Durand, L. Jolivet, F. Horváth and M. Séranne, The Geological Society, London.
- Osborn, S., A. Vengosh, N. R. Warner, and R. B. Jackson (2011), Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing, *PNAS*, <http://www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1100682108>.
- Pagel, M., J.-J. Braun, J. R. Disnar, L. Martinez, C. Renac, and G. Vasseur (1997), Thermal history constraints from organic matter, clay minerals, fluid inclusions and apatite fissiontrack studies at the Ardèche paleo-margin (Ba1 drill hole, GPF Program, France), *J. Sed. Res.*, 67(1), 235-245.
- Peyaud, J. B., J. Barbarand, A. Carter, and M. Pagel (2005), Mid-Cretaceous uplift and erosion on the northern margin of the Ligurian Tethys deduced from thermal history reconstruction, *Int. J. Earth Sciences*, 94(3), 462-474.
- Rutledge, J. T., W. S. Phillips, and M. J. Mayerhofer (2004), Faulting Induced by Forced Fluid Injection and Fluid Flow Forced by Faulting: An Interpretation of Hydraulic-Fracture Microseismicity, Carthage Cotton Valley Gas Field, Texas, *Bulletin of the Seismological Society of America*, 9(5), 1817-1830.

- Sanchis, E., and M. Séranne (2000), Structural style and tectonic evolution of a polyphase extensional basin of the Gulf of Lion passive margin: the Tertiary Alès Basin, southern France, *Tectonophysics*, 322, 243-264.
- Schneider, F., and S. Wolf (2000), Quantitative HC potential evaluation using 3D basin modelling: application to Franklin structure, Central Graben, North Sea, UK, *Mar. & Petrol. Geol.*, 17(7), 841-856.
- Séguret, M., A. Benedicto, and M. Séranne (1997), Structure profonde du Gard Rhodanien, Apport du retraitement et de la réinterprétation de données sismique régionales, paper presented at Journées Scientifiques ANDRA, ANDRA / CNRS, Bagnols sur Cèze.
- Selley, R. C. (2005), UK shale-gas resources, in *Petroleum Geology Conference series 2005*, edited, pp. 707-714, doi:710.1144/0060707, The Geological Society, London.
- Séranne, M. (1999), The Gulf of Lion continental margin (NW Mediterranean) revisited by IBS: an overview, in *The Mediterranean Basins : Tertiary extension within the Alpine Orogen*, edited by B. Durand, L. Jolivet, F. Horváth and M. Séranne, pp. 15-36, The Geological Society, London.
- Séranne, M., H. Camus, F. Lucazeau, J. Barbarand, and Y. Quinif (2002), Surrection et érosion polyphasées de la bordure cévenole - Un exemple de morphogenèse lente, *Bull. Soc. Geol. Fr.*, 173(2), 97-112.
- Slatt, R. M., and Y. Abousleiman (2011), Merging sequence stratigraphy and geomechanics for unconventional gas shales, *The Leading Edge*, 30(3), 274-282, 210.1190/1191.3567258.
- US-Energy-Information-Administration (2011), World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States *Rep.*, 365 pp, US-EIA. <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>
- Vernay, P. (1983), Influence des structures antérieures au Permien sur les évènements tectoniques et sédimentaires post-Hercyniens - Contribution à la localisation des bassins Permien cachés sous la couverture Mésozoïque du Languedoc, *unpublished report Rep. R.G 143*, Université Montpellier 2 - Total CFP.
- Wang, H. (1991), Dynamique sédimentaire structuration et houillification dans le bassin houiller stéphanien des Cévennes., Doctorat thesis, 266 pp, Bourgogne, Dijon.
- Zoback, M., S. Kitasei, and B. Copithorne (2010), Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development *Rep.*, 19 pp, Worldwatch Institute.

Risques potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en Ile-de-France

Rapport du Conseil scientifique régional d'Ile-de-France

Mars 2012

ANNEXE 3

**Risques de l'exploitation des gaz de schistes pour la
ressource en eau :
Exemple du Sud-Est de la France**

Françoise Elbaz-Poulichet, Séverin Pistre

*Laboratoire Hydrosociences, UMR CNRS, IRD, OSU-
OREME, Université Montpellier 1 et 2*

Michel Séranne, Roger Soliva
*Géosciences Montpellier – CNRS / Université
Montpellier 2*

Risques de l'exploitation des gaz de schistes pour la ressource en eau-Exemple du Sud-Est de la France

Françoise Elbaz-Poulichet⁽¹⁾, Séverin Pistre⁽¹⁾, Michel Séranne⁽²⁾, Roger Soliva⁽²⁾

⁽¹⁾ Laboratoire Hydrosociences, UMR CNRS, IRD, OSU-OREME, Université Montpellier 1&2, Place Eugène Bataillon, 34095 Montpellier cedex 5

⁽²⁾ Laboratoire Géosciences, UMR CNRS, OSU-OREME, Université Montpellier 2, Place Eugène Bataillon, 34095 Montpellier cedex 5

Résumé

Une revue des risques liés à l'exploitation des gaz de schistes pour la ressource en eau et un recensement des impacts publiés dans la littérature scientifique ou dans des rapports administratifs aux USA, ont été réalisés. L'étude fait apparaître la possibilité de pollutions accidentelles des eaux de surface en liaison avec une mauvaise gestion des fluides remontants (fluides d'hydrofracturation et fluides résidents). La contamination de forages d'eau potable par du méthane profond et des fluides d'hydrofracturation est également identifiée en liaison avec des défauts de casing ou, même si l'hypothèse est toujours très controversée, en liaison avec une hydrofracturation mal maîtrisée. Les risques pour la ressource en eau existent non seulement pendant les phases de forage et d'exploitation mais également après. L'exploitation des gaz de schistes nécessitera une gestion sur le long terme comme les activités minières mais sur des surfaces plus importantes. Dans les zones complexes d'un point de vue hydrogéologiques et géologiques, l'exploitation des gaz et huiles de schistes fait peser des risques importants sur la ressource en eau. En Ile de France, le contexte naturel est plus simple, néanmoins les risques de pollution de la ressource en eau existent et doivent être très précisément évalués.

1. Introduction

Les technologies combinant le forage horizontal et la fracturation hydraulique ont rendu possible la récupération des gaz de roche mère appelés communément gaz de schistes. Les premières expériences ont été conduites au Texas, dans les années 1970 pour un début de production en 2007-2008 au Texas, dans l'Arkansas, en Pennsylvanie et en Louisiane [1]. La multiplication du nombre de forages gaziers aux USA, de quelques uns en 2007 à plusieurs

milliers par an en 2010, a été rapide et très vite, les impacts des techniques utilisées sur l'environnement et la ressource en eau ont suscité de vives inquiétudes et des controverses [2]. Les principales craintes concernaient non seulement les émissions gazeuses mais aussi les risques potentiels de pollution des eaux par les opérations de forage et la fracturation hydraulique des roches contenant le gaz de schiste. Cette fracturation utilise en effet beaucoup d'eau et de nombreux additifs chimiques. Le film Gasland de Josh Fox où était montré de l'eau s'enflammant au robinet en liaison avec la présence de gaz dans la ressource en eau potable, a suscité une très vive émotion dans le grand public non seulement au Etats-Unis mais ailleurs dont le monde particulièrement en France.

Loin du contexte émotionnel de ce film, l'objectif de ce rapport est d'effectuer une revue des risques de l'exploitation des gaz de schistes sur les ressources en eau et des impacts observés en se basant sur des articles parus dans des publications scientifiques, indexées dans l'ISI Web of Knowledge (T. Reuters) et accessoirement sur des rapports de l'Agence Américaine pour la Protection de l'Environnement (US EPA) ou sur d'autres rapports administratifs. Les technologies pour une exploitation économiquement rentable des gaz de schistes sont récentes, ces publications scientifiques ne sont apparues qu'à partir de 2010. Depuis, leur nombre s'accroît exponentiellement. Elles s'appuient uniquement sur l'expérience Nord Américaine.

La deuxième partie de cette étude présente les risques de l'exploitation des gaz de schistes sur la ressource en eau dans un contexte hydrogéologique complexe comme celui du Sud-Est de la France où ont été délivrés de nombreux permis d'exploration.

2. Les risques pour la ressource

2.1. Les différents types de risques

Afin de permettre une meilleure gestion des risques liés à l'exploitation des gaz de schistes pour la ressource en eau Rahm and Riha [3] ont proposé de les classer en deux catégories et de distinguer les risques liés à des événements déterministes (événements certains et pouvant être planifiés) et ceux liés à des événements probabilistes (accidentels et incertains en un site et moment donné). Ces principaux événements sont résumés dans le Tableau 1.

Types d'évènement	
Déterministes	Probabilistes
-Prélèvements importants d'eau (surface et souterrain)	-Pollutions/fuites durant le transport, le stockage et la manipulation de produits chimiques et déchets
-Traitement des fluides remontants et gestion des déchets	-Crues -Défaut d'étanchéité (de casing) des puits et fracturation hydraulique mal contrôlée

Tableau 1 : Evènements associés au développement de l'exploitation des ressources gazières du gisement de Marcellus et leurs impacts potentiels sur la ressource en eau d'après Rahm et Riha [3]

Les événements déterministes sont principalement liés aux activités de surface. Rahm et Riha [3] considèrent que les risques liés à ces événements peuvent être minimisés par une gestion adaptée, prenant en compte l'ensemble de la ressource et l'ensemble des forages prévus sur un bassin donné et par une régulation adéquate ainsi que des contrôles permettant de s'assurer du bon respect de celle-ci.

Les évènements probabilistes sont des accidents. Même s'ils sont incertains sur un site donné, leur survenue est certaine si l'on considère l'ensemble des exploitations gazières mais il est impossible de savoir où et quand il se produiront et de prévoir l'importance de leurs conséquences. La probabilité d'occurrence de tels évènements peut néanmoins être minimisée (ce point est fortement dépendant du contexte géologique et hydrogéologique) par de bonnes pratiques. Cependant, selon Durand (ce rapport), l'apparition de défauts de casing serait inéluctable sur le long terme en raison de la perméabilité et de l'altération des bétons utilisés pour la cimentation des puits notamment. De plus seule une faible partie du méthane naturellement présent dans les formations est remonté lors de l'exploitation et d'après Durand (ce rapport) une augmentation de la pression de gaz après la fermeture des puits pourrait se produire qui accentuerait encore les fuites. Dans ce cas, les risques liés à ce type d'évènements non seulement persisteraient mais augmenteraient après la phase d'exploitation.

2.2 Les risques liés aux prélèvements d'eau et à la gestion et au traitement des fluides remontants

Le forage et surtout la fracturation hydraulique nécessitent de grands volumes d'eau (entre 10 000 et 20 000 m³) par forage. La possibilité que de tels prélèvements induisent des impacts écologiques importants et des conflits d'usage a soulevé des inquiétudes dans le bassin de la Delaware aux USA, un bassin dont 36% de la surface du sous sol est occupée par le gisement gazier de Marcellus et qui abrite une population de 5 millions d'habitants [4].

Outre l'utilisation de gros volumes d'eau, la fracturation hydraulique nécessite l'injection d'additifs chimiques entre 100 et 200 m³ par fracturation. Ces additifs chimiques sont des antimicrobiens, des inhibiteurs de dépôt, des acides et des lubrifiants. 10 à 70% des fluides injectés remontent en surface par le forage dans les jours ou les semaines qui suivent la

fracturation ; 30 à 90% des fluides restent dans les formations géologiques, où ils interagissent sur le long terme. Outre les additifs chimiques injectés dont certains pourraient être extrêmement toxiques [5], les fluides remontants contiennent des composés chimiques naturellement présents dans les eaux résidentes et les formations profondes. Ils présentent généralement de fortes concentrations en solides totaux dissous (TDS) (jusqu'à 345g/l). Les constituants les plus fréquents de ces TDS sont les phosphates, les nitrates le sodium, le potassium, les sulfates, les chlorures (jusqu'à 200g/l), le barium et les métaux (cuivre, cadmium,...). Certains de ces constituants inhibent les procédés de traitements des eaux utilisés dans les stations de traitements et d'épuration (STEP) urbaines [6]. En plus des composés stables, les fluides remontants sont susceptibles de contenir des radioéléments naturels de la famille de l'Uranium et du Thorium. C'est le cas sur le champ de Marcellus aux USA où sur un certain nombre de sites, ont été signalées des eaux usées présentant des activités en ^{226}Ra , 267 fois supérieures aux valeurs maximales admises pour un stockage dans des bassins non spécialement dédiés aux produits radioactifs [4].

La gestion inappropriée des fluides remontants est à l'origine de plusieurs cas de pollution des eaux de surface aux USA. Par exemple, des déversements de fluides improprement traités sont suspectés d'avoir été à l'origine de fortes concentrations en TDS dans la rivière Monongahela (Pennsylvanie), privant 325 000 habitants d'eau potable (PADEP, 2009, cité par Kargbo et al. [4]). Par ailleurs, la présence de composés d'hydrofracturation en liaison avec des rejets de STEP à des niveaux présentant des risques pour la santé humaine a été signalée dans le bassin de la rivière Blacklist (Pennsylvanie) [7].

D'après Alley et al. [8], seul un quart des effluents produits par l'extraction des ressources non conventionnelles ne pose pas de problème de réutilisation. Le reste doit être traité et suivant leur concentration en TDS, ces effluents produisent de grandes quantités de déchets

plus ou moins toxiques que le traitement soit réalisé dans des STEP industrielles, dans des stations mobiles de traitement ou simplement laissé à évaporer dans des bassins. Dans certains états américains et sur certains sites la réinjection en profondeur de ces fluides est pratiquée.

2.3 Les risques liés au défaut de « casing » et à la fracturation hydraulique

Les défauts de casing ou d'étanchéité des puits de forage ne sont pas spécifiques à l'exploitation des gaz de schistes. Ils peuvent être à l'origine de la pollution de la ressource en eau superficielle, celle qui est utilisée pour l'adduction d'eau potable (AEP). La fracturation hydraulique mal maîtrisée (Durand, ce rapport) pourrait aussi provoquer la pollution de forages d'AEP.

Osborn et al. [9] ont mis en évidence de fortes concentrations en méthane (concentration moyenne : 19,2 mg/l et maximum : 64 mg/l) dans les forages d'AEP situés à moins de 1 km de zones actives d'extraction de gaz de schistes dans les champs gaziers de Marcellus et d'Utica. De telles concentrations sont potentiellement explosives. L'étude a montré d'autre part que dans ces puits les signatures isotopiques du carbone ($\delta^{13}\text{C}$) du méthane étaient similaires à celles du méthane thermogénique (gaz de schiste). En comparaison, les forages d'AEP situés à plus de 1 km de zones actives d'extraction présentaient des concentrations en méthane significativement plus faibles (1 mg/l) avec une signature proche de celle d'un méthane biogénique, c'est à dire formé par méthanogénèse, processus microbiologiquement assisté de dégradation de la matière organique qui produit le gaz de décharge ou de marais. Selon Osborn et al. [9], un défaut de casing est l'hypothèse la plus probable pour expliquer cette pollution en méthane. Néanmoins, ces auteurs n'excluent pas la possibilité que la fracturation hydraulique puisse générer de nouvelles fractures ou en élargir au dessus de la formation ciblée pour l'exploitation des gaz de schistes et donc accroître la connectivité dans le système. Cette publication a été très controversée

en particulier sur l'hypothèse d'une pollution générée par la fracturation hydraulique. Les réponses aux nombreux commentaires qui ont été faits, peuvent être trouvées dans Jackson et al. [10]. Très récemment cependant, l'US EPA a suggéré que la pollution d'eau souterraine profonde près de Pavillion dans le Wyoming était liée à une fracturation hydraulique mal contrôlée [11].

1. Risques dans le Sud-Est de la France de l'exploitation des gaz de schistes

L'exploitation des gaz de schiste dans le Sud-Est de la France présente un risque particulièrement important pour la ressource en eau en raison de conditions hydrogéologiques, géologiques et climatiques particulières.

Dans cette région, en particulier dans les zones où ont été délivrés les permis d'exploration, les aquifères karstiques constituent une ressource majeure en eau (Fig.1). Il est important de souligner que cette ressource a été identifiée par l'Agence de l'Eau [12] comme présentant un fort intérêt stratégique pour les besoins actuels ou futures (Fig.1).

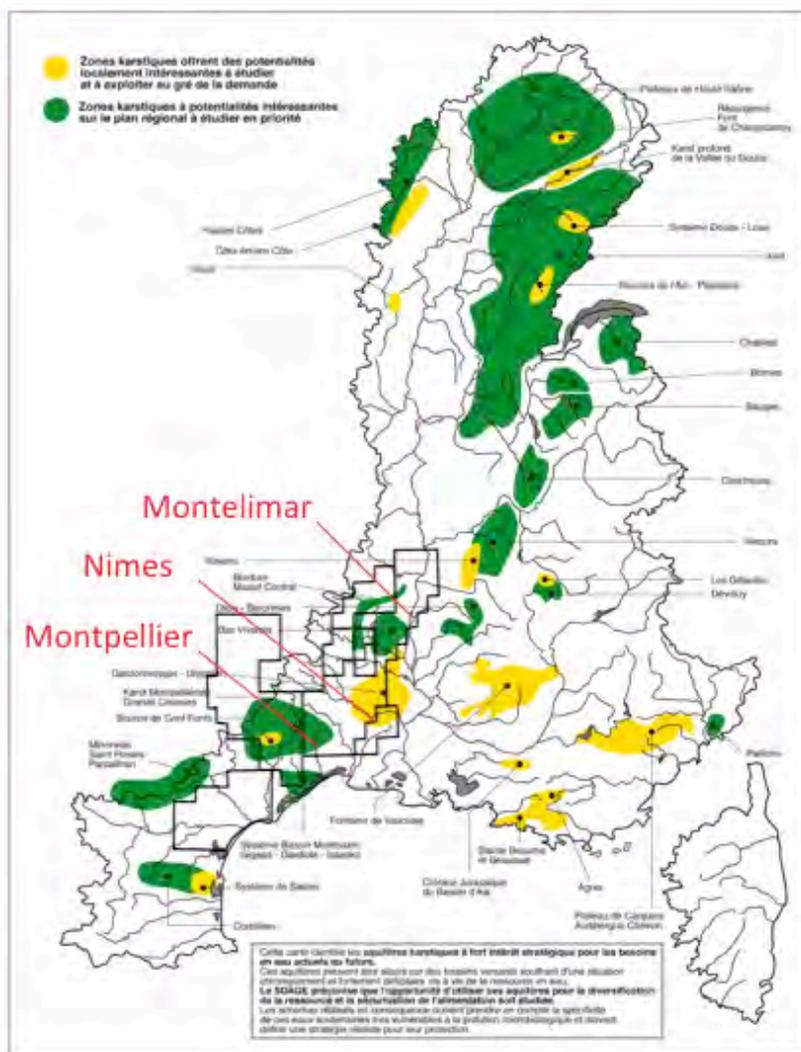


Figure 1 : Aquifères karstiques à fort intérêt stratégique pour les besoins actuels ou futurs selon l'agence de l'eau Rhône Méditerranée Corse. Les polygones noirs représentent les zones où ont été délivrés les permis d'exploration

Ces systèmes sont particulièrement vulnérables aux pollutions car ils ont une perméabilité importante. Ils répondent plus rapidement aux pollutions en un point de leur bassin que les systèmes poreux ou fissurés (Fig.2). Par ailleurs dans de tels systèmes les risques de défauts de casing sont augmentés car les forages doivent traverser des zones où de nombreuses et importantes cavités sont présentes et rendent le tubage délicat et instable. Si cela se produisait la pollution se propagerait plus rapidement que dans des les autres types d'aquifères.

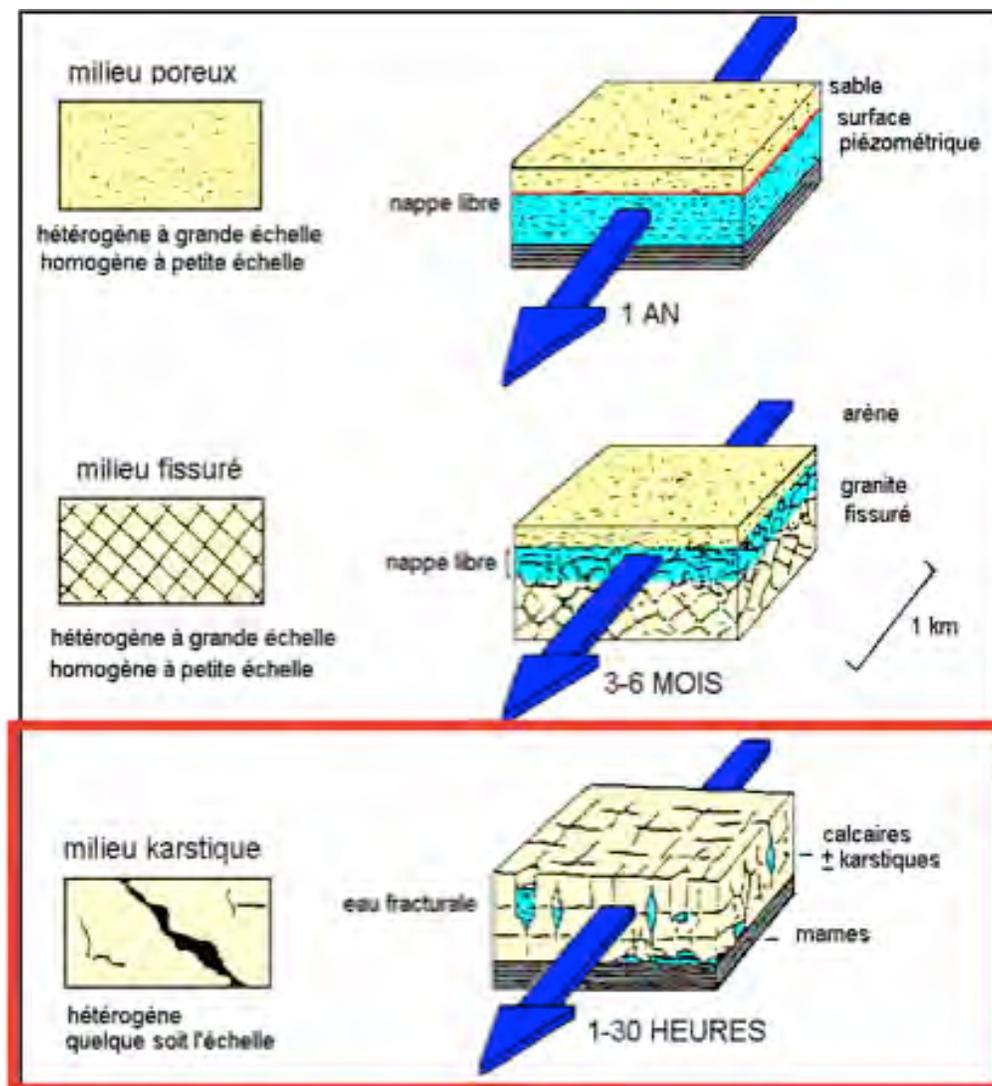


Figure 2 : Vulnérabilité des différents types d'aquifère

Ces systèmes, caractérisés par un développement profond sont parfois recoupés par des failles qui favorisent la connectivité entre les différents aquifères, le drainage des eaux et les remontées de fluides profonds (CO₂, eaux hydrothermales,...). L'aquifère du Lez qui alimente en eau la région de Montpellier illustre parfaitement les risques que feraient courir l'exploitation des gaz de schistes à ce type de ressource. Ce système karstique, localisé dans les calcaires Jurassiques, est constitué par plusieurs aquifères séparés par de minces couches d'argile (Fig.3).

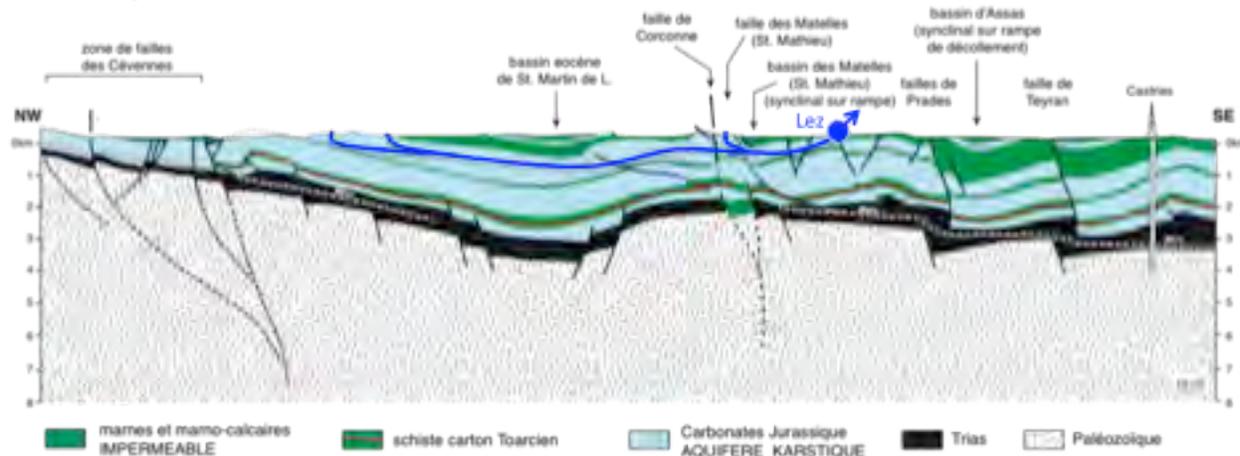


Figure 3 : Coupe de l'aquifère du Lez d'après [13]

En dessous se trouvent les formations ciblées pour l'exploration du gaz de schiste : le Toarcien et l'Autunien. L'ensemble est recoupé par un certain nombre de failles (zone de faille des Cévennes, faille de Corconne,...). L'hydrofracturation serait susceptible de mettre en communication les différents aquifères. L'utilisation des isotopes stables du Li, B et Sr, a permis de montrer que des remontées dans la source du Lez d'eau profonde ayant circulé sur le socle, se produisent en fonction des conditions hydrologiques [14]. L'hydrofracturation pourrait avoir pour effet d'augmenter ces connections entre les formations profondes et la ressource en eau et de permettre aux gaz ou aux fluides profonds et composés résidents de remonter. Le risque que ce processus se produise après la fermeture des puits ne peut pas être exclu.

Dans le sud-est de la France, la gestion des fluides remontants se révèle plus complexe qu'ailleurs en raison des particularités climatiques. Dans le contexte Cévenol caractérisé par des précipitations importantes et intenses, le risque de fuite lors du stockage en bassin, même temporaire s'avère important. En plus, comme souvent en contexte méditerranéen, la couverture pédologique des aquifères karstiques est faible voire nulle. La recharge rapide par des eaux

polluées par les activités de forage, associée à des temps de séjours réduits pourrait se traduire par des pollutions de captages d'AEP

Enfin, l'Autunien a été exploité pour l'uranium dans la région de Lodève, les formations ciblées pour le gaz de schiste pourraient donc contenir des éléments radioactifs qui pourraient être remontés en surface avec les fluides.

4. Conclusion

En ce qui concerne l'exploitation des gaz de schistes deux catégories de risque pour la ressource en eau peuvent être distingués. Les risques liés à des événements déterministes qui peuvent être gérés et ceux liés à des événements probabilistes (risque d'accident).

La gestion des fluides remontants appartient à la première catégorie de risque. De mauvaises pratiques au niveau de leur traitement ont entraîné des pollutions des eaux de surface aux USA. Même bien effectué, le traitement de ces effluents génère des stocks de déchets plus ou moins importants et éventuellement radioactifs. Leur gestion, longtemps après la fermeture des exploitations est à prévoir.

Les défauts de casing et les risques liés à une fracturation hydraulique mal contrôlée appartiennent à la deuxième catégorie de risque. Ils ont pour conséquence une contamination des aquifères par du gaz et éventuellement des fluides remontants (fluides d'hydrofracturation et fluides résidents). Ces problèmes peuvent se produire pendant la phase de forage, d'exploitation mais également bien après. Les exploitations conventionnelles peuvent générer des risques similaires sur la ressource en eau mais à des échelles plus locales. Dans le cas des gaz de schiste de très vastes parties du territoire d'un état ou d'une région sont concernées par l'exploitation et le nombre de puits forés est de plusieurs dizaines de milliers. Les ressources en eau pourraient

donc être impactées à grande échelle. Outre la dimension spatiale, la dimension temporelle est importante à prendre en compte. L'après-exploitation des gaz de schistes nécessitera une gestion sur le long terme comme les activités minières mais sur des surfaces plus importantes.

Dans le Sud-Est de la France, l'exploitation des gaz de schiste présente un risque important pour la ressource en eau en raison de contextes hydrogéologique (ressource karstique), géologique et climatique particuliers. Il y a peu voire aucune expérience à notre connaissance d'exploitation des gaz de schistes dans un tel contexte hydrogéologique. Cette exploitation nécessiterait une caractérisation de ces aquifères karstiques à une échelle beaucoup plus fine qu'actuellement. Bien qu'en Ile de France, le contexte naturel soit plus simple, les risques de pollution de la ressource en eau existent et doivent être très précisément évalués.

Références citées

1. Horwarth, R. W., Should fracking stop? Yes it's to high risk. *Nature* **2011**, *477*, 271-273.
2. Rahm, D., Regulating hydraulic fracturing in shale gas plays: The case of Texas. *Energy Policy* **2011**, *39*, (5), 2974-2981.
3. Rahm, B. G.; Riha, S. J., Toward strategic management of shale gas development: Regional, collective impacts on water resources. *Environmental Science & Policy* **2012**, *17*, 12-23.
4. Kargbo, D. M.; Wilhelm, R. G.; Campbell, D. J., Natural Gas Plays in the Marcellus Shale: Challenges and Potential Opportunities. *Environmental Science & Technology* **2010**, *44*, (15), 5679-5684.
5. Collectif *Etat des connaissances sur la relation entre les activités liées au gaz de schiste et la santé publique*; INVS du Québec: 2010; pp 1-73.
6. Hanlon, J., Natural gas drilling in the Marcellus shales. NPDES Program frequently asked questions. In *Attachment to memorandum from James Hanlon, Director of EPA's Office of Wastewater Management to the EPA Regions titled, "Natural Gas Drilling in the Marcellus Shale under the NPDES Program"*, 2011; pp 1-18.
7. Volz, C. D.; Ferrar, K.; Michanowicz, D.; Christen, C.; Keraney, S.; Kelso, M.; Malone, S. *Executive Summary; Contaminant Characterization of Effluent from Pennsylvania Brine Treatment Inc., Josephine Facility Being Released into Blacklick Creek, Indiana County, Pennsylvania*; 2011.
8. Alley, B.; Beebe, A.; Rodgers Jr, J.; Castle, J. W., Chemical and physical characterization of produced waters from conventional and unconventional fossil fuel resources. *Chemosphere* **2011**, *85*, (1), 74-82.
9. Osborn, S.; Vengosh, A.; Warner, N.; Jackson, R., Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. *PNAS* **2011**, *108*, 8072-8076.
10. Jackson, R.; Osborn, S.; Warner, N.; Vengosh, A., Responses to frequently asked questions and comments about the shale-gas paper by Osborn et al. Available at: <http://www.nicholas.duke.edu/cgc/>. Accessed February 14, 2012. In.
11. DiGiulio, D.; Wilkin, R.; Miller, C. L.; Oberley, G. *Investigation of ground water contamination near Pavillion, Wyoming*; US EPA Office of Research and Development, National Risk Management Research Laboratory, Ada, Oklahoma 74820: 2011; p 43+Annexes.
12. SDAGE *Vol.3, carte n°9*; 1996.
13. Benedicto, E. *Modèles tectono-sédimentaires de bassins en extension et style structural de la marge passive du Golfe du Lion (partie Nord), Sud-Est France*. Ph-D, Montpellier II, 1996.
14. Bicalho, C. *Hydrochemical characterization of transfers in karst aquifers by natural and anthropogenic tracers. Example of a Mediterranean karst system, the Lez aquifer (Southern France)*. Ph-D, Montpellier II, 2010.

Risques potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en Ile-de-France

Rapport du Conseil scientifique régional d'Ile-de-France

Mars 2012

ANNEXE 4

Géologie et hydrogéologie du bassin de Paris

Julio Gonçalves

Professeur à Aix-Marseille Université

*Centre Européen de Recherche et d'Enseignement des
Géosciences de l'Environnement
Aix-Marseille Université*

Géologie et Hydrogéologie du bassin de Paris

HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS

DU BASSIN SEDIMENTAIRE À L'OBJECTIF PETROLIER

Géologie du bassin de Paris

Le bassin de Paris est le plus vaste des trois grands bassins sédimentaires en France i.e., le bassin aquitain, le bassin du Sud-est et le bassin de Paris. Ce dernier couvre en effet une surface d'environ 180000 km², ce qui représente un tiers du territoire national métropolitain (Figure 1). Ce bassin sédimentaire repose sur des terrains de l'ère primaire soit cristallins (Massif central, Massif armoricain, Vosges) soit sédimentaires (Ardennes). Il est séparé des autres domaines sédimentaires par des seuils (dômes stratigraphiques, cf. Figure 2). Les seuils de Bourgogne et du Poitou marquent ainsi les séparations respectives avec le bassin du Sud-est et le bassin aquitain. Le seuil de l'Artois marque quant à lui la séparation avec le bassin de Londres sous la manche.

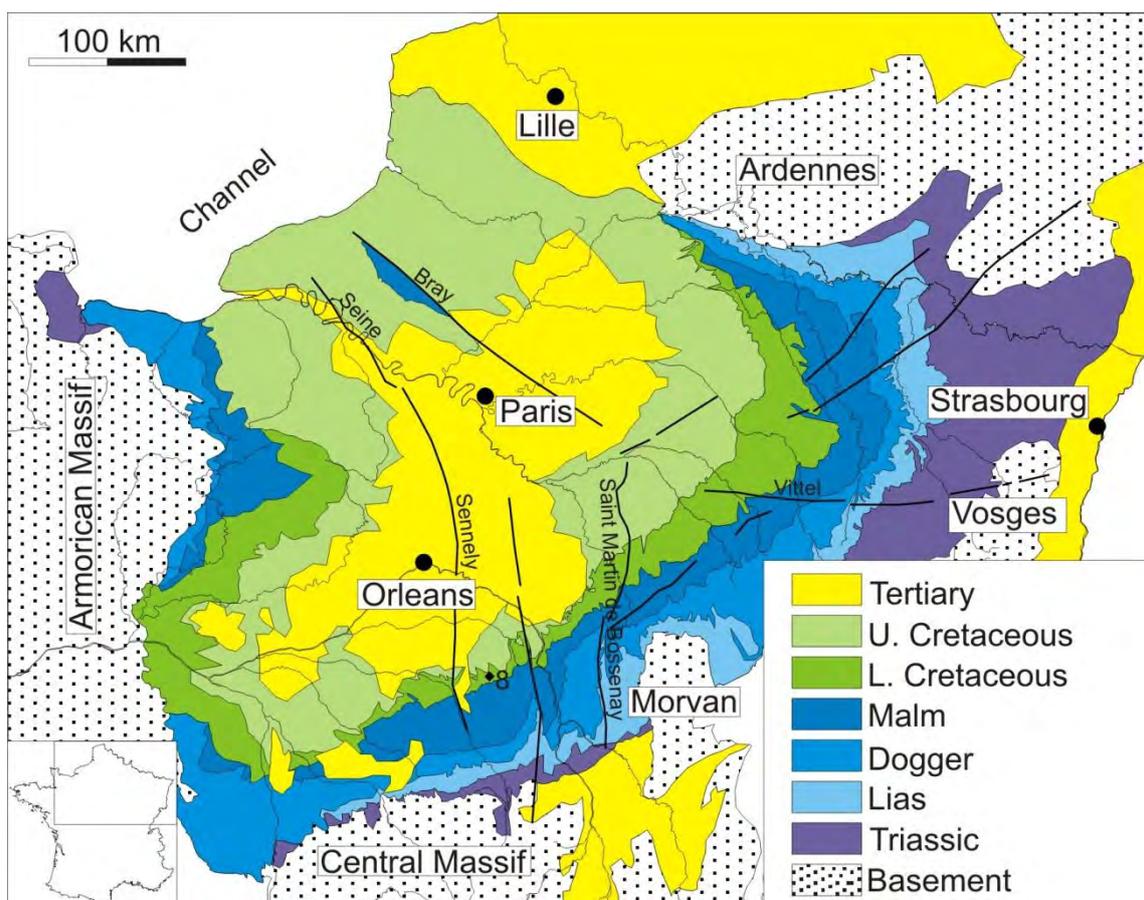


Figure 1 : Carte géologique simplifiée du Bassin de Paris (d'après Gonçalves *et al.*, 2010)

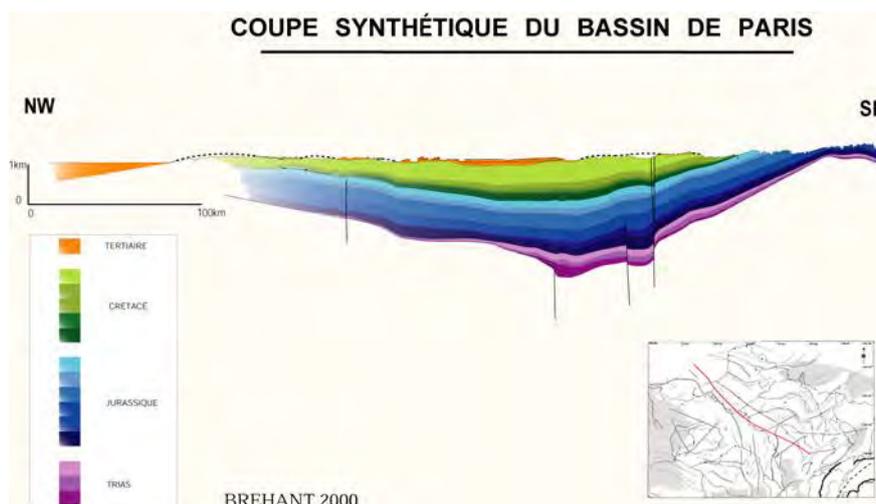


Figure 2 : Coupe géologique du bassin de Paris

Par définition, le bassin de Paris est une unité géologique qui s'est formée par le dépôt de sédiments dans un domaine qui, au cours d'une histoire géologique de 248 million d'années (Ma), s'est structuré lors d'une succession d'avancées (transgressions) et de retraits (régressions) de l'océan alpin (Thétys) puis Atlantique. À titre d'illustration, deux situations paléogéographiques sont représentées sur la figure 3. Au cours du Jurassique, le domaine du bassin de Paris est recouvert par l'océan. Une sédimentation marine s'y développe avec des apports continentaux (argiles) et des apports biogéniques (coquilles d'organismes vivant dans la tranche d'eau) qui sédimentent sur le fond du bassin. C'est dans ce vaste domaine marin que se dépose la formation des « Schistes carton » (Toarcien) riches en matière organique, que l'on retrouve dans toute la France, et qui constitue la roche mère des hydrocarbures du bassin de Paris (voir partie suivante). Lors d'épisodes plus continentaux, par exemple au crétacé inférieur, des formations détritiques (sables et argiles) sont apportées par des fleuves en zone côtière. À cette période, le bassin de Paris est alors un golfe ouvert sur l'océan alpin au sud. Sur les côtes, se déposent les formations sableuses du Néocomien et de l'Albien qui contiennent de nos jours des nappes d'eau souterraine stratégiques pour l'Île de France (voir Hydrogéologie du bassin de Paris). Cette histoire géologique a produit une sédimentation à peu près continue depuis le Trias (-248 Ma) jusqu'à nos jours. La colonne sédimentaire correspondante est représentée sur la Figure 4, montrant une alternance de calcaires, de grès et de marnes et argilites.

D'un point de vue géométrique, le bassin de Paris est classiquement décrit par une structure en « pile d'assiettes », chaque couche géologique reposant simplement sur une couche géologique plus ancienne. La profondeur maximum du bassin de Paris est d'environ 3000 m en Seine et Marne à une centaine de kilomètres au sud-est de Paris (Figure 2). Cette structure relativement simple se traduit sur la carte géologique du bassin de Paris (Figure 1) par l'existence d'auréoles de couches géologiques dont la superficie est d'autant plus grande que la couche géologique considérée est ancienne : 40000 km² pour l'auréole tertiaire contre 100000 km² pour l'auréole crétacé supérieur par exemple. Les affleurements (zones où une couche est en surface) des couches géologiques les plus anciennes prédominent à l'Est et au sud-est ce qui a des conséquences directes pour la recharge des nappes d'eau souterraine du bassin de Paris. Cette composition est due à l'histoire tectonique du bassin. La poussée pyrénéenne et alpine du tertiaire a conduit à un basculement du bassin dans les parties est et sud-est. L'érosion a ensuite décapé les terrains les plus jeunes, mettant ainsi à l'affleurement des terrains d'âge crétacé inférieur, jurassique et Trias.

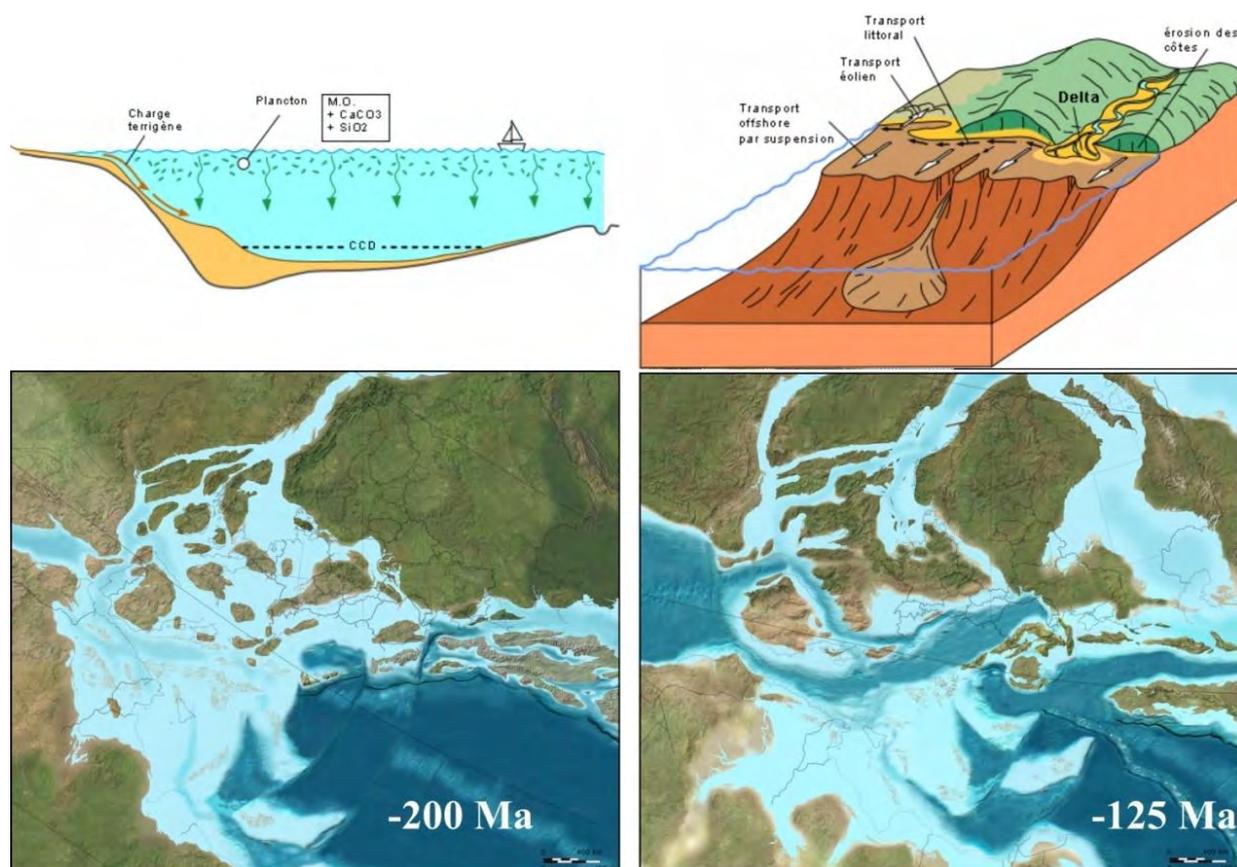


Figure 3 : Paléogéographie reconstituée (d'après Ron Blakey, Northern Arizona University) et contexte sédimentaire du Jurassique (colonne de gauche) et du crétacé inférieur (colonne de droite).

Histoire thermique du bassin de Paris : genèse et migration des hydrocarbures

Le bassin de Paris, dans sa partie centrale, est une province pétrolière dont la production est modeste i.e., environ 20000 barils par jour et 2% de la consommation nationale. Les champs pétroliers exploitent ces réserves d'hydrocarbures sous forme d'huile pour l'essentiel dans les calcaires du Dogger et les grès du Trias. Le bassin a fait l'objet d'une exploration intense à partir des années 1970, ce qui a permis une amélioration sensible de la connaissance de la géométrie du bassin de Paris par l'exploitation des milliers de Log de forages pétroliers. La genèse des hydrocarbures (essentiellement pétrole) du bassin de Paris est une conséquence directe de son histoire géologique et notamment thermique. Cette histoire a été particulièrement étudiée en géologie pétrolière dans le cadre du développement des modèles dit de bassin i.e., des modèles mathématiques dont l'objectif principal est de reconstituer l'histoire géologique d'un bassin sédimentaire (sédimentation, compaction, flux de chaleur, écoulements de fluides). Le bassin de Paris, dont la géologie était assez bien connue des pétroliers, a constitué un cas d'école très précieux pour le développement d'un modèle de bassin dont l'application industrielle est la compréhension et la prédiction de la genèse et de la migration d'hydrocarbures à des fins d'exploitation. À la fin des années 1990, dans le cadre d'une modélisation de bassin, Burrus (1997) a reconstitué l'histoire pétrolière du bassin de Paris en deux dimensions i.e., sur la base de la coupe géologique de la figure 5. Cette figure illustre la problématique pétrolière du bassin de Paris avec une roche mère des hydrocarbures, le Lias, qui est une épaisse couche de marnes ou d'argilites (schistes) relativement riches en matière organique, notamment la formation des Schistes cartons du Toarcien. La figure 5 permet également de replacer les deux formations du Dogger et du Trias dans lesquelles les hydrocarbures ont été piégés après une phase de migration depuis leur lieu de genèse (le Lias).

*La Folie
de Paris*

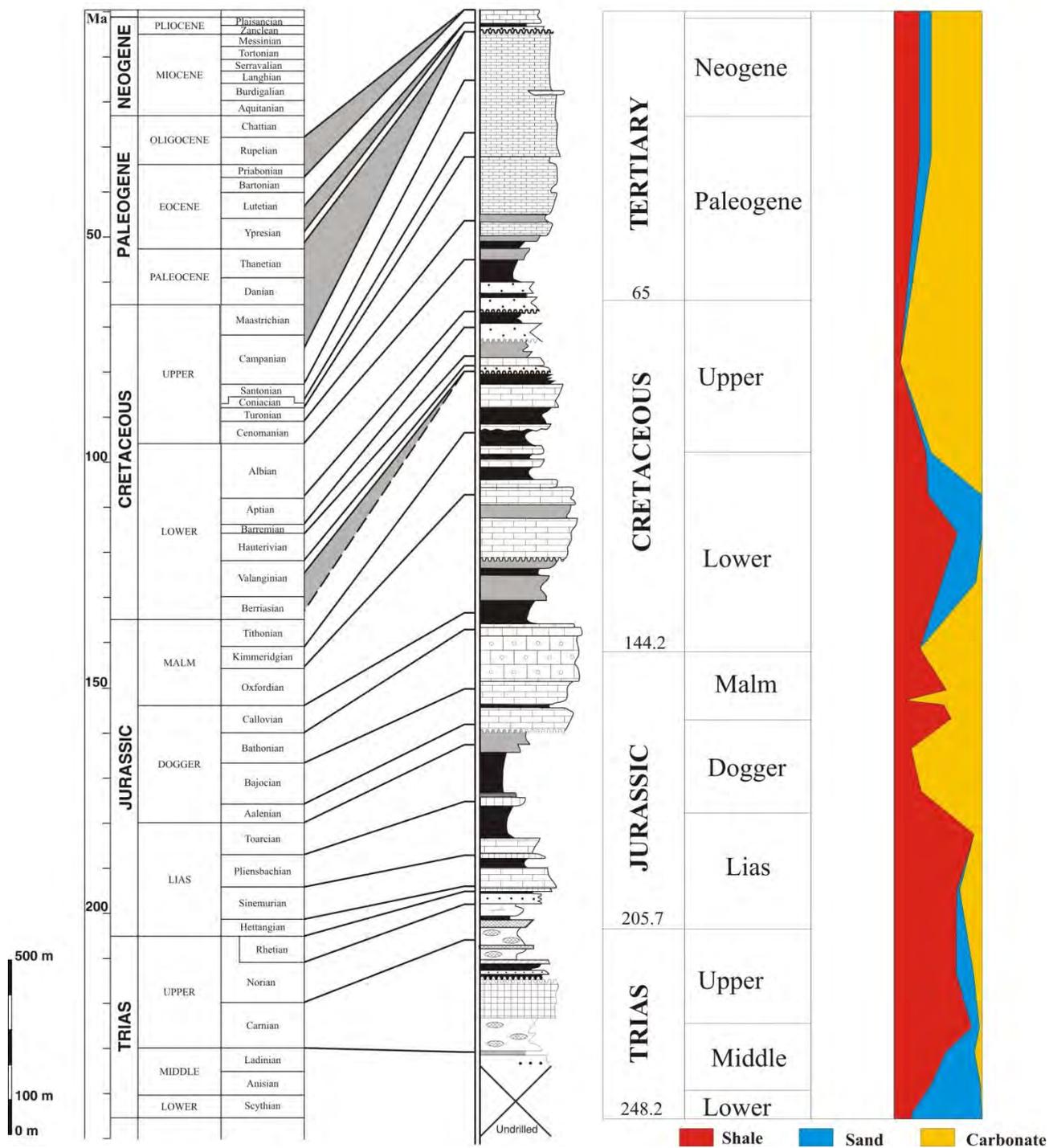


Figure 4 : Log stratigraphique à Paris (à gauche, Guillocheau *et al.*, 2000) et lithologie synthétique (à droite) sous forme de pourcentage de bancs sableux, argileux et carbonatés.

Au cours de l'histoire sédimentaire d'un bassin, les couches géologiques subissent un approfondissement par épaissement de la colonne stratigraphique (voir figure 6 pour le bassin de Paris). Cet approfondissement s'accompagne d'une augmentation de la température qui, pour les couches géologiques les plus profondes, peut conduire au passage dans la fenêtre à huile. Cette dernière, qui est fréquemment rencontrée à une profondeur située entre 2500 et 3000 m, correspond aux conditions de pression mais surtout de température nécessaires à la transformation de la matière organique en huile. Dans le cas où une couche géologique riche en matière organique est portée à plus grande profondeur, la formation d'hydrocarbures gaz peut alors intervenir. Dans le cas du bassin de Paris, la reconstruction de son histoire géologique a permis de conclure à une genèse d'hydrocarbure sous forme de pétrole dans le Lias (Schistes carton) il y a 65 Ma, suivie d'une migration rapide vers le Dogger sus-jacent et le Trias sous-jacent par l'intermédiaire d'un réseau de fractures naturelles, qui améliore sensiblement la perméabilité d'ensemble du Lias (Figure 6). Le maintien de ces réserves dans les couches aquifères du Trias et du Dogger a été assuré par un effet de barrière hydrodynamique i.e., l'eau qui entre dans les aquifères au niveau des affleurements empêche la remontée par gravité des huiles le long des strates jusqu'à la surface, évitant ainsi leur dégradation.

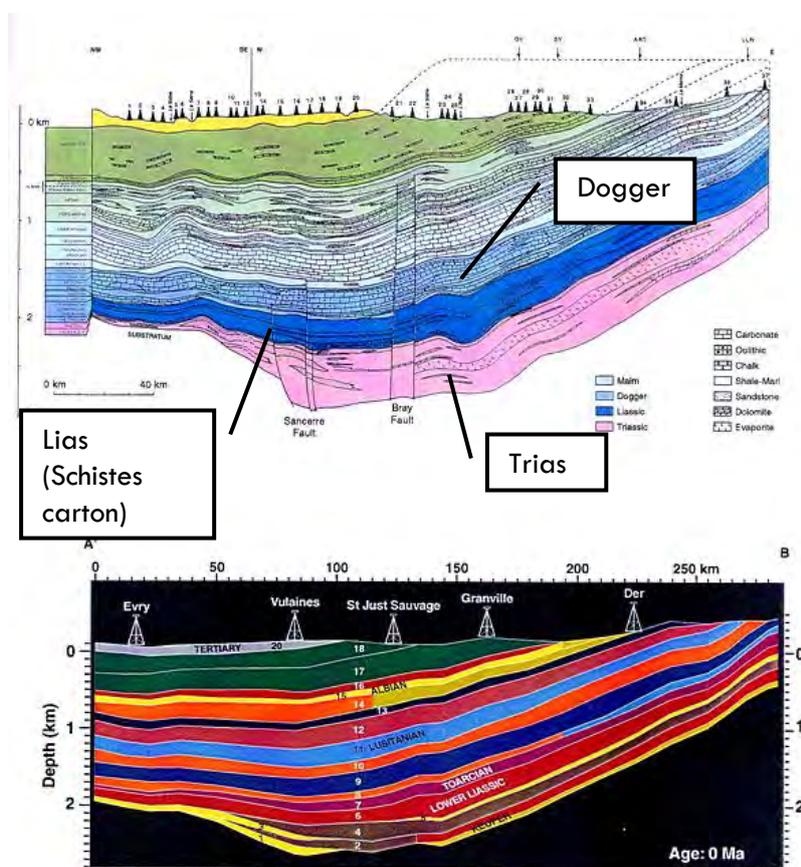


Figure 5 : Coupe géologique (figure du haut) et transcription dans le modèle de bassin (figure du bas) d'après Burrus (1997). La roche mère des hydrocarbures est la couche de marnes du Lias, et les roches réservoirs de pétrole sont le Dogger et le Trias.

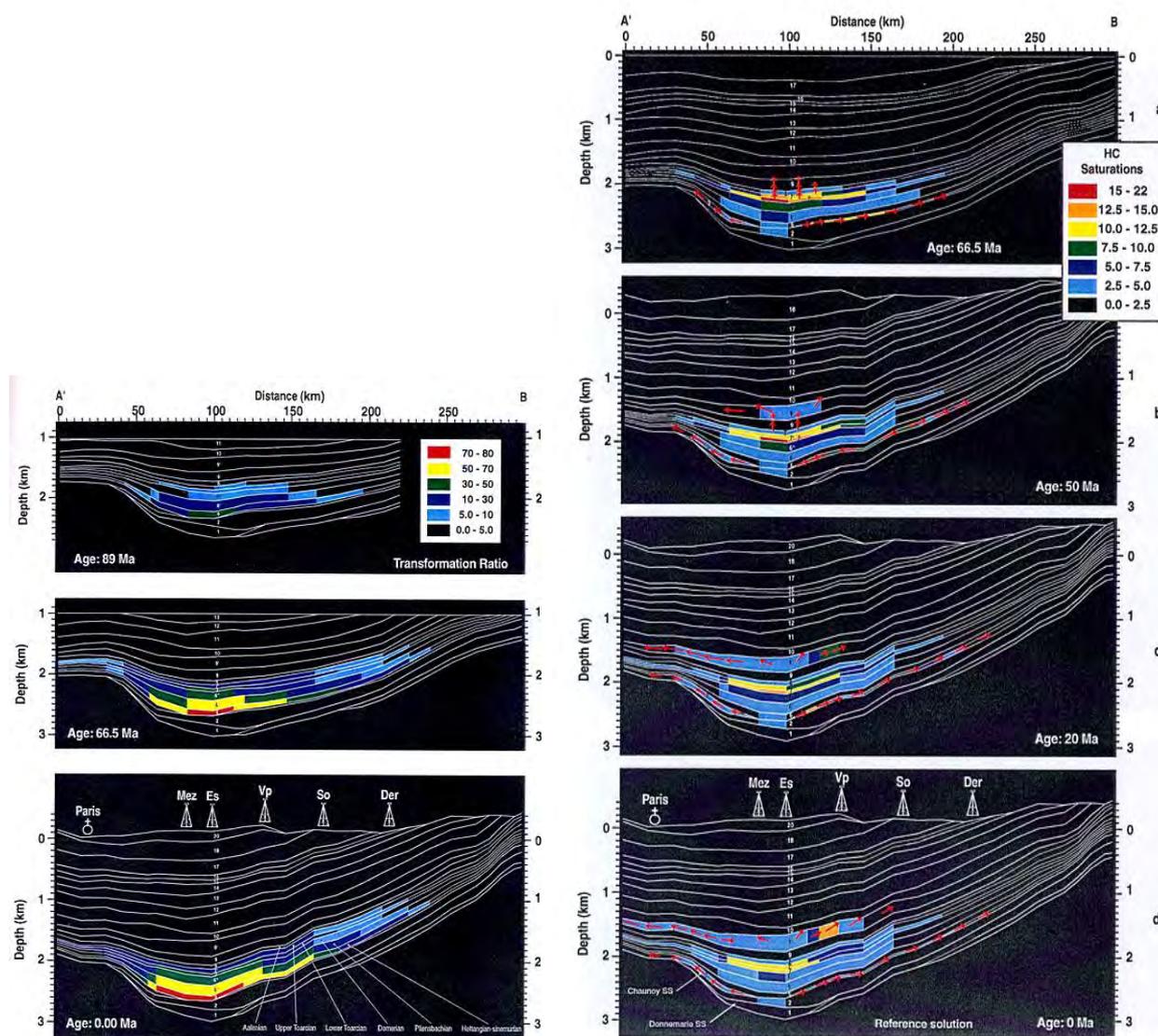


Figure 6 : Maturation et migration des hydrocarbures « huiles » dans le bassin de Paris obtenues par simulations numériques (Burrus, 1997). La figure de gauche représente le taux de transformation de matière organique dans le Lias calculé au cours des temps géologiques par le modèle de Burrus. La figure de droite illustre l'histoire de la migration des huiles (flèches rouges) avec une migration verticale (65-50 Ma), puis un écoulement des huiles dans le sens des strates du Dogger (couche 9') et du Trias (couche 5).

HYDROGÉOLOGIE DU BASSIN DE PARIS

Préambule hydrogéologique

Les grands bassins sédimentaires présentent un fonctionnement hydrodynamique commun dont les traits caractéristiques peuvent être commentés d'après l'encadré 1. Dans ces grands systèmes sédimentaires, les plus hauts niveaux piézométriques des aquifères sont observés aux affleurements en position topographique la plus élevée. À l'inverse, les cotes piézométriques sont plus faibles dans les plaines et proche des côtes. Cette composition explique le sens des écoulements des eaux souterraines dans les aquifères profonds (confinés) depuis les zones d'affleurement à cote piézométrique élevée vers les domaines de plaine à niveau piézométrique plus faible (flèches rouges sur la coupe de l'encadré 1).

L'infiltration des eaux de pluies sur les affleurements les plus élevés maintient ce système d'écoulement. Dans la partie médiane, un forage perçant le toit de l'aquifère peut produire un jaillissement d'eau si le niveau piézométrique est au dessus de la cote du sol. La nappe est alors qualifiée d'artésienne (voir nappe de l'Albien ci-dessous). Les vitesses d'écoulements dans les aquifères profonds sont relativement faibles (quelques dizaines de cm à quelques mètres par an). Au cours de son cheminement vers les parties les plus profondes du bassin, l'eau souterraine se réchauffe et peut se charger en sels sous l'effet de l'interaction eau-roche ou par lessivage de formations salifères. La face supérieure du bloc diagramme de l'encadré 1 est une carte hydrogéologique simplifiée représentant les affleurements des couches géologiques ainsi que les isovaleurs du niveau piézométrique d'une nappe (ici celle contenue dans la couche représentée en vert). Cette carte piézométrique permet de tracer les lignes d'écoulements qui n'ont de réalité physique que dans la couche géologique (verte sur le schéma) i.e., plusieurs centaines de mètres sous la surface du sol. Il est alors possible d'identifier les zones de recharge de la nappe et le ou les exutoires. Dans le cas de l'encadré 1, la zone de recharge est la zone d'affleurement topographiquement la plus élevée, et l'exutoire est le réseau hydrographique et la mer dans lesquels la nappe se décharge. Ce schéma d'écoulement décrit pour l'aquifère profond est plus perturbé pour la nappe phréatique contenue dans l'aquifère de surface (couche orange, encadré 1) car celle-ci est drainée par le réseau hydrographique, ce qui perturbe les lignes d'écoulement dans la nappe. Il est important de signaler que des échanges verticaux appelés drainance peuvent se produire entre aquifères superposés à travers les aquitards (flèche bleue du bloc-diagramme de l'encadré 1). Ces échanges peuvent conduire à des modifications sensibles de la chimie des aquifères (cf. Dogger du bassin de Paris). Cet empilement d'aquifères et d'aquitards définit un système aquifères multicouche.

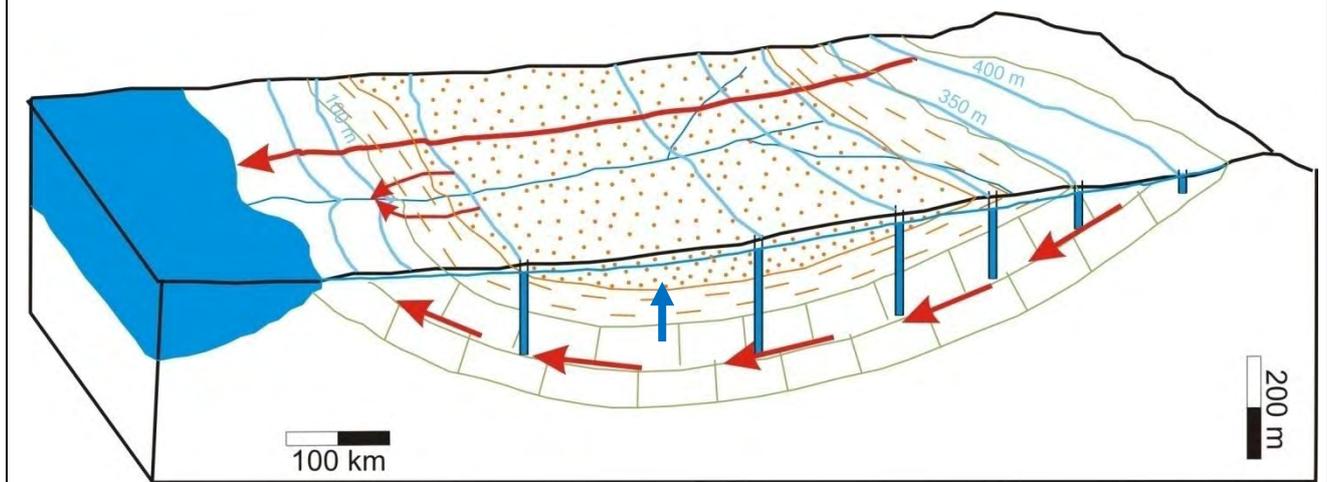
Le bassin de Paris répond très clairement à cette définition d'un système aquifères multicouche. La figure 7 illustre les huit aquifères séparés par des aquitards qui sont généralement décrits dans ce bassin. Par méconnaissance spécifique et proximité avec l'Albien, l'aquifère sableux du Néocomien est généralement associé à l'Albien pour former un « complexe multicouche » Albien-Néocomien. Le Portlandien étant plus méconnu encore et moins exploité que le Néocomien, il n'en sera pas fait mention dans la suite. Le croisement du modèle numérique de terrain (MNT, figure 8) qui permet de visualiser la topographie du bassin de Paris avec la carte géologique (Figure 1) suggère très clairement un fonctionnement hydrogéologique simple tel que celui décrit précédemment pour les grands bassins sédimentaires. En effet, les affleurements des couches géologiques les plus anciennes et les plus profondes sont majoritairement distribués à l'est et au sud-est du bassin. Or, d'après le MNT, ce sont aussi les lieux de plus forte cote topographique. Nous pouvons donc considérer, au premier ordre, que tous les aquifères confinés (du Trias à la craie sous couverture Tertiaire) fonctionnent comme décrit dans l'encadré 1. La recharge s'effectue majoritairement à l'est et au sud-est du bassin et les écoulements d'eau souterraine sont orientés globalement du sud-est vers le nord-ouest (Manche). Ce schéma d'écoulement relativement simple est confirmé par l'analyse des temps de résidence des eaux souterraines dans les divers aquifères qui sont indiqués dans le tableau 1.

Aquifère	Temps de résidence
Tertiaire	8 ka
Craie	14 ka
Albien/néocomien	50 ka
Portlandien	178 ka
Oxfordien	1125 ka
Dogger	460 ka
Trias	30000 ka

Tableau 1 : Temps de résidence en milliers d'années (ka) des eaux souterraines du système multicouche du bassin de Paris (Castro *et al.*, 1998 ; Kloppmann *et al.*, 1998)

Encadré 1 : Fonctionnement hydrogéologique global des grands systèmes sédimentaires

- **Aquifère** : Corps (couche ou massif) de roches perméables comportant une zone saturée et suffisamment conducteur d'eau pour permettre l'écoulement significatif d'une nappe souterraine et le captage de quantités d'eau appréciables.
- **Aquitard** (ou semi-perméable) : Milieu de faible perméabilité dans lequel les prélèvements sont inefficaces, mais où un écoulement vertical non négligeable peut se produire amenant de l'eau par drainance aux aquifères adjacents.
- **Nappe** : Ensemble des eaux comprises dans la zone saturée d'un aquifère, dont toutes les parties sont en liaison hydraulique
- **Niveau piézométrique** : Cote de la surface de l'eau dans un forage ouvert sur une nappe
- **Perméabilité** : Capacité d'un milieu à conduire de l'eau



Ce temps de résidence qui correspond au temps séparant la sortie de l'entrée d'un volume d'eau dans un aquifère est croissant avec la profondeur de l'aquifère considéré. Le tableau 1 indique une augmentation globale du temps de résidence de l'eau vers les aquifères les plus profonds. Cette caractéristique s'explique d'une part, par le cheminement de l'eau souterraine qui est d'autant plus long (en distance) que l'aquifère est profond (voir coupe géologique Figure 2) et d'autre part, par le fait que la perméabilité des couches est généralement plus faible en profondeur.

La Folie
de Paris

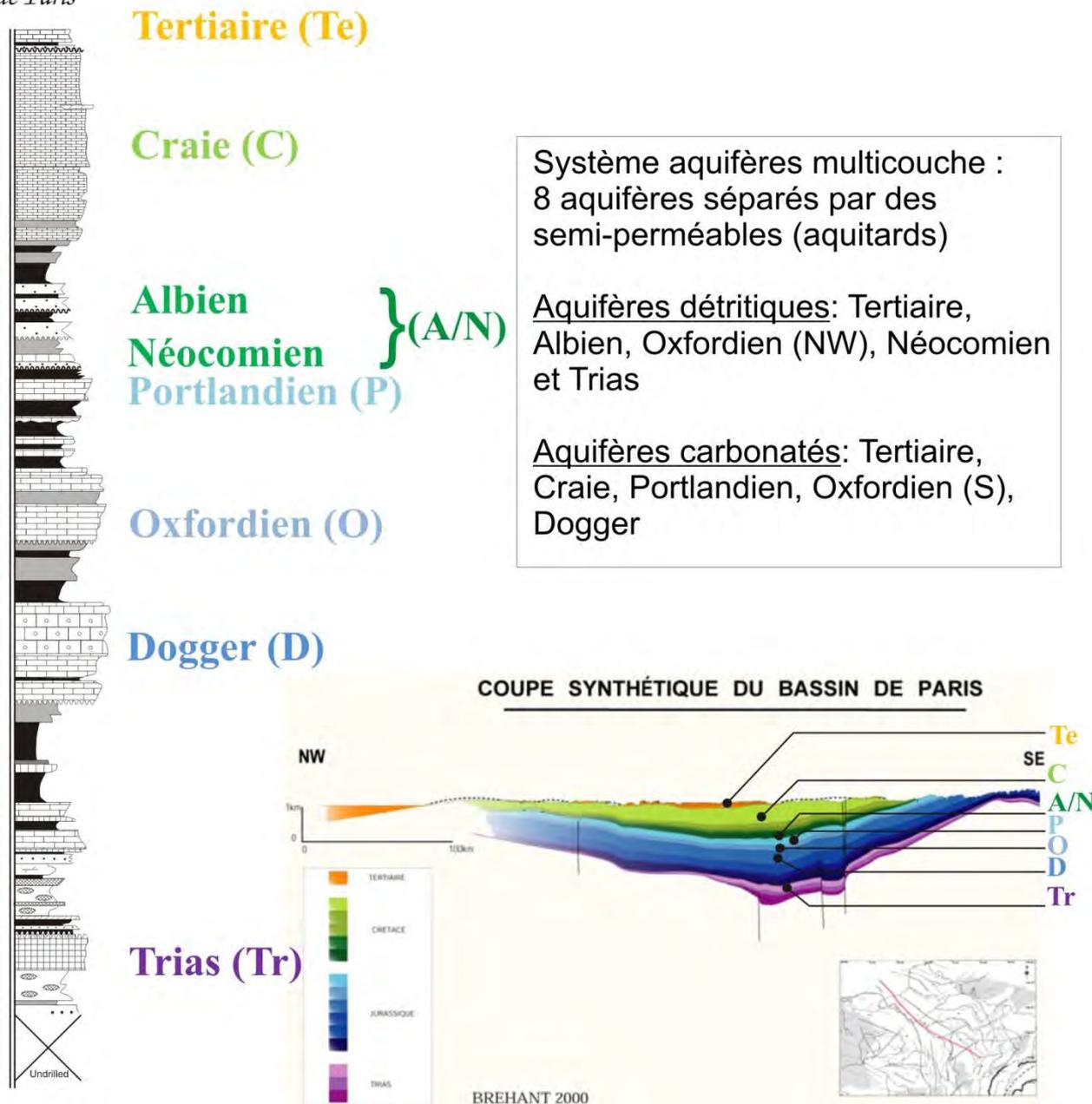


Figure 7 : Les aquifères du bassin de Paris (Log stratigraphique de la figure 4)

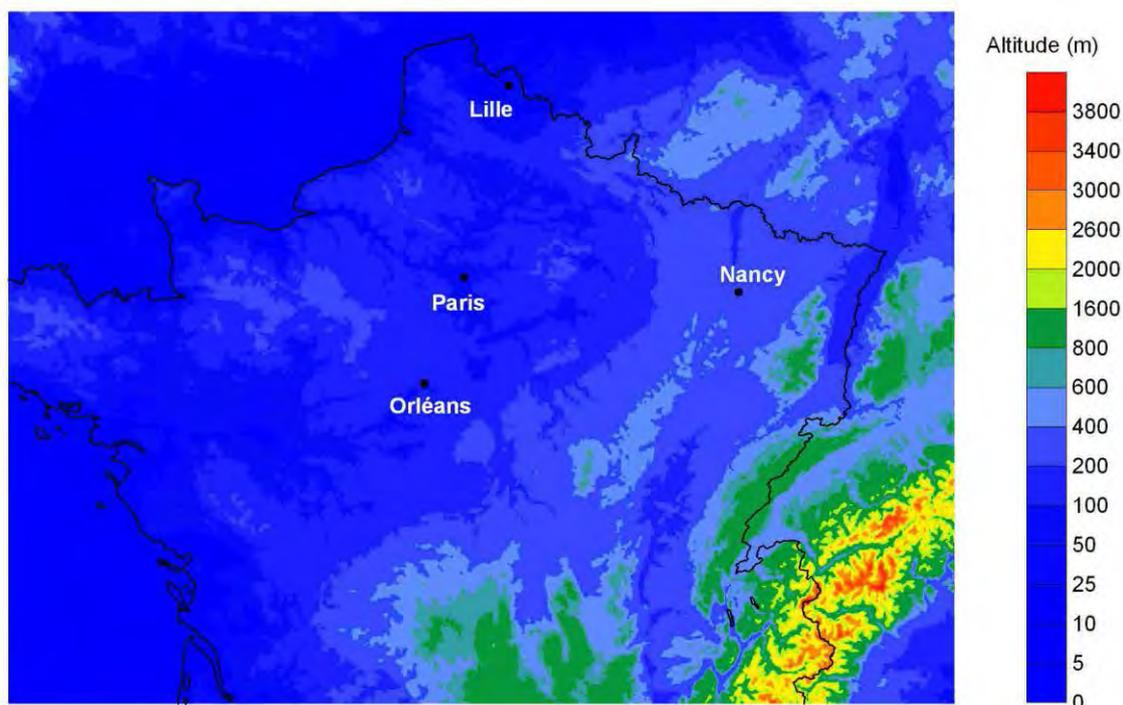


Figure 8 : Modèle numérique de terrain du bassin de Paris

Les aquifères du bassin de Paris font l'objet d'une exploitation pour l'adduction d'eau potable (AEP). A titre indicatif, les volumes d'eau qui sont annuellement consommés par prélèvement d'eau souterraine sont synthétisés dans le tableau 2. En France, de 6 à 7 milliards de mètres cubes sont prélevés dans les nappes d'eau souterraine et sont utilisées à 60 % pour l'AEP. Un tiers de ces prélèvements est effectué dans le seul bassin de Paris, pour l'essentiel dans les nappes du Tertiaire et de la Craie. La région parisienne consomme à elle seule environ 10 millions de m³ d'eau potable par jour, dont un tiers provient des nappes d'eau souterraine. La prédominance de l'exploitation des nappes de surface (Tertiaire et Craie) s'explique par la salinité des aquifères dans la partie centrale, la plus profonde du bassin. En effet, les aquifères de l'Oxfordien, du Dogger et du Trias présentent des salinités allant de 1 g/l à 200 g/l, ce qui exclue toute exploitation pour l'AEP au moins dans la partie centrale du bassin (Figure 9). Ces aquifères sont toutefois exploités au niveau de leurs affleurements, lieu d'infiltration d'eau de pluie où ils ne présentent pas encore de fortes salinités.

	volume	%AEP	%Irrigation	% Industrie
France				
	6000-7000 Mm ³ /an	60	18	23
Bassin de Paris				
Tertiaire	500 Mm ³ /an			
Craie	1 500 Mm ³ /an			
Albien/Néocomien	20 Mm ³ /an			
Portlandien	-			
Oxfordien	30 Mm ³ /an			
Dogger	200 Mm ³ /an			
Trias	125 Mm ³ /an			
Total BP	2375 Mm³/an	62	9	29

Tableau 2 : Prélèvements annuels d'eau souterraine en France et dans le bassin de Paris en millions de mètres cubes par an (Mm³/an) et usage (d'après Defossez et al., 1982 ; Roux, 2006 ; Margat, 2008).

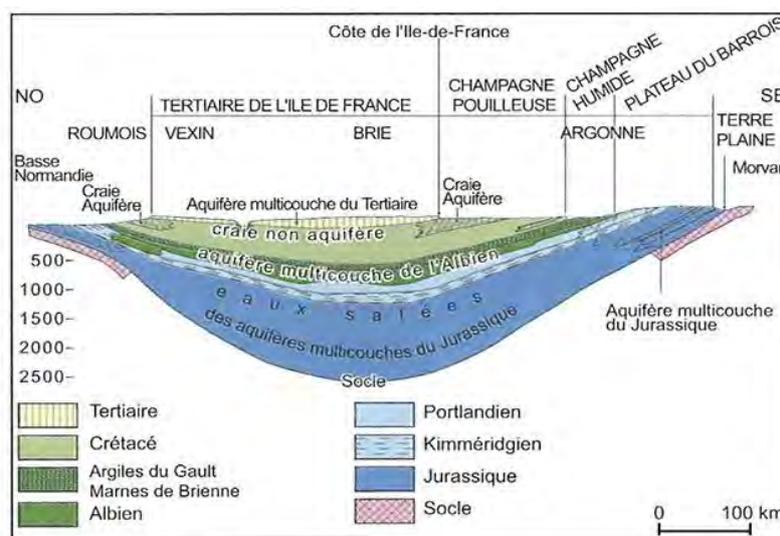


Figure 9 : Coupe schématique du bassin de Paris montrant la salinité et les possibilités d'exploitation de ses aquifères (Roux, 2006).

Les nappes du bassin de Paris

Système multicouche Tertiaire (« Tertiary », Figure 1)

Les formations tertiaires dont l'épaisseur totale est d'environ 100 m et qui occupent la partie centrale du bassin de Paris renferment les nappes les plus utilisées en région parisienne avec celle de la Craie. C'est un aquifère multicouche car il est constitué en fait de plusieurs formations aquifères telles que les calcaires de Champigny ou de Brie ou encore les sables de Cuise ou de Fontainebleau (Figure 10). Ces formations peuvent être latéralement discontinues et séparées verticalement par des formations peu perméables. En conséquence, la localisation géographique d'un ouvrage de captage conditionne très fortement la ou les formations aquifères exploitées.

Deux nappes importantes par leur extension ainsi que par leur exploitation peuvent être mises en relief : la nappe des calcaires de Champigny et la nappe de Beauce. La nappe des calcaires de Champigny est située à l'est de la région parisienne, principalement en Seine et Marne, et présente une superficie de 1700 km² (Figure 11). Elle est exploitée essentiellement pour l'AEP (84%) avec des prélèvements de 90 millions de mètres cubes par an (Mm³/an) dont 50% sont acheminés vers Paris. La nappe de la Beauce dont l'emprise géographique concerne pour un tiers le sud de la région parisienne et pour deux tiers la région Centre sur une superficie de 9000 km² (Figure 12), illustre parfaitement la notion d'aquifère multicouche puisqu'elle est contenue dans diverses formations tertiaires (e.g. calcaires d'Etampes, sables de Fontainebleau). Contrairement à la nappe des calcaires de Champigny, la nappe de Beauce est essentiellement exploitée pour l'irrigation (80%) pour des prélèvements totaux importants puisqu'ils représentent 360 Mm³/an.

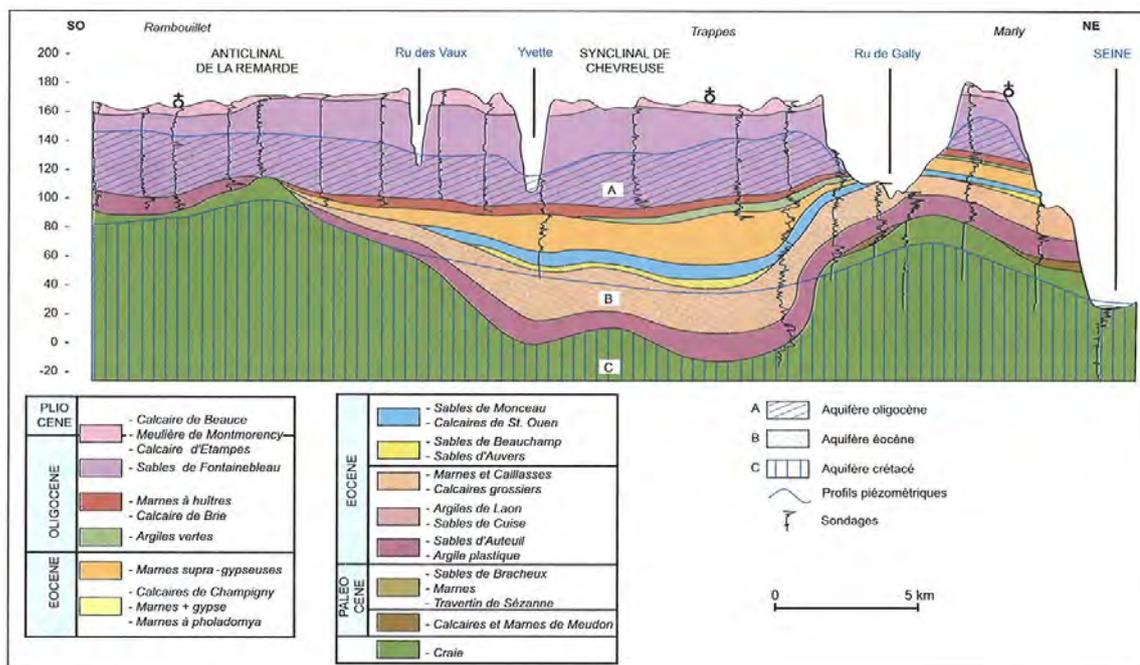


Figure 10 : Coupe du Tertiaire dans l'ouest parisien (Yvelines) illustrant le caractère multicouche du Tertiaire (Roux, 2006).

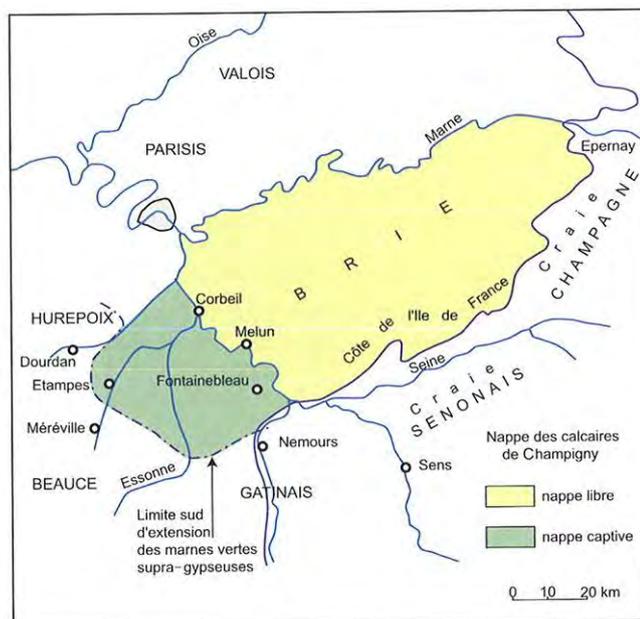


Figure 11 : Localisation de la nappe des calcaires de Champigny (Roux, 2006).

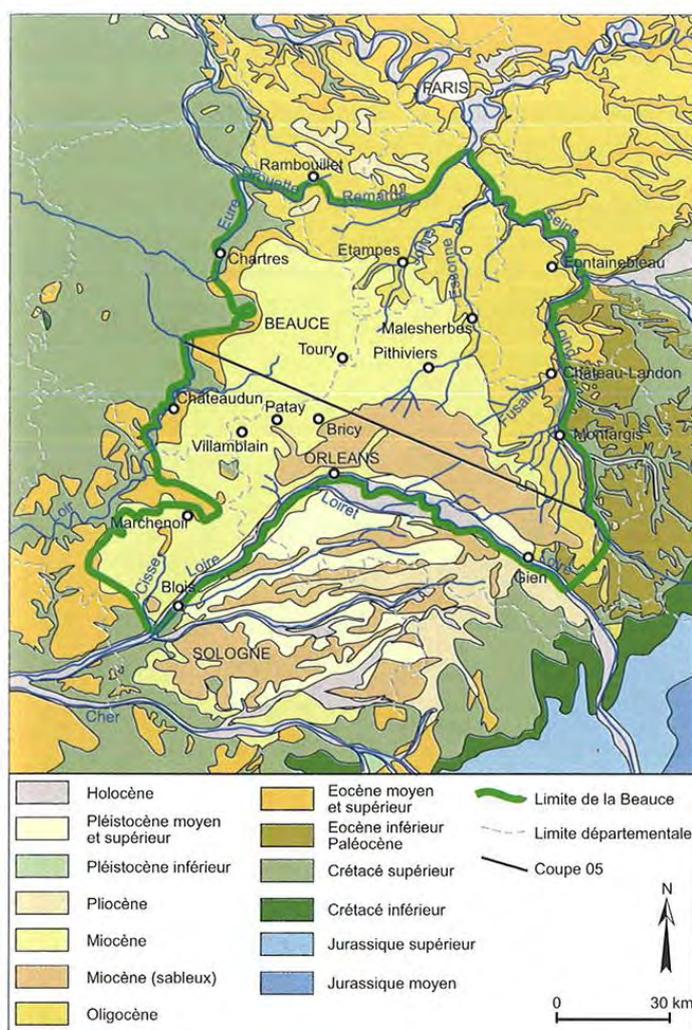


Figure 12 : Localisation de la nappe de Beauce (Roux, 2006).

L'aquifère de la Craie (« U. Cretaceous », Figure 1)

L'aquifère de la Craie avec ses 100000 km² d'extension et ses prélèvements d'environ 1.5 milliard de m³ par an est certainement la nappe la plus importante de France. Elle est essentiellement productive dans sa partie libre (phréatique i.e., à l'affleurement) où la perméabilité de la craie est meilleure que dans sa partie confinée sous le tertiaire. La carte piézométrique de la figure 13 illustre une relation étroite de la nappe de la Craie avec le réseau hydrographique dans l'auréole de craie, notamment dans la partie Seine aval où elle est drainée par la Seine.

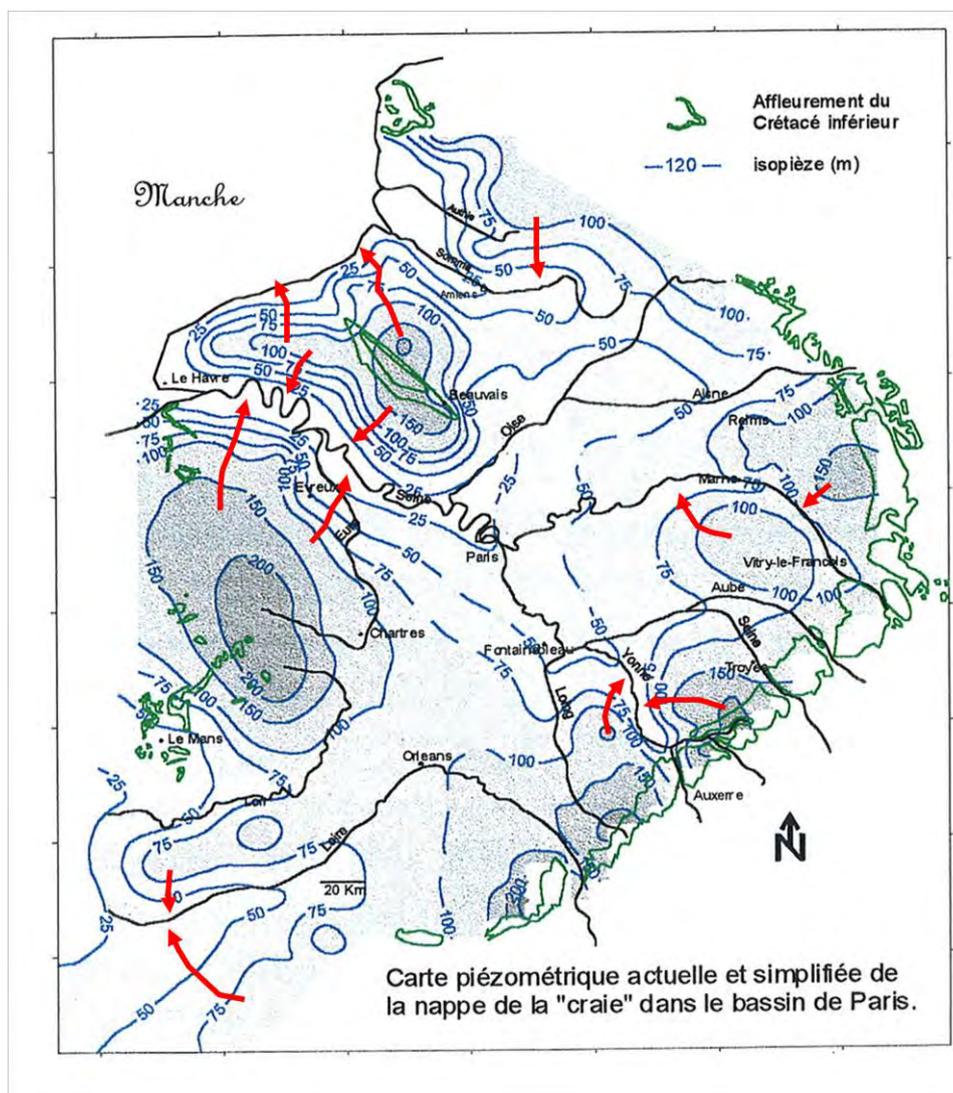


Figure 14 : Carte piézométrique de l'aquifère de la Craie (Raoul, 1999). En pointillé les parties sous couverture tertiaire.

Le système Albien/Néocomien (« L. Cretaceous », Figure 1)

L'aquifère de l'Albien est exploité depuis 1841, date à laquelle le premier forage profond, le forage de Grenelle à Paris, a été finalisé pour atteindre le toit de l'Albien à 540 m de profondeur. Ce forage s'est avéré artésien i.e., l'eau jaillissait avec un niveau d'équilibre à 30 mètres au dessus du sol. En 1935, la baisse du niveau piézométrique avec perte d'artésiennisme associée à l'exploitation de l'aquifère a conduit les autorités à diminuer les prélèvements qui étaient de 35 millions de m³/an à cette époque. L'exploitation a été graduellement diminuée pour arriver aux 20 Mm³/an prélevés actuellement. Cette

limitation n'a toutefois pas inversé une tendance de long terme à la baisse du niveau piézométrique (environ 100 m à Paris) et la nappe de l'Albien n'est plus artésienne. Cette chute de la piézométrie ainsi que l'effet du pompage en région parisienne sont illustrés sur les deux cartes piézométriques de la figure 15. La carte de 1995 montre ainsi des isovaleurs concentriques de la piézométrie autour Paris traduisant la convergence de l'eau de l'Albien vers Paris. Aujourd'hui la nappe de l'Albien est une réserve ultime d'eau potable i.e., en cas de contamination des eaux de surface elle doit fournir l'eau pour une consommation minimale en région parisienne.

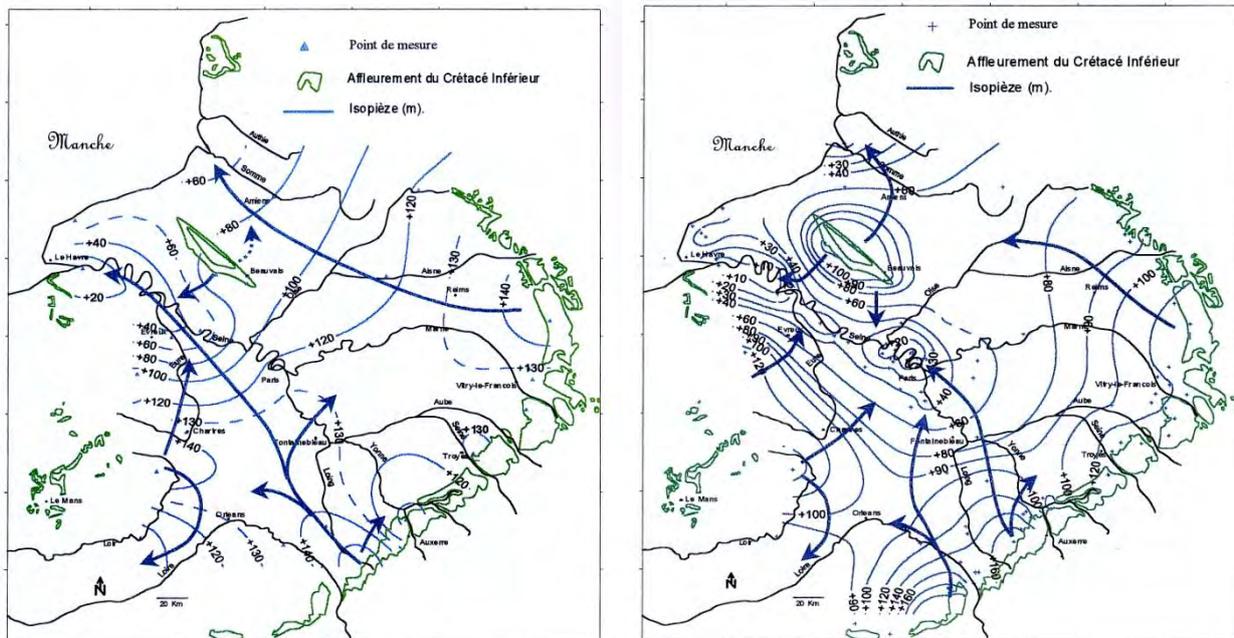


Figure 15 : À gauche, la carte piézométrique en 1935 (régime « naturel »), à droite, la carte piézométrique en 1995 illustrant le cône de rabattement de la nappe (isopièzes concentriques signant la diminution de niveau piézométrique de l'Albien) d'après Raoult (1999).

Aquifères Jurassiques (Oxfordien-Dogger, « Malm » et « Dogger », Figure 1)

La salinité de ces aquifères (surtout le Dogger) n'autorise pas une exploitation pour l'eau potable dans la partie centrale du bassin où ils se situent à des profondeurs de l'ordre de 1500 m. Ces aquifères sont toutefois captés pour l'eau potable en périphérie du bassin de Paris c'est-à-dire aux affleurements : Plaine de Caen, Maine, Poitou, Bourgogne, Lorraine. Dans le centre du bassin, en région parisienne, des salinités élevées, parfois du même ordre de grandeur que celle de la mer soit 38 g/l ont été relevées dans l'aquifère du Dogger (Figure 16). Cette salinité s'explique par le fonctionnement de l'aquifère multicouche du bassin de Paris et la présence de formations salifères (Halite, NaCl) dans la couche du Keuper (Trias supérieur). En effet, l'eau météorique s'infiltre au niveau des affleurements du Trias, s'écoule vers le fond du bassin et lessive au passage les formations salifères se chargeant ainsi en sel. La diffusion et les écoulements par drainance ascendante à travers l'épaisse couche de Lias transportent ce sel vers le Dogger où il est dispersé par l'écoulement de la nappe qu'il contient (Figure 17). S'il n'est pas utilisé pour l'AEP dans sa partie centrale la plus profonde, le Dogger est d'une part un objectif pétrolier et d'autre part exploité en géothermie. Des doublets de forages, l'un en pompage l'autre en injection, ont été mis en place notamment dans le sud de Paris pour le chauffage de logements et d'immeubles administratifs. Le forage en pompage est ainsi utilisé pour acheminer l'eau du Dogger vers un échangeur de chaleur (eau à environ 70°C), tandis que le forage en injection réinjecte l'eau du Dogger refroidie.

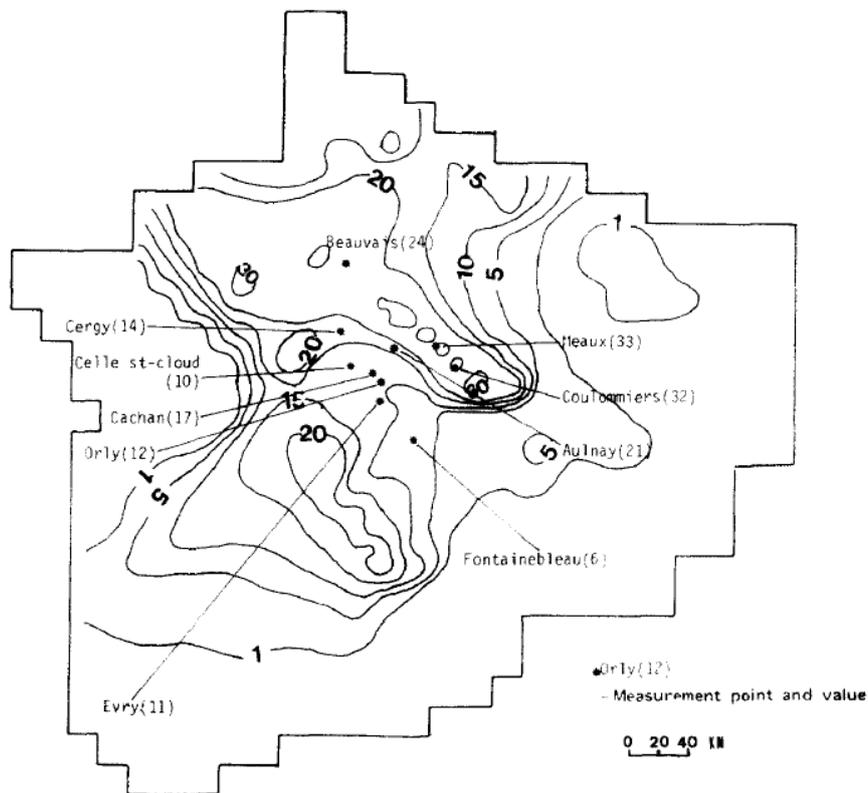


Figure 16 : salinité du Dogger, points de mesure et résultats de modélisation (Wei et al., 1990)

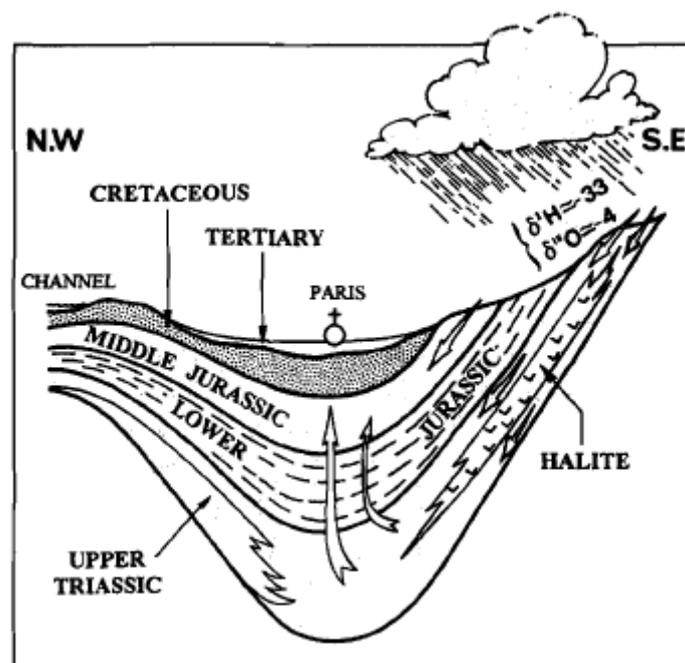


Figure 17 : schématisation de la salinisation du Dogger (Matray et Chery, 1998)

Multicouche du Trias (« Triassic », Figure1)

L'aquifère multicouche du Trias n'est exploité pour l'AEP qu'en périphérie du bassin de Paris, essentiellement en Lorraine pour la même raison que le Dogger. La salinité y est même plus importante au centre du bassin (profondeurs supérieures à 2000 m). Par proximité avec les formations salifères décrites au paragraphe précédent, les salinités atteignent jusqu'à 200 g/l. Ceci explique une exploitation d'eau potable limitée à la Lorraine où l'essentiel des eaux souterraines est pompée dans la nappe des grès vosgien à la base du Trias (Figure 18).

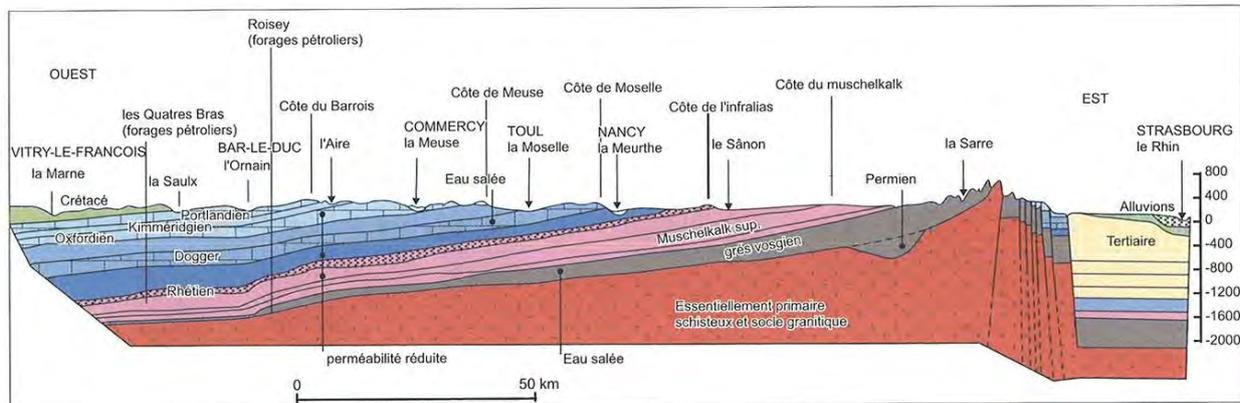


Figure 18 : Coupe géologique en Lorraine. La ressource en eaux souterraines Trias concerne essentiellement les grès Vosgien (Roux, 2006).

RESSOURCES HYDROGEOLOGIQUES ET HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS DANS LE BASSIN DE PARIS

L'histoire géologique du bassin de Paris a conduit à la genèse d'hydrocarbures sous forme de pétrole. Ces hydrocarbures sont localisés d'une part dans les roches réservoirs du Dogger et du Trias, et d'autre part dans la roche mère des hydrocarbures, le Lias. Les processus de maturation et de migration de la matière organique n'ont pu se produire que dans la partie centrale dont l'emprise est partiellement située en région Ile de France. Les hydrocarbures non conventionnels, ici sous forme pétrole, se situent ainsi à des profondeurs de l'ordre de 1800 à 2500 m (Figure 19). Deux aquifères régionaux sont en contact direct avec le Lias à quelques centaines de mètres au dessus et en dessous de cette couche cible potentielle du Lias ; le Dogger et le Trias. Dans la partie du bassin intéressant une exploitation conventionnelle effective et non conventionnelle potentielle du pétrole, l'utilisation de ces deux aquifères profonds pour l'AEP n'est pas envisageable. En dehors de l'exploitation des champs pétroliers, seul le Dogger par son utilisation géothermique présente un intérêt lié à son caractère aquifère.

Les aquifères stratégiques en terme d'AEP sont le multicouche Tertiaire, la Craie et l'Albien. Ces aquifères sont situés en position « superficielle » i.e., à des profondeurs inférieures à 800 m. Ils sont séparés du système composé du Lias et du Dogger par une colonne stratigraphique d'environ 1000 m qui compte des semi-perméables (Callovo-oxfordien, Kimmeridgien, cf. Figure 4). Ces semi-perméables assurent un effet de barrière géologique avec le Dogger. Plus que le transfert naturel et direct à travers les couches de la colonne stratigraphique, une éventuelle exploitation non conventionnelle des huiles du Lias devrait garantir une étanchéité des forages eux-mêmes, alors même que ces forages devront atteindre des profondeurs de plus de 2000 m et traverser les aquifères exploités pour l'AEP.

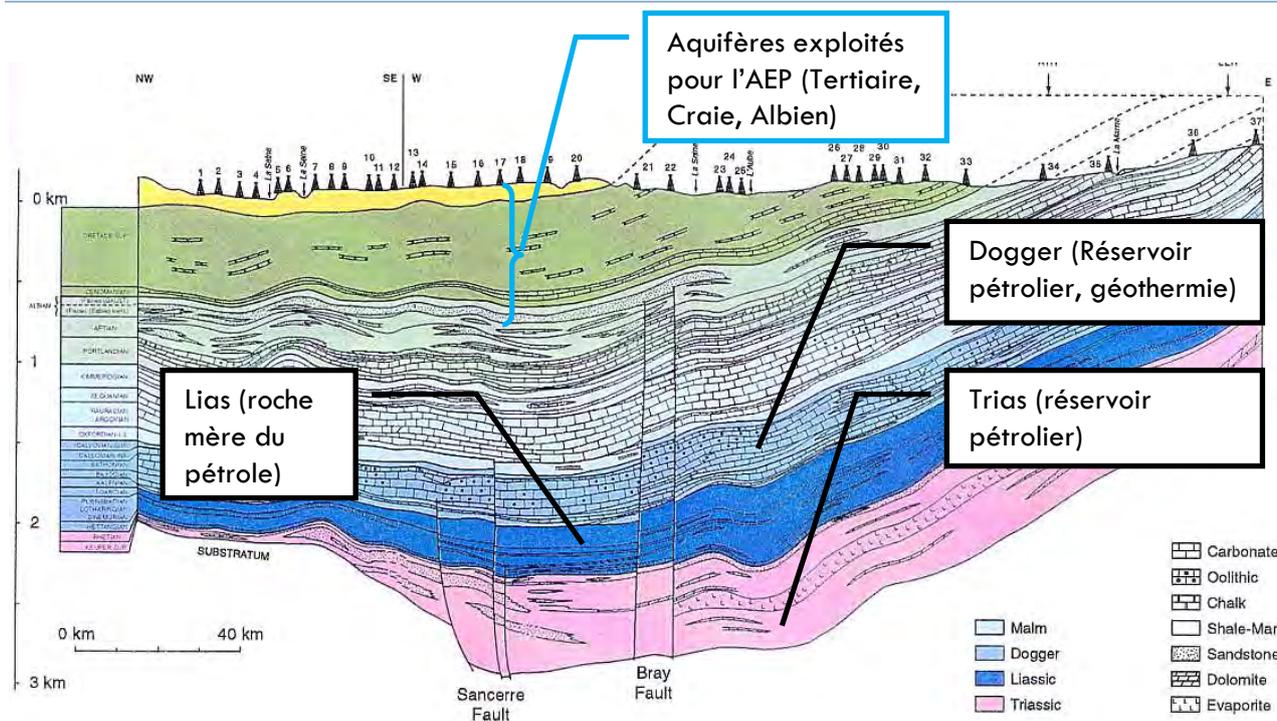


Figure 19 : Position des aquifères par rapport à la problématique des hydrocarbures non conventionnels.

Références citées

- Burrus J. (1997) Contribution à l'étude du fonctionnement des systèmes pétroliers : apport d'une modélisation bi-dimensionnelle. Thèse, Ecole des Mines de Paris, 500 p.
- Castro M. C., Goblet P., Ledoux E., Violette S., Marsily G. de (1998) Noble gases as natural tracers of water circulation in the Paris Basin: 2. Calibration of a groundwater flow model using noble gas isotope data, *Water Resources Research*, 34(10), pp. 2467–2483, doi:10.1029/98WR01957.
- Defossez M., Mouton J., Chapignac B., Commission of the European Communities. Directorate-General for Environment, Consumer Protection, and Nuclear Safety Commission des communautés Européennes (1982) Bilan des ressources en eau souterraine de la France. Rapport, Ed. Schafer, 268 p.
- Gonçalvès J., Pagel M., Violette S., Guillocheau M., Robin C. (2010) Fluid inclusions as constraints in a three-dimensional hydro-thermo-mechanical model of the Paris basin, France, *Basin Research*, 22, 699–716, doi: 10.1111/j.1365-2117.2009.00428.x
- Guillocheau F., Robin C., Allemand P., Bourquin S., Brault N., Dromart G., Friedenbergs R., Garcia J.-P., Gaulier J.-M., Gaumet F., Grosdoy B., Hanot F., Le strat P., Mettraux M., Nalpas T., Prijac C., Rigollet C., - Serrano O and Granjean G. (2000) Meso-cenozoic geodynamic evolution of the Paris Basin : 3D stratigraphic constraints. *Geodinamica Acta*, vol. 13, pp. 189-246.
- Jost A., Violette S., Gonçalvès J., Ledoux E., Guyomard Y., Guillocheau F., Kageyama M., Ramstein G., Suc J.-P. (2007) Long-term hydrodynamic response induced by past climatic and geomorphologic forcing: the case of the Paris basin, France. *Physics and Chemistry of the Earth*, 32, 368-378, doi: 10.1016/j.pce.2006.02.053.
- Kloppmann W., Dever L., Edmunds W. M. (1998) Residence time of Chalk groundwaters in the Paris Basin and the North German Basin: a geochemical approach. *Applied Geochemistry*, Vol. 13, No. 5, pp. 593-606, 1998
- Margat J. (2008) Les eaux souterraines dans le monde, Co-édition : UNESCO et BRGM, 187 p.
- Matray J.M., Chery L. (1998) Origin and age of deep waters of the Paris Basin. In : Causse C. (ed.), Gasse F. (ed.) Hydrologie et géochimie isotopique. Paris : ORSTOM, 1998, p. 117-133. Hydrologie et Géochimie Isotopique : Symposium International à la Mémoire de Jean-Charles Fontes.
- Raoult Y. (1999) La nappe de l'Albien dans le bassin de Paris : de nouvelles idées pour de vieilles eaux. Thèse, Université Pierre et Maris Curie, Paris, 170 p.
- Roux J.C. (2006) Aquifères et eaux souterraines en France, Edition BRGM, Tome 1, 480 p.
- Wei H.F., Ledoux E., Marsily G. de (1990) Regional modelling of groundwater and salt and environmental tracer transport in deep aquifers in the Paris Basin. *Journal of Hydrology*, 120, 341-358.

Risques potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en Ile-de-France

Rapport du Conseil scientifique régional d'Ile-de-France

Mars 2012

ANNEXE 5

Physical science challenges in gas/oil-engineering

Roland Pellenq
Directeur de recherche au CNRS

Franz-Josef Ulm
Professeur au MIT

*Laboratoire mixte CNRS-MIT Multi-Scale Materials
(MIT, Cambridge, US)*

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012



Physical science challenges in gas/oil-shale engineering

by

Roland J.-M. Pellenq

Directeur de Recherche au CNRS, Directeur du laboratoire mixte CNRS-MIT Multi-Scale Materials, (MIT, Cambridge, US), co-fondateur du Concrete Sustainability Hub (CSHub@MIT) et Senior Research Scientist au MIT, pellenq@mit.edu

and

Franz-Josef Ulm

Professeur au MIT (Civil Environmental Engineering, MIT, Cambridge, US), co-Directeur du laboratoire mixte CNRS-MIT Multi-Scale Materials, co-fondateur et Directeur du Concrete Sustainability Hub (CSHub@MIT), ulm@mit.edu

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

Executive summary

Contexte

L'abondance des formations géologiques appelées schistes contenant du méthane en Europe (notamment en France en région parisienne et en Ardèche) ou aux Etats-Unis (de la côte Est à la côte ouest) est potentiellement une révolution énergétique qui peut à terme donner à ces pays leur indépendance énergétique vis-à-vis des combustibles fossiles et ce sans les contraintes du nucléaire sur le long terme (vieillesse des centrales et entreposage des déchets) ou des énergies renouvelables comme l'éolien ou le solaire avec leur caractère intermittent. De plus, la combustion du méthane, que l'on peut qualifier de « propre », est compatible avec la réduction des émissions de CO₂. Dans la roche mère ("source rock en Anglais) que l'on appelle "schiste" (mais qui d'un point de vue géologique strict n'en est pas nécessairement), le méthane est prisonnier dans des poches de kérogène (qui en première approximation peut être vu comme une macromolécule carbonée issue de la biodégradation); ces poches de kérogène sont elles-mêmes enchâssées dans des formations géologiques de type argile, silice, carbonates... Elles ne sont pas connectées entre elles (voir Figure 1); le milieu est globalement de très faible perméabilité mesurée en nano Darcy; ce qui correspond à des très petits pores, de l'ordre du nanomètre (soit 1 milliardième de mètre). Au delà des concepts traditionnels issus de la géologie ou de l'ingénierie des réservoir de pétrole ou de gaz, les schistes méthanifères sont avant tout une classe de matériaux composites organique/inorganique, domaine de recherche très actuel et très actif.

L'objet principal de ce rapport est de démontrer que l'extraction de la ressource méthane des schistes outre sa localisation et de son évaluation en terme de quantité par la géologie est avant tout un problème de Physique-Chimie qui dépasse l'ingénierie des réservoirs et nécessite une approche scientifique multidisciplinaire intégrant modélisation (depuis l'échelle des atomes jusqu'à l'échelle du micron, le milliardième de mètre) et expérimentation incluant nanotomographie par rayons X (ligne nano-image X, synchrotron Soleil, Saclay), nano-indentation et nano-scratching (pour mesurer les propriétés mécaniques incluant la résistance du matériau à la fracture).

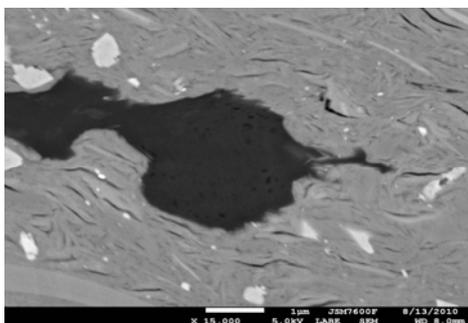


Figure 1 : Une image de microscopie électronique d'un schiste méthanifère à l'échelle du micron. Les poches noires sont du kérogène ; les zones grises, de l'argile, les grains blancs du quartz et/ou de carbonates.

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

Les verrous technologiques

Le procédé industriel actuel pour accéder au méthane de ces formations géologiques est basé sur la fracturation hydraulique du sol à des profondeurs de l'ordre de 2 à 3 km. Le mélange eau + sable (soit 99.5 % du fluide de fracturation) est en envoyé à très haute pression afin de propager un réseau de fissures et ainsi augmenter significativement la perméabilité du milieu. Diverses substances chimiques (les autres 0.5 %) sont parfois ajoutées au fluide de fracturation. Il s'agit pour l'essentiel de surfactants chargés d'améliorer la friction entre les grains de sables pour augmenter leur diffusion dans les fissures; à noter que ces produits restent pour l'instant utilisés seulement à des fins expérimentales vu leur coût. Le rôle de grains de sable est de maintenir ouvertes les fissures qui sinon se refermeraient immédiatement après la fracturation sous l'effet du poids du sol. Le méthane est récupéré par le puits d'exploitation (voir Figure 2). Simple à concevoir, ce procédé n'est ni vraiment efficace (rendement de l'ordre de quelques pourcents), ni économe par la quantité d'eau utilisée, ni propre par la qualité du scellement (cimentage) du puits d'exploitation ou l'usage éventuel de surfactants. C'est ainsi qu'on en est arrivé à polluer par du méthane des nappes phréatiques du nord et de l'ouest de la Pennsylvanie (US) ; le méthane se retrouvant dans le réseau d'eau potable...

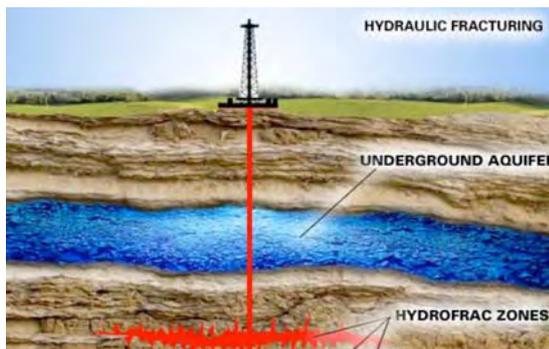


Figure 2 : Le schéma de l'exploitation des schistes méthanifères par fracturation hydraulique (aquifer=nappe phréatique), adapté de N. Mousseau, «La révolution des gaz de schiste», Ed. MultiMondes 2009.

Des pistes de recherche prioritaires

On ne connaît rien de la physique de la fracture dans un milieu composite et chimiquement complexe que sont les schistes. En particulier, on a une connaissance quasi-nulle des propriétés mécaniques de l'interface organique (kérogène) / inorganique (argile) à l'échelle moléculaire. Même problème pour le scellement du puits d'exploitation. On ne sait rien de l'interface ciment (utilisé pour la tenue mécanique du puits) avec l'acier du conduit remontant le méthane ou encore de l'interface ciment-formation rocheuses (traversées par le puits). Cet aspect est crucial pour éviter la contamination d'une éventuelle nappe phréatique traversée par le puits d'exploitation ou plus globalement pour l'exploitation du puits lui-même. Il est clair qu'au delà de la physique de la fracturation de la roche mère elle-même, la notion d'intégrité des puits en terme de leur capacité à contenir le méthane est fondamentale. Il s'agit pour

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

l'essentiel de comprendre les mécanismes de diffusion et de transport de ce composé dans le réseau poreux cimentaire; le ciment étant un milieu granulaire multi-échelle.

L'ingénierie de l'exploitation des schistes méthanifères et la définition de la « bonne » pratique nécessite aujourd'hui une stratégie de recherche scientifique dites « bottom-up » dans laquelle on passe les « bons paramètres » calculés/mesurés à l'échelle nanométrique par le physicien ou le chimiste à l'échelle du dessus, celle de la micromécanique, maîtrisée par le mécanicien des sols et/ou des fluides. Il est fondamental que la puissance publique puisse en collaboration avec les industries du pétrole et du gaz, en particulier les sociétés de forage, établir "la" norme définie à partir de résultats scientifiques fiables intégrant toutes les aspects de la classe de matériaux concernée, à savoir les schistes méthanifères.

L'acceptation sociale de l'exploitation des gaz de schiste est un aspect clef pour une situation historique dans le contexte de l'augmentation du prix de l'énergie, du pétrole en particulier (cf l'accident nucléaire au Japon, les changements politiques dans les pays du Maghreb, les tensions géopolitiques aux Moyen-Orient). En effet, des régions du monde très peuplées (l'Europe, les US) qui étaient jusqu'à présent les régions les plus consommatrices d'énergie deviennent productrices avec l'exploitation de la ressources "gaz de schistes". L'acceptation sociale se fera par l'encadrement réglementé des pratiques de l'industrie ayant intégré et soutenu les axes de recherche évoqués dans ce rapport.

Un autre aspect à considérer est l'impact économique de cette nouvelle industrie en termes de création d'emplois, d'infrastructures, d'aménagement du territoire vu les quantités disponibles en Europe et aux US (voir Figure 3).

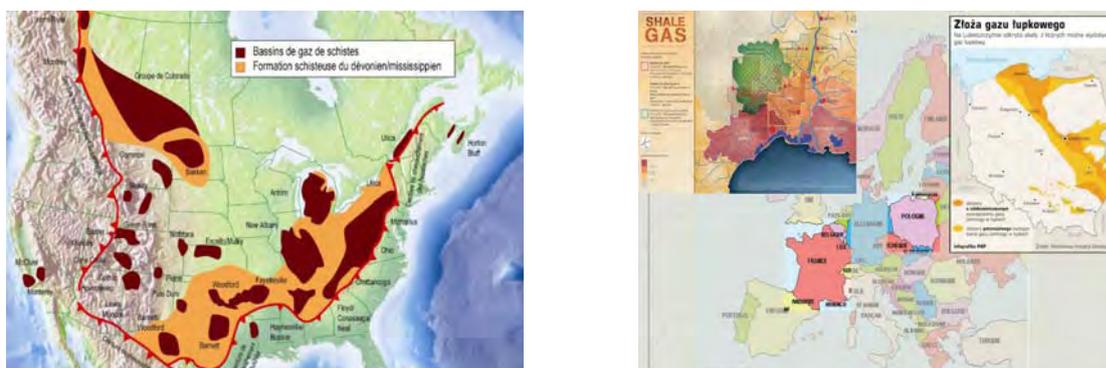


Figure 3 : Les ressources de gaz de schiste aux US et en Europe (encarts : France et Pologne)

L'impact attendu

Il s'agit de mettre en place un corpus interdisciplinaire de connaissances (de la Physico-Chimie aux Sciences Sociales et Economiques) permettant de définir un cadre adapté pour des pratiques d'ingénierie acceptables en vue de l'exploitation des schistes méthanifères, respectueuses de l'environnement et des populations.

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

Introduction

The recent disasters of the Japanese nuclear plant and the oil spill in the Gulf of Mexico highlight the lack of materials technology and the need of renewing engineering practices from science-based principles. A similar yet less dramatic lack of knowledge expands into many fields of environmental and energy related materials research, from the environmental compatibility of shale-gas to the long-term stability of cement and nuclear fuel bars. A new multi-scale approach is needed to integrate different scale knowledge into accurate models of relevant phenomena and complex systems across multiple length and time scales. We propose a shift of paradigm based on a bottom-up approach that can be applied to and tested for most important technological, economical and environmental materials: cement, ceramics, solid nuclear fuels, geo-materials including gas/oil shales; all being classes of so-called "multi-scale" materials.

We propose a gradual bottom-up approach amenable to bridging time and length scales based on the handshake between numerical simulations and experiments that should be the core thrust of a scientific strategy of research on gas and oil shales with the ambition to take this new multi-scale approach heads-on into the realm of materials science and engineering of industrially important and societal critical materials neglected by main stream R&D until now. Ultimately, this strategy will be transformational shifting existing technology from empirical practice to science-based knowledge in the context of sustainability, durability, energy and waste management with the emergence of a new interdisciplinary field of research at the frontier between Sciences and Engineering.

For gas and oil shale materials, this strategy aims at implementing a transformational approach that combines most advanced statistical Physics simulations (such as accelerated Molecular Dynamics) and modern experimental investigation tools (such as X-Ray synchrotron tomography and microscopy, electron microscopy, nano-indentation, dispersive wave spectroscopy...). This hybrid multi-scale approach will be able to elucidate the 3D texture of multi-scale (and porous) materials from the scale of atoms to microns focusing in particular on mechanical, transport and durability properties. The handshake between numerical simulations and experiments is the core thrust of this strategy. We aim at spanning not only length but also time scales, to address phenomena such as time-dependent deformations and creep that cover many length and time scales. To achieve this objective, important experimental developments are needed to observe and understand materials texture and transport properties at different scales. None of these scales can *a priori* be ignored. Most of the existing approaches assume scale separation between nano–micro and macro. A “top-down” approach is generally conducted where a macroscopic mean-field observation is simplified into a microscopic scenario at the scale of the so-called representative elementary volume (REV) when this can be defined. We propose to turn this approach on the head through a consistent “bottom-up”

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

approach that fills the pervasive knowledge gap from the angstrom level to micrometer scale, from the pico-second scale to microsecond, minutes, days and years. Mastering this space and time window that is often encountered in many hierarchical materials is critical to address the many open questions in energy and environmental related materials research.

The CNRS-MIT joint laboratory "Multi-Scale Materials" (Unité Mixte Internationale CNRS-MIT n°3466 established on MIT Campus, Cambridge, US) provides an ideal frame for science-driven discovery and engineering breakthroughs as Science merges into Engineering, hence defines a single research field. This truly interdisciplinary joint research unit brings together Physics, Chemistry, Mechanics and Materials Science communities on a common ground for the development of such an integrated interfacial approach at the frontier between Sciences and Engineering. Our approach is both fundamental and applied as it merges Science and Engineering in a single research field: as physicists or Materials scientists are driven by engineering challenges and engineers move into the fundamentals of physics, a shift of paradigm is taking place that enables progress at the interface between Physics and Engineering. The research program of the UMI on gas and oil shales is developed to some length here after as an example of what should be done in order to establish gas and oil shales production on safe scientific grounds in particular from an environmental point of view. Shale are composite organo/inorganic porous materials with a texture that spans several scale lengths from the nano-scale upwards. The knowledge of their mechanical behaviour in particular as far as fracture is concerned is intimately related to their physical-chemistry properties. Shales are good examples for which the bottom-up approach combining both simulation and experiments can lead to significant results irreversibly impacting industry. This constitutes the first chapter of this report. Similarly and given the crucial role of cement in the oil and gas well integrity, we also include cement as part of our effort towards safer and greener exploitation of oil and gas shales. Cement strategy is thus described in the second part of this report.

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

1. The Science and Engineering of gas/oil Shale, an organic/inorganic porous composite

1.1 The current situation

Background: Why Shale Gas is “Unconventional” and Call for a Shift of Paradigm?

It is now generally agreed that unconventional gas, and particularly shale gas, will make an important contribution to future U.S. energy supply and carbon dioxide (CO₂) emission reduction efforts. Assessments of the recoverable volumes of shale gas (CH₄) in the U.S. have increased dramatically over the last five years. Yet, for shale gas and other unconventional gas resources to occupy their legitimate role in the national energy mix, some critical challenges in exploration, stimulation and sustaining the productivity of shale gas reservoirs need still to be addressed. These challenges all relate to the “unconventional” nature of the said gas resources: extracting the resource in presence of nanodarcy permeability; controlling of fracture growth and location to maximize surface area while successfully propping for transport and restricting water use; and increasing its recovery are all *unresolved issues* in the science and engineering of shale gas, from the scale of a few nanometers of the inorganic–organic interface to the scale of wear of drilling and exploitation operations. We argue that these challenges cannot be addressed within the classical “top-down” framework of oil and gas engineering, but require a shift of paradigm that addresses the fundamentals of science and engineering of unconventional gas reservoirs heads-on with a consistent “bottom-up” multi-scale and multi-physics approach, from atoms to operational scales. This is in short the focus of the proposed collaborative research, which we propose to implement within the CNRS-MIT UMI: a hub for the physical sciences of shale gas with a mission to develop the fundamentals that enable engineering breakthroughs for understanding what control gas production and enhance the productivity of shale gas reservoirs. With this focus in mind, we propose to implement a consistent “bottom-up” strategy for shale gas, around three industrial relevant focus areas: Reservoir Characterization, Drill Efficiency and Completion Design. Progress in all three fields is expected to deliver the necessary knowledge for technology development to increase and maintain production, ranging from non-conventional characterization tools, to sustained access to gas production. The term “unconventional reservoirs” covers a wide range of hydrocarbon-bearing formations and reservoir types that generally do not produce economic rates of hydrocarbons without stimulation. Common terms for such “unconventional” reservoirs include: Tight-Gas Sandstone, Gas Hydrates, Oil Shale formations, Heavy Oil Sandstones, and Shale Gas, among others. What makes those reservoirs so unconventional compared to classical formations, and as we shall see beyond or at the limit of reach of classical explorations techniques, is the strong presence of organic-rich matter intermixed with the classical inorganic

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

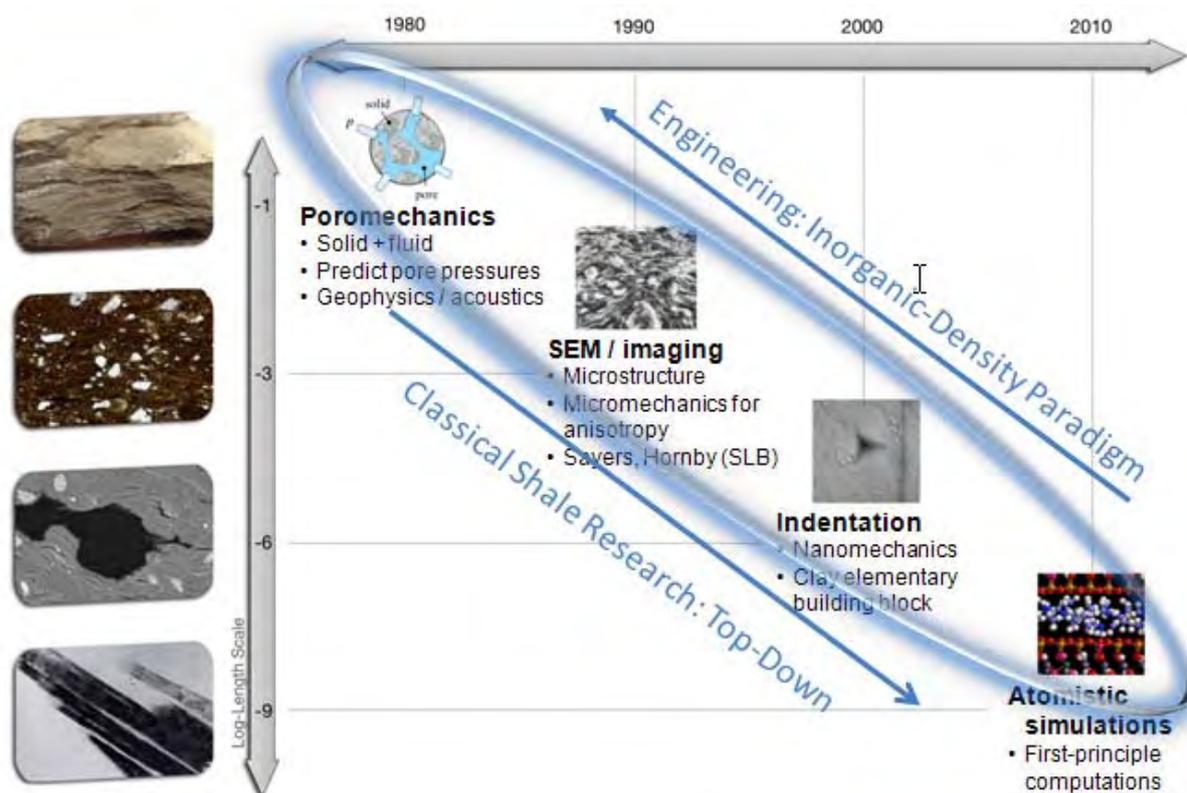


Figure 1 : Pace of development of shale research. The classical top-down approach incrementally advances knowledge through breakthroughs to smaller scales. In contrast, a bottom-up multi-scale approach starts at fundamental scales and translates this understanding to larger scales; all the way up to the scale of technology development and engineering operations.

mineral grains (e.g. quartz, feldspar, rock fragments, clays, minerals etc.). More specifically, the formations targeted for shale-gas reservoir explorations are over-mature oil-prone source rocks i.e. highly mature organic-rich rocks in which a woody/coaly form of kerogen (Type III) hosts sufficient gas to be of economic interest. To progress in Shale Gas research, we propose a shift of paradigm from the classical Top-Down Engineering Shale Research (see Figure 1) to a Bottom-Up Engineering Science approach. The basic idea is to move away from empirical correlation and understand shale gas in a bottom-up fashion, from the scale of atoms of the organic-inorganic interfaces to the structural scale of shale gas. Typically, scientific understanding improves as we probe smaller scales, down to the level of atomistic simulation. By contrast, our approach consists in using results at small scales to be predictive at larger scale. Today this works very well for inorganic material, where the density-based correlation on moduli and strength can actually be explained. The challenge of our proposal is to advance, develop and implement such a “bottom-up” approach in the presence of organic matter such as kerogen.

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

1.1.Preliminary results: gas/oil shales have a greater fracture toughness than normal shale!

The industrial pathway to gas exploration is by hydraulic fracturing. As fractures need to be generated through the host rock it is worthwhile to understand the fracture behaviour of shale gas formations compared to classical formations. In order to fully appreciate this difference, we carried out a series of fracture tests on such materials by means of an innovative method, the micro-scratch test. Akin to the scraping of butter with a knife, the test consists of scratching a weaker material (shale) with a tougher one. The results (see Figure 2) indicate that shale gas have at least twice the fracture toughness of normal shale materials. We verified this finding for several US “unconventional” oil and shale gas formations (Woodford, Antrim, Fayette, Barnett, Mancos), and different horizons to check for spatial variability. The key observation here is that the lower dense shale gas has greater fracture toughness. The overall lower density of the shale gas is due to large amount of organic matter with a low grain density (typically 1.1-1.4 g/cc) compared to that of common rock-forming minerals (2.6-2.8 g/cc). The fact that this lower-density material has greater fracture toughness puts the organic-inorganic interface in shale gas at the forefront of any successful shale gas exploration operation.

Figure 2 : Puzzle: Lower Density material has higher Fracture Toughness

The “toughening” of inorganic matter by organic matters (in shale gas kerogen), does not fully come at a surprise. In fact, it is well known for other organic-inorganic material systems present in nature, and is a highly active research field in biomechanics and bio-mimicry: Nacre, also

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

known as mother of pearl, Abalone shell, and bones are all such organic-inorganic composite materials in which highly brittle inorganic minerals are glued together by organic matter at the interfaces. For instance, the Abalone shell is about 97% crystalline calcium carbonate, and the remainder includes the glue that helps make abalone shell 3,000 times more fracture-resistant than pure calcium carbonate. Apart from being inherently sticky, the glue molecules resist fracture by reacting to impacts with a mechanism that makes them about 100 times harder to rupture. A very similar kind of organic glue may also be present in another mineralized tissue - bone - which might help give bone its remarkably tough yet lightweight structure (see Figure 3). Given our preliminary results (see Figure 2), we believe that a similar mechanism is at stake in organic rich shale gas, which explains their higher toughness and resistance to hydro fracturing. Learning from biomechanics and bio-mimicry, it appears that an in-depth understanding of the interfaces does not only provide intellectually stimulating insight, but a means to engineer this very interface.

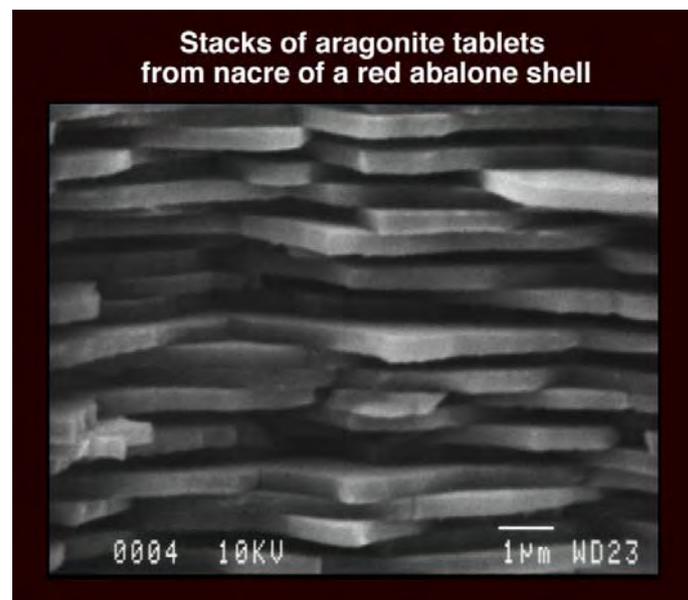


Figure 3 : Nacre: Aragonite (Inorganic) + Bio-Polymer Adhesive (Organic), exhibiting the same high toughness value trend as gas and oil shales

The Limits of Current Techniques for Shale Gas Exploration

The results of our preliminary study on fracture properties of shale gas impact immediately (at least) three core areas of shale gas exploitation, stimulation and completion:

Characterization: The current toolbox of oil and gas exploration and exploitation in general, and well-log techniques in particular, is geared towards measuring bulk rock properties that are aloof to surface properties that drive the toughness of shale gas formations. A similar remark could be made about classical means of laboratory characterization of shale gas that focus on mechanical bulk properties such as strength and stiffness: while both elasticity and strength are

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

known to increase with density, they cannot capture the fact that lower density shale gas has higher fracture toughness. Recent logging techniques developed to quantify TOC (total organic carbon), in addition to existing methods that can characterize volume fraction and types of clays, do not address the surface properties of the organic-inorganic interface, and hence have limited impact in shale gas evaluation, especially for geo-mechanics. Closing this technology gap requires fundamental understanding of the organic/inorganic interface at molecular level, before new logging tools can be developed, or the use of existing advanced technologies such as NMR, dielectric and spectroscopy logging can be optimized. This includes Gamma-ray and spectral Gamma-ray, whose assessment of the potassium, thorium and uranium contents can be at best a good indicator of bulk organic richness, and a fairly good indicator of overall clay content [1]. But its focus on overall content rather than surface properties of the organic-inorganic interface sets out a severe limitation for characterization of shale gas formations. Similar limitations can be found for resistivity logs (measuring how strongly a material opposes the flow of electric current), density logs, sonic logs, neutron logs, and so on. While some attempts have been made to overcome the shortcoming of these bulk property logs for shale gas formation through a calibrated and empirically correlated combination of different testing logs, yet the theoretical basis for such correlations remains still to be developed. It must be added that the research outlined here has wider applications. The understanding of what goes on at interfaces - at the molecular level- may solve traditionally challenging petrophysical problems. A good example is shaly sand interpretation, currently based on Waxman-Smiths or Dual-Water water saturation models.

Drill Efficiency: One immediate consequence of drilling through tough shale gas formation is a pre-mature loss of drilling efficiency related to e.g. wear of the drilling bit. This recognizes that the removal of matter by drilling is a fracture process. This loss of drilling efficiency substantially increases the costs of shale gas exploration. The fundamental understanding of the underlying mechanisms of drilling through organic rich shale gas formations remains aloof.

Access to Production: One must understand that hydraulic fracture propagation is a highly non-linear moving boundary problem which involves a strong coupling between elasticity and fluid flow. The velocity at which the fracture grows (hence its final length) is actually governed by processes occurring close to the tip of the fracture where three main energy dissipation mechanisms are at play : i) creation of new fracture surfaces linked to fracture toughness, ii) viscous flow dissipation within the fracture and iii) leak-off of the fracturing fluid in the porous rock mass. For slick water treatment where the viscosity of the water is much lower than conventional fracturing fluid, the fracture toughness will start affecting the pattern of hydro-fracturing and the resulting fracture geometries produced. As a consequence, a greater fracture toughness of shale gas will require a higher fracture pressure to be employed to hydraulically fracture shale gas formations. This means that substantially more “horse power” is

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

needed in shale gas completion operations than in conventional operations. The tough nature of shale gas may also increase the likelihood of single fractures merging with geological faults, thus reducing the overall contact and surface area, which can lead to a premature fracture pressure resulting in reduced productivity. There are additional mechanisms resulting in loss of fracture conductivity. Lack of proppant (water + sand), proppant embedment, scale deposition and creep are important ones. Production of injected water is also of highest importance. Trapped water in the hydraulic fracture system prevents gas production and increases the requirement of fracture conductivity. Our final objective is to understand the detrimental effects of these elements and identify the dominant mechanisms of loss of fracture conductivity. This research will provide us with insight for prolonging high rates of initial production.

To summarize, the unconventional nature of shale gas requires re-thinking the classical “inorganic-density paradigm” that has been at the core of technology developments and employments in the oil and gas industry. We believe that the challenge and importance of shale gas call for a shift of paradigm that addresses the fundamentals of shale gas heads-on. Developing and implementing such a shift of paradigm for shale gas formations is the focus of the multi-scale, multi-physics “bottom-up” approach, we propose below; with –at its core– the organic-inorganic interface.

1.3 The “Bottom-Up” multiscale roadmap for oil and gas research

We here propose a shift of paradigm from the classical incremental top-down engineering approach to a science-driven bottom-up simulation and experimentation approach. We believe that the approach is not only most suitable for shale gas research, but essential to achieve the long-needed breakthroughs for innovation in shale gas technology. The overall research roadmap is depicted in Figure 1. It has two interwoven components, simulations and experimentations, both of which subscribe to the bottom-up framework.

a. Multi-Scale Simulation Roadmap

In recent years Computational Science has emerged to be a highly interdisciplinary field of research, the intellectual merit of which can be simply stated as the use of advanced computational methods to solve complex problems relevant to society. Because Computational Science encompasses Computational Physics and Computational Chemistry, both already quite well established, as well as Computational Materials Science, a relatively new area which is becoming increasingly more active, the methods and the problems can be expected to be diverse and set off by the traditional boundaries between disciplines. That is, the methods of computational multi-scale physics, chemistry and materials science have reached a level of

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

maturity to tackle heads-on problems as complex as shale gas. Herein, Computational Science will form the backbone of multi-scale modelling and simulation across spatial and temporal scales. In contrast to classical continuum or discrete simulations approaches, we thus here propose to start at fundamental scales of atoms and electrons to study the organic – inorganic interfaces by means of molecular simulations, and propel the interactions all the way upward to micro texture simulations using novel colloidal simulation tools:

Molecular Simulation: Our starting point will be the atomic structures of clays, silica, carbonates and kerogen in different maturity states. Using state-of-the-art inter-atomic potentials for carbon-type materials and inorganic matter, we will investigate the inorganic-organic bonds that characterize shale gas materials. The expected outcome of this investigation will be a blueprint of fundamental building block that drives shale gas behavior. The model will be amendable to chemical and physical testing (incl. mechanical and adsorption behavior), in order to validate the model and to identify the chemo-mechanical interplay. A second expected outcome of this effort will be a model that can be used to test chemical alteration possibilities of the organic-inorganic interface. Figure 4 presents a first principle molecular model of a over mature (gas) kerogen.

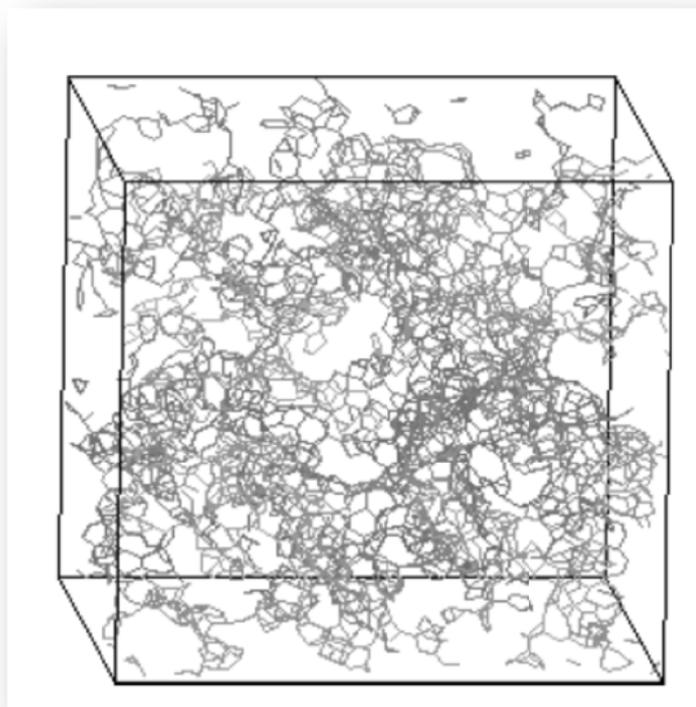


Figure 4 : An atomistic models of a matured kerogen phase at the nanoscale. simulation box 5 nm in size The black lines represent C-C bond, C-H bonds not shown, Pore size distribution 5-12 Å

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

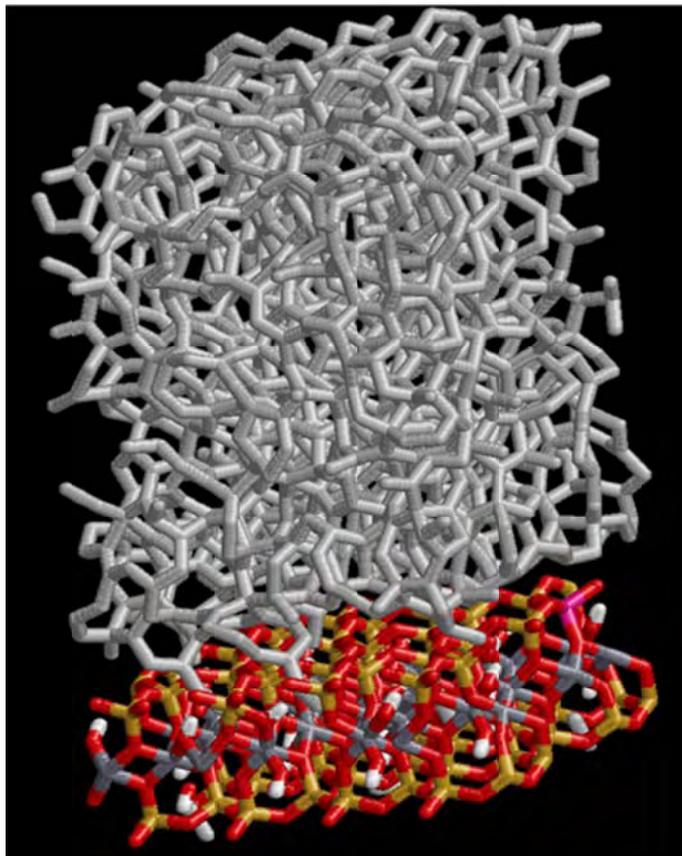


Figure 5 : The interface between a kerogen phase (grey spheres are carbon atoms) and a grain of silica (yellow and red spheres are silicon and oxygen atoms respectively)

Colloidal Modeling: In order to translate the novel understanding at atomistic scales to the scale of micro-texture of shale gas, we propose to employ a coarse-graining colloidal modeling approach. The approach consists of aggregating atomistic response into inter-particle potentials that fully describe the atomic interactions. The “maxime” of this approach is that if the micro-texture geometry is well represented, the access to the physics just depends on the appropriate level of modeling the interactions. The research will thus include the development of these inter-particle potentials for shale gas, in between clay particles, clay–kerogen, clay–other inorganics, kerogen–inorganics and kerogen–gas interfaces. A special attention will be given to adsorption behaviors of gas and liquid in the intra- and inner-particle space, considering realistic down-hole temperature, pressure and chemical conditions. The colloidal modeling approach will also consider possibilities of altering the fluid chemistry, and its potential on stability and properties of the microtexture, including elastic, strength, fracture and permeability properties. Through the use of novel methods of statistical physics, we will be able to probe the atomic-level mechanisms that govern system-level behavior on macro time

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

scales. The colloidal scale may also hold the key to link between novel statistical methods and more classical discrete element approaches (DEM) of grain assemblies, as those used in digital rock simulations, successfully employed for sandstones, and which could be further refined to accommodate the specificity of shale gas rocks, the presence of carbonates, and so on. We propose to explore the possibilities offered by these advanced digitized rock methods as an effective medium to represent microstructure.

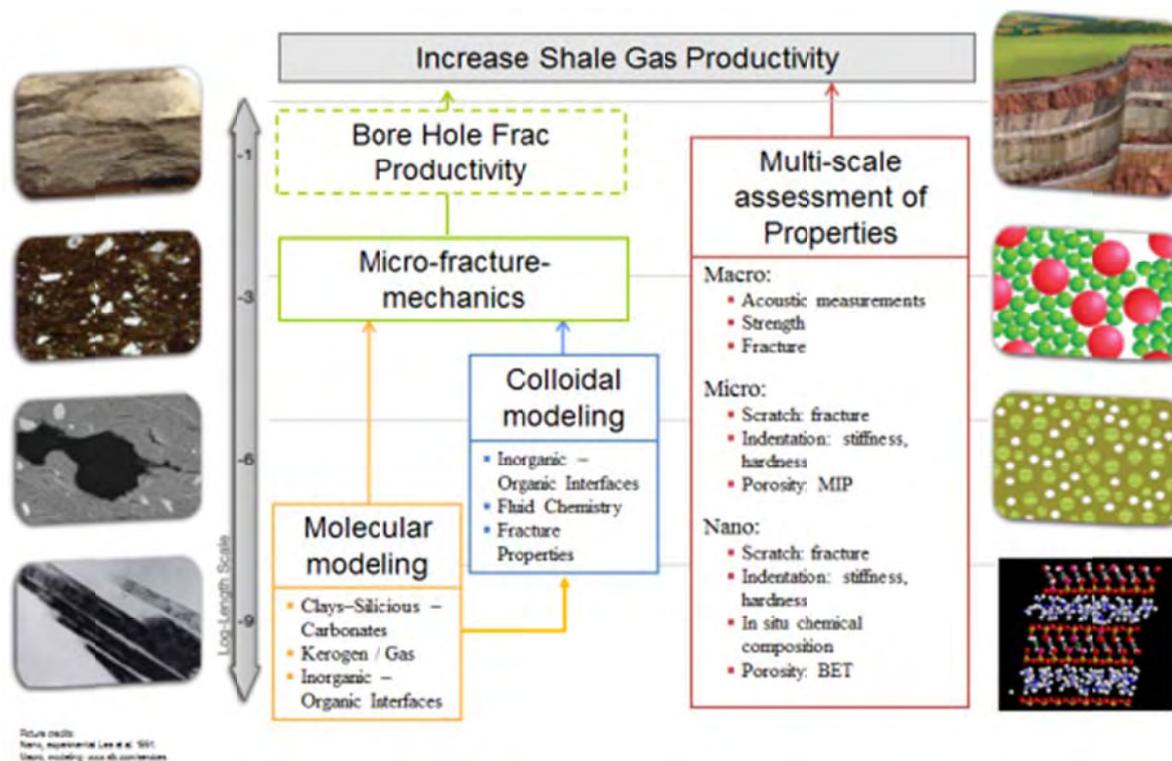


Figure 6 : Bottom-up roadmap for multiscale and multiphysics research for shale gas

Micro-Fracture Mechanics: The information thus obtained from atomistic and colloidal modeling scales will feed into a consistent suit of micro-fracture-mechanics models and diffusion models that bridge the gap to more classical engineering models. We expect to be able with the bottom-up approach to translate mechanical, chemical and transport properties from atomistic and colloidal scales into engineering parameters relevant for Reservoir Characterization, Drill Efficiency and Completion Design.

The type of fundamental simulation approach we here suggest for shale gas is far from new for the oil and gas industry. For instance it has already been successfully employed in the chemical engineering of gas hydrates. Using atomistic simulations, it was possible to develop the phase diagram for the stability of methane hydrates (a short review is

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

given in the Appendix). We want to achieve the same – and more – for shale gas of all possible horizons, chemical properties, strength stiffness and fracture properties.

B. Multi-Scale Experimentation Roadmap

The goal of the multi-scale experimentation roadmap is two-fold: (1) to provide the backbone for validation and implementation of the simulation roadmap for shale gas; and (2) to experimentally overcome the limitations of current characterization tools available to industry today:

Nano-Scale Assessment of Properties: Recent progress in nano-science and engineering brought to the forefront new experimental techniques to characterize chemo-physical properties of complex inorganic and organic materials. This includes nano-scratching and nano-indentation for the determination stiffness, strength and fracture properties of geo-materials that are coupled with more classical chemical tests (e.g. Wavelength Dispersive Spectroscopy). The key in applying these techniques is an advanced statistical method for data interpretation. We plan to employ this technique for shale gas by testing a large number of different shale gas from different reservoirs and horizons to access molecular properties and micro-texture. Given the importance of surface properties a special focus area will be on combining advanced surface adsorption methods (e.g. BET) with visual (e.g. TEM), and chemo-mechanical tests, in order to identify the interplay that makes shale gas so tough compared to normal shale materials (Figure 2).

Micro-Scale Assessment: Testing the same properties at different scales provides a means to identify scale effects, which is a critical component for appropriate model development. This is the focus of micro-scale testing of stiffness, strength, fracture, pore size and porosity measurements. In contrast to the classical “mono-scale” experimental approach, the combination of multiple scale-testing provides an extremely strong basis for understanding the key quantities that need to be captures in order to accurately predict shale gas behavior. It is at this scale that we believe progress in understanding of the nano-micro-texture will be critical to improve e.g. drill efficiency. Beyond the pure research objective, the small size of materials required in both nano-and micro-scale assessment methods could be used with great advantage in the industry for shale gas formation characterization on e.g. shale gas cuttings.

Macro-Testing: Linking new experiments and simulations with existing macro-testing methods and log-tool information is of great importance for transitioning from classical tools of shale gas characterization tools to novel ones still to be developed. The focus of macro testing, therefore, is to identify quantitatively the fundamental parameters that

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

can be assessed with current tools available, and those for which new technology need to be employed.

To summarize, the combination of both roadmaps, multi-scale simulation and experimentation, is a powerful tool to advance the science and engineering of shale gas. As important, the implementation of the proposed bottom-up approach will provide the industry will tools for technology development for enhancing shale gas productivity; and this at a much faster pace than classical top-down approaches. This includes the potential development of non-conventional characterization tools that focus on surface properties; improvement of drill efficiency, and fracture seeding technology highly relevant for completion design.

References:

- Passey Q.R., Bohacs K.M., Esch W.L., Klimentides R., Sinha S. (2010). "From Oil-Prone source rock to gas-producing shale reservoirs – Geologic and Petrophysic characterization of unconventional shale-ga reservoirs", SPE 131350, Society of Petroleum Engineering, 29 pages.
- Akono A-T., Ulm F-J. (2011). "Scratch test model for the determination of fracture toughness", Engineering Fracture Mechanics, Vol 78(2), 334-342.
- Akono A-T., P.M. Reis, Ulm F-J. (2011). "Scratching as a fracture process: from butter to steel". Physical Review Letters, 106 204302, 2012.
- Smith BL, Schaffer TE, Viani M, et al. (1999). "Molecular mechanistic origin of the toughness of natural adhesives, fibres and composites", Nature, Vol. 399(6738), 761-763.
- Fantner GE, Hassenkam T, Kindt JH, et al. (2005). "Sacrificial bonds and hidden length dissipate energy as mineralized fibrils separate during bone fracture". Nature Materials, 4, 612-616.
- Yip S. (2003). "Synergistic science". Nature Materials, Vol 2(1), 3-5.
- Ulm F.-J., Vandamme M., Bobko C., et al. (2007). "Statistical indentation techniques for hydrated nanocomposites: Concrete, bone, and shale", J. Am. Ceram. Soc., 90(9), 2677-2692.

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

2. The Science and Engineering of Cementitious Materials in the context of oil and gas shale research

2.1 The current situation

Background:

Concrete (the mix of aggregates with cement), that cold, hard, formless mass, unloved and ubiquitous, is on the rebound. More concrete is produced than any other synthetic material on Earth. (3 times the volume of steel per year). The current worldwide cement production stands at 2.3 billion tons, enough to produce more than 20 billion tons or one cubic meter of concrete per capita per year (see Figure 7). There is no other material that can replace concrete in the foreseeable future to meet our societies' legitimate needs for housing, shelter, infrastructure, and so on by the unique property of cement transforming from liquid to stone at room temperature.

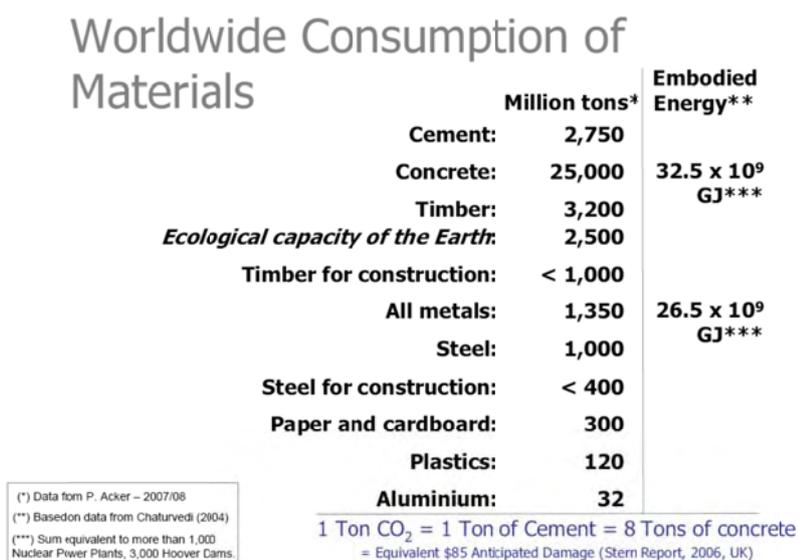


Figure 7 : Materials consumption worldwide

As difficult as it may be for the world at large to imagine, concrete is to architects the most romantic of materials, the embodiment and realization of social and aesthetic ideals. Used in the building of the Pantheon, there is perhaps no material so resonant of the Modern Movement as concrete. For America, concrete in the 20th century was the material of capital expansion, much as it is in China today. The Hoover Dam was emblematic of American industrial power and the modern world all built in concrete, each a shrine to American achievement. For the French and the Europeans, however, concrete was as much romantic inspiration as it was pragmatic imperative. The engineers Maillart and Freyssinet, in pushing the

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

technical limits of *béton armé* — reinforced concrete — creating forms of slender simplicity. Le Corbusier proposed that the virtues of honesty, functionalism, and material progress inherent in the concrete forms of industrial structures could be transferred to the architecture of housing, schools, and offices. Concrete could become the medium through which mass, surface, and plan would be transformed into utopian communalism. The materiality of the concrete itself would express the essence of the building, complementing its potential for expressing mass and proportion. *Béton brut* — raw concrete — was at once description and label of the material itself and its expression of mass and volume. As it had been in the Europe of the '20s and '30s, concrete became the cultural expression of progressive politics and social optimism in the United States of the '60s. Nowadays, concrete, continues to express idealism in building. Because it is so ubiquitous and because it is the product of artifice, being formless without formwork, it remains open to and dependent upon suggestion, intervention, and expression.

But concrete faces an uncertain future, due to a non-negligible ecological footprint that amounts to 5-10% of the worldwide CO₂ production (see Figure 8). On the other hand, emerging breakthroughs in concrete science and engineering hold the promise that concrete can be part of the solution of contributing to a sustainable development that encompasses economic growth, social progress while minimizing the ecological footprint.

- Adapted From DOE Cement Workshop (Sep. 2009)

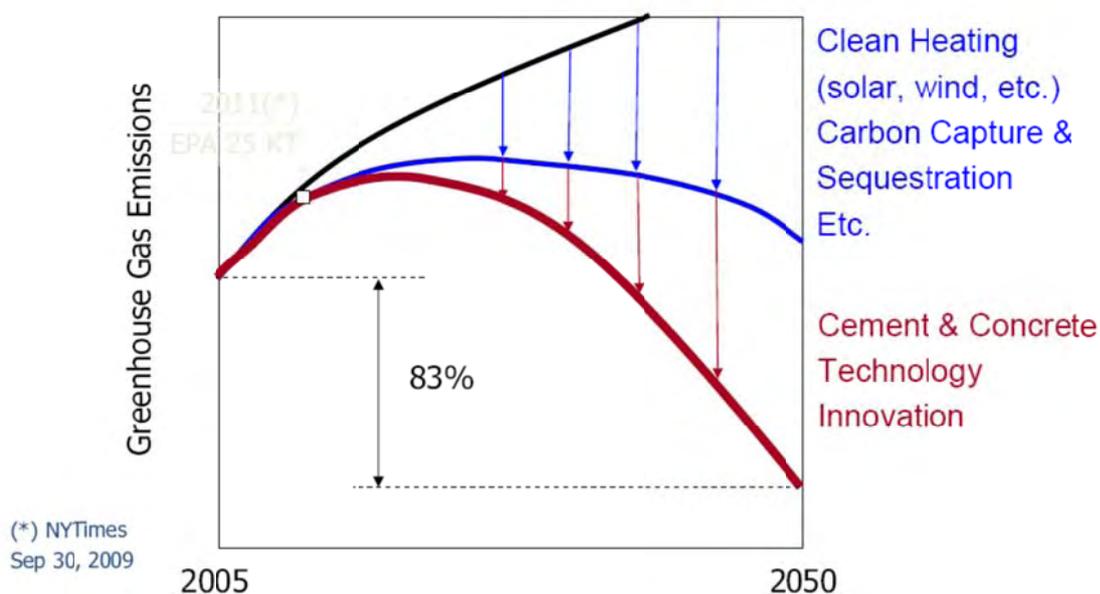


Figure 8 : Green House gas emissions as foreseen till 2050. Black line, Evolution in time with the current practices, Blue, with the best available technology and practices, Red technology innovation as the way forward for reducing greenhouse gas emissions.

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

In contrast to its former vogue, the emphasis now is more upon the finer rather than the coarser qualities of the material. Manufacturers are willing to produce high-performance concrete that is not only environmentally more efficient (consuming less energy and giving off less CO₂) but qualitatively transformed. Refreshingly, concrete no longer represents a brave new world, achieving instead its integrity through research and craftsmanship — much like any other material. This requires a holistic approach in which progress in concrete science seamlessly feat into innovative structural concrete engineering applications, ranging from concrete pavement solutions to wall systems, whose impact on sustainable development are evaluated with advanced environmental-econometric impact studies. This is in short the focus of the “concrete sustainability hub”, in short CSHub (<http://web.mit.edu/cshub/>), a research center we established at the Massachusetts Institute of Technology in October 2009 with which the CNRS-MIT UMI is in close contact.

In the particular context of oil and gas shale research, it is fundamental to get a deep understanding of the link between the chemistry, processing and performance of the oil-well cement systems under extreme conditions, and opening new venues in the design and optimization of new materials, used in the field applications. Such investigation spans from the early age behavior of cement paste, which includes the setting and hardening of the oil-well cement, the properties of hardened material of cement liner, and theirs evolution with respect to the well exploitation conditions. Oil-well cement systems, similar to Ordinary Portland Cement (OPC) based materials, are known by theirs complexity of composition, microstructure and ‘liquid-to-solid’ transition process. Therefore, modeling of this material, from its early beginning to its mature state, represents a scientific challenge which requires innovative and systematic approach. Indeed, variable environmental conditions e.g. curing temperature and pressure, or chemically aggressive groundwater, are the examples of the factors commonly encountered in the field jobs of oil/gas-well cementing. Therefore, inference of the chemistry-microstructure-property relation, and ‘liquid-to-solid’ transition, calls for multidisciplinary approach. It combines the latest original developments form the experimental material science e.g. nanoindentation, scratch testing, and computational material science which originates from fundamental laws of physics and chemistry e.g. molecular and colloidal modeling.

State of the Art: CSHub@MIT achievements

Up to known, innovation in the field of cementitious materials was a classical top-down approach where a problem at one scale was solved at the scale just below. This was somewhat successful solving mechanical properties but never addressed environmental issues up front. The focus of the concrete science platform of the CSHub@MIT is to advance fundamental knowledge about cement and concrete towards the goal of transforming the cement and concrete industry. This has been laid out in the original proposal of the “Genesis of Concrete”, which is the scientific compass as it specifies our unique “bottom-up” approach from electrons

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

and atoms to Micro-texture and macroscopic engineering properties of cement and concrete. This bottom-up approach is at the core of the “Genesis of Concrete” project through its thrust areas like dissolution, precipitation and setting and the hardened paste. The first outcome of this approach was a realistic and consistent model of cement paste (see Figure 9) published in 2009 deciphering of the “DNA of concrete”. Since then, progresses have been made on many fronts. However key points require more efforts. These are setting and ageing of cementitious materials in the context of durability including creep that is the slow deformation of cement with time.

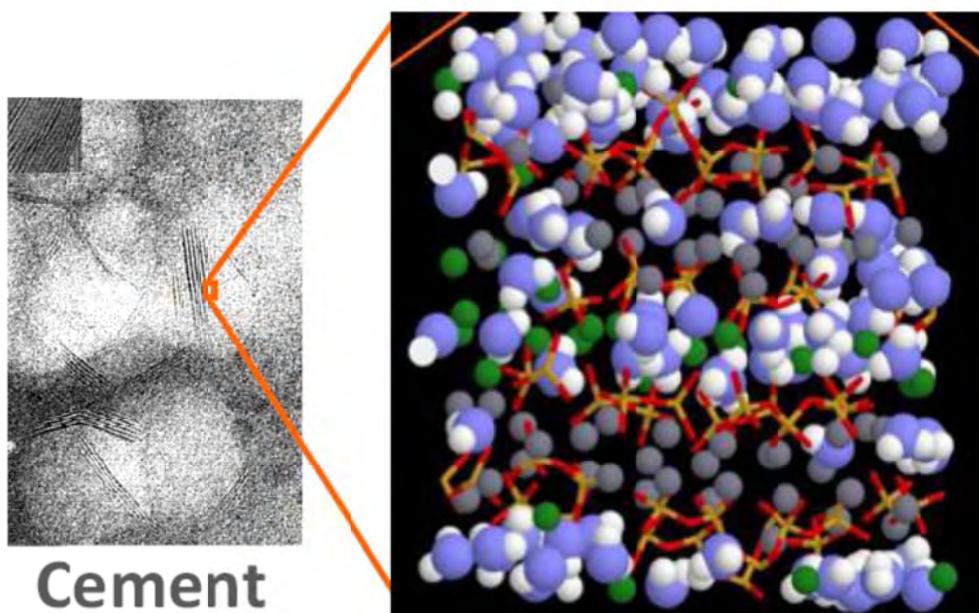


Figure 9 : At the root of the bottom-up approach, the first molecular model of cement.

2.2 The “Bottom-Up” roadmap for cement research

As mentioned, one of the most critical issues for a sustainable development of concrete as the backbone material for infrastructure and housing is to address the CO₂ footprint of concrete materials. In the particular case of oil and gas shale industry, well integrity that is the ability of the cement to mechanically insure well stability as well as sealing for the transport of gas and oil molecules in the cement phase placed in-between the well pipe and the rock formations. We here propose a new way to address this issue, one that is based on a shift of paradigm, that will transform the way cement based materials are designed and characterized by industry for “green” and safe concrete applications. The basis of our paradigm-shifting R&D is the first atomistic-scale computational model of this complex material, from which we will predict new structures and improved properties that will revolutionize how cement is designed, slash CO₂ emissions, and enable France and US leadership in future energy-related cement technologies. Yet, in order to reach our ambitious goal of providing new scientific tools through science-

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

enabled engineering, we recognize the need to match these innovative methods with short and medium term answers to industry questions that can be implemented into the industry practice in a timely fashion among which is setting (from liquid to stone) a truly challenging problem akin to dissolution, rheology, glass physics and material aging and durability including creep. An overall view of this strategy is given in Figure 8. It is worth noting that this is the same strategy as defined in the case of shale gas materials in the first section of this report. This underlines the self consistency of the present research approach.

a. Multi-Scale Simulation Roadmap

The objective of this simulation roadmap is thus to address in link with experiment the setting and the ageing of a cement paste. This requires importing from the solution chemistry and glass physics communities, crucial concepts. Our idea, still on a bottom-up strategy, is to attack setting and ageing processes by defining them within the frame of Statistical Physics and use so-called meta-dynamics simulation techniques that enable considering long term dynamics hence setting and ageing starting from the fundamental grain of cement as shown in Fig. 10. These two thrusts are grouped around the development and validation of new models that are truly at the extreme cutting edge of science and computing power.

Setting: The precipitation and setting thrust develops the bottom-up tools in simulation and experimentation that allow us to model the precipitation of hydration products, the flocculation and gelation of products and finally the setting of cement-based materials. This includes the development of atomistic simulation methods based on reactive potentials (such as Reaxff) that provide an insight into the nucleation and growth of C-S-H; the development of inter-particle force fields between clinker and hydration products that comprehensively describe the interactions between particles in suspension and within the percolated space for coarse grain simulations of packings; and the determination of strength and stiffness development in time. Given the time scale of this process, these developments also include the implementation of Meta-Dynamics simulation methods. In other words these models will enable the prediction of setting and hardening from first principles, which enables predictions for any starting material.

Hardened Paste: The hardened paste thrust develops the bottom-up tools in simulation and experimentation that allow the optimization of hardened cement paste properties as functions of the cement chemistry, water content and so on, including mechanical properties (strength, stiffness, fracture properties etc.), thermal properties (heat capacity, conduction etc.) and durability properties (creep, shrinkage etc). This includes the development of experimentation and simulations for enabling the assessment of the nature of calcium-silicate hydrates, the use of SCM (incl. fly ash, slag

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

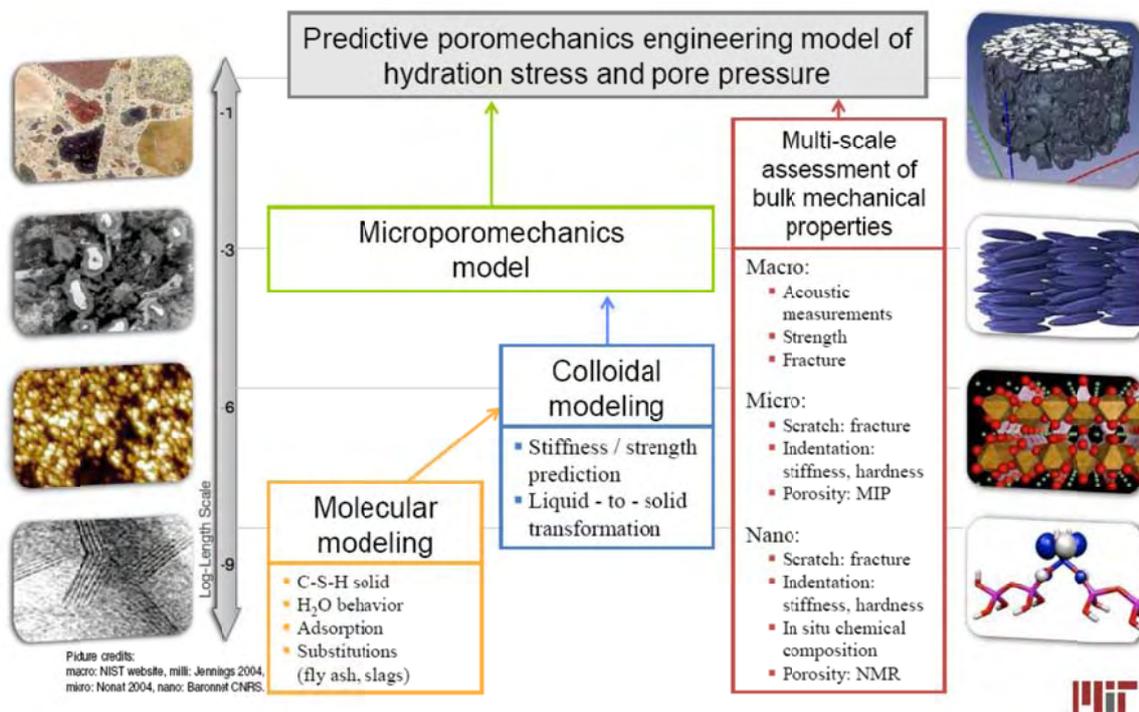


Figure 10 : The Bottom-up roadmap for multiscale and multiphysics research for cement in the context of oil/gas research.

and limestone powder), the encapsulation of heavy metals in hydration products, the optimization of microtexture for improved mechanical, thermal and durability properties.

b. Multi-Scale Experimentation Roadmap

The goal of the multi-scale experimentation roadmap is to provide the backbone for validation and implementation of the simulation roadmap for cementitious materials

Nano-scale Assessment of Properties: Recent progress in nanoscience and engineering brought to the forefront new experimental techniques to characterize chemo-physical properties of complex porous materials. This includes nanoscratching and nanoindentation for the determination stiffness, strength and fracture properties that are coupled with more classical chemical tests (e.g. Wavelength Dispersive Spectroscopy). The key in applying these techniques is an advanced statistical method for data interpretation. We plan to employ this technique for cement by testing a large number of different samples synthesized in the lab in a very controlled fashion including cement from pure clinker phases at various setting/aging times. These chemo-mechanical test will be correlated with texture properties as probed by adsorption methods (e.g. BET) and microscopy (e.g. TEM).

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

Micro-Scale Assessment: Testing the same properties at different scales provides a means to identify scale effects, which is a critical component for appropriate model development. This is the focus of micro-scale testing of stiffness, strength, fracture, pore size and porosity measurements. In contrast to the classical “mono-scale” experimental approach, the combination of multiple scale-testing provides an extremely strong basis for understanding the key quantities that need to be captured in order to accurately predict cement behavior. It is at this scale that we believe progress in understanding of the nano-micro-texture will be critical to improve material properties over time including creep for the hardened paste.

To summarize, the combination of both roadmaps, multi-scale simulation and experimentation, is a powerful tool to advance the science and engineering of cementitious materials. As important, the implementation of the proposed bottom-up approach will provide the industry with tools for technology development for enhancing cement setting/aging properties in the context of durability and integrity of oil and gas well; and this at a much faster pace than classical top-down approaches.

References:

- Murray H., ArchitectureBoston, March-April, 2005.
- Pellenq, RJM; Kushima, A; Shahsavari, R; et al., PNAS, 106, 16102-16107, 2009.

Rapport pour le Conseil Scientifique de la Région Ile de France, Mars 2012

Conclusion and recommendations

As a main take away message, we recommend to consider oil and gas shale engineering in a Physical-chemistry or Material Science bottom-up fashion able to answering key scientific questions outlined in this report and recalled here below.

In the vital debate on the future of France energy, oil and gas shale resource has triggered a lot of concerns ending by the July 2011's law forbidding any exploitation based in hydro-fracturing. There are a number of reasons for this rather sharp position. The main (or at least the official one) being on environment concerns. It is critical for public authorities to assess what is doable in terms of environment concerns and set the norm for the exploitation of the gas/oil shale resource.

From the global energy point of view at the nation scale, if environmental issues are to be cleared, it is important to face that oil and gas resource can be a game changer in redistributing the portfolio of France energy sources allowing for instance the decrease of the amount of nuclear electricity in a smooth transition path forward.

Main bottom-up Physical Sciences research directions that we propose are:

- Perform a Comprehensive Life-Cycle Assessment of the entire process over the entire life time:
 - Link Reservoir Assessment with Drilling Requirements.
 - Link the Physics of Fractability with Hydraulic Fracturing Requirements (Water, Sand etc.).
 - Link Cementing with Sealing | Non-Leakage Requirements.
 - Consider infrastructure requirements, use phase and end-of-use closure.
- Global Warming Potential (GWP) Threshold as a Performance Criterion for safe exploitation.

Risques potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en Ile-de-France

Rapport du Conseil scientifique régional d'Ile-de-France

Mars 2012

ANNEXE 6

L'exploitation des hydrocarbures de roche-mères

Roland Vially

Ingénieur Géologue

IFPEN

Institut français du pétrole et des énergies nouvelles

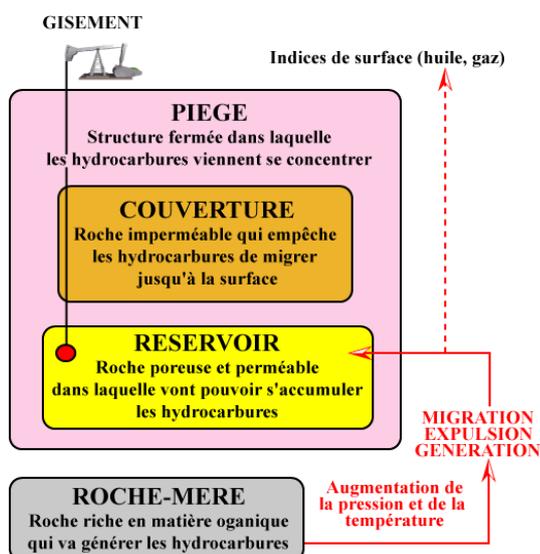
L'exploitation des hydrocarbures de roche-mères

Depuis maintenant quelques années, les hydrocarbures non conventionnels prennent une place grandissante dans l'approvisionnement mondial en hydrocarbures.

I - Les hydrocarbures non conventionnels

I-1-La notion de système pétrolier

Un certain nombre de conditions géologiques doivent être réunies afin que des hydrocarbures liquides et/ou gazeux puissent être générés dans le sous-sol et concentrés dans un gisement.



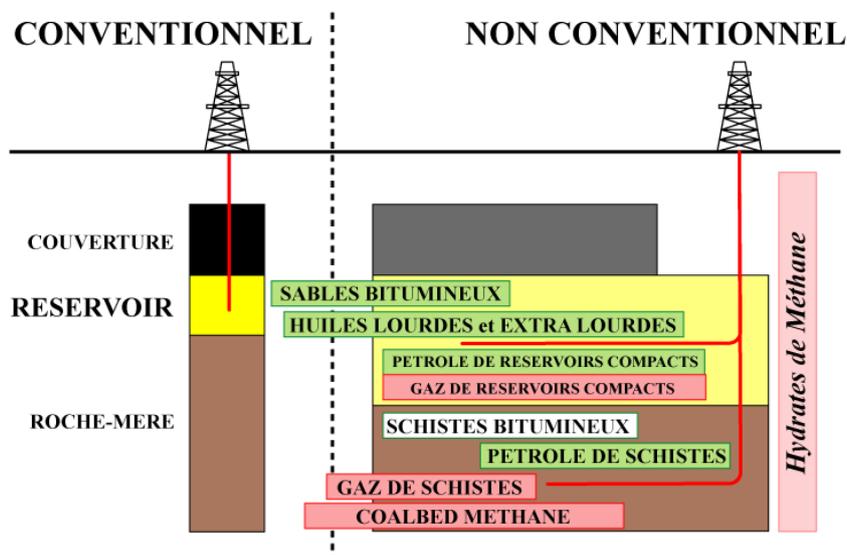
Il faut que quatre conditions soient réunies dans une même région :

- une couche riche en matière organique (*la roche-mère*) qui va, par augmentation de pression et de température, se transformer en hydrocarbures; lorsque la température et la pression augmentent, la matière organique se transforme d'abord en pétrole puis en gaz (principalement du méthane);
- une couche poreuse et perméable (*le réservoir*) dans laquelle les hydrocarbures vont se concentrer et pouvoir être produits;
- une couche imperméable (*la couverture*) qui empêche la migration des hydrocarbures vers la surface;
- un piège dans lequel les hydrocarbures vont se concentrer.

Ce système pétrolier s'applique aussi bien aux hydrocarbures conventionnels que non conventionnels

I-2-Hydrocarbures conventionnels et non conventionnels

Il n'existe pas de définition stricte de la notion d'hydrocarbures non conventionnels cette notion fluctuant en fonction de l'avancée des techniques et des coûts de production.



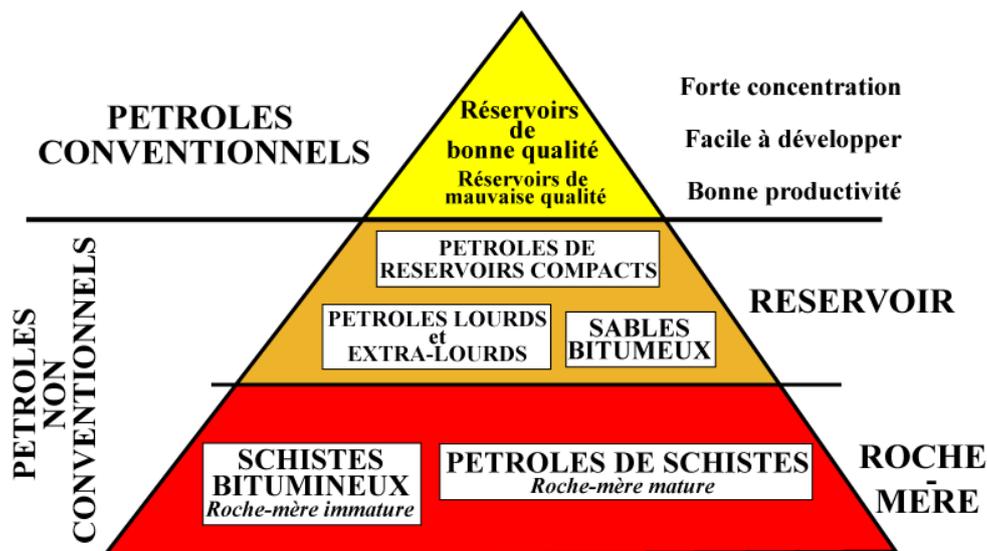
Les hydrocarbures se trouvant dans une roche poreuse et perméable et concentrés dans un piège (gisement) sont dits conventionnels.

Dans le cas des hydrocarbures non conventionnels, on cherche à produire des hydrocarbures qui sont très difficiles à extraire soit parce qu'ils se trouvent dans des couches très peu perméables, soit que la nature même de ces hydrocarbures les rend peu ou pas mobilisables.

La notion d'hydrocarbures non conventionnels réside donc exclusivement dans leur mode d'extraction.

La production à grande échelle des hydrocarbures non conventionnels représente donc un véritable challenge technologique.

I-2-1-Les hydrocarbures liquides non conventionnels



- Les pétroles non conventionnels contenus dans un réservoir

- Les pétroles de réservoirs compacts (*Tight Oil*)

Ce sont des hydrocarbures liquides contenus dans des réservoirs très peu poreux et très peu perméables. On parle de "tight oils" quand, pour avoir une production commerciale d'hydrocarbures, il faut "stimuler" le réservoir dès la mise en production.

- Les pétroles lourds ou extra-lourds (*Heavy, Extra Heavy oils*)

Ces pétroles sont appelés lourds du fait de leur forte densité et d'une très forte viscosité qui rend impossible une extraction classique même dans des réservoirs de bonnes qualités.

- Les sables bitumineux (*Oil sands, Tar sands*)

Les sables bitumineux sont composés de sable (le réservoir initial) et de bitume qui est un mélange d'hydrocarbures très visqueux (voire solide) à température ambiante. .

- Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche-mère

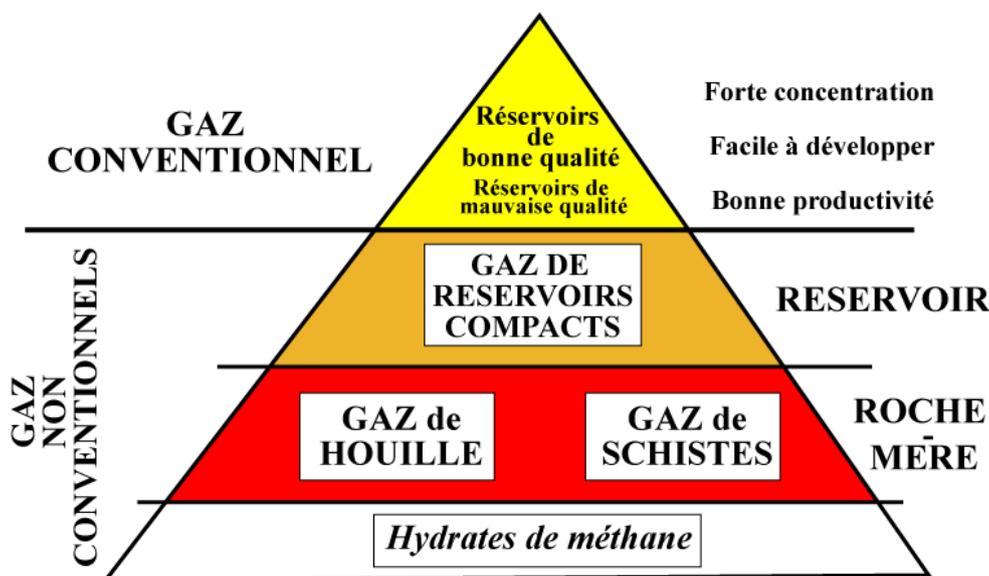
- Les schistes bitumineux (*Oil shales*)

Il s'agit d'une roche-mère de très bonne qualité mais qui n'a pas été suffisamment enfouie pour que la matière organique puisse être transformée en hydrocarbures. Pour "exprimer" ces hydrocarbures, il faut réaliser artificiellement ce que la nature n'a pas fait en les chauffant.

- Les pétroles de schistes (*Shales oil*)

Dans ce cas, l'enfouissement de la roche-mère a été suffisant pour transformer la matière organique en hydrocarbures liquides. Ces hydrocarbures liquides restent piégés dans la roche-mère, qui est très peu poreuse et imperméable.

I-2-2- Les hydrocarbures gazeux non conventionnels



- Les gaz non conventionnels contenus dans un réservoir

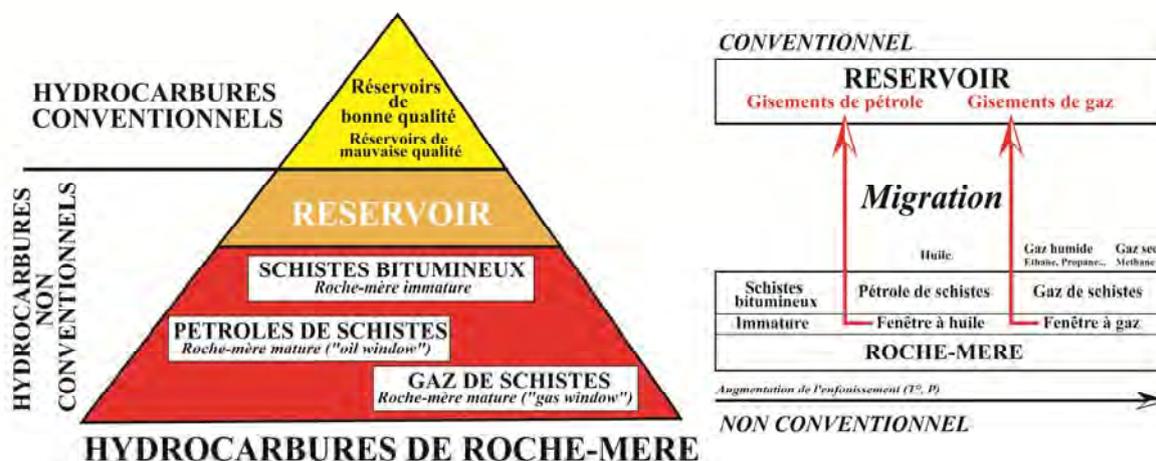
- **Les gaz de réservoirs compacts.** Ce sont des hydrocarbures gazeux contenus dans des réservoirs très peu poreux et très peu perméables.

- Les gaz non conventionnels contenus dans une roche-mère

- **Le gaz de houille (Coalbed Methane ou CBM).** Le gaz de houille est le gaz naturel adsorbé naturellement dans les charbons: c'est le fameux "grisou" tant redouté des mineurs.

- **Le gaz de schistes ou (Gas Shale).** Les gaz de schistes sont des gaz formés principalement par du méthane contenu dans des roches argileuses ayant une forte teneur en matière organique. Ces argiles (en fait souvent un mélange d'argiles, de silts ou de carbonates) ont été suffisamment enfouies pour que la matière organique ait été transformée en gaz.

I-2-3- Les hydrocarbures de roche-mère



Ce sont les hydrocarbures non conventionnels qui sont restés piégés dans la roche-mère. Il existe une continuité géologique entre les schistes bitumineux, les pétroles de schistes et les gaz de schistes qui dépend de l'état de maturité de la roche-mère. Une partie des hydrocarbures générés a pu migrer en dehors de la roche-mère pour former des gisements conventionnels.

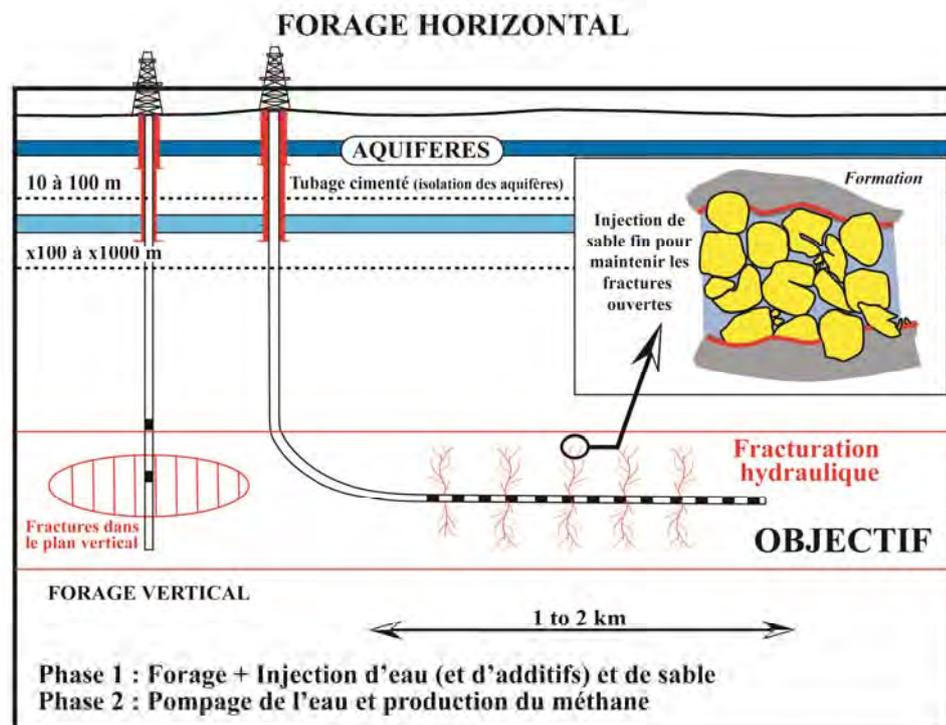
Les permis d'exploration pris ces dernières années dans le bassin de Paris et dans le bassin du Sud-est ont pour objectif primaires ou secondaires les hydrocarbures de roches-mères : pétrole de schistes dans le bassin de Paris, gaz de schistes dans le bassin du Sud-Est.

II - Les techniques d'exploitation des hydrocarbures de roche-mères

Les techniques utilisées, et détaillées ci-après, pour rechercher, puis extraire l'huile et le gaz de roche-mère, diffèrent de celles employées pour l'exploitation des gisements conventionnels sur quatre points principaux, ces différences résultant des contextes géologiques différents :

- En l'absence d'accumulation d'hydrocarbure, il est nécessaire d'utiliser de nombreux puits pour accéder à un gisement vaste mais peu concentré. L'extraction des hydrocarbures de roche-mère exige une occupation (au moins temporaire) des sols importante ;
- Toujours en raison de la faible concentration en hydrocarbure des gisements, l'extraction nécessite le forage de nombreux drains horizontaux au sein de la roche-mère : les tubes de production sont ainsi au contact du plus grand volume possible du gisement ;
- La roche-mère étant très peu perméable, il faut créer ou rétablir dans la roche-mère autour du drain horizontal des fissures ou fractures pour canaliser et en extraire les hydrocarbures. On a recours à une opération de fracturation hydraulique ;

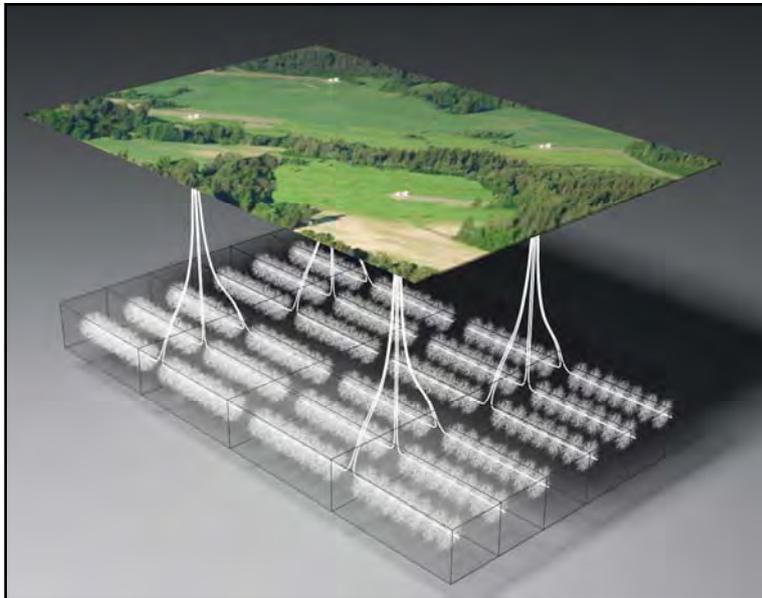
L'exploitation des hydrocarbures de roche-mères est principalement réalisée en associant 2 techniques employées couramment dans l'industrie pétrolière et gazière : le **forage horizontal** et la **fracturation hydraulique**



- Les opérations techniques étant plus nombreuses et plus complexes que pour l'exploitation d'un gisement traditionnel, les opérateurs gaziers ou pétroliers font appel, en sous-traitance, à un plus grand nombre de sociétés de services.

II-1 –Le forage horizontal

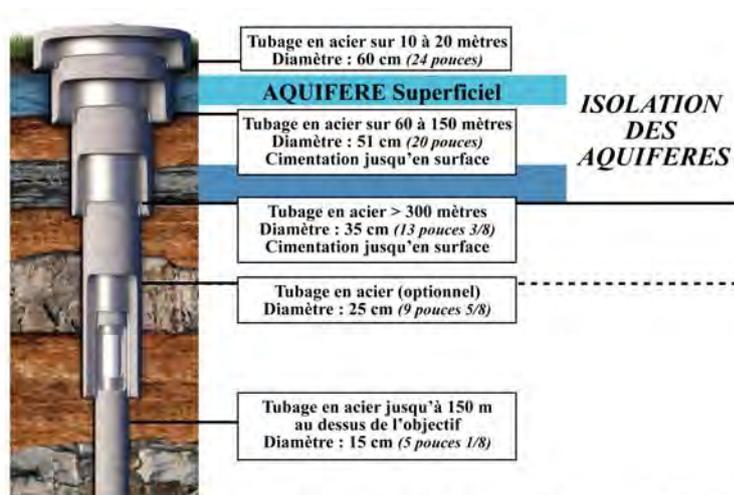
La maîtrise des forages dirigés depuis les années 1970 a permis la réalisation de façon courante de puits horizontaux dans les gisements conventionnels ou non conventionnels. Ces forages dirigés présentent plusieurs avantages



Source STATOIL

- Recouper sur une grande distance la couche objectif et ainsi assurer une meilleure productivité des puits
- Réaliser à partir d'une même plateforme de forage de nombreux puits (puits à drains multiples) en contrôlant précisément le direction et la profondeur de chaque drain. Cela minimise d'autant l'impact au sol des installations

Schématiquement la construction d'un puits comporte trois étapes.



Architecture type d'un puits de "Gas Shale" dans les Marcellus Shale (USA)
(source Range Resources)

longueur à protéger. On s'assure de la bonne réalisation de la cimentation par la descente dans le puits d'un dispositif de contrôle non destructif : la diagraphie ;

- Enfin, une fois le puits rendu à la profondeur et dans la direction souhaitée en ayant traversé la couche à produire, un tube de production est introduit dans le puits de forage. Ce tube est lui aussi habituellement cimenté de manière à assurer l'isolation de la zone d'hydrocarbures.

Toutes ces opérations ont pour but d'isoler, les fluides de fracturation ainsi que les fluides de production (eau, hydrocarbures) des aquifères sus-jacents.

En France, le chapitre « forage » du Règlement Général des Industrie Extractives (RGIE) définit par la voie réglementaire les bonnes pratiques à respecter en matière de forage.

II-2 –La fracturation hydraulique

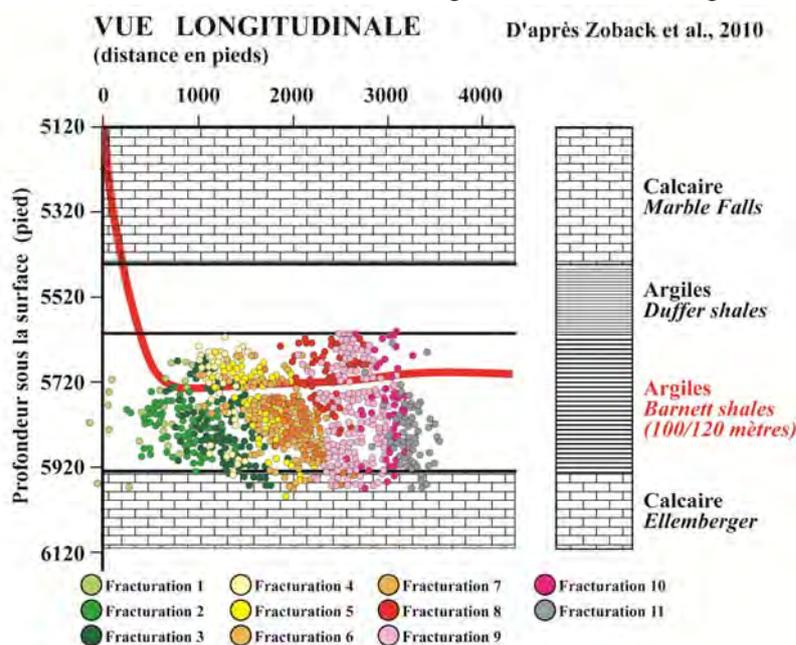
L'objectif de la fracturation hydraulique est simple : fissurer la roche-mère non poreuse pour permettre la libération et l'extraction des molécules d'hydrocarbure qui s'y trouvent emprisonnées.

Les principes du procédé utilisé sont aussi bien connus : introduire au contact de la roche-mère un fluide sous haute pression (plusieurs centaines de bar) afin d'engendrer la création d'une fracture (ou l'ouverture d'une fracture préexistante), accroître la dimension de la fracture et créer des fissures tout autour, introduire des agents de soutènement (généralement du sable ou des « proppants » en céramique) pour éviter la refermeture des fissures et récupérer par pompage les fluides de fracturation en excès.

Les procédés mis en œuvre par les sociétés de service de fracturation hydraulique auxquelles font appel les opérateurs gaziers et pétroliers diffèrent sensiblement d'une société à une autre.

- Les techniques utilisées pour perforer le tube d'extraction (et parfois le cuvelage) et mettre en contact le fluide de fracturation avec la roche-mère : ouverture d'un tubage pré-perforé ou usage d'explosifs ;
- Les techniques de mise en pression : descente d'un outil spécifique ou mise en pression de l'ensemble de la colonne de production ;
- La nature du fluide de fracturation et des agents de soutènement. Le fluide n'est pas homogène et sa composition varie avec l'état d'avancement du processus de fracturation ;
- Les quantités d'eau nécessaires à la fracturation et les quantités d'effluents à stocker et à traiter diffèrent selon les technologies utilisées ;
- Les adjuvants utilisés pour faciliter la pénétration des agents de soutènement dans les fissures et assurer la protection du tube.

Les opérations complexes de fracturation (variation de la pression, des débits, de la composition des différentes strates du fluide de fracturation, ..) dépendent des caractéristiques de la roche à fracturer, chaque bassin voire sous-bassin à ses propres caractéristiques. Les fractures et les fissures créées dans la roche-mère sont généralement une longueur de quelques dizaines de mètres et



peuvent atteindre 100 m. Les opérateurs sont capables de générer des fissures pouvant atteindre quelques centaines de mètres. Le processus de fracturation est piloté depuis la surface par un opérateur en agissant sur la pression et le débit du fluide de fracturation injecté.

L'opérateur applique un protocole préalablement défini. Le développement de la fracturation peut être contrôlé en temps réel en utilisant un dispositif de micro-sismique qui détecte et visualise la position des fissures créées.

L'expérience et le tour de main des opérateurs de fracturation ont une grande influence sur l'efficacité des travaux et donc sur la productivité du puits.

II-2-1- Le fluide de fracturation : pressions, volumes d'eau injectés

Objectifs	Volume total d'eau utilisé par puits	
Barnett Shale	Eau pour le forage	1 500 m ³
	Eau pour la fracturation	8 600 m ³
	TOTAL	10 100 m³
Fayetteville Shale	Eau pour le forage *	225 m ³
	Eau pour la fracturation	11 000 m ³
	TOTAL	11 225 m³
Haynesville Shale	Eau pour le forage	3 780 m ³
	Eau pour la fracturation	10 200 m ³
	TOTAL	13 980 m³
Marcellus Shale	Eau pour le forage*	300 m ³
	Eau pour la fracturation	14 300 m ³
	TOTAL	14 600 m³

* Forages réalisés à l'air ou avec une boue à base d'huile.
 Note: Ces valeurs sont des moyennes qui peuvent varier d'un forage à l'autre.
 Source: All Consulting, 2008 in DOE, 2009

Le fluide de fracturation est constitué essentiellement d'eau. D'après les données bibliographiques, la quantité d'eau nécessaire au forage et à la fracturation d'un puits de gaz de roche-mère serait comprise entre 10 000 et 20 000 m³.

Ce volume se décompose de la manière suivante : 1000 à 2000 m³ d'eau seraient nécessaires pour le forage d'un puits, chaque fracturation requiert l'usage d'environ 1500 à 2000 m³ d'eau et chaque drain fait l'objet de 8 à 10 fracturations en moyenne sur la base d'un drain de 1000 m environ.

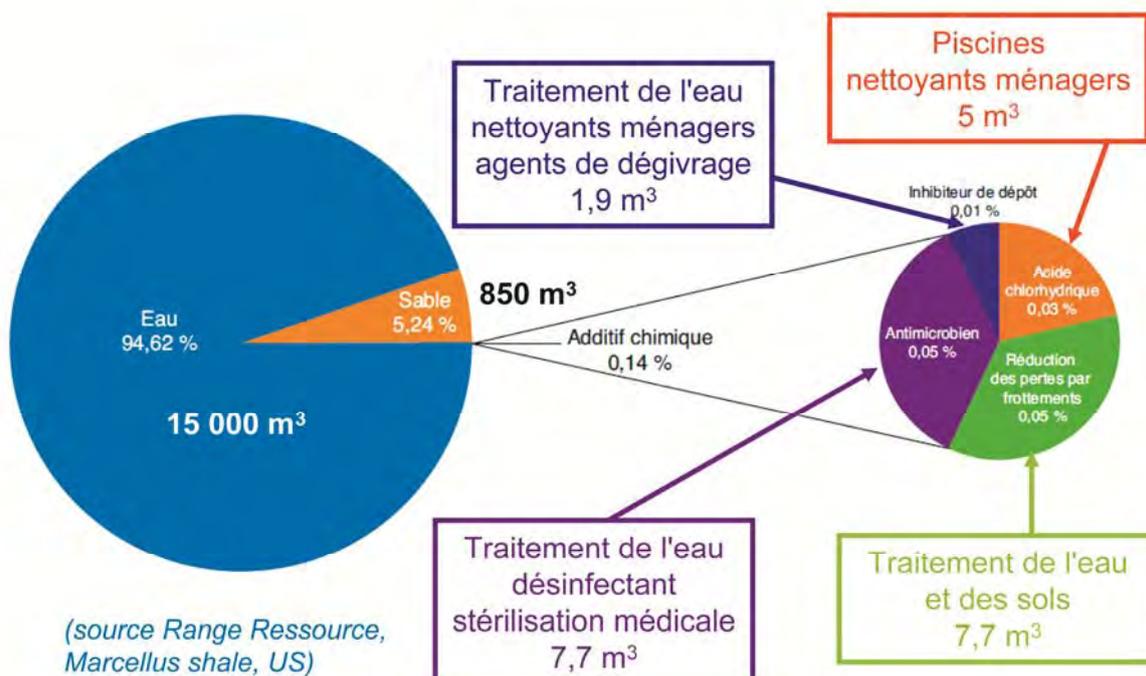
II-2-2- Les agents de soutènement

Un sable quartzueux propre, de granularité assez uniforme, est souvent employé : c'est un matériau trouvé couramment dans les sablières pour béton par exemple. Dans le cas de grandes profondeurs et de fortes contraintes, une matière plus dure est nécessaire et on utilise des billes de céramique. Pour 15 000 m³ d'eau utilisés dans un puits, 800 à 900 m³ de sable sont nécessaires.

II-2-3- Les additifs chimiques utilisés dans la fracturation

Si l'on a utilisé dans le passé aux États-Unis plus de 700 produits chimiques différents, plus ou moins nocifs pour l'environnement, et cela de manière non transparente, comme adjuvants pour les opérations de fracturation de roche-mère, la situation s'est aujourd'hui considérablement assainie.

Selon l'EPA, il est possible pour réaliser une opération de fracturation dans de bonnes conditions, de n'utiliser, outre l'eau et les agents de soutènement, qu'une douzaine de produits. Certains de ces produits sont d'usage courant depuis des décennies dans l'industrie pétrolière et gazière conventionnelle, ainsi que dans l'exploitation des puits géothermiques dans le bassin parisien. Il en est ainsi par exemple des inhibiteurs de corrosion et des biocides.



Les quantités d'adjuvants de fracturation utilisées sont faibles si on les exprime de manière relative : de l'ordre de 0,5 % du volume du fluide de fracturation. Elles sont importantes si on les considère de manière absolue : quelques dizaines de mètres cubes pour un puits. Les risques pour l'homme ou l'environnement qui s'attachent à l'usage de ces produits peuvent être relativisés : ces produits sont destinés à être introduits dans un milieu situé à 2000 mètres de la surface et déjà fortement imprégné d'hydrocarbures. C'est seulement en cas d'incident qu'ils peuvent entrer en contact avec des milieux fragiles à protéger.

II-3 – Les impacts et risques

Les expériences de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère en Amérique du nord démontrent que les craintes concernant ce type d'exploitation ne sont pas toujours infondées.

II-3-1- La gestion de l'eau

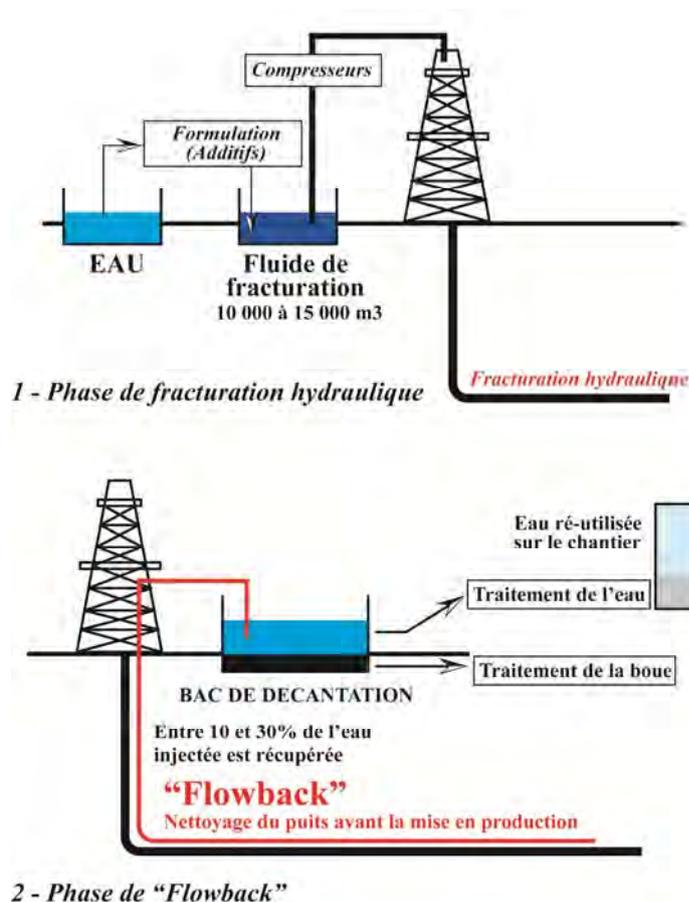
- La ressource en eau

Il serait évidemment inacceptable que les prélèvements des grandes quantités d'eaux nécessaires aux fracturations hydrauliques puissent s'opérer au détriment d'autres acteurs économiques.

La réglementation française encadre déjà les opérateurs miniers vis-à-vis de l'utilisation de nos ressources en eaux à travers la procédure de déclaration ou d'autorisation d'ouverture des travaux miniers. Ainsi les articles 6 et 8 du décret du 2 juin 2006 stipulent que la personne se proposant d'ouvrir des travaux miniers doit notamment fournir « un document indiquant les incidences des travaux sur la ressource en eau ».

Il faut aussi noter que l'eau utilisée ne se limite pas à de l'eau potable mais une eau industrielle voire des eaux de formation saumâtres peuvent aussi être utilisées.

- Récupération, stockage en surface et réutilisation de l'eau



Une fois l'eau acheminée sur le chantier, elle est généralement stockée dans un bac de rétention et sert lors du forage pour élaborer la "boue de forage" puis lors de la fracturation hydraulique de base au fluide de fracturation.

A la fin de la fracturation hydraulique, on pompe l'excès de fluide de fracturation et de matériau de soutènement afin de permettre aux hydrocarbures d'être produit, c'est la période de "flowback" qui peut durer de quelques heures à quelques jours. La quantité de fluide récupéré est très variable (20 à 70%). La bonne pratique consiste à récupérer cette eau, à la traiter et à la réutiliser pour des chantiers ultérieurs diminuant ainsi d'autant le besoin "externe" d'eau.

Tout au long de la production d'hydrocarbures, une faible production d'eau continuera

- Les risques de contamination des eaux

La nappe phréatique, qui se situe dans une zone proche de la surface, peut être affectée par des travaux de recherche ou d'exploitation d'hydrocarbures de roche-mère de trois manières en raison du forage qui la traverse, par suite d'incidents dans le stockage ou le dépotage des liquides stockés en surface, et comme conséquence immédiate et à moyen terme des opérations de fracturation hydraulique.

- Remontée le long du forage

La nappe est isolée du puits par un cuvelage en acier et la boue de forage est remplacée par du ciment. La qualité de la cimentation est vérifiée par diagraphie. Cependant une mauvaise complétion du puits semble être la cause la plus importante des pollutions mises en évidence aux USA.

- Déversement de liquides en surface

La seconde cause de pollution possible d'une nappe phréatique par des travaux miniers résulte d'incidents se traduisant par le déversement de liquides (huile de moteur, pétrole brut, adjuvants de fracturation, effluents, ...) sur le sol.

- Les risques liés à la phase de fracturation hydraulique : connexions entre formations profondes et celles de surface engendrées par la fracturation

On peut craindre que la fracturation hydraulique engendre ou active des failles ou des fissures telles que le fluide de fracturation ait la possibilité de migrer vers des nappes phréatiques sus-jacentes pouvant être exploitées pour d'autres usages. Ce risque est faible pour des objectifs profonds (2000 m) et ne peut être correctement estimé que par une bonne connaissance du sous-sol (réseau de failles, karst).

II-3-2- Les risques naturels

- Séismes

Une crainte parfois formulée est celle de la génération de séismes suite aux opérations de fracturation hydraulique. Les microséismes directement engendrés par la fracturation hydraulique sont en général trop faibles pour pouvoir être ressentis en surface (séismes de magnitude négative sur l'échelle logarithmique de Richter). Le document du Worldwatch Institute (*Addressing the environmental risks from shale gas development, Juillet 2010*) fournit les magnitudes enregistrées sur un site de Barnett shale, qui s'étalent entre - 3.6 et - 1.6.

La question de la génération indirecte de séismes plus importants est différente. En effet l'injection d'un fluide sous pression peu modifier localement le champ de contraintes et provoquer le rejeu d'une faille sur laquelle se sont accumulées des contraintes tectoniques. Il est donc indispensable d'avoir une bonne connaissance du réseau de failles et du champ de contrainte pour s'assurer que la fracturation hydraulique que l'on envisage soit adaptée au sous-sol.

- Précipitations, tempêtes, inondations

Ce sont des éléments qui doivent être pris en compte dans le dimensionnement des équipements industriels notamment en ce qui concerne la gestion du stockage des eaux de production .

II-3-3- Les nuisances liés à l'exploitation des hydrocarbures de roches-mères

L'exploitation des hydrocarbures de roches-mères nécessitant un nombre important de forage, il est inévitable que cette activité industrielle entraîne des nuisances (bruit, circulation routière), il est évident que l'acceptabilité sociétale d'une telle activité passe par un niveau acceptable par tous de ces nuisances.

II-4 –Les pistes d'amélioration et de recherche

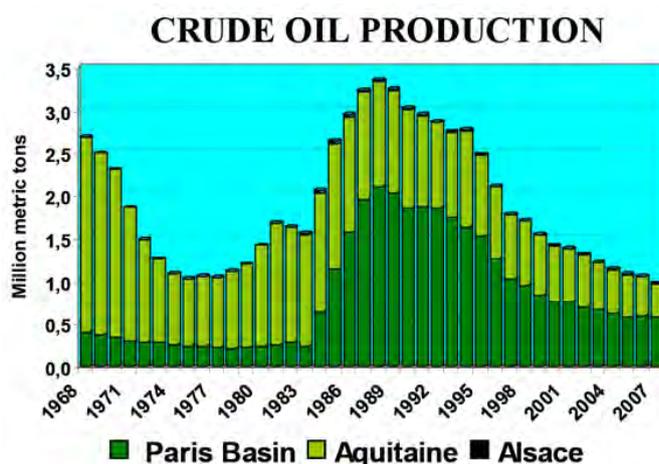
L'exploration et l'exploitation des hydrocarbures de roche-mères reposent sur des techniques éprouvées et utilisées dans le cadre d'une exploitation "classique". Cependant le caractère intensif de cette exploitation oblige cette industrie à constamment innover pour améliorer ces techniques. Depuis quelques années, sous la pression de l'opinion publique, les aspects environnementaux sont pris en compte. Plusieurs pistes d'amélioration et de recherche sont suivies

- Réduction de la quantité d'eau nécessaire à la fracturation hydraulique, fluide de fracturation à base d'eau saumâtre ne venant pas en concurrence avec la ressource en eau potable ou potabilisable.
- Utilisation pour les fluides de fracturation de produits issus de la chimie verte.
- Optimisation du "design" des puits pour diminuer le nombre de puits à forer.
- Regroupements des puits sous forme de "cluster" limitant l'impact au sol des installations de forage et de production et permettant une meilleure gestion de la ressource en eau et des traitements des effluents.

Le point certainement le plus important est d'employer des techniques les mieux adaptées à la nature du sous-sol que l'on veut exploiter. Ainsi la connaissance du précise de la nature du sol-sol est un pré-requis fort, il est indispensable avant de prévoir une exploitation d'hydrocarbures de roches-mères de connaître l'hydrodynamisme des nappes phréatiques qui seront traversées, de connaître la nature du sous sol afin d'éviter par exemple les zones karstiques, de connaître la structure tectonique pour comprendre le réseau de failles et de fractures. Plus encore que dans une exploitation d'hydrocarbures classiques, la phase d'acquisition des connaissances (permis d'exploration) aboutissant à un forage d'exploration est primordiale.

Il apparaît donc indispensable qu'une surveillance environnementale sérieuse doit être mise en place pendant les travaux de forage, de fracturation et durant l'exploitation du gisement ainsi qu'après son abandon. Cette surveillance passe par un "monitoring" des nappes phréatiques superficielles (piézométrie, polluants), de la qualité des cours d'eau et de l'air au voisinage des installations ainsi que du niveau des nuisances. Un état des lieux initial ("état zéro") doit être établi avant le début des travaux.

III - Les pétroles de schistes dans le bassin parisien



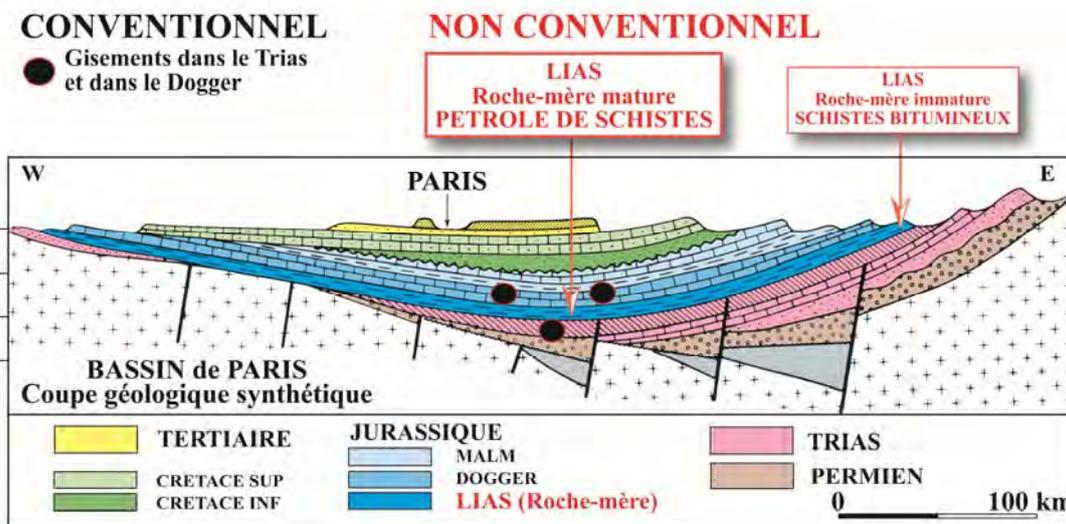
Dès les années 1950, le bassin parisien produit une petite quantité d'hydrocarbures liquides mais ce n'est qu'au milieu des années 80 que la production annuelle du bassin de Paris atteint 2 millions de tonnes/an (14 millions de barils soit 38 000 barils/jours) suite à la mise en production des réservoirs du Trias. Depuis les années 1990, cette production diminue et n'atteint plus que 0,5 millions de tonnes.

Source DGEC

Le système pétrolier du bassin de Paris est bien connu, les meilleurs niveaux de roche-mères se situant dans la série à dominante argileuse du Lias supérieur. Trois principaux niveaux ont été reconnus;

- Les schistes cartons (Toarcien)
- Les argiles du Domérien (Amaltheus)
- Les argiles du Sinémurien

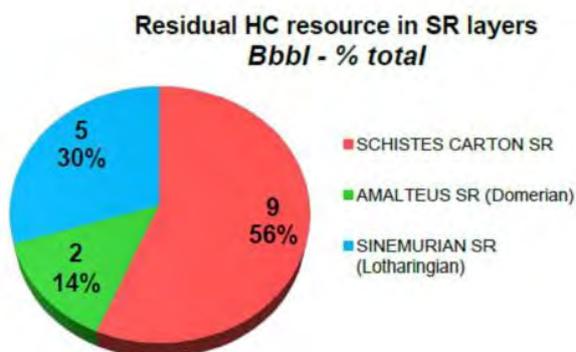
Du fait d'une épaisseur sédimentaire relativement réduite, ces roche-mères ne génèrent des hydrocarbures que dans la partie centrale du bassin de Paris.



Ce sont ces argiles du Lias, portées dans la fenêtre à huile dans le centre du bassin parisien et plus particulièrement dans la Seine-et-Marne, qui constituent les objectifs d'exploration des pétroles de schistes. Sur les bordures du bassin parisien cette roche-mère est immature et se présente sous forme de schistes bitumineux.

Une étude récente (Monticone et al., 2011) a été réalisée par la compagnie Torreador/Hess sur ses permis pour chiffrer les hydrocarbures présents dans les différentes roche-mères du Lias.

	Generated HC volume (calculated with TR) Bbbl	Residual HC resource in SR layers Bbbl	TR average
SCHISTES CARTON SR	45	9	32%
AMALTEUS SR (Domerian)	11	2	43%
SINEMURIAN SR (Lotharingian)	24	5	58%
TOTAL Bbbl	81	16	



Source Monticone et al., 2011

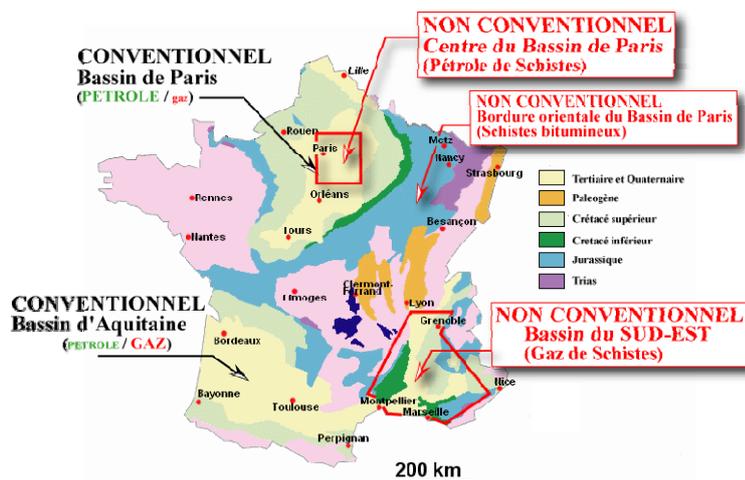
En utilisant les outils de modélisation numériques 2D et 3D permettant de calculer les hydrocarbures générés et les hydrocarbures restés piégés dans les argiles, Torreador/Hess (2011) obtient une valeur de **16 milliards de barils** dont 9 milliards contenus dans les fameux "schistes carton" pour une superficie de 9 500 km².

Attention ; il s'agit d'hydrocarbures en place et non de la part qui pourrait être économiquement produite et encore moins de réserves.

Cependant cette très sérieuse étude montre l'existence d'une importante ressource et seuls des puits d'exploration pourrait permettre de valider ces chiffres. Dans le rapport de la Commission Énergie 2050, les experts tablent sur une valeur de 700 millions de barils récupérables.

Les argiles du Lias supérieur, riches en matière organiques se retrouvent aussi dans le bassin du Sud-Est. L'histoire géologique de ce bassin est différente de celle du bassin parisien la sédimentation est beaucoup plus importante. Cet enfouissement important a permis à cette roche-mère d'être portée dans la "fenêtre à gaz" et de former ainsi **des gaz de schistes**.

Une évaluation de la ressource en gaz du bassin du Sud-Est a été réalisée par l'organisme américain USEIA en 2011. Ce bassin renfermerait une ressource en gaz de schistes de l'ordre de 2 Tcm (2000 milliards de m³ soit 40 ans de consommation française). Du fait de la complexité de ce bassin il faut prendre ce chiffre avec réserve mais il dénote cependant de la potentialité importante de ce bassin.



La roche-mère liasique se présente donc sous forme de schistes bitumineux sur les bordures du bassin de Paris ainsi qu'en Franche-Comté.

Elle a fourni des hydrocarbures liquides dont une partie a migré pour former les gisements conventionnels du bassin de Paris l'autre restant piégée sous forme de pétrole de schistes.

Enfin dans le bassin du Sud-Est elle est sous forme de gaz de schistes.

IV - Conclusions

Les hydrocarbures non conventionnels et plus particulièrement les hydrocarbures de roche-mère (pétrole et gaz de schistes) sont apparus dans le paysage pétrolier et gazier mondial au début des années 2000. Le succès de la production de gaz de schistes aux USA malgré des prix de vente très bas a montré la viabilité économique de telles production. Depuis le milieu des années 2000, le bassin de Williston (limite USA/Canada) a montré qu'on pouvait aussi produire économiquement des pétroles de schistes. En quelques années, la production a atteint 600 000 barils/jour et devrait atteindre 1,5 millions de barils/j dans les années à venir, l'équivalent pour ce seul bassin d'un pays comme la Lybie.

L'exploitation de ces hydrocarbures de roche-mère (et plus généralement des hydrocarbures non conventionnels) ont une empreinte environnementale plus importante que l'exploitation des hydrocarbures conventionnels. Pour les pétroles et les gaz de schistes, on extrait ces hydrocarbures de couches imperméables et très peu poreuses en employant massivement des forages horizontaux ainsi que de la fracturation hydraulique. Cette empreinte écologique de l'exploitation de ces hydrocarbures doit être minimisée pour obtenir une acceptabilité sociétale indispensable à la production de ces ressources.

La décision d'exploiter ou non cette ressource devra prendre en compte de nombreux facteurs :

- Le bilan entre les avantages et les inconvénients d'une telle exploitation
 1. En France le débat sur l'exploration des pétroles et gaz de schistes a principalement porté sur l'empreinte environnementale d'éventuelles exploitations. Ces débats ont aboutit à l'interdiction de l'utilisation sur le sol français de la fracturation hydraulique.
 2. L'aspect économique n'a pratiquement pas été abordé.
 - 98% des hydrocarbures consommés en France sont importés posant le problème de notre indépendance énergétique. Cette production nationale ne viendrait pas remettre en cause la transition énergétique mais ne ferait que remplacer des importations.

- Ces importations ont représenté une facture plus de 61 milliards d'€uros en 2011 ce qui a notablement contribué au déficit de la balance commerciale française qui s'élève à 71 milliards d'€uros en 2011.

- L'importance de la ressource :

L'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en est à ses débuts, elle s'est surtout développée aux USA et l'extrapolation du "modèle américain" est encore incertain dans d'autres régions du monde. A l'échelle mondiale une phase intense d'exploration en ayant pour objectif les hydrocarbures de roche-mères a pour but d'évaluer cette ressource et d'en définir le réel potentiel en terme de réserves et de production.

Il semble donc indispensable, dans un premier temps, d'évaluer au plus près les ressources en hydrocarbures non conventionnels sur le territoire national. Cet inventaire quantitatif et géographique permettra, sur des bases solides d'évaluer les risques environnementaux liés à une éventuelle exploitation ainsi que les bénéfices économiques attendus.

Ces études devraient permettre de permettre un débat serein sur la pertinence de produire ces éventuelles ressources et de nourrir une réflexion plus large sur l'avenir de notre mix énergétique.

Roland VIALLY
Direction Géologie-Géophysique-Géochimie
IFP Energies nouvelles

roland.vially@ifpen.fr

Risques potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en Ile-de-France

Rapport du Conseil scientifique régional d'Ile-de-France

Mars 2012

ANNEXE 7

Les dangers potentiels de l'exploitation des gaz et huiles de schiste
Analyse des aspects géologiques et géotechniques

Marc Durand

Ingénieur géologue
Professeur honoraire à l'Université du Québec

Ecole Nationale des Sciences Géographiques
Université du Québec à Montréal

Les dangers potentiels de l'Exploitation des Gaz et Huiles de schiste

Analyse des aspects géologiques et géotechniques

Colloque du Conseil régional Île-de-France , 7 février 2012, Paris

Avis technique de Marc Durand, Doct-Ing-géologue ENSG

Résumé :

L'exploitation des gisements d'hydrocarbures non conventionnels présente de très graves problèmes d'ordre géotechnique. La modification irréversible de la perméabilité de tout le volume d'une formation géologique, on parle ici de dizaines de milliers de Km² sur des centaines de mètres d'épaisseur, en ayant recours à des dizaines de milliers¹ de forages horizontaux, met en application à grande échelle une technologie nouvelle aux conséquences non mesurées. C'est sans précédent dans l'industrie minière. Le processus géologique de la migration du méthane vers les nouvelles fractures se poursuivra sur des temps géologiques, des millénaires au minimum. La fraction qui aura migré durant la très courte période du temps d'exploitation commerciale ne représente que 20% du volume de gaz impliqué dans le processus. Les puits obturés en fin d'exploitation n'auront pas une durée de vie technique d'ordre géologique; ils devront avoir dans ce contexte un mode de gestion qui est totalement à revoir et qui ne peut absolument pas être celui des puits abandonnés antérieurement dans le contexte d'exploitation de gisements classiques.

Introduction :

L'exploitation des gisements d'hydrocarbures non conventionnels, parmi lesquels se retrouvent les gaz et huiles de schiste, pose toute une série de nouveaux problèmes qu'il est insuffisant d'aborder avec la seule expertise des *meilleures* pratiques de l'industrie - ou les règles de l'art que se donnent les intervenants. Dans ce document, nous analyserons plus spécifiquement les questions géologiques et géotechniques de l'exploration et de l'exploitation éventuelle des gaz et huiles de schiste.

Les données réelles conviennent mieux à notre analyse que des éléments simplement appréhendés. Comme la France a choisi en 2011 de se donner un temps de réflexion avant d'autoriser éventuellement le démarrage de cette industrie, notre rapport utilisera pour fins d'analyse des exemples venant d'Amérique du Nord : shales Haynesville et Barnett du Texas, shale Marcellus de Pennsylvanie et shale Utica du Québec. L'exploration et l'exploitation sont déjà en cours dans ces shales gazéifères. Mais même aux USA où cette industrie a démarré véritablement vers 2005, les effets et les conséquences à moyen terme et à long terme ne sont pas encore tous mesurés et mesurables.

Nous utiliserons le terme *shale* comme synonyme de *schiste argileux*. Peu importe l'appellation, ces couches d'origine sédimentaire sont celles qui sur les cinq continents renferment, depuis leur origine dans des bassins marins, de la matière organique disséminée.

¹ Pour l'exploitation du gisement du shale d'Utica dans la plaine du St-Laurent entre Montréal et Québec on aurait besoin de 20 000 puits pour couvrir les 10 000Km² du corridor No 2 le plus propice pour une première phase d'exploitation (réf. 1 - Commission BAPE, 2011)

Cette matière organique, transformée par la température et la pression au cours des âges, a donné les huiles et les gaz identifiés comme *thermogéniques*, par opposition au gaz contemporain (ex. le méthane *biogénique* des marais). Les shales sont nombreux et répandus : on estime qu'il existe plus de cent formations distinctes de shale sur la Terre. Ces shales n'ont pas tous un potentiel en hydrocarbures exploitables, mais de très nombreux pays en possèdent et seront donc confrontés tôt ou tard à la question de leur mise en exploitation éventuelle.

Nous ferons dans ce rapport une analyse qui a une application universelle aux shales et non pas limitée à une seule formation géologique. Nous avons plus de données concrètes sur les gaz de schiste que sur les huiles de schiste ; cela tient au fait que cette industrie a démarré aux USA avec le besoin de substituer le gaz méthane dans la production d'énergie thermique électrique aux centrales au charbon vieillissantes. Mais l'analyse de la problématique sur les gaz de schiste apporte en même temps beaucoup de lumière sur l'extraction des huiles de schiste, car dans les deux cas, on utilise des techniques comparables dans des contextes géologiques similaires.

La problématique :

Il y a quatre éléments essentiels qui servent de point de départ à l'analyse de la problématique de gisements non conventionnels:

- 1- Les nouvelles techniques appliquées à l'exploitation non conventionnelle des shales ne peuvent extraire que 20% (réf. 2) des huiles et gaz de schiste qu'ils contiennent.
- 2- L'exploitation modifie de façon irréversible la perméabilité de l'ensemble du volume du gisement; sans la fracturation artificielle, l'exploitation du gisement est impossible à réaliser.
- 3- Le processus géologique amorcé par la fracturation se poursuivra sur des temps géologiques, c'est-à-dire sur une période de temps incommensurablement plus longue que la durée de vie des ouvrages construits pour l'exploitation.
- 4- Il est impossible de remettre à l'état *ante* le massif rocheux en fin d'exploitation.

Pourquoi dans l'exploitation des hydrocarbures de shale ne peut-on extraire plus de 20 % du gaz présent et quel est la conséquence de ce fait ? Pour y répondre de façon claire à partir des connaissances encore limitées que nous avons des impacts à long terme de la technique de fracturation hydraulique dans de longs forages horizontaux, nous allons analyser ici les différences les plus évidentes entre cette dernière méthode *versus* l'exploitation des gisements classiques.

Dans l'exploitation classique, les gisements sont trouvés dans des structures géologiques particulières : une formation ou une structure géologique présentant une grande porosité résultant de vides intergranulaires et/ou fractures naturelles communicantes, le tout coiffé par une formation étanche qui emprisonne le sommet du réservoir, comme dans le schéma montré à la figure 1. Une fois la structure trouvée après une véritable exploration géologique, les puits atteignant le réservoir peuvent extraire la quasi-totalité (>95%, réf.2) du gaz du gisement.

En plus de sa pression propre, le gaz est poussé vers le haut par l'eau ; il peut éventuellement y avoir présence d'hydrocarbures liquides entre l'eau et le gaz. Il est important de noter que

ces hydrocarbures ont migré très lentement depuis une roche mère, c'est-à-dire une roche sédimentaire qui peut être du shale. Ils se sont accumulés dans le réservoir naturel dans un processus qui a pris des centaines de milliers d'années et plus probablement des millions d'années. Pourquoi? Parce que les perméabilités des roches mères de type shale ont des valeurs extrêmement faibles (10^{-12} à 10^{-14} m/s). Par contre une fois rendus dans la roche perméable, qui constitue le piège géologique, ils sont alors contenus dans une couche géologique dont la perméabilité est plusieurs ordres de grandeur plus élevée ($>10^{-6}$ m/s).

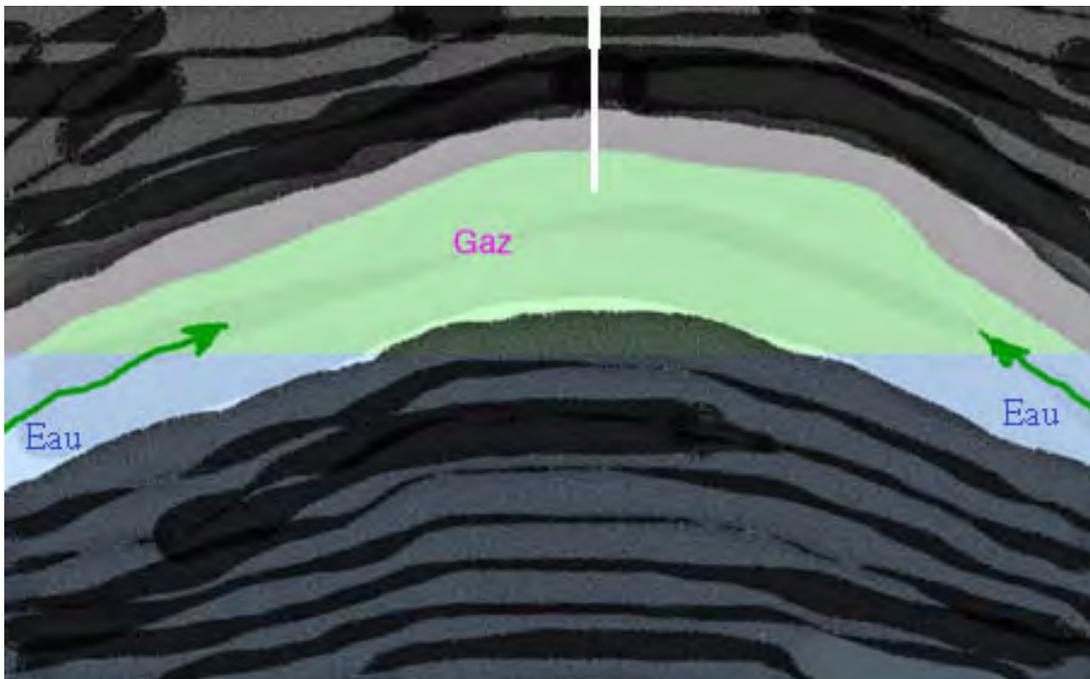


Figure 1. Schéma d'un gisement de gaz classique. Les hydrocarbures liquides peuvent être présents entre la couche d'eau et de gaz.

Dans la strate où le gaz s'est accumulé (le gisement classique montré en bleu et vert pâle de la figure 1), la porosité est significative (5 à 25%) et la perméabilité est couramment un million de fois plus élevée que dans la roche mère; en exploitant un gisement naturel, le gaz migre facilement vers le puits d'extraction. C'est pourquoi en fin de vie utile, la production du puits tombe presque à zéro. Le réservoir n'est pas vide à 100%, mais presque. À cette étape, les puits sont abandonnés et les sites restaurés, et la propriété retourne à l'État.

C'est extrêmement dangereux de transposer cette image dans le cas des puits pour le gaz de schiste; dans ces cas-là, la fracturation est créée artificiellement juste avant l'extraction et l'équilibre est bien loin d'être atteint en fin d'exploitation. En plus, les étendues ne sont pas limitées à un gisement localisé, mais à toute une couche géologique qui s'en trouve transformée radicalement.

L'extraction se fait en fracturant artificiellement le shale gazéifère lui-même, la migration du gaz se fait sur une distance plus courte que le long transit qui a créé les gisements classiques, mais ce n'est pas un processus instantané. À quelques millimètres du bord d'une fracture, le gaz s'échappe assez vite (fig. 2). Mais plus la distance augmente, plus il faut compter sur des temps géologiques pour que le processus de migration fasse dans ce nouveau shale fracturé ce

qu'il a fait dans les migrations vers les réservoirs naturels. Avec une perméabilité de 10^{-12} cm/s par exemple, même sous un gradient (i) élevé, le temps requis pour parcourir quelques centimètres seulement se compte en siècles et même en millénaires ($v = K_x i$)². C'est ainsi que ça se passe dans les parties du shale resté intact entre les fractures.

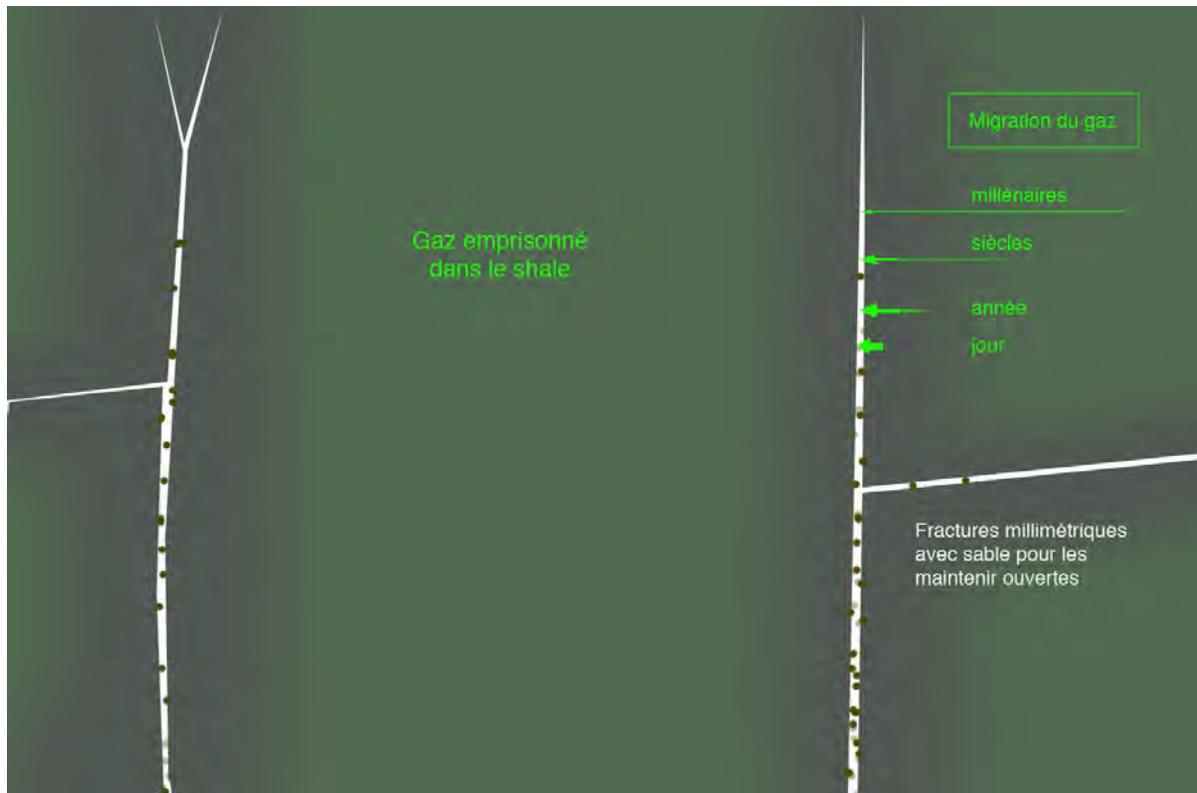
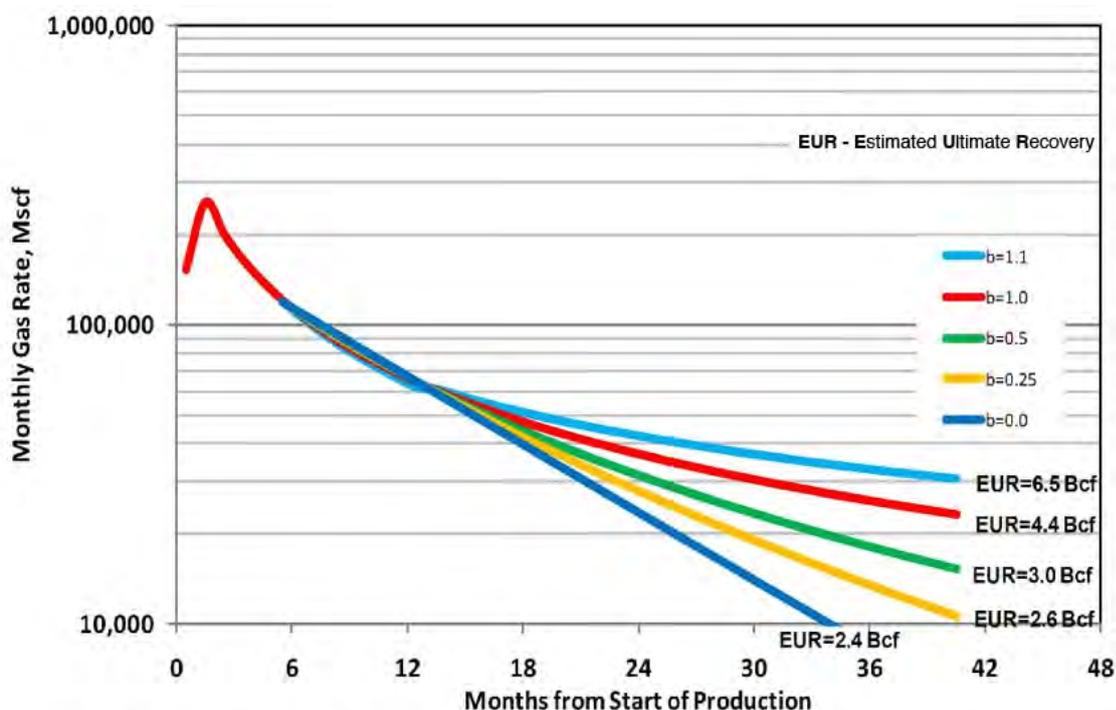


Figure 2. Mécanisme de migration du gaz dans le shale au voisinage de nouvelles fractures ; vue métrique du shale à la fin de l'exploitation (3 à 5 ans ?).

Ces phénomènes à l'échelle millimétrique et métrique se répercutent dans les débits de production des puits, qui ont donc des courbes de décroissance exponentielle ou hyperbolique présentées sur les figures 3, 4 et 5 pour les shales Haynesville, Marcellus et Utica. L'âge des puits en cours d'exploitation se compte en mois ou années dans ces shales et il existe encore un certain flottement quant aux volumes qui seront récupérés ultimement, ce qui est noté « EUR » sur la figure 3 ; cette figure montre cinq hypothèses de projections de production à partir des données obtenues pour 12 mois. Ce qui est certain cependant, c'est que le débit décroît de façon significative ; par exemple il ne vaut plus que 10% de sa valeur initiale après seulement 150 jours dans le puits de St-Edouard (fig. 5). On arrive sous le seuil de rentabilité en quelques années seulement à ce rythme. Les diagrammes des figures 3 et 6 sont en mode

² $V = K_x i$ c'est la *loi de Darcy*, qui exprime en unités de vitesse (m/s) les conditions qui régissent l'écoulement souterrain de l'eau dans les formations géologiques. L'analyse de l'écoulement des hydrocarbures dans les formations géologiques utilise des formules plus complexes, mais nous utilisons ici celle de Darcy car elle permet d'aborder de façon simplifiée les notions d'*écoulement* et de *perméabilité*. Le paramètre K est également désigné comme la *conductivité hydraulique*, synonyme de la perméabilité de Darcy.

semi-logarithmique alors que les diagrammes des figures 4 et 5 sont en mode arithmétique normal. Une relation de décroissance purement exponentielle est visible dans la figure 3 ci-dessous dans la droite bleue.



Normalized Haynesville Shale production rate decline based on differing hyperbolic exponents.

Figure 3. Courbe de déclin de production dans le shale Haynesville (réf. 3, Aeberman, 2010).

Johnson D W. 2011 Marcellus Shale Gas. Presentation Enerplus Corporation
<http://www.enerplus.com/files/pdf/presentations/MarcellusShaleGasFINAL.pdf>

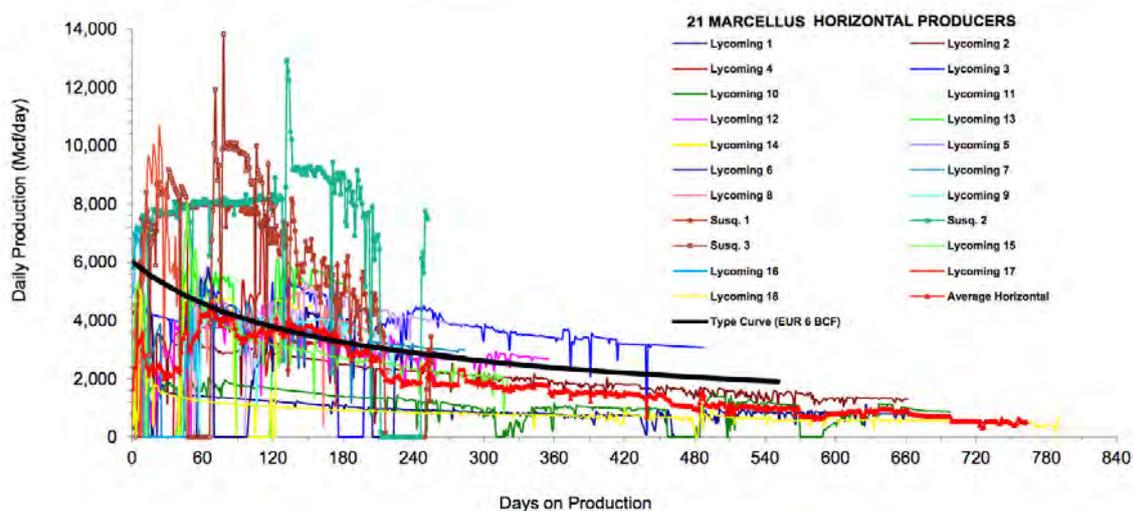


Figure 4. Courbe de déclin de production dans le shale Marcellus (réf. 4, Johnson, 2011).

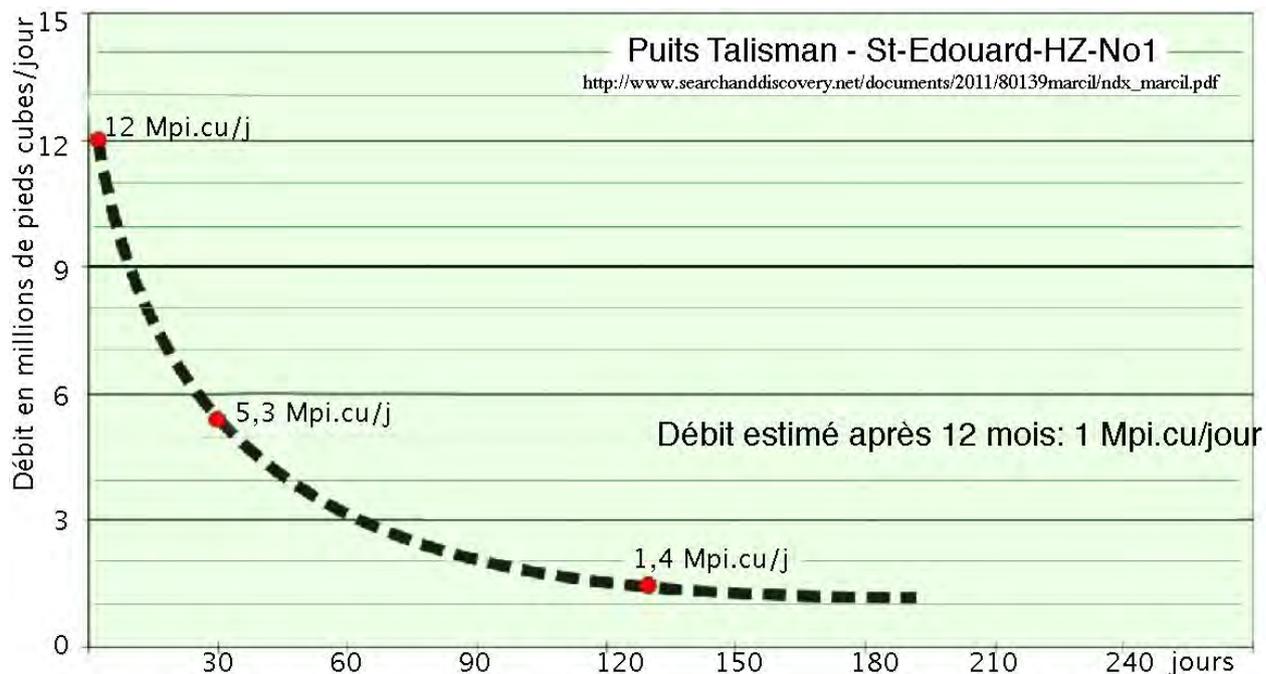


Figure 5. Courbe de déclin de production dans le shale d'Utica, puits expérimental au Québec.

La figure 6 montre ce qui survient en fin d'exploitation au moment où le débit n'est plus intéressant commercialement ; le puits est fermé, obturé et abandonné à l'État après quelques années de production. La pression est faible à cet instant, mais elle remonte ensuite à un rythme qui est fonction du taux de libération du gaz dans la suite de la courbe (en trait tiretés).

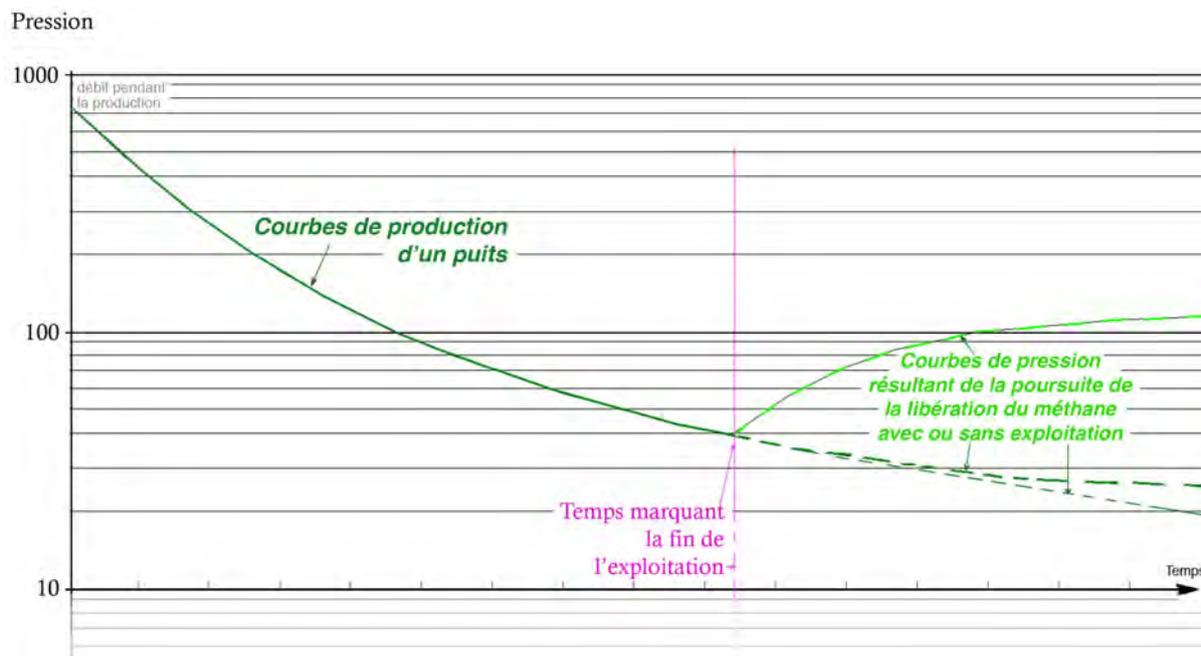


Figure 6. Ce qui se passe en fin d'exploitation d'un puits de gaz.

Comme il n'y a pas de débit zéro dans l'évolution de la courbe de production (plus précisément pas de débit zéro avant un temps égal à l'infini), la remise en pression est

inévitable en raison de la présence de 80% de gaz subsistant dans le shale au moment de l'abandon de la production. Ce phénomène sera autrement plus significatif dans les puits horizontaux avec fracturation hydraulique que dans d'autres types de puits. Il n'y a rien pour arrêter le processus amorcé. Il va se poursuivre sur des siècles et millénaires. Et les *puits bouchons*³ n'auront pas cette durée de vie.

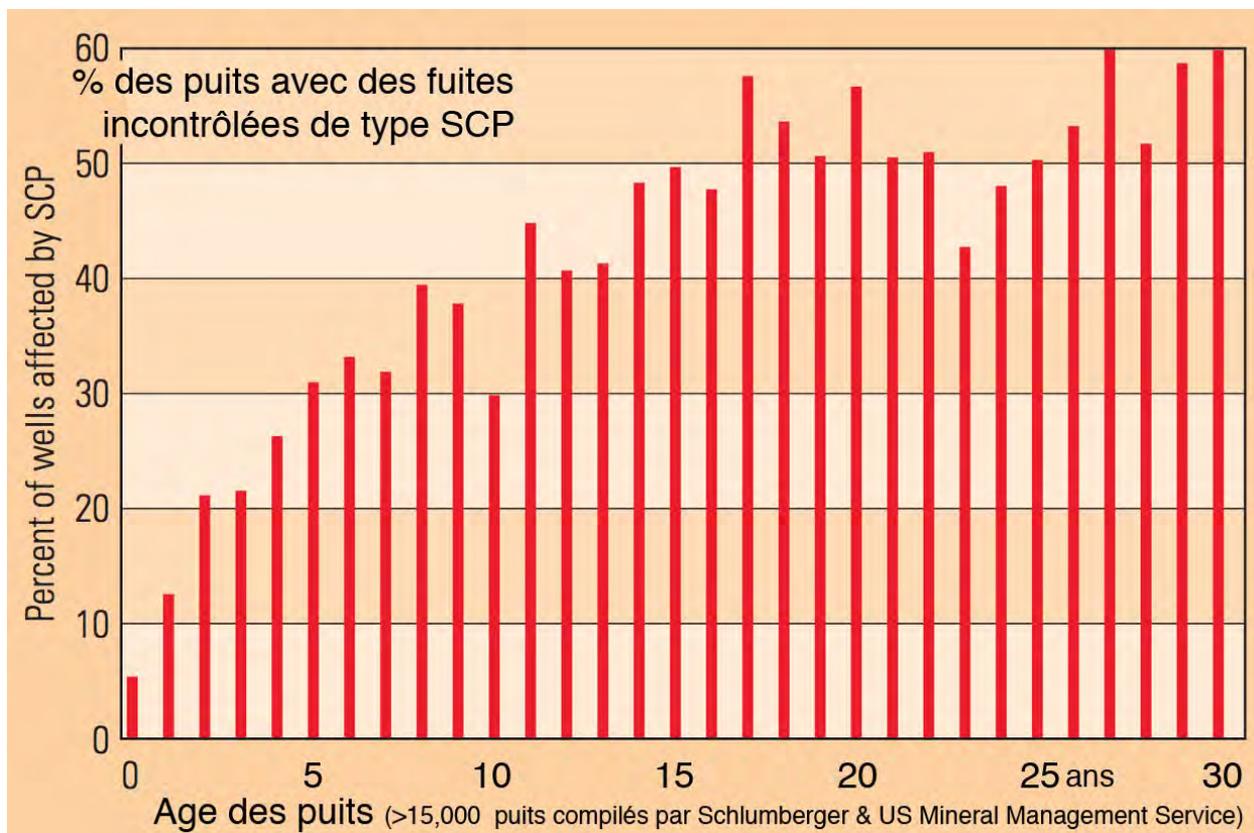


Figure 7. La dégradation d'un puits dans le temps ; compilation basée sur 15000 puits classiques.

Il n'y a pas beaucoup de données portant spécifiquement sur les nouveaux puits de gaz de schiste, mais il y en a pour des puits classiques (fig. 7 - figure traduite de la réf. 5). Pour des puits neufs (âge 0) c'est 5% des puits classiques qui manifestent des problèmes de fuites de méthane. Au Québec pour 31 puits forés depuis 2008 pour les gaz de schiste, la proportion de puits avec des fuites a été de 19 sur 31, plus de 60% des puits. La différence confirme ce que plusieurs chercheurs avancent : les problèmes d'ingénierie, notamment dans la cimentation des nouveaux puits avec fracturation et extension horizontale de 1000 m et plus, vont se manifester de façon bien plus fréquente et beaucoup plus préoccupante qu'avec les puits dans les gisements classiques. Mais même avec des puits classiques, cette question de dégradation des puits se pose avec acuité, car comme le montre les données de 15000 puits classiques

³ L'expression *puits bouchon* est créé ici, car nous n'avons pas trouvé de terme adapté à cette structure d'ingénierie. Ce terme désigne l'ouvrage, initialement conçu comme *temporaire* pour une fonction d'ingénierie bien précise : extraire du gaz – lequel ouvrage se trouve ensuite en fin d'exploitation transformé sommairement pour une fonction **totale** **inverse** : empêcher le gaz de sortir par le puits. De plus cela devient une structure *permanente* dans la nouvelle fonction et non plus *temporaire* (fig. 8).

(fig. 7) dès que l'âge des puits augmente, la proportion de puits à problèmes dépasse rapidement 50%. Les causes des dégradations et des fuites dans le cas des puits classiques ont été bien analysées par divers auteurs dont Maurice B. Dusseault (réf. 6) et Wojtanowicz et al, 2001 (réf. 7). L'analyse spécifique pour les nouveaux types de puits reste entièrement à faire, mais un premier constat est déjà probant : les cycles dynamiques répétés dans la fracturation et le contrôle complexe dans la mise en place des tubages dans des sections courbes et horizontales de ces puits, ajoutés à l'emploi de nouveaux produits chimiques, fragilisent les aciers et les coulis et induisent leur vieillissement accéléré.

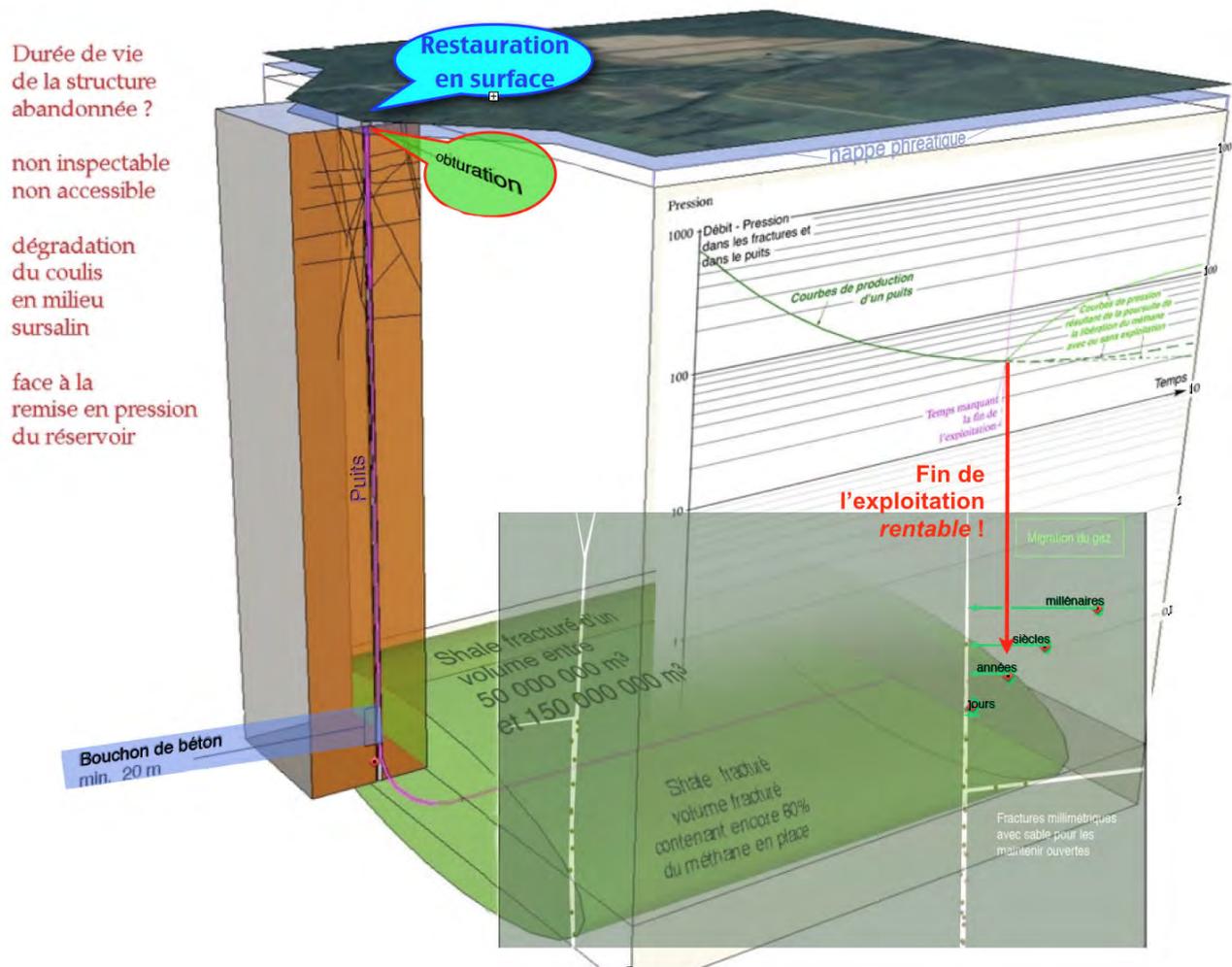


Figure 8. Vue en 3D résumant les problèmes géologiques et géotechniques d'un puits en fin de vie utile.

Il serait bien étonnant que l'industrie du gaz de schiste ait inventé dans les cinq dernières années des structures qui résisteront des millénaires. Les ingénieurs civils aimeraient bien depuis toujours avoir des techniques pour faire des viaducs et des ponts qui résisteraient plus de cinquante ans, **sans inspection** et **sans entretien** comme le seront ces futurs puits une fois abandonnés (fig. 8). Voici que l'industrie du gaz, avec les mêmes matériaux, acier et ciment, veut convaincre qu'elle détient la recette pour que ces milliers de puits bouchés résistent éternellement aux pressions croissantes. En fait, l'industrie des hydrocarbures n'a pas historiquement eu aucune obligation de prévoir à si long terme. Aucun Etat, aucune province au Canada, aucun pays dans le monde n'a actuellement de réglementation adaptée

spécifiquement pour ces nouvelles réalités. La longue histoire d'exploitation des gisements classiques par des puits conventionnels a mis en place des procédures pour des durées de vie qui ont essentiellement été analysées en fonction de la sécurité des ouvrages pendant leur vie utile i.e. la courte étape d'exploitation.

Cela pourra sembler incongru à certains promoteurs pétroliers de se voir poser cette problématique en termes de durée de vie pour des siècles et des millénaires. Mais il n'y a pas que les puits de gaz de schiste qui doivent être envisagés sur ces prémices. Le stockage à très long terme des déchets radioactifs est étudié dans le monde en tenant compte de durées de cet ordre. Dans un secteur d'activité très près des puits de gaz de schiste, la société d'expertise Halliburton indique ceci dans sa documentation « *The Post-Closure phase addresses post decommissioning—which has an extremely long time horizon of hundreds, if not thousands, of years.* » (réf. 8). Ces puits qu'Halliburton indique devoir suivre des millénaires sont des puits moins risqués à priori que les puits avec extension horizontale et fracturation hydraulique : ce sont des puits verticaux connectant la surface à des stockages de CO₂, moins problématiques que le méthane. Les industries gazières n'ignorent certes pas les risques à long terme. Cependant, elles n'ont jamais été placées dans l'**obligation** d'en tenir compte, car les règles passées et actuelles ont de tout temps transféré la propriété des puits au domaine public une fois la production terminée. Aucune réglementation nulle part ne les y oblige⁴ et cela n'a jamais été inclus dans leurs plans d'affaire.

Nous avons peu parlé dans ce texte des inconvénients les plus immédiats et les plus manifestes de l'exploitation des gaz de schiste en Amérique du Nord : l'utilisation massive de l'eau pour la fracturation, la composition chimique souvent gardée secrète des « slickwater », ce cocktail chimique qui modifie l'eau pour optimiser la fracturation, l'occupation d'un territoire agricole par une industrie lourde, camions-citernes, tours de forage, torchères, compresseurs, gazoducs, etc. La disposition des eaux de reflux qui ne remontent que dans une proportion de 40%, la radioactivité et la très grande salinité des eaux des formations profondes qui trouvent aussi des nouvelles voies de communication vers les nappes de surface, ou qui empruntent des discontinuités géologiques naturelles, comme les fractures et les failles qui sont recoupées inévitablement par ces longs forages horizontaux. Tout cela a abondamment été mis en relief et défraie quotidiennement les journaux aux USA. Les cas de contamination des nappes par le méthane sont les premiers problèmes à se manifester, car le méthane extrêmement mobile est le plus rapide à trouver vers la surface les chemins naturels élargis par la fracturation. Des migrations plus lentes commencent aussi à se manifester : on a retrouvé dans des puits des composés chimiques des fluides de fracturation (réf. 9).

Nous reconnaissons que toutes ces questions sont à court terme de première importance. Si nous en avons peu parlé dans l'analyse ci-dessus, c'est parce que d'autres chercheurs les ont abondamment discutées et certains de ces inconvénients se rattachent spécifiquement à la fracturation hydraulique. D'autres techniques (propane liquéfié, CO₂, air comprimé, arc électrique, etc.) pourront éventuellement être employées et la liste des inconvénients qui se

⁴ Quelques états et la province de l'Alberta ont mis sur pied il y a peu de temps des programmes pour les puits orphelins ; ces programmes imposent une cotisation de l'industrie des hydrocarbures à un fond destiné à inspecter et obturer certains de ces puits. Mais ces programmes en sont au tout début à l'étape d'inventaire ; ils ne constitueront jamais un moyen suffisant pour gérer les nouveaux puits transférés à la collectivité

manifesteront alors pendant cette étape de fracturation sera différente. Quelle que soit la technique employée pour fracturer artificiellement le shale, le processus géologique que nous avons analysé ne pourra jamais être accéléré. Nous avons présenté une analyse qui demeure pertinente, même dans l'optique des techniques alternatives, qui sont actuellement à l'essai ou qui viendront plus tard.

Nous avons choisi de présenter un examen purement géologique et géotechnique de la question, car une bonne part de ces autres problèmes associés à l'exploitation des gisements non conventionnels de gaz et d'huiles de schiste découlent, et découleront avec encore plus d'acuité, des « bugs » géotechniques de cette industrie lancée avec précipitation, sans les études adéquates qui auraient préalablement été requises. Il y a eu des études préalables, mais elles ont été orientées vers l'optimisation de la production commerciale de la ressource.

Conclusion et recommandations :

Il y a deux différences importantes entre le gaz de shale et les gisements de gaz classique et ces deux différences fournissent à elles seules les raisons fondamentales pour écarter totalement l'idée très peu réfléchie d'exploiter les gaz de schiste par la technique proposée actuellement :

1- La technique de fracturation hydraulique crée artificiellement un réseau de fractures interconnectées vers lequel le gaz se met à migrer. La technique amorce un processus d'écoulement du gaz dans le gisement, comme cela s'est fait dans les gisements classiques en centaines de milliers d'années, mais la technique ne peut aucunement accélérer ce processus géologique. La construction d'un puits et la fracturation sont réalisées en quelques semaines ; l'écoulement s'amorce et se poursuivra sur une échelle de temps géologique (>100 000 ans). La durée du temps avant qu'on ferme les puits quand le débit devient non rentable, ne représente qu'une infime portion de ce temps géologique.

2- Le forage de puits et la fracturation du shale est une opération totalement irréversible sans aucune solution technique pour remettre le massif de shale dans son état d'imperméabilité originale. Ces puits obturés en fin d'exploitation commerciale deviennent des conduits potentiels pour les fuites de gaz. Pour ces structures, comme toute structure faite d'acier et de béton, on doit se poser la question fondamentale de leur durée de vie et de ce qui surviendra quand leur état de dégradation ne leur permettra plus de résister à la pression du gaz. La pression des gaz dans le réservoir va croître de façon lente mais continue d'une part ; la dégradation des puits va aller croissant dans le temps d'autre part. Ces deux phénomènes vont se manifester dans le temps en surface par une montée en nombre et en débit des fuites de méthane. La gestion de ce nouveau type d'ouvrages enfouis va coûter des sommes colossales au trésor public car la technique d'extraction peu efficace (20%) laisse en place une très grande portion du méthane initialement présent dans le gisement.

L'exploitation des gisements conventionnels demeure acceptable partout où elle respecte les conditions environnementales et les règles de l'art. Mais en ce qui a trait aux gisements non conventionnels, la France a eu grandement raison d'interdire la fracturation hydraulique sur son territoire. Les pressions économiques vont certes continuer de tenter de renverser ou contourner cette décision. Nous recommandons que les questionnements que nous soulevons dans notre analyse soient inclus dans la réflexion qui doit se poursuivre. Il serait préférable de

ne pas lier l'interdiction ou la réglementation à l'expression *fracturation hydraulique*. Toute autre technique de fracturation produira les mêmes effets, comme nous les avons analysés dans ce texte.

Ce qui est à revoir en priorité est l'actuelle réglementation en vigueur. Déjà imparfaite pour la gestion à long terme des puits classiques abandonnés, elle devient tout à fait inadéquate pour les gisements non conventionnels. C'est cette désuétude réglementaire qui a permis en Amérique du Nord le démarrage de l'industrie, avec en plus certaines dispenses spécifiques accordées à l'industrie du gaz de schiste face à des réglementations en vigueur. Avec des règles qui élimineraient le transfert de la propriété à l'État en fin de vie utile, avec une obligation d'assumer pour l'exploitant une responsabilité complète et permanente (ex. un bail de 99 ans avec renouvellement automatique de 99 ans en 99 ans en cas de persistance de pression de gaz au fond du puits), cette industrie n'aurait peut-être jamais vu le jour.

Les plans d'affaires de l'industrie ne comptent que deux étapes : *exploration* suivi d'*exploitation*. Nous avons publié une analyse de la rentabilité pour toute la société lorsque le long terme est inclus dans les paramètres (réf. 10 -Durand, 2011). L'ajout de la très longue étape où les coûts des conséquences prévisibles de cette exploitation sont pris en charge par l'État change complètement la vision à court terme dans laquelle les autorités se sont laissées confiner en Amérique du Nord.

Références :

- 1- BAPE, 2011. Bureau d'Audiences Publiques sur l'Environnement, Rapport final de la commission d'enquête gouvernementale sur l'industrie des gaz de schiste au Québec, 323 p. <http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape273.pdf>
- 2- Office National de l'Énergie, Nov. 2009, L'ABC du gaz de schistes au Canada, 23 p. <http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/ntrlgs/prmndrstndngshlgs2009/prmndrstndngshlgs2009-fra.pdf>
- 3- Aeberman, 2010. Shale Gas-Abundance or Mirage? Why The Marcellus Shale Will Disappoint Expectations. The Oil Drum. <http://www.theoil Drum.com/node/7075>
- 4- Johnson D W. 2011. Marcellus Shale Gas, présentation Enerplus Corp. <http://www.enerplus.com/files/pdf/presentations/MarcellusShaleGasFINAL.pdf>
- 5- Brufatto et al 2003, From Mud to Cement—Building Gas Wells Oilfield Review, Sept 2003, pp 62-76. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors03/aut03/p62_76.aspx
- 6- Dusseault, 2000, Why oilwells leaks : Cement behavior and long-term consequences. SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China held in Beijing, China, 7–10 November 2000 <http://www.scribd.com/doc/65704543/Casing-Leaks>
- 7- Wojtanowicz et al, 2001, Diagnosis and remediation of sustained casing pressure Final Report US Dept of Interior, Mineral Management Service, 93p. <http://www.boemre.gov/tarprojects/008/008dk.pdf>

8- Halliburton 2012. Carbon Capture and Storage - Post Closure of wells.

<http://www.halliburton.com/ps/default.aspx?pageid=2776&navid=1365>

9- Reuters 2011 EPA says fracking likely polluted Wyoming water.

http://www.msnbc.msn.com/id/45600462/ns/business-stocks_and_economy/t/epa-says-fracking-likely-polluted-wyoming-water/#.TwX1vpiZM1E

10- Durand. 2011. Gaz de schiste - un plan d'affaire fortement dans le rouge.

<https://www.facebook.com/notes/marc-durand-doct-ing-en-géologie-appliquée/gaz-de-schiste-un-plan-daffaire-fortement-dans-le-rouge/188722011159388>

- - - o 0 o - - -

Shefford, Québec

Janvier 2012

<https://www.facebook.com/gazdeschiste>

<https://www.facebook.com/gazdeschiste2>

<https://www.facebook.com/shalegas>

Risques potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en Ile-de-France

Rapport du Conseil scientifique régional d'Ile-de-France

Mars 2012

ANNEXE 8

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

Christophe Didier

Directeur adjoint, Risques du Sol et du Sous-sol

INERIS

***Institut national de l'environnement industriel
et des risques***

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

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

Un contexte complexe et particulièrement sensible

Origine et nature des hydrocarbures de roche-mère

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

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

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

On appelle « gaz et huile de roche-mère (GHRM) » les hydrocarbures qui sont retenus au sein de la roche-mère où ils ont été générés. Si parmi ces hydrocarbures, on peut citer le « gaz de houille » (méthane piégé au sein de veines de charbon qui n'ont pas été exploitées à l'aide de travaux miniers), c'est principalement les « gaz et huiles de schistes¹ » qui focalisent aujourd'hui toutes les attentions.

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

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

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

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

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

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

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

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

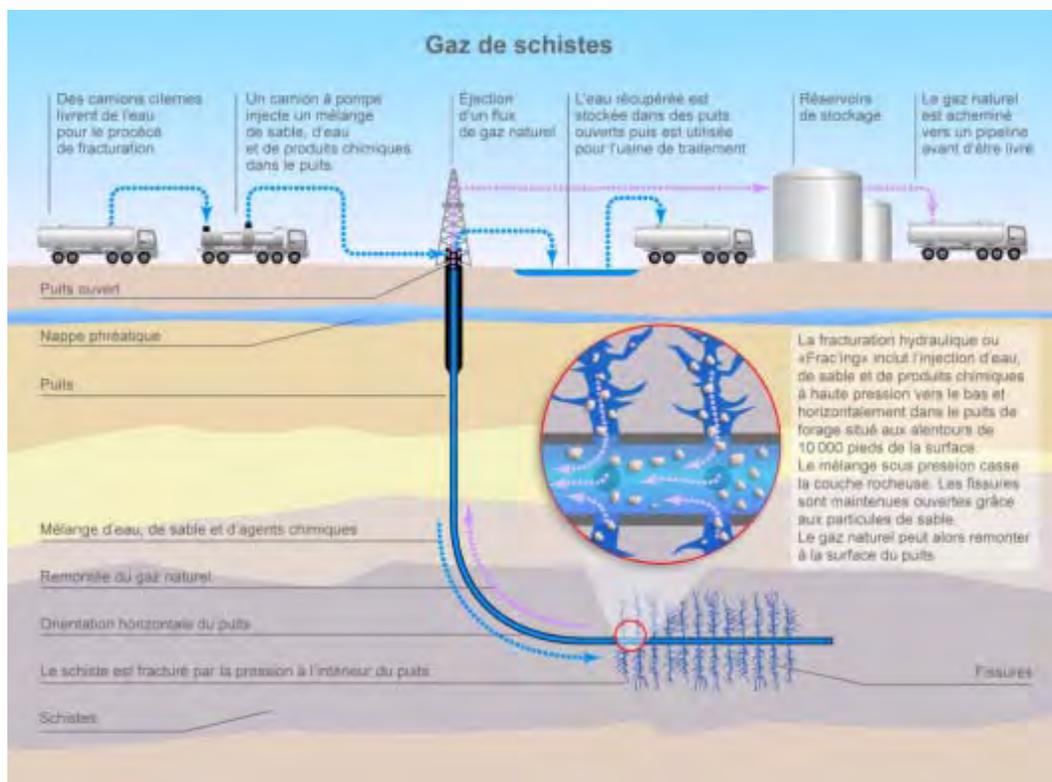


Figure 1 : Principe d'exploitation par fracturation hydraulique (source <http://www.connaissancedesenergies.org>).

Un sujet très controversé et hautement médiatisé

En France, comme dans beaucoup d'autres pays qui s'interrogent sur la démarche à adopter, la pertinence ou non d'envisager l'exploitation des gaz de schistes est au cœur d'une vive polémique qui anime l'opinion publique. Si le sujet s'avère aussi sensible, c'est qu'il résulte de l'affrontement de deux intérêts légitimes mais qui paraissent aujourd'hui opposés. Cet état de fait ressort parfaitement du récent article publié dans *Nature* (2011)² qui présente deux points de vue contradictoires sur une seule et même question : « faut-il mettre un terme à la fracturation hydraulique ? ». De manière très réductrice et simplifiée, on reprend quelques-uns des principaux arguments mis en avant respectivement par les partisans et les opposants à l'exploitation de ce type de ressources.

Une perspective énergétique et économique a priori prometteuse...

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

- leur abondance dans un contexte de décroissance des ressources conventionnelles : l'International Energy Agency estime que les ressources accessibles en gaz pourraient être multipliées par 4 en cas d'exploitation des gaz de schiste³ ;
- la possibilité, pour les Etats qui importent de grandes quantités d'hydrocarbures de réduire la dépendance énergétique développée auprès des pays exportateurs (élément particulièrement sensible pour la Pologne). A titre d'exemple, la France importe aujourd'hui 98 % de sa consommation en gaz ;
- leur prix relativement abordable : à pouvoir calorifique équivalent, le prix du gaz est aujourd'hui estimé à 60 % de celui du pétrole. De plus, l'arrivée sur le marché, de ces nouvelles ressources a contribué à faire baisser le prix du gaz aux Etats-Unis (pour atteindre récemment son niveau le plus bas depuis plus de 10 ans) ;
- le caractère moins « émetteur en CO₂ et SO₂ » du gaz par rapport aux autres énergies fossiles (pétrole ou charbon) ;
- une amélioration substantielle de l'efficacité des technologies disponibles et un retour d'expérience laissant augurer une maîtrise possible des conditions d'exploitation pour permettre une maîtrise efficace des risques environnementaux.

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

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

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

- pour ce qui concerne le coût, la rentabilité économique ne semble devoir être garantie que lorsque la zone de consommation est proche de la zone d'extraction et/ou qu'un réseau de transport des hydrocarbures déjà existant est situé à proximité (ce qui est bien plus fréquemment le cas aux Etats-Unis qu'en Europe).

² « Should fracking stop ? ». vol 477. 15 September 2011, pp. 271-275.

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

Par ailleurs, Certaines voix s'élèvent pour dire qu'investir dans ce type de ressource se fait inéluctablement au détriment du développement d'énergies renouvelables ;

- pour ce qui concerne le caractère moins émetteur en CO₂, diverses publications laissent penser que la contribution des différents éléments du process d'exploitation (transport, substances, traitement...) et les possibles fuites de méthane sur l'ensemble de la chaîne⁴ pourraient contrebalancer le caractère moins émissif de la combustion du gaz par rapport à celle du pétrole et du charbon ;
- le procédé d'exploitation exige le recours à de grandes quantités d'eau injectées dans le sous-sol et très partiellement récupérées (qui plus est contaminées par les adjuvants chimiques et éléments minéraux ou organiques résultant du lessivage des terrains) ;
- si le process n'est pas parfaitement maîtrisé, il existe des risques de migration des contaminants dans l'environnement susceptibles d'altérer les ressources environnantes en eau potable ;
- l'exploitation des GHRM est susceptible d'induire des risques ou nuisances sur l'environnement, les travailleurs ou les populations alentours. Ces risques peuvent être accidentels (fuites, explosion), environnementaux (contamination des sols ou aquifères, impact paysager, occupation de l'espace) ou sanitaires (pollution de l'air, consommation d'eau contaminée...).

Les risques environnementaux, enjeu majeur du débat

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

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

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

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

⁴ A quantité égale, le méthane étant nettement plus défavorable au CO₂ en termes de contribution à l'effet de serre.

Maîtriser les effets sur le massif rocheux

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

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

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

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

- 2- La seconde zone d'intérêt concerne le secteur géographique au sein duquel se développent les fractures, à savoir en périphérie de la zone d'injection (figure 1). Au regard des profondeurs de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère (généralement supérieures à 1000 m), les fractures induites par le procédé se développent principalement dans le plan vertical⁵. Pour rentabiliser

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

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

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

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

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

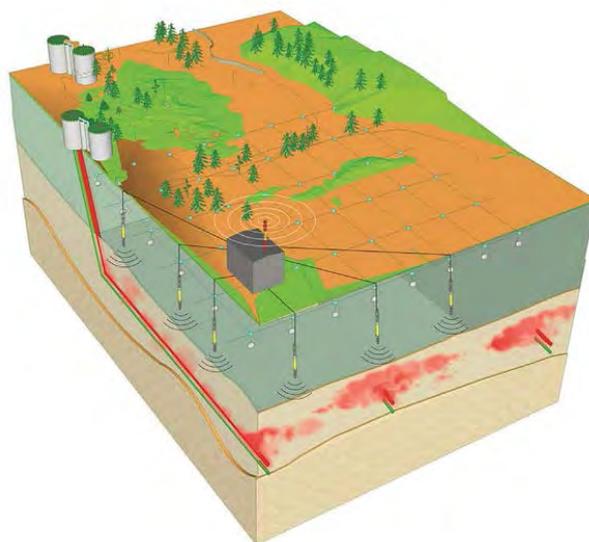


Figure 2 : Principe de suivi microsismique d'une exploitation par fracturation hydraulique (source CGGVeritas)

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

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

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

Maîtriser les impacts sur la ressource en eau

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

Parallèlement, dans une **logique d'analyse intégrée de la chaîne de production**, il conviendra d'identifier l'ensemble des impacts potentiellement induits par la filière pour mieux maîtriser leurs effets sur le milieu environnant. Parmi eux, on citera l'impact de l'activité sur la qualité de l'air ambiant (fuites de méthane, production de SO_x, NO_x, voire de benzène), les nuisances sonores et olfactives, la circulation d'engins, l'impact paysager et la limitation d'usage des terrains nécessaires à l'exploitation. Ces différents sujets ne constituent pas une priorité en termes de développement de connaissances dans une première phase de l'analyse. Ils ne doivent pas pour autant être négligés dans une logique d'évaluation intégrée de la filière et de définition de mesures d'atténuation et de prévention adaptées.

Perspectives

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

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

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

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

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

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

Références

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

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

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

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

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

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

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

Risques potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en Ile-de-France

Rapport du Conseil scientifique régional d'Ile-de-France

Mars 2012

ANNEXE 9

**Lettre de saisine du Président du Conseil Régional
d'Ile-de-France, M. Jean-Paul Huchon**



Conseil régional

Le président

Paris, le 06 MAI 2011

Réf : CR/2011/JPH/AA/SC/N° 100

C R I F
COURRIER ARRIVÉ
 09. MAI 2011 - 196

Monsieur Jean-Antoine Girault
Président du Conseil Scientifique
Régional

Isabelle THIS SAINT-JEAN

Directeur de l'institut fer a moulin
Institut du Fer à Moulin
17 rue du Fer à Moulin
75005 Paris France

Saisine du Conseil Scientifique Régional

Risques liés à l'exploration et l'exploitation des gaz et huiles de schistes en Ile-de-France

Monsieur le Président, *cher ami*

Lors de l'installation du Conseil Scientifique Régional le 16 mars 2011 je vous avais annoncé mon intention de vous saisir ainsi que l'ensemble des membres du CSR d'une mission d'expertise scientifique sur les Risques liés à l'exploration et l'exploitation des gaz et huiles de schistes en Ile-de-France.

Comme vous le savez, divers permis de prospector le gaz et huiles de schistes ont été attribués en France cette année. Face aux vives protestations suscitées par la perspective de cette exploitation, le gouvernement a suspendu les travaux de prospection de gaz de schiste jusqu'à l'été au moins, mais la marge de manœuvre paraît plus limitée face aux forages d'huile de schiste prévus dès mars dans le bassin parisien.

En effet, trois permis ont été délivrés pour la recherche et l'exploitation d'huile de schiste en Seine-et-Marne. La compagnie pétrolière américaine Hess, alliée à la société Treador prévoyait un premier forage en mars près de Château Thierry. Après instruction du dossier de déclaration déposé le 4 mai 2010 par la société Treador Energy France, complété le 1^{er} juillet 2010, le Préfet de la Seine-et-Marne a donné acte de cette déclaration par un arrêté en date du 12 octobre 2010. Les autorisations de travaux ayant été délivrées, la marge de manœuvre du gouvernement est limitée et devrait passer par la négociation. Le gouvernement a demandé un moratoire, mais celui-ci n'est pas possible juridiquement dans le code minier. Aussi, la société Treador Resources Corporation, a affirmé qu'elle allait poursuivre son plan de prospection avec une première phase de travaux débutant en avril prochain près de Château-Thierry dans l'Aisne. But de l'opération : valider le potentiel de pétrole emprisonné dans les roches mères situées entre 2500 et 3500 mètres sous le sol.

Afin de stopper aussi bien l'exploration que l'exploitation de ces gaz et huiles de schistes, la région Ile-de-France a :

- Officiellement demandé au Préfet de la région Ile-de-France, par un courrier en date du 7 février, la suspension de toute exploration ou exploitation ;
- Voté un vœu lors du Conseil du 11 février contre l'exploration et l'exploitation de ces gaz ;
- Déposé, contre l'arrêté en date du 12 octobre 2010 par lequel le Préfet de la Seine-et-Marne a donné acte à la société Toreador Energy France de sa déclaration de travaux miniers sur le permis exclusif de recherche de Château-Thierry, une requête aux fins de référé suspension pour stopper la reprise des explorations d'huiles de schiste et un recours au fonds.

La ministre de l'écologie a commandé un rapport sur les enjeux environnementaux de l'exploitation des gaz de schistes. Le rapport final est attendu pour le 31 mai 2011 ; il sera rendu public et les conclusions en seront tirées avant fin juin 2011.

Par ailleurs, plusieurs propositions de lois ont été déposées afin d'interdire l'exploration et l'exploitation des gaz et huiles de schiste. L'une d'elles sera examinée le 10 mai prochain, en procédure d'urgence.

Dans ce contexte d'agitation et d'incertitudes il me semble plus que jamais opportun de saisir le CSR sur les risques à moyen et long termes de l'exploration et l'exploitation du gaz et des huiles de schistes. Je souhaite vous confier cette mission en marge du calendrier politique afin de vous laisser le temps de procéder à une analyse scientifique approfondie du sujet. La perspective du vote d'une loi n'épuise pas pour nous le besoin d'une expertise scientifique pour consolider une décision politique sur le long terme.

Vous voudrez bien me faire connaître vos conclusions courant mars 2012. Dans l'intervalle, vous ferez deux points d'étape avec les Vice-présidentes en charge de l'Enseignement supérieur et de la recherche, Isabelle This Saint Jean, et en charge de l'Environnement, de l'agriculture et de l'énergie, Hélène Gassin, l'un en novembre 2011 et l'autre fin janvier 2012.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, à l'assurance de ma considération distinguée.

Bien cordialement : vous

Jean-Paul HUCHON
Président du Conseil Régional

Copie : Isabelle This Saint Jean, Vice Présidente chargée de l'Enseignement supérieur et de la recherche
Hélène Gassin, Vice présidente chargée de l'Environnement, de l'agriculture et de l'énergie.