

document de travail

Décembre 2014

142

Les gaz de schiste : enjeux et questions pour le développement

Benjamin Dessus, Global Chance

Coordination : Cyrille Bellier (bellierc@afd.fr), AFD

Etudes et Recherches

Agence Française de Développement
5 rue Roland Barthes
75012 Paris - France
www.afd.fr

Avertissement

La France a interdit sur son territoire l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures par fracturation hydraulique (loi du 13 juillet 2011). Le gouvernement français a confirmé formellement son opposition à toute activité de ce type, quel qu'en soit le lieu. Conformément à la position du gouvernement, l'Agence Française de Développement ne finance aucun projet ayant trait à ce type d'exploitation.

Afin de nourrir les débats internationaux, le département de la recherche de l'AFD a toutefois jugé utile de publier l'analyse qui suit. Celle-ci rassemble de nombreuses informations techniques, économiques et écologiques. Les analyses et les conclusions qui suivent sont formulées sous l'entière responsabilité de leur auteur et n'engagent pas le point de vue de l'AFD.

Directrice de la publication : Anne PAUGAM

Directeur de la rédaction : Alain HENRY

ISSN : 1958-539X

Dépôt légal : 4^e trimestre 2014

Mise en page : Elsa MURAT

Sommaire

	Résumé	5
--	---------------	----------

	Introduction	7
--	---------------------	----------

1.	Le gaz de schiste	9
1.1	Qu'est-ce que le gaz de schiste et où en trouver?	9
1.2	Comment l'exploite-t-on ?	10
1.3	Des caractéristiques de production très spécifiques	14
1.4	Des caractéristiques économiques très particulières	18
1.5	Des questions spécifiques de logistique et d'environnement	20
1.6	Le retour d'expérience des Etats-Unis	28

2.	Les principaux paramètres d'analyse	38
2.1	Les ressources	39
2.2	Les paramètres énergétiques	43
2.3	Le paramètre démographique	45
2.4	Le paramètre de la ressource en eau	47
2.5	La proximité des gisements et des lieux d'utilisation	50
2.6	Les paramètres techniques, économiques et organisationnels	50

3.	Proposition d'une grille d'analyse	52
3.1	Les questions des ressources et de la géographie	52
3.2	Les questions macroéconomiques	55
3.3	Les questions de gouvernance et de régulation	57

4.	Eléments de conclusion	60
-----------	-------------------------------	-----------

	Liste des sigles et abréviations	61
--	---	-----------

	Bibliographie	62
--	----------------------	-----------

Résumé

Devant le succès économique que rencontre le développement du gaz de schiste aux Etats-Unis depuis une dizaine d'années, en dépit de la révélation de conséquences environnementales importantes, de nombreux pays émergents ou en développement s'interrogent sur l'opportunité de développer des programmes d'exploration et d'exploitation de ces ressources, données comme considérables dans nombre d'entre eux.

Dans une première partie, après avoir défini avec précision ce qu'est le gaz de schiste et les conditions de son exploitation (forage, fracturation hydraulique, complétion des puits), l'étude met en relief le caractère éphémère de la production des puits de gaz de schiste (quelques années), comparée à celle du gaz conventionnel (plusieurs dizaines d'années), et montre qu'il en découle des caractéristiques économiques d'exploitation très inhabituelles dans le domaine énergétique. L'étude se penche ensuite sur une série de questions spécifiques de logistique qu'entraîne cette exploitation : besoins en eau, en sable, produits chimiques additifs, infrastructures de transport routier et d'évacuation gazière. Les questions environnementales aux niveaux local, régional et global, aujourd'hui objets de nombreuses polémiques, sont examinées en détail, avec une insistance particulière sur la question des fuites de méthane, dont l'importance pourrait remettre gravement en cause l'une des justifications majeures de l'exploitation des gaz de schiste, i.e. sa relative innocuité pour le climat.

Cette première partie est complétée par une analyse de l'expérience des Etats-Unis dans ce domaine, aussi bien du point de vue de la ressource, que du point de vue industriel et économique ou des conséquences environnementales

constatées depuis dix ans. Ce bilan fait apparaître un certain nombre de questions environnementales qui font encore débat et révèle les nombreuses spécificités et circonstances régionales positives (ressources, capacité industrielle, etc.) qui ont permis le développement rapide de la production de gaz de schiste dans ce pays.

Alors que la première partie de l'étude montre que de nombreux paramètres (géographiques, physiques, socioéconomiques, industriels et environnementaux) doivent être pris en compte dans une approche multisectorielle pour fonder la décision d'engager un pays dans une politique d'exploitation des gaz de schiste, la deuxième partie propose un examen des différents paramètres déterminants pour l'élaboration d'une politique. Ceux-ci sont la ressource, en valeur absolue et en années de consommation ou de production du pays, le degré de dépendance gazière du pays, l'importance de la production gazière dans l'économie du pays, la densité de population, les ressources en eau, l'expérience industrielle dans le domaine gazier, et la capacité de régulation des autorités administratives du pays. L'analyse ici effectuée peut se résumer, tout au moins pour une part, à la superposition de cartes géographiques détaillant, sur un territoire donné, les principales ressources et contraintes rencontrées. Cette superposition permet de mettre en relief les territoires *a priori* les mieux adaptés à une exploitation des ressources de gaz de schiste. Cette première analyse est complétée par l'examen d'une série de critères économiques, sociaux et environnementaux.

La troisième et dernière partie de cette étude est consacrée à l'ébauche d'une grille d'analyse pour les pouvoirs publics.

Cette grille croise une série de questions à examiner avec les départements ministériels et les acteurs institutionnels principaux qui devraient s'en saisir.

Dans sa conclusion, l'auteur insiste sur l'importance du caractère interdisciplinaire et multisectoriel de cette analyse

des pouvoirs publics, justifiée à ses yeux par l'importance des enjeux économiques et sociaux en même temps que par l'ampleur et la diversité des risques associés à l'exploitation des gaz de schiste.

Introduction

Un enjeu majeur pour de nombreux pays

Le développement de l'exploitation des gaz et pétrole de schiste depuis moins de dix ans aux Etats-Unis et la baisse des coûts du gaz qui l'a accompagné dans ce pays sont considérés sur la scène internationale comme un événement aux conséquences géostratégiques majeures. Les prévisions, publiées par l'Agence internationale de l'énergie (AIE), d'un décalage de plusieurs dizaines d'années du pic de production gazière mondiale et de l'atteinte d'une indépendance gazière totale des Etats-Unis à l'horizon 2030 exercent un effet d'attraction important sur les nombreux pays susceptibles de disposer de ressources de gaz et pétrole de schiste et préoccupés par la question de leur sécurité énergétique et du coût en devises de leurs importations d'énergie. D'autres, dont le bilan production/consommation de gaz naturel est positif ou équilibré, voient dans l'exploitation des ressources potentielles de gaz de schiste qu'ils détiennent un complément de ressources d'exportation utile au développement de leur économie, et une assurance vis-à-vis de l'épuisement potentiel de leur capacité d'exportation de gaz.

Quelques chiffres extraits du dernier rapport de l'AIE (détaillé *infra*) permettent de prendre conscience de l'importance de cet enjeu pour de nombreux pays : parmi les 23 pays analysés (en dehors de l'Europe et de l'Amérique du Nord), 17 présenteraient des ressources estimées de 100 ans à plusieurs milliers d'années de leur consommation actuelle alors que 12 sont actuellement importateurs de gaz naturel et 5 exportateurs. Pour ces derniers, l'apport des gaz de schiste serait également considérable puisqu'il permettrait de pérenniser leurs exportations actuelles de

70 à plus de 450 ans. 6 autres pays présenteraient des ressources plus modestes, représentant moins de 100 ans de consommation actuelle. Les questions de souveraineté énergétique, de dette publique, de recettes d'exportation expliquent donc à juste titre l'intérêt majeur de nombreux pays pour l'exploitation des gaz de schiste potentiellement présents dans leur sous-sol.

Cependant, la mise en exploitation des puits de gaz de schiste aux Etats-Unis à partir des technologies de fracturation hydraulique suscite des questions économiques et environnementales. Le modèle économique sur lequel se fonde l'industrie du gaz de schiste est profondément différent de celui qui s'applique à celle de l'extraction du gaz conventionnel. De nombreuses controverses à propos de questions d'environnement local ou global émergent, non seulement aux Etats-Unis mais aussi dans chacun des pays qui envisagent ou engagent l'exploration ou l'exploitation de gisements de gaz de schiste. Les gouvernements et les industriels y sont souvent soumis à de fortes oppositions locales. Les gouvernements des pays émergents ou en développement qui envisagent de s'engager dans l'exploitation des gaz de schiste sur la foi d'une analyse de leurs ressources potentielles doivent donc s'interroger à la fois sur l'intérêt et les avantages économiques potentiels d'une telle décision pour leur pays, mais aussi sur les incertitudes et les risques éventuels qui peuvent y être associés.

La présente étude a pour objectif d'apporter des éléments de réflexion aux différents décideurs concernés en

tendant d'établir une grille des questions très diverses que ceux-ci devraient se poser avant de s'engager dans l'exploration ou l'exploitation d'éventuels gisements. Dans une première partie nous rappelons les caractéristiques physiques, économiques et environnementales de l'exploitation des gaz de schiste telle qu'elle est pratiquée aujourd'hui, et nous analysons l'expérience des Etats-

Unis dans ce domaine. Dans une deuxième partie nous examinons une série de paramètres clés qui permettent d'établir l'esquisse d'une grille (proposée en troisième partie) des principales questions que devraient se poser les gouvernements et les décideurs institutionnels des pays désireux de s'engager dans l'exploitation des gaz de schiste.

1. Le gaz de schiste

1.1 Qu'est-ce que le gaz de schiste et où en trouver?

Le gaz de schiste est un gaz conventionnel (méthane) contenu dans une roche que les géologues appellent « roche mère », initialement un sédiment marin riche en matière organique. Avec l'enfouissement à des profondeurs de 4 000 à 5 000 mètres, la matière organique, sous l'effet de la température et de la pression, s'est transformée au cours des temps géologiques en gaz qui imprègne la totalité du sédiment devenu une roche microporeuse et imperméable, à base d'argile. A des profondeurs inférieures, entre 2 000 et 4 000 mètres, c'est du pétrole, ou un mélange de pétrole et de gaz, qui s'est formé dans cette roche microporeuse. Mais des mouvements tectoniques ont pu se produire ultérieurement à cette transformation, ce qui permet de trouver du gaz de schiste à des profondeurs moindres, de 1 000 à 3 000 mètres par exemple.

Une partie du gaz contenu dans la roche mère a été expulsée et a migré vers le haut jusqu'à rencontrer une roche magasin protégée par une barrière étanche pour former un gisement dit « conventionnel ». Une autre partie du gaz est restée piégée dans la roche mère pour former un gisement diffus de gaz dit « non conventionnel ». Le gaz de schiste, contrairement au gaz naturel, reste piégé de façon diffuse dans les roches à forte teneur en argile où il se forme ; il est donc nécessaire de fracturer ces roches pour pouvoir le récupérer. Mais cette fracturation n'est pas

possible dans une argile pure à cause de sa plasticité. La présence de calcaire ou de silice dans l'argile est donc nécessaire à l'ouverture de ces fractures.

Le gaz de schiste ne doit pas être confondu avec le *tight gas* qui est également un gaz non conventionnel. A la différence du gaz de schiste, le *tight gas* est du gaz naturel qui a migré dans un réservoir redevenu compact par cimentation au cours des âges géologiques. Très souvent, la littérature américaine mélange les *tight gas* et les gaz de schiste dans ses statistiques parce qu'ils exigent l'un et l'autre une fracturation hydraulique pour leur exploitation. Pour un géologue ce sont cependant deux gaz très différents puisque l'un, le gaz de schiste, est resté piégé dans la roche mère, alors que l'autre a migré vers un réservoir.

On peut donc trouver du gaz de schiste dans toutes les régions où l'on a trouvé du gaz conventionnel, puisque ce dernier provient, par migration, des roches mères contenant ce gaz. Mais l'on peut également en trouver dans des territoires où existent des roches mères favorables mais qui ne fournissent pas de gaz conventionnel parce qu'aucun réservoir étanche n'a pu se constituer pour recueillir le gaz migrant ou que cette migration a été freinée ou empêchée par les conditions géologiques locales.

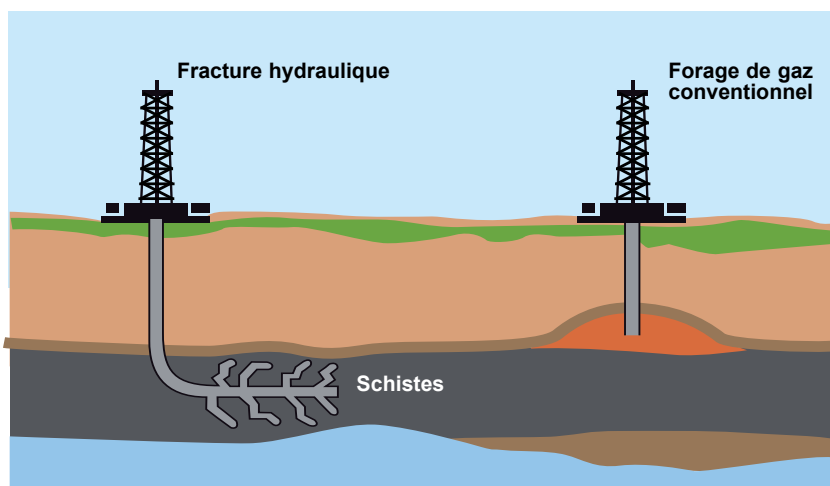
1.2. Comment l'exploite-t-on ?

1.2.1. Le forage

Le procédé commun s'appuie sur le forage d'un puits, d'abord vertical sur 2 000 à 3 000 mètres puis horizontal, sur plusieurs centaines de mètres, associé à la fracturation. Le forage est réalisé à une profondeur et un angle tels qu'ils permettent au puits de rester confiné dans la couche

potentiellement productrice. La technologie des forages horizontaux, déjà ancienne (1920), est utilisée dans de nombreux champs de pétrole ou de gaz conventionnel, en particulier dans les forages *offshore*. Elle est donc bien maîtrisée. Aux Etats-Unis, la durée actuelle d'une opération de forage est de l'ordre de 10 à 15 jours.

Schéma 1. Puits de gaz de schiste et puits de gaz conventionnel



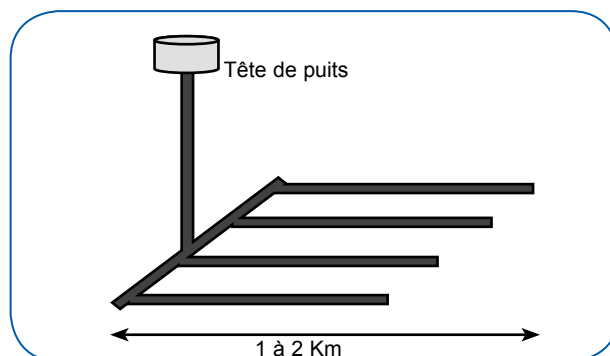
Source : auteur.

Photo 1. Puits de gaz de schiste en cours de forage dans le Colorado

Droits : AP/David Zalubowski.

Parfois, à partir d'un seul puits vertical plusieurs puits horizontaux sont forés sous forme de peigne pour former un « cluster » (schéma 2).

Schéma 2. Principe d'un « cluster »



Source : auteur.

1.2.2. La fracturation hydraulique

La fracturation consiste à provoquer, dans la partie horizontale du forage, un grand nombre de micro-fractures dans la roche contenant le gaz. Celles-ci permettent au gaz de se déplacer jusqu'au puits vertical et d'être récupéré en surface.

La fracturation est aujourd'hui obtenue par l'injection d'eau à haute pression (plusieurs centaines de bars) dans la formation géologique, qui nécessite l'emploi de pompes hydrauliques puissantes. Cette technologie est connue depuis le début des années 1950. En pratique, cette fracturation s'effectue par une série d'injections d'eau sous pression sur des tronçons successifs de la partie horizontale du forage de quelques dizaines de mètres isolés, pendant cette phase, par des bouchons provisoires. La section concernée par la fracturation autour du tubage a généralement un rayon de quelques dizaines de mètres. L'opérateur tente de contrôler l'extension des fissures en agissant sur la pression d'injection, pour éviter que des failles ne viennent rejoindre une couche perméable et que le fluide ou le gaz ne migre vers la surface.

Afin d'améliorer l'efficacité de la fracturation, on ajoute du sable dans l'eau pour empêcher les fractures de se refermer, ainsi que des gélifiants, pour maintenir ce sable en suspension dans l'eau, des biocides, pour réduire la prolifération bactérienne dans le fluide et dans le puits, des lubrifiants, qui favorisent la pénétration du sable dans les micro-fractures ouvertes par la pression de l'eau, des détergents qui augmentent la désorption du gaz, etc. La fracturation hydraulique de l'ensemble d'un puits suppose ainsi l'injection sous haute pression de 15 à 20 000 m³ d'eau, de 1 000 à 1 200 tonnes de sable et de 150 tonnes de produits chimiques divers.

Plusieurs centaines de produits chimiques participent généralement au mélange préparé pour la fracturation. La composition de ce mélange, qui varie avec les caractéristiques géologiques des forages, est très souvent considérée par les foreurs comme un secret industriel. On sait cependant, en particulier grâce à un rapport au Congrès américain de 2011 (Waxman *et al.*, 2011), que 750 produits chimiques distincts ont été utilisés par une quinzaine de compagnies importantes aux Etats-Unis, entre 2005 et 2009. Certains de ces produits sont inoffensifs (le sel, l'acide

citrique, des additifs alimentaires biodégradables) mais d'autres sont extrêmement toxiques, comme le benzène ou le plomb, et certains sont cancérigènes, comme le naphthalène ou l'acrylamide. Enfin, des produits comme le

méthanol (polluant atmosphérique) ou le carburant diesel (polluant de l'eau) ont été également employés en grande quantité par ces compagnies.

Photos 2 et 3. Vue de chantiers de forage et fracturation typiques aux Etats-Unis

2. Un forage dans le comté de Tioga (Pennsylvanie)



Source : Environment America.

3. Un chantier de fracturation



Source : Bauquis (2013).

Le chantier de fracturation (photo 3), dont on ne voit ici qu'une partie, occupe une surface de l'ordre de 1,5 hectare (ha), soit 100 m x 150 m. Les opérations de fracturation supposent donc l'arrivée de plusieurs milliers de m³ d'eau sur le site de fracturation, soit par une canalisation, soit le plus souvent par camions. Une fracturation suppose une rotation de plusieurs centaines de camions sur une période courte (quelques jours), ce qui entraîne l'utilisation intensive d'infrastructures de transport existantes mais aussi, le plus souvent, la mise en place d'infrastructures supplémentaires pour permettre à ces camions d'atteindre, depuis les routes potentiellement existantes, la tête du puits considéré. Un camion pompe ou un compresseur, alimenté par une noria de camions citernes ou par une citerne de stockage d'eau, injecte sous très haute pression un mélange d'eau, de sable et de produits chimiques dans le puits. Le puits est ainsi soumis à des variations de pression importantes et

répétitives qui peuvent nuire à son étanchéité.

Une fois la fracturation effectuée, l'eau injectée, qui contient à la fois les produits chimiques qui y ont été ajoutés, mais aussi les produits chimiques (sels divers) et éventuellement radioactifs qu'elle a dissout au contact de la roche mère du puits, est pompée, permettant au gaz libéré de s'échapper à travers le puits vertical. Cette phase de l'opération est critique car tout défaut d'étanchéité du puits peut entraîner une fuite de cette eau polluée vers des nappes d'eau situées entre le forage horizontal et le niveau du sol, dont des nappes phréatiques.

L'eau pompée doit être recueillie dans un bassin de stockage de plusieurs milliers de m³, dégazée du méthane qu'elle contient, et dépolluée.

Photo 4. Bassin de rétention des eaux de fracturation hydraulique (Summit, Pennsylvanie)

Source : *Environment America*.

Encadré 1. La « complétion » des puits

L'ensemble des opérations qui suivent le forage vertical – à savoir l'injection de béton entre le tubage et la roche pour assurer l'étanchéité du puits, la préparation des éléments nécessaires au forage horizontal et la préparation des fluides indispensables aux fracturations successives, leur injection et leur pompage, etc. – reçoit le nom de « complétion » (traduction directe de l'anglais *completion*). Les opérations dites de complétion du puits, dont les fracturations hydrauliques, s'étendent également sur des périodes de 2 à 3 semaines.

1.2.3. Les méthodes alternatives de fracturation

Les difficultés rencontrées avec la fracturation hydraulique (ressources en eau, pollutions) ont conduit à la recherche de méthodes alternatives de fracturation. Plus de 99 % de la production de gaz de schiste actuelle utilise la fracturation hydraulique, mais plusieurs techniques alternatives sont actuellement à l'étude ou en expérimentation. Ces méthodes ne sont elles-mêmes pas exemptes de risques et ne vont pas remplacer la fracturation hydraulique à court terme ; elles visent essentiellement à remplacer l'eau par un autre fluide ou gel.

- La fracturation au propane (inflammable) est utilisée au Canada et aux Etats-Unis depuis plusieurs années, à une échelle modeste, pour extraire des hydrocarbures de schiste. Le propane est, en outre, utilisé depuis des

décennies afin de « stimuler » la récupération dans des puits d'hydrocarbures conventionnels parvenus à maturité. Contrairement à l'eau, le propane ne fait pas gonfler les argiles et facilite ainsi l'écoulement du gaz et du pétrole par les micro-fractures.

- La fracturation peut être également effectuée avec un gel de propane (fluoropropane). Ce dernier est injecté dans le puits amenant du sable et des additifs pour fractionner la roche, et retourne sous forme d'un gaz qui peut être facilement capturé. Mais le fluoropropane, plus encore que le propane, est onéreux. Néanmoins, malgré le prix initial du gel, la différence du coût total pourrait être réduite en réutilisant ou vendant le gel capturé. Dans tous ces cas le sable reste néanmoins nécessaire pour maintenir les fissures ouvertes.

- La technique utilisant du dioxyde de carbone injecté dans le sol sous forme supercritique (en phase liquide) et récupéré sous forme gazeuse, est déjà utilisée dans l'État du Wyoming grâce au réseau de pipelines CO₂, qui rend cette technique économiquement viable. La construction de nouveaux réseaux et la séparation du CO₂ du gaz de schiste ajoutent des coûts supplémentaires qui entravent la diffusion de cette technique.
- La fracturation exothermique non hydraulique (ou fracturation sèche) injecte de l'hélium liquide, des oxydes de métaux et des pierres ponce dans le puits. Les oxydes de métaux forment, entre eux, des réactions exothermiques. L'hélium se transforme en forme gazeuse sous la chaleur des réactions exothermiques, multipliant le volume par 757 et fissurant la roche. Les pierres ponce renforcent les fissures afin que le gaz de schiste puisse s'échapper. Les larges quantités d'hélium utilisées dans cette technique limitent l'application car c'est un gaz rare et onéreux.
- Le dernier fluide évoqué pour le remplacement de l'eau est l'azote.

D'autres méthodes sont également envisagées :

- la stimulation par arc électrique consiste à provoquer des microfissures dans la roche par ondes acoustiques. Cette technique provoque dans la roche des microfissures,

encore trop petites pour permettre une exploitation. L'avantage principal de cette méthode est de n'utiliser ni eau, ni produits chimiques. En revanche, elle entraîne des consommations électriques importantes ;

- la fracturation pneumatique consiste à injecter de l'air comprimé dans la roche mère pour la désintégrer par ondes de chocs. L'utilisation de l'eau est donc complètement éliminée et remplacée par l'air. Le problème principal reste l'utilisation des produits chimiques ;
- la fracturation par chocs thermiques : en jouant sur les écarts de températures, des fissures peuvent être créées en injectant de l'eau froide à grande profondeur. Aujourd'hui, les fissures créées sont encore trop petites pour permettre une exploitation et la consommation d'eau est élevée.

Ces différentes techniques sont dans des phases d'avancement très diverses. Ce sont les diverses techniques de fracturation au propane qui semblent aujourd'hui les plus avancées puisqu'elles concernent quelques centaines de puits au Canada et aux États-Unis. Néanmoins, elles sont encore loin d'être considérées comme matures par les pétroliers, sur les plans technique et économique, et leurs impacts environnementaux et de sûreté restent très peu renseignés. En particulier, ces fluides imposent des contraintes sur les sites qui devront être sécurisés, loin des zones urbaines.

1.3. Des caractéristiques de production très spécifiques

1.3.1. Un profil de production très différent de celui des puits conventionnels

Les concentrations volumiques en gaz naturel des gisements de gaz de schiste et de gaz conventionnel sont très différentes. Alors que les gisements conventionnels sont le résultat d'une concentration de gaz par remontée de gaz diffus contenus dans des roches poreuses vers des réservoirs de volume restreint, les gaz de schiste

se présentent sous forme diffuse dans des volumes très vastes, avec des concentrations volumiques beaucoup plus faibles. Les deux gisements présentent donc des caractéristiques de production très différentes :

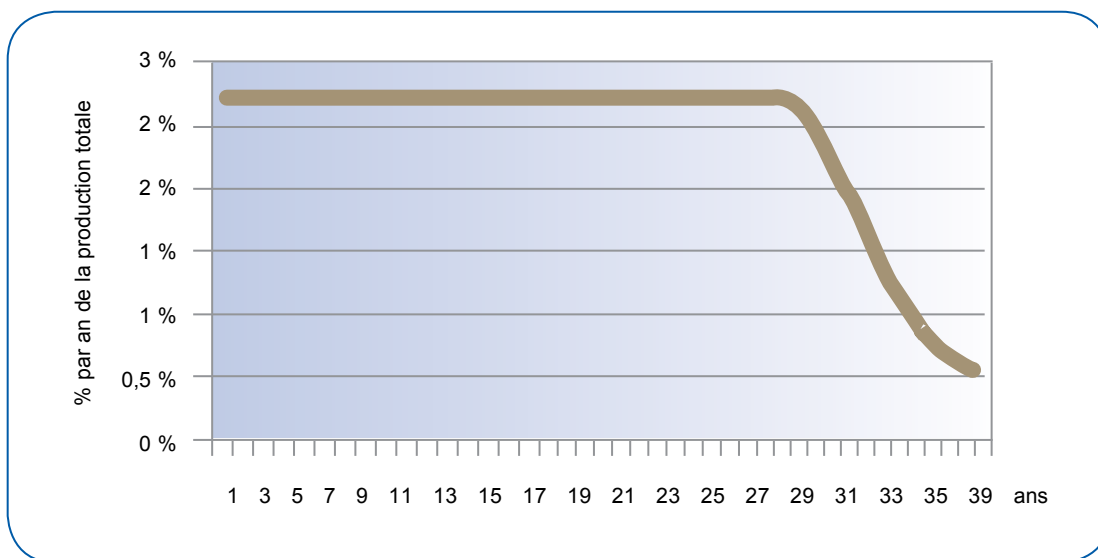
- un forage dans un gisement conventionnel atteignant une poche dans laquelle du gaz en provenance de volumes importants de roches plus ou moins poreuses s'est concentré pendant des milliers d'années, produit

généralement de façon continue du gaz naturel sur plusieurs dizaines d'années avant son épuisement (cf. graphique 1) ;

- dans un gisement de gaz de schiste, la production se limite au volume concerné par la fracturation hydraulique

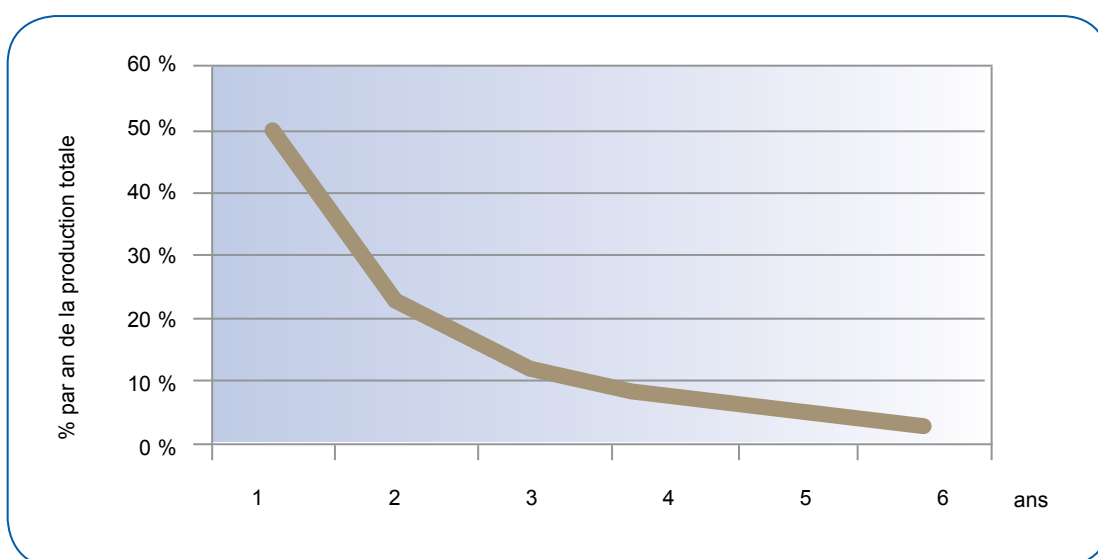
de la roche qui permet la libération à faible délai de la quantité de méthane contenue dans ce volume fracturé. Cette production se caractérise donc par un débit souvent important mais rapidement décroissant (cf. graphique 2).

Graphique 1. Profil type de production d'un puits de gaz conventionnel d'une durée de vie de 40 ans



Source : auteur.

Graphique 2. Profil type de production d'un puits de gaz de schiste (en %/an de la production totale)



Source : Bauquis (2013).

La comparaison des deux graphiques est éloquent : alors qu'un puits conventionnel de gaz débite pendant plusieurs dizaines d'années à un rythme de quelques pourcents de la quantité totale de gaz qu'il contient, un puits de gaz de

schiste débite, dès la première année, 50 à 60 % de la totalité du gaz qu'il contient, et voit tomber très fortement son débit dès la deuxième année (autour de 20 %) pour devenir marginal au bout de 4 à 6 ans.

Encadré 2. La question des unités de mesure

Les pétroliers et les gaziers utilisent une série d'unités de mesure qui ne sont pas forcément familières au lecteur : multiples de pieds cube, de m^3 , de *British thermal units* (btu). L'utilisation simultanée de ces unités est source de fréquentes erreurs. Nous avons choisi, dans la suite de cette étude, d'exprimer l'ensemble des données et des résultats en tonnes d'équivalent pétrole (tep) et multiples de tep, de façon à faciliter les comparaisons avec les données des bilans énergétiques nationaux qui sont généralement exprimés dans cette unité. Le tableau 1 permet d'effectuer les conversions nécessaires pour le gaz naturel.

Tableau 1. Conversions des volumes de gaz naturel en énergie pour différentes unités de comptage

Gaz naturel	pieds ³	m ³	btu	tep
pieds ³	1	0,028	1 000	25.10 ⁻⁶
m ³	35,3	1	35 300	0,910 ⁻³
Btu (1)	28,3.10 ⁻⁶	10 ⁻³	1	25.10 ⁻⁹
tep	39,6.10 ⁶	1111	39,6.10 ⁶	1

Source : auteur

On retiendra en particulier qu'un million de m^3 de gaz de schiste représente environ 9 000 tep, un million (M) de pieds³ 25 tep et un trillion de pieds³ (10^{12}) 25 M tep. On retiendra également qu'une tep = 39,6 M btu.

1.3.2. Des productions moyennes totales par puits généralement plus faibles que celles des puits conventionnels mais des débits initiaux souvent plus élevés

Pour les gaz de schiste, les évaluations des productions cumulées moyennes totales par puits aux Etats-Unis se situent entre 50 à 80 000 tep (56 à 86 M m^3). Stephenson *et al.* (2011) donnent une production moyenne de 50 000 tep par puits (56,6 M m^3) en faisant une moyenne entre des données de production en provenance de U.S. Geological Survey, qui montre que la fourchette pour les puits horizontaux se situe entre 20 000 et 65 000 tep par puits.

Jiang *et al.* (2011) proposent une moyenne de 65 000 tep par puits. Nous retiendrons, dans la suite de cette étude, une valeur de moyenne de 50 000 tep/puits (56 M m^3). Cette moyenne recouvre des situations contrastées, avec des puits dont les productions cumulées s'étalent de quelques milliers à plus de 100 000 tep (*i.e.* quelques millions à plus de 100 M m^3).

Pour les gaz conventionnels, on ne dispose pas de statistiques mondiales sur la production totale moyenne par puits. On dispose cependant d'une indication : en 2005, à une époque où l'exploitation des gaz de schiste était encore inexistante, la production mondiale de gaz atteignait

2 580 M tep pour 425 000 puits en activité¹. La productivité moyenne annuelle des puits de gaz conventionnel était donc de 6 000 tep/an. Mais cette production était la moyenne de production de puits creusés récemment et de puits plus anciens. Sur la base d'une durée de vie moyenne de quarante à cinquante ans et d'une progression de la production d'un facteur 2 en 40 ans, on peut considérer que la production totale moyenne d'un puits au cours de sa vie est de l'ordre de 50 à 60 fois la production annuelle moyenne des puits de différents âges (soit 310 000 à 360 000 tep), entre 5 et 7 fois supérieure à la production moyenne d'un puits de gaz de schiste (puits *offshore* inclus). Là aussi, cette moyenne est celle de productions très variées : à titre d'exemple, un puits du gisement français de Lacq aura eu, depuis le début des années 1950, une production totale de l'ordre de 2 M tep (60 M tep pour 32 puits).

Pour résumer :

- productions totales moyennes par puits de l'ordre de 50 000 tep pour les gaz de schiste et de l'ordre de 300 000 tep pour le gaz conventionnel ;
- production rapidement décroissante de quelques années pour le gaz de schiste ; production stable de plusieurs décennies pour le gaz conventionnel.

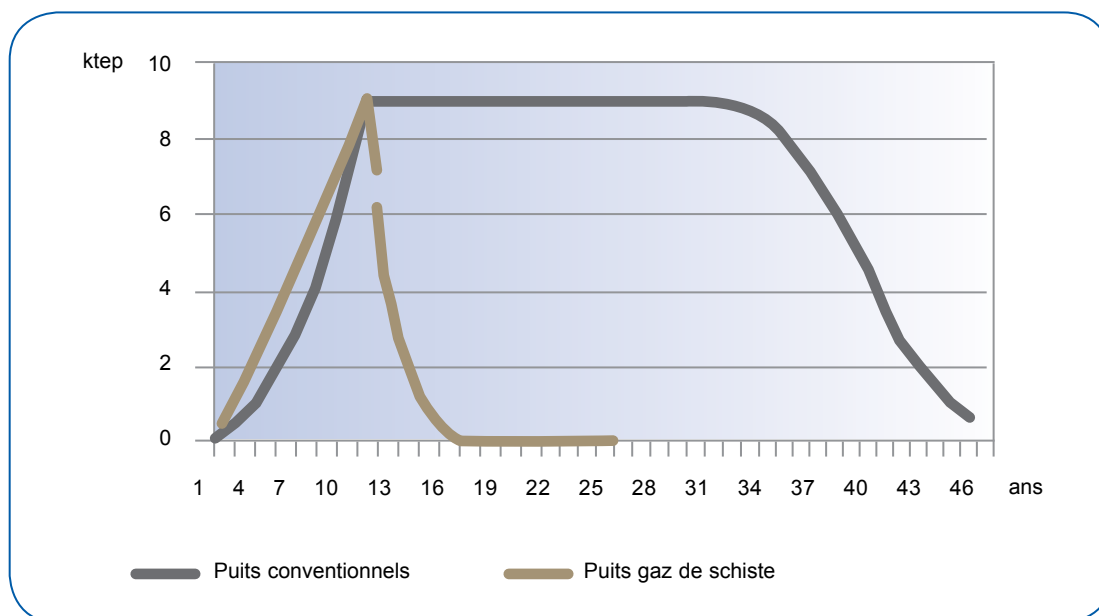
Ces différences de production totale moyenne par puits et de profil de production ont plusieurs conséquences :

- un puits de gaz de schiste dont la production totale ne dépassera pas 50 000 tep peut présenter un débit de gaz de 25 000 tep la première année de son exploitation, 4 fois supérieur à celui d'un puits conventionnel (dont la production totale atteindrait pourtant 300 000 tep mais qui ne présentera qu'un débit annuel de 8 000 tep) ;
- en revanche, la faible durée de vie des puits de gaz de schiste exige un renouvellement fréquent des forages pour maintenir la production.

Ces conséquences sont particulièrement visibles lorsque l'on compare, par exemple, les profils de deux programmes de forages : l'un avec des puits de gaz de schiste, l'autre avec des puits conventionnels, conduisant à un horizon de 10 ans à la même production de gaz naturel. Dans l'exemple représenté sur le graphique 3, on suppose, pour les deux stratégies, une augmentation linéaire du nombre de forages sur 10 ans de façon à obtenir la même production la onzième année.

¹ Source : UNCTAD.org

Graphique 3. Profils de production de deux programmes de forage s'étendant sur 10 ans et permettant, à leur issue, de produire 9 kilo tep de gaz de schiste ou de gaz conventionnel.



Source : auteur.

Dans le cas des puits de gaz conventionnel, l'arrêt du forage au bout de 10 ans n'a de conséquences sensibles que 25 années plus tard, période à laquelle la production commence à baisser : 30 ans après l'arrêt du programme de forage, la production est encore de 50 % de la production initiale.

Dans le cas du programme de forage gaz de schiste, il en va très différemment : 2 ans après l'arrêt du programme de forage, la production a déjà chuté d'un facteur 2 et devient marginale au bout de 4 ou 5 ans.

Si l'on veut maintenir à son niveau maximum la production de gaz de schiste, il faut continuer à forer à un rythme

voisin de celui de la dernière année du programme. Sinon, la production s'écroule brutalement dès l'année suivante.

Il s'agit là d'une exception dans le domaine des hydrocarbures, qu'il s'agisse de pétrole ou de gaz, où la plupart des gisements font l'objet d'une exploitation de longue durée. Plus généralement d'ailleurs, les systèmes de production énergétique se caractérisent par des durées de vie qui s'expriment le plus souvent en décennies (centrales nucléaires, éoliennes ou photovoltaïque, mais aussi isolation des maisons, etc.). Dans le cas des gaz de schiste, c'est tout le contraire puisque la rentabilité des puits doit s'acquérir en quelques années.

1.4. Des caractéristiques économiques très particulières

La comparaison des caractéristiques physiques des puits traditionnels et des puits de gaz de schiste ne semble pas *a priori* en faveur de ces derniers : la profondeur et les

difficultés de forage sont au moins aussi importantes, voire souvent plus, pour un puits de gaz de schiste que pour un puits traditionnel. A ces contraintes s'ajoute la fracturation

hydraulique, qui suppose une logistique particulière. Il faut en outre forer en moyenne plus de puits pour produire la même quantité totale de gaz naturel.

On s'attendrait donc à trouver des coûts de production nettement plus élevés pour le gaz de schiste que pour le gaz conventionnel. Pourtant, aux Etats-Unis, le développement des gaz de schiste s'est accompagné d'une réduction importante des prix du gaz sur le marché. (Nous reviendrons plus loin sur les raisons particulières qui expliquent en partie ce succès.)

Les faibles coûts d'extraction observés s'expliquent en grande partie par les caractéristiques physiques mêmes de la production de gaz de schiste, décrites *supra*. Les débits initiaux très importants des puits de gaz de schiste permettent en effet des retours sur investissement très rapides, comme le montre le calcul simplifié ici présenté.

Comparons les coûts de production d'un puits de gaz conventionnel à celui d'un puits de gaz de schiste produisant respectivement des quantités totales P_{t1} et P_{t2} cumulées de gaz naturel au cours de leur durée d'exploitation :

- le premier projet, celui de gaz conventionnel, exige un investissement initial I_1 et produit pendant 40 ans (cf. graphique 1) ;
- le second, celui de gaz de schiste, exige un investissement I_2 et produit pendant 6 ans (cf. graphique 2) ;
- si l'investisseur n'affichait aucune préférence pour le présent par rapport à l'avenir, l'arbitrage qu'il aurait à réaliser se bornerait à comparer les valeurs I_1/P_{t1} et I_2/P_{t2} ;
- mais si, comme c'est toujours le cas, l'investisseur affiche une préférence pour le présent par rapport à l'avenir, en utilisant pour ses calculs de rentabilité un taux d'actualisation positif (par exemple le taux des emprunts que lui accorde son banquier), le calcul devient un peu plus complexe. La théorie économique nous apprend

en effet que le choix d'un taux d'actualisation x revient à considérer que la production réalisée l'année n après la mise en route est affectée d'un coefficient $1/(1+x)^n$. Le coût de la part d'investissement dans celui du gaz s'écrit alors :

$$C1 = I_1 / \sum_{n=1}^6 P_{t1n} / (1+x)^n \quad \text{et} \quad C2 = I_2 / \sum_{n=1}^{40} P_{t2n} / (1+x)^n$$

où P_{t1n} et P_{t2n} sont les productions de l'année de chacun des deux puits

- si le taux d'actualisation est de 10 %, la valeur cumulée actualisée de la production du gaz de schiste atteint 83 % de la production physique cumulée sur toute sa durée de vie du puits P_{t1} , alors que celle de la production du gaz de puits conventionnel n'atteint que 26 % de la production cumulée du puits P_{t2} :

$$C1 = I_1 / 0,26 P_{t1} \quad \text{et} \quad C2 = I_2 / 0,83 P_{t2}$$

- la prise en compte d'un taux d'actualisation de 10 % diminue donc le coût du capital dans le coût total de production du gaz de schiste d'un facteur $86/26 = 3,3$ par rapport à celui du gaz conventionnel. Autrement dit : pour un taux d'actualisation de 10 %, un industriel, pour une même rentabilité, peut investir 3,3 fois plus dans un forage de gaz de schiste que dans celui d'un puits de gaz conventionnel pour une même production totale de gaz ;

Le profil très particulier de production des puits de gaz de schiste permet donc à un industriel de rentabiliser son investissement beaucoup plus vite que pour un puits conventionnel. C'est évidemment une caractéristique très intéressante pour le développement de cette technologie. Cette rentabilité immédiate des investissements se paie d'une contrepartie : la nécessité impérieuse de renouveler les opérations de forage fréquemment si l'on souhaite pérenniser la production. En effet, le maintien sur plusieurs années d'une production déterminée de gaz de schiste suppose la récurrence d'investissements importants dans de nouveaux forages annuels comme le montre bien le graphique 3. Cette exigence induit une fragilité pour la

production qui est directement soumise aux aléas de court terme (aléas du marché, capacités d'investissement, etc.), alors que la production de gaz par des moyens conventionnels est beaucoup moins sensible aux aléas de court terme.

Cette fragilité potentielle est un élément majeur à prendre en compte pour un pays qui déciderait de s'engager dans l'exploitation des gaz de schiste principalement pour des raisons d'indépendance nationale.

1.5. Des questions spécifiques de logistique et d'environnement

Les questions de logistique et d'environnement associées à l'exploration et à l'exploitation des gaz de schiste se situent à trois niveaux : local, régional et global.

1.5.1. Les questions de logistique et d'environnement local

C'est sur ce sujet que se sont concentrées les principales polémiques, aussi bien aux Etats-Unis qu'en France. Elles concernent plusieurs aspects logistiques, environnementaux et sanitaires.

L'occupation spatiale des forages et le mitage des territoires

L'observation de l'exploitation actuelle des gaz de schiste aux Etats-Unis montre une densité de puits de l'ordre de

2 à 4 puits au km². Chacun de ces puits occupe de l'ordre de 1,5 à 2 ha (120-150 x 120-150 m) pendant la période de forage et de fracturation, et une surface de 0,4 à 1,2 ha en phase d'exploitation. A cela s'ajoutent les voies d'accès à ces différents puits, qui occupent environ 2 ha/km². C'est donc 4 à 10 % d'un territoire qui sont artificialisés au cours du forage, et 2 à 4 % qui sont définitivement perdus pour d'autres activités. On peut néanmoins réduire cette occupation d'un facteur deux à quatre en réalisant plusieurs forages horizontaux d'un seul puits : les clusters (cf. schéma 2 *supra*). Il n'en reste pas moins que cette activité peut conduire à un mitage des territoires, à une concurrence d'usage des sols dans les zones agricoles et urbaines, et qu'elle peut entraîner des conséquences sur l'attrait touristique des zones peu peuplées.

Photo 5. Paysage d'un champ de gaz de schiste à Odessa, Texas



Source : Environment America.

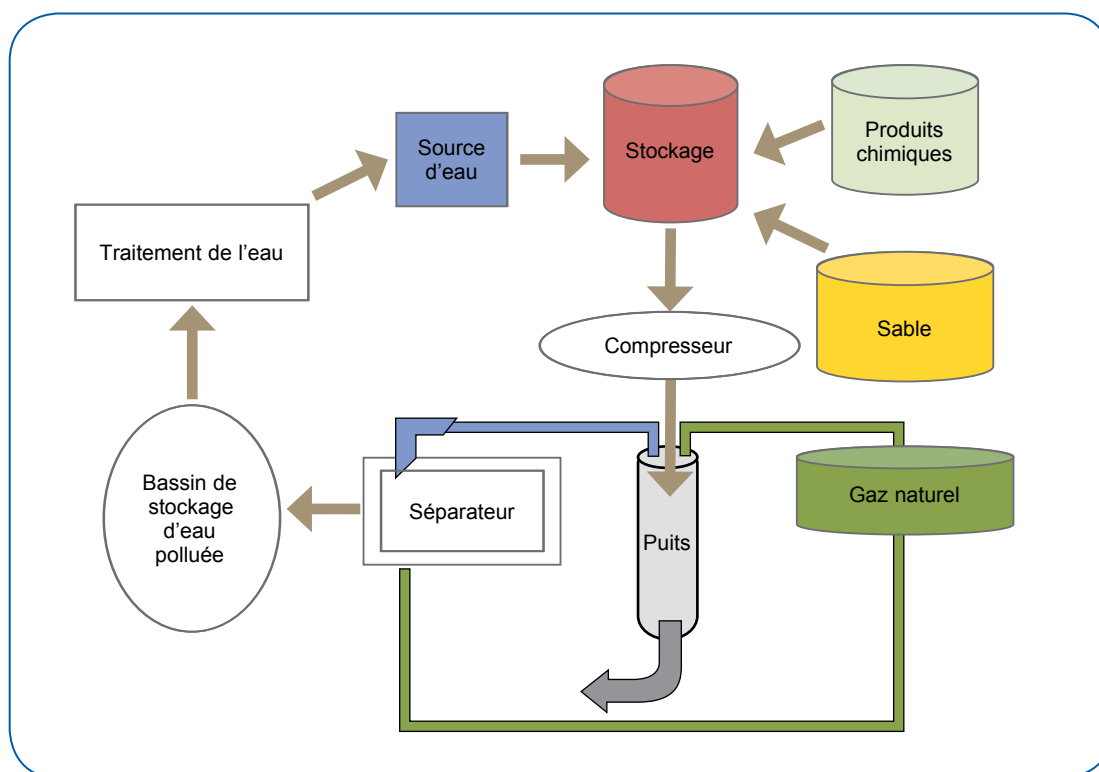
La fracturation hydraulique et le cycle de l'eau

Chaque puits de gaz de schiste exige l'arrivée, sur le terrain, de 15 000 à 20 000 m³ d'eau nécessaires aux fracturations du puits, auxquels sont mélangés 100 à 150 tonnes de produits chimiques divers et 1 000 à 1 200 tonnes de sable. Plusieurs centaines de produits chimiques sont généralement utilisés, dont certains peuvent se révéler dangereux pour la santé humaine, comme nous l'avons vu précédemment.

Après mélange avec le sable et les additifs chimiques, cette eau est injectée sous forte pression par un compresseur

dans le puits à fracturer. L'eau est ensuite pompée, chargée de méthane dissout (et éventuellement d'autres gaz), des produits chimiques qui ont servi d'additifs et parfois d'un certain nombre de sels récoltés lors du passage de l'eau dans la roche mère. Une partie de cette eau injectée (généralement de l'ordre de la moitié) reste dans le sous-sol. Celle qui est extraite des puits à l'issue de la fracturation doit donc être dégazée, stockée dans un bassin, décontaminée sur place, ou transportée vers une usine de dépollution. Cette dernière étape est indispensable pour deux raisons : d'abord pour des raisons sanitaires mais aussi pour des raisons de protection de la ressource en eau.

Schéma 3. Cycle de l'eau de fracturation



Source : auteur.

L'eau qui reste dans le sous-sol à l'issue de la fracturation est chargée des additifs nécessaires à ce processus.

Certains des produits chimiques utilisés sont des polluants qui peuvent éventuellement s'infiltrer dans les

nappes phréatiques et contaminer l'eau consommée par les hommes. D'autres, considérés comme inoffensifs à l'origine, en présence des produits contenus dans la roche mère et aux hautes températures et pression rencontrées en fond de puits pourraient se transformer en produits polluants dangereux pour l'environnement et/ou la santé, s'ils venaient à migrer vers les nappes phréatiques utilisées par l'homme. Fellous et Gautier (2013) en donnent un exemple : celui d'une molécule complexe et hautement toxique, 4-NQO, retrouvée dans l'eau de récupération de fracturation de puits de gaz de schiste dans l'Etat de New York à des concentrations très élevées, alors que cette molécule était absente du mélange d'injection initial. Cette dernière semblerait provenir de réactions complexes au sein du fluide injecté contenant un mélange de bases azotées, en particulier de la quinoléine (Picot, 2012).

Cette eau a tendance à s'infiltrer dans les zones de moindre résistance, les couches les plus perméables, notamment les aquifères les plus proches. Si ces couches comportent des failles qui les mettent en contact avec le système hydrogéologique de surface, comme c'est le cas, par exemple, dans les Causses et la bordure cévenole en France, il faut être attentif aux risques de fuites d'eau contaminée et de gaz vers les nappes de surface.

Par ailleurs, la forte densité de puits indispensable à une production significative de gaz de schiste augmente les risques de communication intempestive du gaz extrait avec les nappes phréatiques utilisées par l'homme, dues à des défauts d'étanchéité des puits. Cette question, très controversée à la suite de la sortie du film documentaire « Gasland » (Josh Fox, 2010), qui montrait la présence de méthane dans l'eau domestique, s'est à nouveau posée récemment de manière préoccupante. En effet, Jackson *et al.* (2013) ont montré que, dans le voisinage immédiat (inférieur à 1 km) de plus de 80 % des puits de forage actifs du bassin de Marcellus (Pennsylvanie), la concentration de méthane dans l'eau de la nappe phréatique était 6 fois plus élevée qu'à une distance plus importante. On ne sait

cependant pas si cette concentration est le résultat de fuites des puits de forage en exploitation ou de fuites enregistrées au cours de la complétion des puits (voir *infra*).

La production et le transport du sable

Le sable est un ingrédient indispensable de la fracturation hydraulique. Il doit présenter une granulométrie compatible avec les dimensions latérales des fissures créées dans la roche par la fracturation, afin que ces fissures ne se referment pas quand l'eau est extraite du puits. Les quantités de sable nécessaires à la fracturation d'un puits sont importantes, de l'ordre de 1 000 à 1 200 tonnes. En cas de développement important d'une activité de production de gaz de schiste, la production et l'acheminement du sable nécessaire à partir de carrières existantes (ou à créer pour ce besoin spécifique) peut poser des problèmes de logistique, voire de concurrence d'usage avec d'autres besoins (par ex. : le secteur des bâtiments-travaux publics [BTP]). Aux Etats-Unis, le développement des gaz de schiste a ainsi entraîné une explosion de la production de sable qui est passée, pour ce besoin, entre 2009 et 2011, de 7 millions de tonnes à 28 millions de tonnes pour 15 000 fracturations environ. La production, la logistique et la consommation de sable constituent donc aujourd'hui, dans ce pays, un véritable défi et une source de coûts supplémentaires d'infrastructures diverses (carrières, voies ferrées, etc.).

Les risques de fuites atmosphériques de méthane

Les sources possibles de fuite de méthane d'une installation de production de gaz de schiste sont nombreuses. Deux phases principales peuvent être distinguées : celle du forage et de la complétion du puits et celle de l'exploitation routinière du puits.

Dans la première phase, il semble que c'est la fracturation et l'exhaure de l'eau des puits qui présentent les risques importants de fuites de méthane vers l'atmosphère :

- émissions de méthane au moment de l'extraction des bouchons provisoires des sections de forage soumises à fracturation ;
- émissions de méthane dissout dans l'eau d'exhaure des puits après fracturation ;
- combustion incomplète du gaz produit torché en attente d'installations de stockage et de transport du gaz produit.

Dans la phase d'exploitation, les fuites de méthane vers les nappes phréatiques peuvent provenir de défauts d'étanchéité initiaux du puits (ou provoqués par l'exploitation : corrosions, vibrations, etc.) et les fuites vers l'atmosphère, de l'ensemble du circuit d'exploitation du gaz (séparateur gaz/eau résiduelle, vannes, tuyauteries, stockage, etc.).

Le risque sismique

L'injection d'eau à très haute pression de la fracturation hydraulique peut entraîner des risques sismiques, bien que modérés. A titre d'exemple, des secousses de magnitude de 2,3 sur l'échelle de Richter ont été constatées en Grande-Bretagne lors de ces fracturations. En fait ce n'est généralement pas la fracturation elle-même, souvent imperceptible, qui provoque ce type de séisme, mais plutôt la modification de l'équilibre du massif rocheux qu'elle induit. Les perturbations répétées, provoquées par les injections et pompages successifs, peuvent en effet induire une réorganisation du réseau des contraintes, la réouverture de failles existantes et, donc, des secousses sismiques.

En résumé :

L'équipement d'un champ de 10 km² en puits de gaz de schiste (20 à 40 puits) suppose le transport, sur site, de :

- 300 000 à 800 000 m³ d'eau,
- 3 000 à 6 000 m³ de produits chimiques,
- 25 000 à 50 000 tonnes de sable.

Il suppose aussi :

- la réalisation de 20 à 40 bassins de dimensions analogue à une piscine olympique pour stocker l'eau extraite des puits après fracturation ;
- l'installation de moyens de dégazage de cette eau ;
- la mise en place de moyens de dépollution sur site, ou de moyens de transport des eaux de ces bassins vers une unité centrale de dépollution ;
- la mise en place de moyens de transport vers les nouveaux lieux d'utilisation des eaux dépolluées (par ex., pour fracturer de nouveaux puits).

Il nécessite, enfin, la mise en place :

- soit d'un système de stockage provisoire du gaz produit et de transport jusqu'à un gazoduc ou à un lieu d'utilisation du gaz,
- soit l'installation d'un réseau de gaz pour évacuer le gaz produit.

Il s'agit donc d'une logistique de transport importante qui implique :

- soit la rotation de plusieurs milliers de camions avec des nuisances de nature locale (bruit, pollution locale, dégradation des routes),
- soit l'installation de réseaux de distribution d'eau dont l'amortissement économique peut se heurter au caractère ponctuel de l'usage qui en est fait (la fracturation hydraulique), et d'un réseau de transport de gaz dont l'amortissement doit s'effectuer sur un temps de quelques années seulement (la durée de production des puits).

La remise en état initial des sites de forage à l'issue de la production

Dans ce domaine, plusieurs caractéristiques particulières à ce type d'exploitation méritent une attention particulière :

- la forte densité spatiale des installations réalisées sur un champ de gaz de schiste et l'importance des infrastructures de transport créées pour son fonctionnement ;
- la limitation à quelques années d'une production significative pour chacun des puits forés.

Ces deux caractéristiques font de la remise en état des sites une nécessité à la fois plus impérieuse et plus complexe que pour les champs de gaz conventionnel, qui présentent des densités spatiales de puits beaucoup plus faibles (et, par conséquent, des conséquences locales moindres), et dont les installations logistiques sont prévues pour fonctionner pendant plusieurs dizaines d'années.

En particulier, se pose la question du délai au terme duquel le terrain doit redevenir utilisable à d'autres fins que la production de gaz de schiste. En effet, des puits d'âges différents peuvent coexister dans un espace restreint.

A quel moment décide-t-on qu'un puits ne produit plus alors que sa production suit une courbe d'allure hyperbolique avec une asymptote ?

Faut-il attendre la fin de production des puits alors que coexistent, sur le champ, des puits en pleine activité, d'autres à activité réduite, et d'autres asséchés ?

Ces questions sont importantes car la durée d'immobilisation des terrains en dépend très fortement et parce que les industriels concernés peuvent avoir intérêt à reporter la remise en état le plus loin possible dans le temps, vu l'importance des frais de remise en état des sites.

Cette remise en état des sites suppose en effet une série d'opérations :

- la fermeture définitive des puits pour éviter toute fuite de méthane. Cette fermeture pose des problèmes particuliers puisqu'il est nécessaire de l'assurer pour des périodes très longues (plusieurs centaines ou milliers d'années) au cours desquels le gaz naturel encore contenu dans le forage peut s'échapper dans l'atmosphère ;
- la décontamination et le remblayage des bassins de stockage d'eau ;
- le démontage éventuel des réseaux d'eau ou de gaz ;

- la destruction des plateformes éventuellement bétonnées qui ont servi de support aux installations diverses (stockage de fûts de produits chimiques, stockage d'eau et de gaz, compresseurs, etc.) et la remise à l'état initial des voies d'accès ;

- le transport et l'élimination des déchets provoqués par cette opération.

Il faut enfin souligner qu'il n'est évidemment pas possible de rendre le sous-sol à son état initial : les conséquences des fracturations sont irréversibles. De plus, les conséquences éventuelles de ces fracturations sur la stabilité du sous-sol, comme sur les pollutions des eaux, peuvent se manifester à long terme, bien après la fermeture des sites de forage. En particulier, les migrations d'eaux polluées vers la surface peuvent s'effectuer sur plusieurs dizaines d'années avant d'être perceptibles.

1.5.2. Les questions d'environnement régional

Un certain nombre de publications récentes font état d'une pollution atmosphérique régionale à l'ozone liée aux champs gaziers. Schnell *et al.*, (2009) et Gilman *et al.*, (2013), en particulier, attribuent la plus grande part des épisodes de pollution par l'ozone constatés dans la région du Colorado aux émissions fugitives des puits de gaz naturel (cf. 1.5.3.) dans les bassins gaziers de l'Uinta (Utah) et de Green River (Colorado). On sait en effet que la réaction des hydrocarbures présents dans l'atmosphère, en particulier le CH₄, avec l'oxygène de l'air, sous l'influence de la lumière solaire, peut produire de l'ozone. Dès 2002, la corrélation entre présence de CH₄ dans l'atmosphère, pollution à l'ozone et effet de serre était d'ailleurs établie (Fiore *et al.*, 2002).

En outre, l'exploitation des gaz de schiste entraîne l'émission de divers composants gazeux responsables de pollutions régionales, comme des brouillards. C'est ainsi que les émissions liées à la production de gaz de schiste du champ de Fayetteville (Arkansas) étaient estimées en 2008 à 5 000 tonnes d'oxydes d'azote (NOx), 977 tonnes

de composés organiques volatils (COV), 674 tonnes de particules $\leq 10 \mu\text{m}$ (PM10), 3 380 tonnes de monoxyde de carbone (CO), 128 tonnes de dioxyde de soufre (SO₂) (en plus de 11 3000 tonnes de méthane et de 1,2 million de tonnes de CO₂)². Les compresseurs sont à l'origine de l'essentiel du NOx du COV, du CO et du SO₂ produits.

1.5.3. Les questions d'environnement global

Il s'agit essentiellement de la question des fuites de méthane qui accompagnent l'exploitation des gaz de schiste. Depuis le début des années 2000, la communauté scientifique a pris une conscience plus aigüe de l'importance du méthane en tant que gaz à effet de serre et du rôle joué par le système gazier dans ces émissions (Dessus *et al.*, 2008).

Trois types d'éléments principaux y ont contribué :

- la réalisation d'études plus précises sur le forçage radiatif du méthane a conduit à proposer un renforcement constant des valeurs du pouvoir de réchauffement global (PRG) indiquées par le Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC) dans son rapport de 1995 (21 à 100 ans et 72 à 20 ans), qui ont

été initialement retenues par le protocole de Kyoto. Dans son dernier rapport (2013), le GIEC montre que la contribution du méthane et de ses descendants à l'augmentation du forçage radiatif observé depuis 1750 atteint une valeur de 0,97 W/m² sur un total de 3W/m² tous gaz confondus (30 %) et propose une augmentation du PRG du méthane à 100 ans de 28 contre 21 et de 85 contre 72 à 20 ans ;

- les craintes d'un réchauffement trop rapide dans les 20 ou 30 ans qui viennent ont conduit à s'intéresser au PRG du méthane à plus court terme, à 20 ans par exemple ;
- le développement extrêmement rapide de l'exploitation du gaz de schiste aux Etats-Unis.

Depuis 2006, la plupart des études montrent que l'exploitation du gaz naturel non conventionnel par fracturation hydraulique aux Etats-Unis entraîne des émissions de méthane nettement plus élevées que celles généralement attribuées au gaz conventionnel (cf. tableau 2).

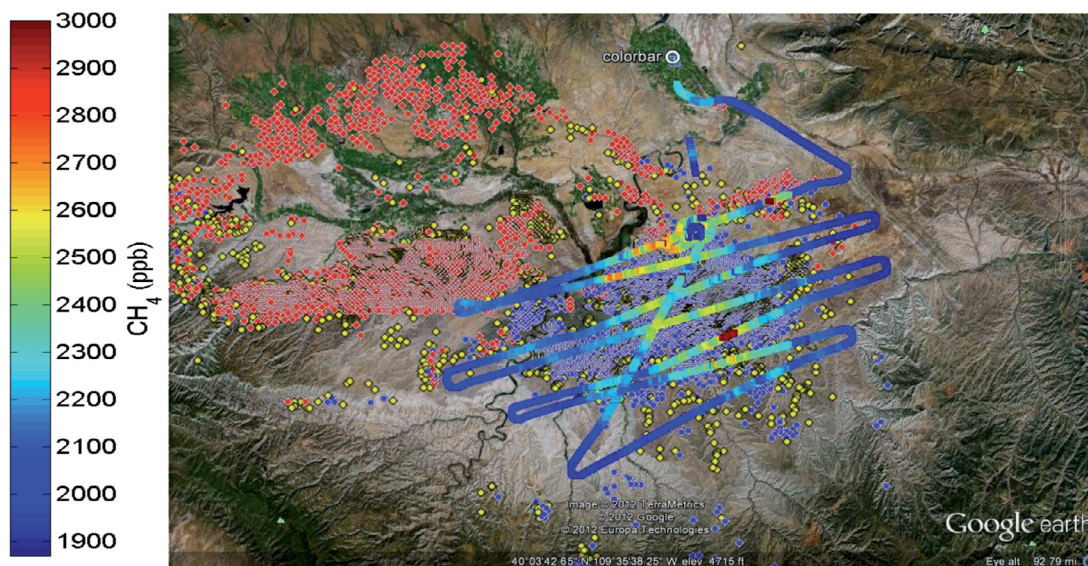
Tableau 2. Emissions comparées du gaz conventionnel et du gaz de schiste (hors transport et distribution), en % de la production

Sources	Conventionnel	Gaz de schiste
Hayhoe <i>et al.</i> (2002)	1,2	
Howarth <i>et al.</i> (2011)	1,4	3,3
EPA (2011)	1,6	3,0
Hultman <i>et al.</i> (2011)	1,3	
Jiang <i>et al.</i> (2011)		2,0
Venkatesh <i>et al.</i> (2011)	1,8	
Burnham <i>et al.</i> (2012)	2,0	1,3
Stephenson <i>et al.</i> (2011)	0,4	0,6
Cathles <i>et al.</i> (2012)		0,9
Petron <i>et al.</i> (2012)		4,0
Karion <i>et al.</i> (juin 2013)		6,2-11,3

² Lyon et Chu (2011).

Photo 6. Mesure des concentrations de méthane par avion le 3 février 2012 (Uintah County, Utah)

Le tracé en zigzag est le trajet de l'avion au-dessus du champ de gaz. Sa couleur varie avec la concentration de méthane mesurée.



Source : Karion et al. (2013) ; droits : Google Earth

L'étude de Pétron *et al.* (2012) qui, à la différence de la plupart des autres, a été effectuée sur une année complète, semble la plus robuste. Elle recoupe bien les données obtenues par Howarth *et al.* (2011) sur les émissions qui accompagnent l'extraction de l'eau de fracturation du puits, qui semble constituer la principale source d'émissions de méthane des puits des gaz de schiste. Ainsi, même si les mesures effectuées par Karion *et al.* (*ibid.*) dans l'atmosphère, à partir d'un avion, doivent être confirmées sur de plus longues périodes, elles semblent indiquer des teneurs en méthane qui supposeraient des fuites encore plus considérables, dans une fourchette de 6 à 12 % de la production.

Dans ces conditions, en tenant compte du transport et de la distribution du gaz (dont le poids semble se situer entre 0,7 % et 1,5 % de la production de gaz), les émissions de méthane des puits non conventionnels pourraient être très supérieures à celles des puits de gaz conventionnel.

A noter cependant qu'il reste un doute sur la validité des chiffres de fuite concernant les puits conventionnels, chiffres dont l'origine remonte au début des années 1990 et qui n'ont fait l'objet d'aucune révision depuis (voir encadré 3). Cette question est remise sur le devant de la scène par la publication d'un rapport alarmant (Miller *et al.*, 2013) qui indique des mesures d'émissions de méthane aux Etats-Unis 50 à 70 % supérieures à celles des inventaires officiels. Dans trois Etats (Texas, Oklahoma et Kansas), les émissions de CH₄ sont supérieures de 170 % aux estimations officielles ; or l'activité pétrolière et gazière y est importante. « *Ce résultat suggère que les activités régionales d'extraction et de transformation d'hydrocarbures peuvent atteindre 2,3 fois à 7,5 fois les estimations de l'inventaire le plus complet sur les émissions de méthane* », écrivent les auteurs, qui n'incriminent cependant pas spécifiquement les gaz de schiste dans ce résultat.

A noter aussi que les grandes compagnies industrielles impliquées dans l'exploitation des gaz de schiste considèrent que les chiffres de concentration constatés sont le résultat de mauvaises pratiques et affirment qu'ils sont capables de minimiser fortement les fuites de méthane des puits grâce à divers dispositifs et à des méthodes d'exploitation plus rigoureuses (cf. Allen *et al.*, 2013), en particulier dans

la phase de pompage de l'eau de fracturation. Il est en effet vraisemblable que des améliorations importantes puissent être réalisées sur l'étape d'extraction de l'eau de fracturation par rapport aux pratiques constatées dans le passé, à la condition d'installer en sortie de puits des systèmes de dégazage de l'eau plus efficaces, au prix d'investissements supplémentaires.

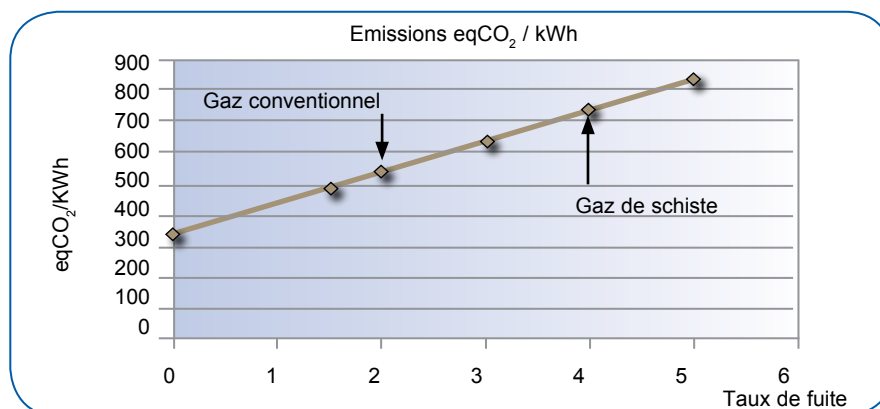
Encadré 3. L'évaluation des émissions fugitives de méthane

Les méthodes d'évaluation de fuites de méthane au cours de la production de gaz naturel font l'objet de controverses, comme le montrent les révisions annuelles très importantes effectuées par l'Environmental Protection Agency (EPA) depuis 2008, puisque les fuites sont passées par exemple de 0,16 % en 2010 à 1,42 % en 2011 et 2012 et retombées à 0,88 % en 2013. Ces fluctuations tiennent principalement aux hypothèses adoptées par l'EPA en ce qui concerne les fuites de méthane à l'exhaure de l'eau des puits, en particulier celle de fracturation ou de refracturation des puits. C'est en particulier le cas pour la réduction constatée en 2013, qui est la conséquence de la prise en compte d'un rapport de l'industrie gazière affirmant que les fuites de méthane à l'exhaure de l'eau des puits étaient 10 fois plus faibles et les fuites de gaz de l'eau de fracturation des puits de gaz de schiste étaient deux fois plus faibles que ne le prétendait l'EPA. Ces révisions considérables, effectuées en si peu d'années, mettent en fait en évidence le fait que la très grande majorité des évaluations sont faites par une méthode « bottom-up », à partir de coefficients d'émission associés à chacune des opérations et une multiplication de ces divers coefficients par les volumes d'activité constatés. La plupart des 80 différents coefficients d'émission utilisés par l'EPA proviennent d'une étude publiée dans les années 1990 (Harrison *et al.*, 1996) qui fait l'hypothèse d'une homogénéité des données selon les régions et la nature des puits, ce qui paraît très improbable. En réalité, la variabilité des émissions est considérable (GAO, 2010), et souligne la nécessité d'opérer une vérification soigneuse, et une révision éventuelle, de ces différents coefficients. Cette controverse montre aussi le très grand intérêt des méthodes « top-down », comme celles adoptées par Karion *et al.* (2013), qui, sans permettre une décomposition des causes de fuites de méthane, en donnent une évaluation globale.

L'importance potentielle de ces fuites de méthane apparaît clairement quand on examine les conséquences qu'elles pourraient avoir sur la production d'électricité avec des cycles combinés à gaz (CCG) réputés pour être

particulièrement modestes en émissions de gaz à effet de serre par rapport à leurs concurrents charbon et pétrole (cf. graphique 4).

Graphique 4. Emissions d'un cycle combiné de rendement 0,58 pour différents taux de fuites du système gazier, en eqCO₂/kWh (effet de serre à 20 ans PRG = 72, hyp. GIEC 1995)



Source : auteur.

Les émissions au kWh comptées en grammes équivalent CO₂ à 20 ans (avec le coefficient 72 donné par le GIEC en 1995) dues aux fuites de méthane viennent plus que doubler celles de la combustion du gaz naturel pour un taux de fuite de 4 %. Si l'on adopte la valeur de PRG de 88 qui résulte des dernières estimations, ce doublement intervient pour des fuites de 3 %.

Si les fuites de méthane totales atteignent 5 %, les cycles combinés à gaz naturel ne présentent plus aucun avantage d'émission de GES par rapport à des centrales classiques à charbon pulvérisé. Alvarez *et al.* (2012) proposent une analyse plus complète de cette question avec des comparaisons portant non seulement sur la production

d'électricité par les énergies fossiles mais aussi sur les transports automobiles diesel ou à essence.

A un niveau plus global, dans leur dernière évaluation, Howarth *et al.* (2012a) considèrent qu'à un horizon de 20 ans, les émissions de méthane actuelles représentent près de la moitié des émissions totales de gaz à effet de serre aux Etats-Unis et les émissions fugitives du système gazier 17 % de ces émissions totales. C'est évidemment considérable. Même si ces chiffres doivent encore être affinés par de nouvelles campagnes de mesure, il apparaît clairement qu'un développement important des gaz de schiste dans l'état de l'art actuel risque d'avoir des conséquences importantes sur le climat à court et moyen termes.

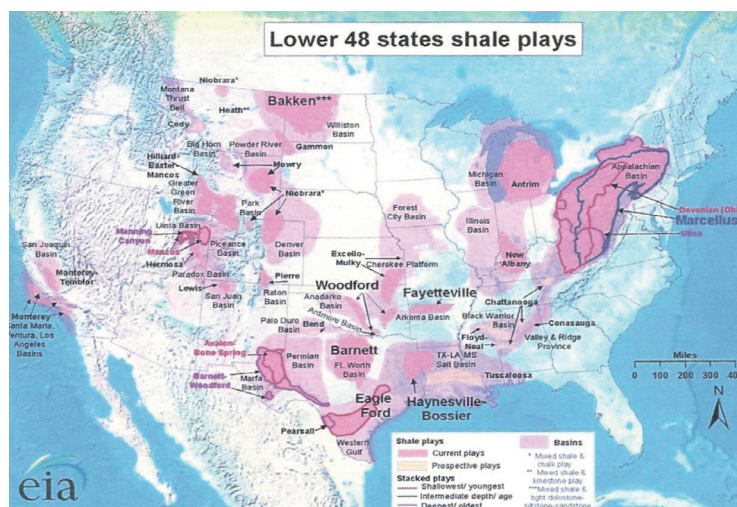
1.6. Le retour d'expérience des Etats-Unis

Depuis une dizaine d'années, les Etats-Unis cumulent une expérience de développement intensif de leur activité gaz de schiste et d'huile de schiste (cf. carte 1). Cette production, qui s'est stabilisée depuis fin 2011, représente aujourd'hui près de 40 % de la production de gaz naturel du pays.

1.6.1. La ressource de gaz et ses caractéristiques

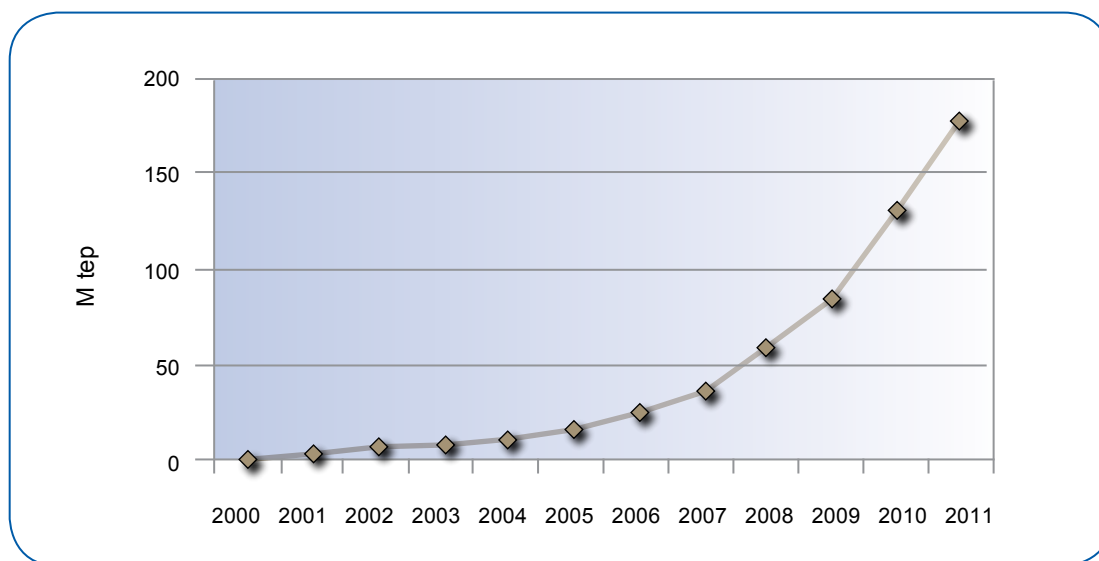
Les Etats-Unis disposent de nombreux gisements (carte 1).

Carte 1. Gisements de gaz et de pétrole de schiste aux Etats-Unis



Source : Energy Information Administration (EIA).

Graphique 5. Evolution de la production de gaz de schiste aux Etats-Unis de 2000 à 2011 (en M tep)

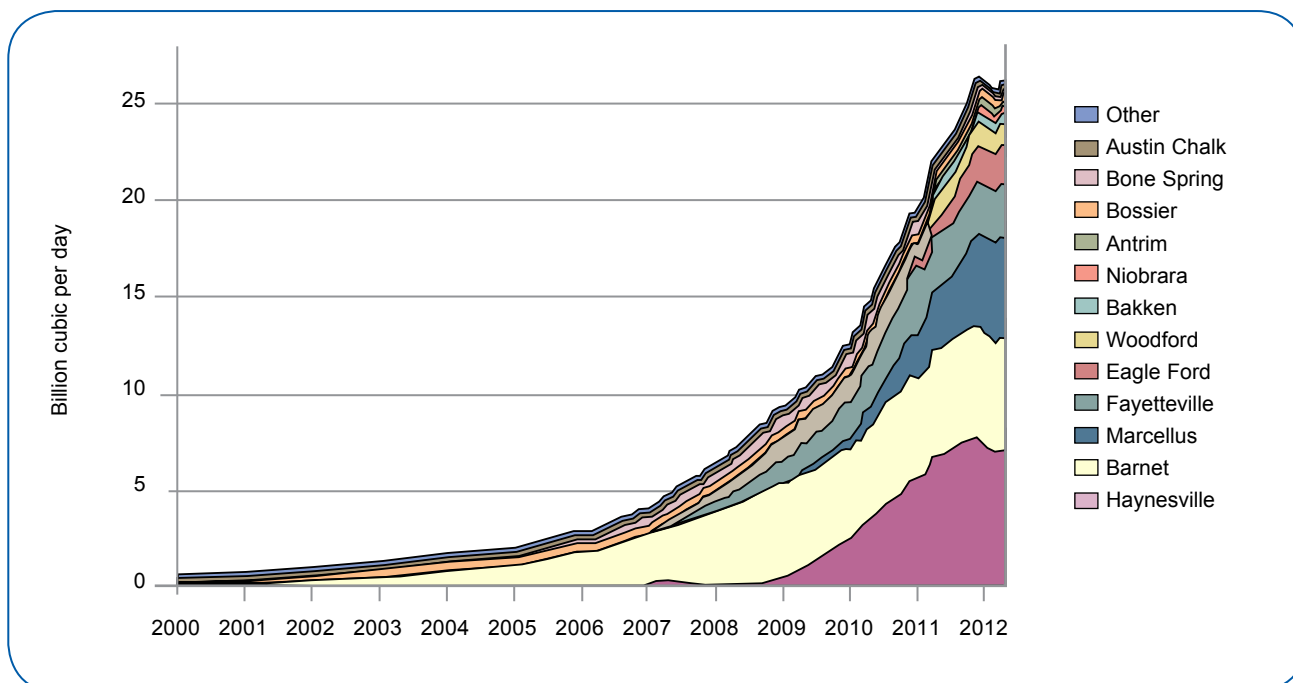


Source : auteur.

Même si elle reste trop limitée dans le temps pour que l'on en tire toutes les leçons, cette expérience qui porte sur plusieurs champs gaziers et plus de 80 000 puits reste la principale source de renseignements accessible

à l'analyse. 80 % de ce gaz proviennent de cinq champs principaux : Haynesville, Barnett, Marcellus, Fayetteville, Eagle Ford.

Graphique 6. Evolution de la production quotidienne des champs de gaz de schiste aux Etats-Unis depuis 2000 (en milliards de pieds³ /jour)

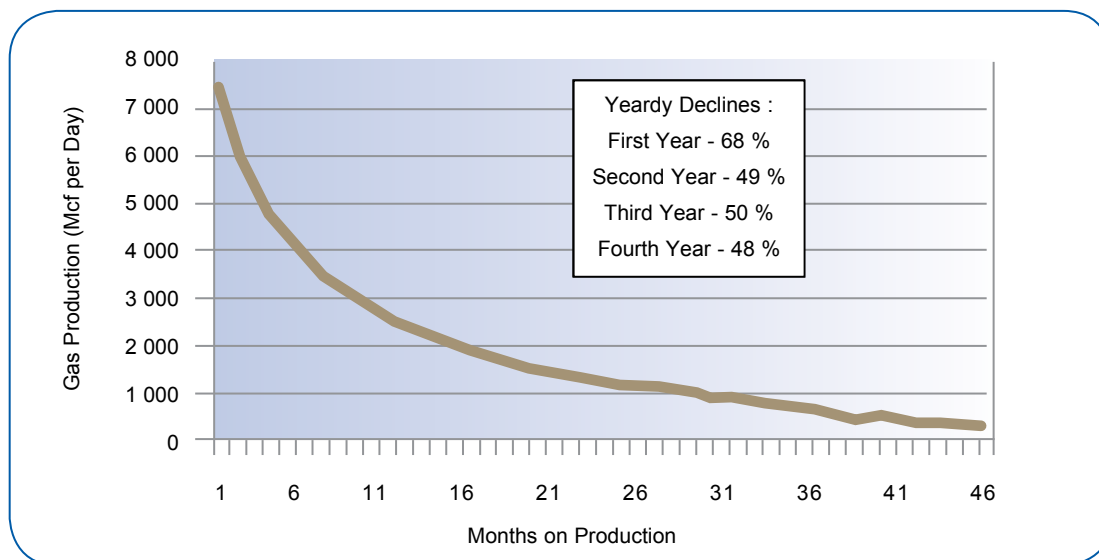


Source : Hughes (2013).

En mai 2012 par exemple, selon Hughes (2013), les 14 900 puits du champ de Barnett produisaient 5,85 millions de pieds³/jour, soit 146 000 tep/jour et 10 tep/jour en moyenne par puits. Rapporté à une année complète, le champ de Barnett aurait produit 52 M tep avec une production moyenne de l'ordre de 3 600 tep/puits. On constate que la forte productivité des champs est loin

d'être la règle aux Etats-Unis. A l'intérieur des champs, les zones les plus favorables (*sweet spots*) jouent un rôle majeur dans la production. On constate également que la production individuelle des puits décline très rapidement : de 80 à 95 % dans les 36 premiers mois, comme le montre le graphique 7, établi pour le champ de Haynesville, actuellement le plus productif.

Graphique 7. Déclin de la production d'un puits type du gisement de Haynesville (Louisiane)

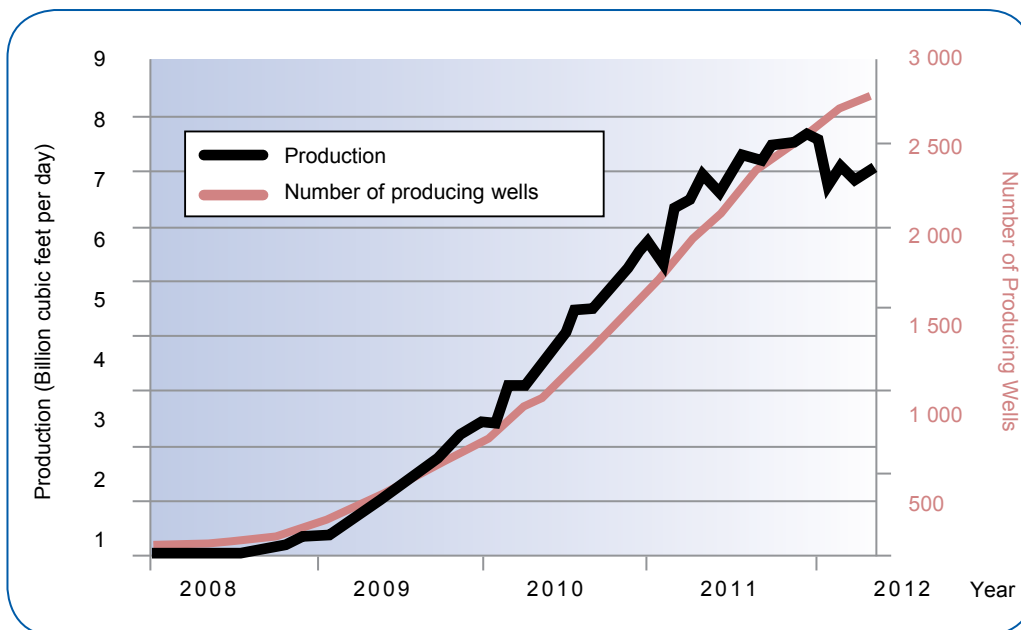


Source : Hughes (2013).

En conséquence de ce déclin rapide de la production individuelle des puits, le maintien à niveau de la production d'un champ suppose la mise en place d'une production

nouvelle de 30 à 50 % chaque année pour enrayer la chute de production des forages des années précédentes.

Graphique 8. Evolution de la production du champ de Haynesville en fonction du nombre de forages

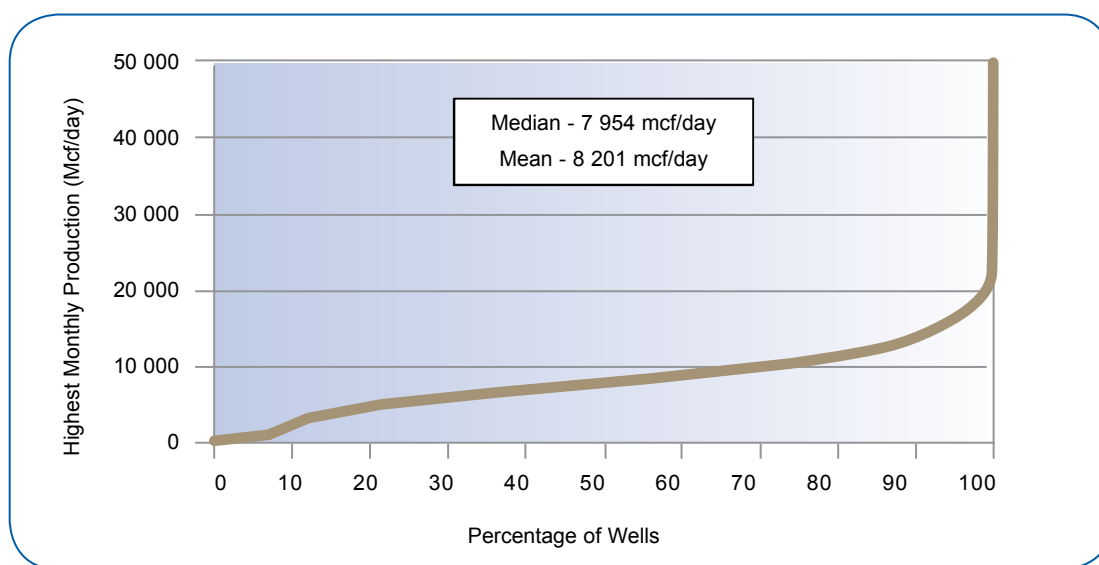


Source : Hughes (2013).

On constate sur ce graphique 8 que la production de mars 2012 est équivalente à celle de mars 2011 alors que 1 700 puits supplémentaires ont été forés sur la même période (en sus des 2 000 déjà forés en mars 2011). Cet exemple est très représentatif de la contrainte d'investissement récurrent qui pèse sur les exploitants d'un champ s'ils souhaitent maintenir leur production à un rythme annuel

constant, voire croissant, sur plus de quelques années. Ce phénomène s'accroît avec le degré d'exploitation du champ car les nouveaux forages sont généralement moins productifs que les premiers, effectués dans les zones les plus favorables. On remarque, enfin, que la productivité des puits à l'intérieur même d'un champ est très variable comme le montre le graphique 9.

Graphique 9. Distribution de la productivité mensuelle initiale des puits du champ de Haynesville

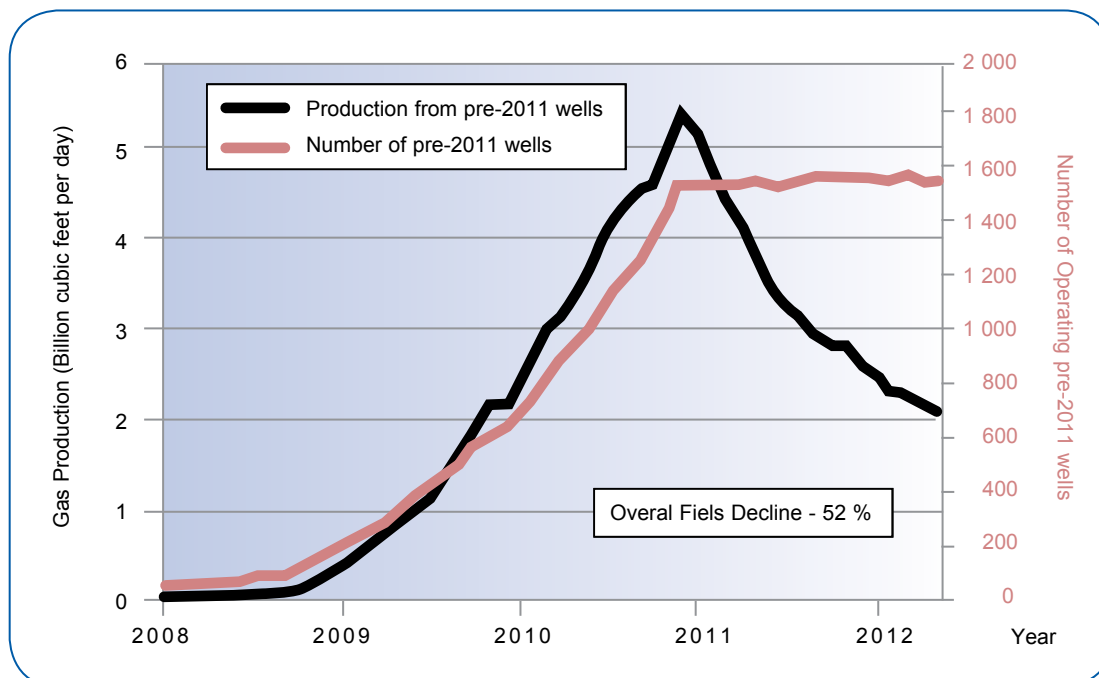


Source : Hughes (2013).

On constate ici la grande dispersion de la productivité mensuelle initiale des puits du champ de Haynesville : si la production moyenne quotidienne initiale atteint de l'ordre de 8 G pieds³ (200 tep), elle est deux fois inférieure pour 20 %

des puits et deux fois supérieure pour moins de 10 % des puits. On peut compléter ces informations du graphique 10 qui indique la production du champ de Haynesville si l'on en exclut celle des forages postérieurs au 1er janvier 2011.

Graphique 10. Déclin de la production de champ de Haynesville dans l'hypothèse d'un arrêt du programme de forages au 1er janvier 2011



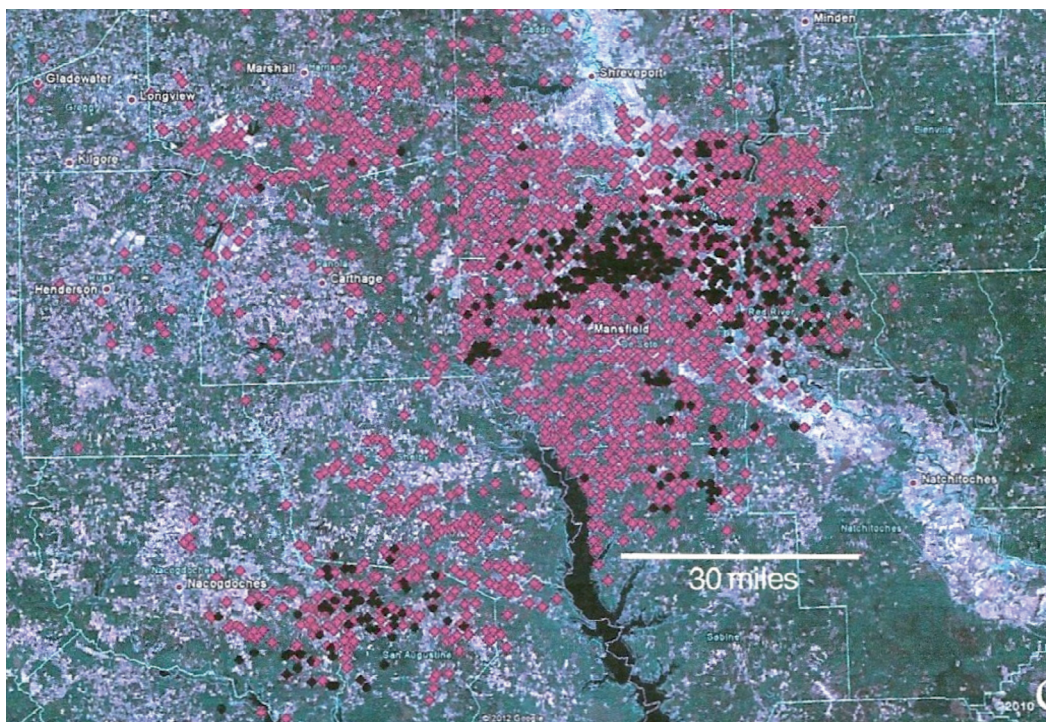
Source : Hughes (2013).

Le déclin de la production du champ serait extrêmement rapide en cas d'arrêt du programme de nouveaux forages puisque la chute de production atteindrait 52 % en 15 mois.

La photo 8 illustre la concentration considérable de forages que l'on peut observer dans les champs de gaz de schiste.

Photo 7. Densité des forages du champ de Haynesville

Les puits illustrés par des points noirs sont les 20 % les plus productifs des puits du champ. Les points rouges représentent l'ensemble des autres puits du champ gazier.



Source : Hughes (2013); droits : Google Earth.

1.6.2. Les ressources en eau et en sable

Les Etats-Unis disposent globalement de ressources en eau importantes (9 000 m³/hab./an contre 1 300 m³/hab./an en France, par exemple), mais la répartition régionale de cette ressource est très variable. Dans un Etat comme le Texas, dont les ressources en eau sont limitées (900 m³/hab./an), la ponction d'eau de l'ensemble des activités minières n'a cependant représenté que 1,6 % de la consommation totale d'eau de l'Etat en 2010, très loin derrière l'irrigation (56 %) et la consommation des collectivités locales (26 %)³.

La question du sable pourrait, à terme, se révéler plus épineuse. Indépendamment de la nécessité d'ouverture de nouvelles carrières, le transport, souvent sur grandes distances, de quantités de sable importantes (plusieurs millions de m³ aux Etats-Unis) peut en effet nécessiter la construction de nouvelles infrastructures ferroviaires, dont l'amortissement risque de s'avérer problématique compte tenu du caractère éphémère (10 à 20 ans) de l'activité d'un champ.

³ Sources : Texas Water Development Board (2012)

Tableau 3. Bilan environnemental de l'exploitation des gaz de schiste aux Etats-Unis (2005-2013)

Nombre de puits fracturés	82 000
Production d'eau contaminée en 2012	1,05 milliard m ³
Eau utilisée depuis 2005	0,9 milliard m ³
Produits chimiques utilisés depuis 2005	8 millions m ³
Pollution annuelle de l'air	450 000 tonnes
Emissions de GES depuis 2005	100 millions tonnes eq. CO ₂
Terres directement polluées depuis 2005	145 000 ha

Source : Ridlington et Rumpler (2013).

1.6.3. Des conditions socioéconomiques très particulières

Le développement de la production des gaz de schiste aux Etats-Unis s'est produit en même temps qu'une chute spectaculaire du prix du gaz naturel sur le marché américain. Même si cette corrélation n'est très probablement pas due qu'à la seule apparition massive du gaz de schiste sur le marché (on pense en particulier à la chute de la demande de gaz dans le résidentiel qui a suivi la crise de 2008, avec l'expulsion de millions d'Américains à la suite de l'affaire des *subprimes*), il est sûr que cette arrivée a eu des conséquences importantes sur le marché américain du gaz. Ce dernier est en effet un marché de nature régionale. Il n'existe aux Etats-Unis que très peu de moyens d'échange de gaz avec les autres régions du monde : très peu de terminaux méthaniens, pas de grand gazoduc de l'Amérique du Nord à l'Amérique du Sud. Ce moyen classique de régulation des prix internationaux est donc largement absent dans le pays. Au-delà des considérations développées *supra* (1.4.) sur les conséquences économiques positives des spécificités de la production de gaz de schiste, plusieurs caractéristiques de natures juridique, industrielle et fiscale semblent avoir apporté une contribution importante à la compétitivité de cette filière aux Etats-Unis.

Le code minier

Contrairement aux codes en vigueur dans la très grande majorité des pays du monde, le code minier américain reconnaît au propriétaire du sol un plein droit de propriété

du sous-sol. Cette disposition très particulière a deux conséquences importantes.

La première de ces conséquences est que les procédures d'autorisation de forage y sont souvent moins complexes que dans la plupart des autres pays du monde, où ces autorisations sont soumises à l'approbation d'autorités administratives très diverses. De plus, les industriels concernés se heurtent moins à la contestation de propriétaires du sol qui subissent les nuisances d'un forage, ceux-ci pouvant en retirer un intérêt financier.

La seconde conséquence est que cette propriété du sous-sol par le propriétaire du sol encourage la propagation des forages sur un site « en rhizome ». En effet, le succès d'une opération de forage chez un voisin proche constitue un aiguillon important pour le propriétaire d'une parcelle attenante, qui voit ce même voisin bénéficier d'avantages financiers souvent significatifs, à négocier avec l'entreprise qui a réalisé le forage voisin. La progression en rhizome des forages permet alors l'optimisation de la programmation d'utilisation des plateformes de forage, en évitant les temps morts et les frais de transports entre sites qui caractérisent le plus souvent le forage dans des champs de gaz conventionnel. Sur certains des champs de gaz de schiste, une même machine de forage peut ainsi réaliser 5 à 10 forages au cours de la même année, dans un rayon de quelques kilomètres. Il en résulte une réduction importante des coûts de forage par rapport à ceux des puits de gaz conventionnel. Les coûts de forage et de fracturation bénéficient en effet d'un effet d'échelle du fait de leur nombre annuel (7 000 en 2011).

La puissance de l'outil industriel américain

Cette caractéristique peu connue explique en grande partie la rapidité du développement de la production de gaz de schiste aux Etats-Unis. Dans un récent rapport, Maugeri (2013) indique en effet que l'industrie américaine du forage dispose à elle seule de 60 % des capacités de forage mondial. Au cours de l'année 2012, par exemple, les Etats-Unis ont effectué la « complétion » de 45 500 forages de gaz ou de pétrole de schiste ou conventionnel, et mis en service 28 300 puits, contre 3 925 pour le reste du monde (hors Canada).

En 2012, sur un total de 3 500 plateformes de forage mondiales en activité, les Etats-Unis et le Canada en concentraient plus de 2 300, dont 90 % équipées pour forer horizontalement et fracturer, loin devant l'Amérique latine (430), le Moyen-Orient (300), l'Asie (200), l'Europe (120) avec un tiers seulement d'équipements de fracturation, et enfin l'Afrique (100, dont la majorité au Nigeria).

Une autre caractéristique très particulière à l'industrie pétrolière et gazière américaine, et très peu constatée dans le reste du monde, est qu'elle dispose d'un important réseau de petites compagnies indépendantes, dont les pratiques de style « guérilla » se sont révélées essentielles pour exploiter des formations de gaz ou de pétrole de schiste qui imposent une action à niveau très local et une grande capacité à s'adapter aux opportunités de très court terme qui caractérisent les champs non conventionnels. Cette flexibilité manque cruellement aux grandes compagnies pétrolières, habituées à la gestion de champs pétroliers ou gaziers conventionnels, dont l'exploration et l'exploitation font l'objet de programmations qui se situent sur une ou plusieurs dizaines d'années. Maugeri (*ibid.*) résume de façon saisissante cette particularité : « *In military language, whereas conventional oil and gas companies are the equivalent of traditional armies that need a comprehensive plan, a long time to be deployed and plenty of men who move accordingly, shale/tight oil companies are more like guerrilla groups, that need to move on a micro-scale, on multiple micro-objectives by flexibly leveraging on time and*

opportunities, and know almost perfectly the environment they are operating in. (...) The conventional oil and gas sector is a long-term business that requires the ability to manage huge projects over several years, sometimes decades. Once the exploration phase has shown the commercial feasibility of a given discovery – a process that requires, on the average, about two years – it may take on average an additional 8-10 years (or more) to bring the newly discovered field on line, e.g., to start producing oil and gas ».

Il résulte de ces différentes caractéristiques des coûts d'investissements (forage, fracturation, raccordement, etc.) qui, selon le bureau d'études américain IHS (2012) se situent dans une fourchette de 3 à 12 M dollars (USD), avec une moyenne de 6,6 M USD par puits⁴ : 32 % pour le forage, 56 % pour la fracturation, 12 % pour les installations et le transport du gaz. On trouve des chiffres du même ordre dans le rapport de Hughes (2013), qui indique des coûts moyens par champ compris entre 3,5 M USD par forage pour Barnett, 4,5 M USD pour Marcellus et 9 M USD pour Haynesville.

Ces coûts de forage, souvent plus élevés que ceux des puits traditionnels du fait de la fracturation, se comparent en revanche favorablement aux coûts des forages en mer, systématiquement nettement plus élevés que ceux des forages terrestres.

Une infrastructure de transport de gaz déjà développée

L'activité gazière conventionnelle, importante aux Etats-Unis puisqu'elle représente une production annuelle de l'ordre de 300 M tep, s'est accompagnée de l'édification d'infrastructures de transport et de distribution de gaz dans de nombreuses régions, à partir des champs de production. Celles-ci sont souvent directement utilisables pour la production de gaz de schiste car il existe un recouvrement important des champs de gaz conventionnel et de gaz de

⁴ En 2011, 7 000 puits ont été forés et ont fait l'objet d'une fracturation pour un montant de 46,5 milliards USD, soit 6,6 M USD par forage en moyenne.

schiste. Cet élément est très important : on sait en effet que la constitution d'un réseau d'acheminement et de distribution du gaz est un élément déterminant du coût du gaz pour l'utilisateur final.

La coproduction de gaz et pétrole de schiste

Les Etats-Unis présentent la particularité de disposer de gisements importants de gaz et d'huile de schiste. De plus, la plupart des puits de pétrole de schiste produisent simultanément du pétrole et du gaz. Cette caractéristique s'est révélée particulièrement importante quand les prix du gaz se sont effondrés dans le pays, pour atteindre un niveau inférieur à 4 à 5 USD le M Btu. A ce prix, les investisseurs ne voyaient plus l'intérêt de poursuivre les programmes de forage pour maintenir la production des champs de gaz. On a alors assisté à un basculement brutal de l'activité du forage vers les champs de pétrole de schiste qui, eux, demeuraient très rentables car le prix du pétrole local restait accroché au niveau international de son prix (autour de 100 USD le baril). La plupart des champs de pétrole de schiste coproduisant du gaz naturel « fatal⁵ », sa valorisation à 4 ou 5 USD le M Btu a permis de compenser le déclin des champs purement gaziers. Ce basculement a été d'autant plus rapide que, bien souvent, les champs à majorité de gaz de schiste sont proches de ceux à majorité de pétrole de schiste (cas du champ Eagle Ford, au Texas, où la distance qui sépare les zones pétrolières et les zones gazières ne dépasse pas 45 km).

La fiscalité

Enfin, les foreurs disposent de conditions fiscales très intéressantes qui leur permettent, à travers un amortissement accéléré (dans l'année qui suit le forage), d'éviter les impôts sur les bénéfices qu'ils engrangent dans leurs opérations de forage de pétrole et de gaz *offshore*.

La densité de population

La densité de population des principaux Etats américains producteurs de gaz de schiste est faible, à l'exception de la Pennsylvanie (champ de Marcellus) dont la densité de population – 110 hab./km² – est analogue à celle de la France : Louisiane (Haynesville), 34 hab./km² ; Texas (Eagle Ford, Barnett), 30 hab./km² ; Colorado, 16 hab./km² ; Utah, 10 hab./km² ; Dakota du Nord (Bakken), 4 hab./km². Les problèmes de concurrence d'usage des terres y sont donc moindres que dans les régions à forte densité de population.

Les conditions très particulières qui prévalent aux Etats-Unis, et qui se sont cumulées pour favoriser le développement de l'exploitation des gaz de schiste, au premier rang desquelles figure leur considérable capacité industrielle de forage, unique au monde, ne sont évidemment pas généralisables à l'ensemble du monde.

⁵ Fatal s'entend au sens où c'est la production de pétrole qui est recherchée et non celle de gaz qui est coproduit « fatalement » au cours du processus et peut être valorisée s'il existe des infrastructures de transport de gaz vers des lieux d'utilisation.

2. Les principaux paramètres d'analyse

Le tour d'horizon auquel nous nous sommes livrés montre que de nombreux paramètres (géographiques, physiques, socioéconomiques, industriels et environnementaux) méritent d'être pris en compte dans une approche multisectorielle pour fonder la décision d'engager une région ou un pays dans une politique d'exploitation des gaz de schiste.

Il n'est pas envisageable, dans le cadre de cette étude, d'analyser finement tous les cas que constituent les différents pays susceptibles de s'intéresser à l'exploitation des gaz de

schiste. On peut en revanche examiner successivement différents paramètres qui paraissent déterminants pour l'élaboration d'une politique : la ressource, en valeur absolue et en années de consommation ou de production du pays, le degré de dépendance gazière du pays, l'importance de la production gazière dans l'économie du pays, la densité de population, les ressources en eau, l'expérience industrielle dans le domaine gazier, la capacité de régulation des autorités administratives du pays.

2.1. Les ressources

La seule base de données mondiale récente dont on dispose provient de l'EIA, actualisée en juin 2013 (EIA, 2013).

Encadré 4. Les méthodes et critères principaux d'estimation des ressources du rapport EIA

L'étude de l'EIA s'appuie sur les publications du service géologique américain (U.S. Geological Survey, 2012a et 2012b) et respecte un certain nombre de critères, dont les principaux apparaissent ci-après.

1- Les gisements qui répondent à l'une des conditions suivantes ont été exclus de l'analyse :

- caractéristiques géophysiques inconnues ;
- taux de carbone dans le gisement inférieur à 2 % ;
- profondeur des gisements inférieure à 1 000 mètres ou supérieure à 5 000 mètres ;

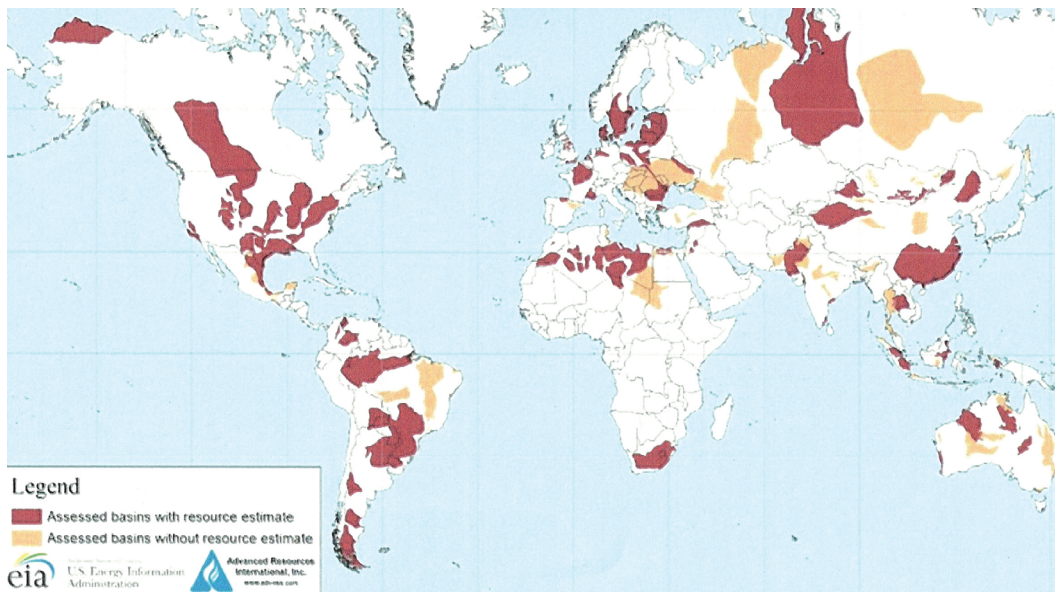
présence de gisements importants d'hydrocarbures conventionnels non exploités.

2- La méthode repose sur l'analyse, à partir des données de la littérature, des probabilités de présence d'hydrocarbures de schiste (*risked natural gas in-place*) et, sur cette base, sur une estimation des ressources techniquement récupérables, mais non prouvées pour autant. L'estimation des ressources techniquement récupérables repose sur une première estimation des ressources potentielles corrigée d'un facteur de succès d'exploration et d'un facteur de taux de récupération. Le facteur de succès mesure la probabilité de voir une partie du gisement analysé présenter des productivités intéressantes. Le facteur de récupération mesure le taux de récupération que l'on peut en espérer avec les techniques actuelles. Pour les gaz de schiste, le facteur de récupération prend en compte la complexité géologique, la taille des pores du matériau, la pression qui règne dans la formation, et la proportion d'argile qui fixe la capacité de fracturation hydraulique de la roche. La phase gazeuse considérée comporte le gaz naturel sec et les hydrocarbures gazeux associés que l'on nomme « gaz humide » (*wet gas*). Les estimations de réserves de gaz de schiste présentées dans le rapport de l'EIA comprennent par conséquent les hydrocarbures gazeux coproduits avec le gaz naturel.

Sur ces bases, les ressources techniquement récupérables représentent les volumes de gaz qui pourraient être extraits avec les technologies actuelles, indépendamment de leur coût de production.

A partir de l'expérience des forages américains, les taux de récupération choisis dans ce rapport se situent pour le gaz entre 15 % et 35 % (dans des cas exceptionnels). Les auteurs signalent cependant que ces taux restent incertains dans la mesure où la courte expérience américaine rend difficile l'appréciation de la durée de vie des forages.

Carte 2. Ressources mondiales de gaz et de pétrole de schiste



Source : EIA, 2013

Notons que la carte 2 est loin d'être complète puisque seuls 41 pays font l'objet d'une analyse sur les 207 pays que compte le monde (dont 193 font partie de l'ONU). En particulier, la plupart des pays d'Afrique, à l'exception de l'Afrique du Sud et de 6 pays d'Afrique du Nord, n'ont pas encore bénéficié d'une analyse de l'IEA. Il en est de même pour le Moyen Orient, où seule la Jordanie apparaît alors qu'il est très probable que nombre d'autres pays de la région comportent des ressources non conventionnelles de gaz et de pétrole de schiste.

De plus, malgré les précautions prises par les auteurs de l'étude, l'incertitude quantitative sur les ressources réellement exploitables économiquement dans les pays étudiés reste importante pour de nombreuses raisons. Le volume de gaz de schiste « en place » fait l'objet d'un premier calcul qui tient compte de la perméabilité et de la

porosité des roches, de l'épaisseur des couches, de leur surface et du taux de carbone qu'elles contiennent. Ces analyses sont relativement précises quand il préexiste de nombreux forages sur les sites en question, comme c'est très souvent le cas aux Etats- Unis. Cela l'est beaucoup moins pour les régions qui n'ont pas connu d'exploitations ou d'explorations antérieures d'hydrocarbures conventionnels. Quant au coefficient de récupération, estimé au jugé, il peut être fortement surestimé ou sous-estimé. C'est ainsi que la Pologne a dû fortement réviser à la baisse l'évaluation de ses ressources exploitables après une première campagne d'exploration : alors que l'EIA estime les réserves de gaz de schiste de ce pays à 3,7 milliards de tep (4 200 milliards de m³) l'Institut géologique polonais, sur la base de ses connaissances locales, les a revues en forte baisse et les estime à 1,7 Gtep (1 900 milliards m³).

Tableau 4. Ressources de gaz de schiste techniquement récupérables et réserves prouvées de gaz naturel conventionnel selon l'EIA (en milliards de tep, Gtep)

	Ressources gaz de schiste techniquement récupérables Gtep	Réserves gaz conventionnel Gtep	Ratio schistes/ conventionnel
Europe	11,97	3,63	3,30
Pologne	3,77	0,08	50,26
Roumanie	1,30	0,10	12,99
Danemark	0,82	0,05	16,30
Royaume-Uni	0,66	0,23	2,94
Pays-Bas	0,66	1,08	0,62
Bulgarie	0,43	0,00	
Allemagne	0,43	0,10	4,33
Espagne	0,20	0,00	
Norvège	0,00	1,83	0,00
Ancienne Union soviétique	10,57	54,45	0,19
Russie	7,31	42,20	0,17
Ukraine	3,26	0,98	3,34
Amérique du Nord	42,92	10,08	4,26
Canada	14,59	1,70	8,58
Etats-Unis	14,44	7,95	1,82
Mexique	13,88	0,43	32,66
Asie Pacifique	46,05	12,60	3,65
Chine	28,40	3,10	9,16
Australie	11,13	1,08	10,35
Pakistan	2,67	0,60	4,46
Inde	2,45	1,10	2,22
Indonésie	1,17	2,70	0,43
Thaïlande	0,13	0,25	0,51
Mongolie	0,10	n.d.	
Afrique	35,48	15,62	2,27
Algérie	18,01	3,98	4,53
Libye	3,11	1,38	2,26
Egypte	2,55	1,93	1,32
Turquie	0,61	0,00	
Tunisie	0,59	0,05	11,72
Maroc	0,31	0,00	
Jordanie	0,18	0,00	
Afrique du Sud	9,93		5,55
Amérique du Sud	36,42	6,73	5,42
Argentine	20,43	0,30	68,09

	Ressources gaz de schiste techniquement récupérables Gtep	Réserves gaz conventionnel Gtep	Ratio schistes/conventionnel
Brésil	6,24	0,35	17,83
Venezuela	4,25	4,88	0,87
Paraguay	1,91	n.d.	
Colombie	1,40		
Chili	1,22	0,08	16,30
Bolivie	0,92	0,25	3,67
Monde	183,38	170,98	1,07

Source : EIA (2013).

En dehors des pays européens, des Etats-Unis, de l'Australie et du Canada, qui ne font pas partie de notre champ d'étude, on voit apparaître des situations contrastées, à la fois en quantités absolues de ressources, mais aussi en termes de situation par rapport à l'existant. La colonne ratio gaz de schiste/gaz conventionnel, qui permet de comparer le volume de gaz de schiste potentiellement récupérable d'une région par rapport au volume des réserves prouvées de gaz conventionnel, est très illustrative de cette diversité de situations :

- pour des pays comme l'Argentine, le Mexique, le Brésil, le Chili ou la Tunisie, qui disposent de réserves de gaz conventionnel assez, voire très modestes (quelques années de consommation), les ratios gaz de schiste/gaz conventionnel respectifs de 68, 33, 18, 16 et 12 montrent que l'exploitation éventuelle de leur ressource de gaz de schiste représente un enjeu tout à fait considérable ;
- c'est encore un enjeu important pour des pays comme le Venezuela ou l'Algérie, qui disposent pourtant déjà de réserves importantes de gaz naturel (de l'ordre de 5 Gtep), mais qui présentent des ratios ressources nouvelles/réserves conventionnelles de l'ordre de 4 à 5. De même pour l'Ukraine, dont les réserves de gaz naturel sont de l'ordre de la gigatep, mais dont les ressources potentielles de gaz de schiste sont trois fois plus importantes ;
- cela l'est aussi pour tout un groupe de pays comme la Colombie, le Paraguay, la Turquie ou le Maroc, etc., qui sont totalement absents de la production gazière ;
- en revanche, c'est évidemment un enjeu mineur pour un pays comme la Russie, qui dispose de réserves conventionnelles très importantes (42 Gtep, 70 ans de production au rythme actuel) et 5 fois supérieures à ses ressources potentielles en gaz de schiste.

2.2. Les paramètres énergétiques

On peut affiner l'analyse en examinant les bilans énergétiques des différents pays. Il paraît important d'examiner les trois paramètres suivants :

- Quelle est la production de gaz naturel actuelle du pays considéré ?
- Quelle est la consommation de gaz naturel du pays ?

- Le pays est-il importateur ou exportateur de gaz naturel ?

L'analyse des bilans énergétiques de chacun de ces pays permet d'accéder à des données fiables et récentes sur ces différents points. Nous avons utilisé à cette fin la base de données Enerdata⁶. Le tableau 5 résume ces données pour les principaux pays (hors Europe et Canada) examinés par l'EIA.

⁶ www.services.enerdata.eu

Tableau 5. Gaz de schiste et gaz conventionnel : ressources, production, consommation, export/import, durée de vie des ressources en 2012

	Ressource de gaz de schiste techniquement récupérable Gtep	Réserves prouvées de gaz conventionnel Gtep	Production M tep/an	Consommation M tep/an	Exportation (-) Importation (+) M tep/an	Années de consommation	
						Gaz de schiste	Gaz naturel
Asie							
Chine	28,40	3,10	88,0	119,0	31,0	239	26
Pakistan	2,67	0,60	27,0	27,0	0,0	99	22
Inde	2,45	1,10	34,4	49,0	15,0	50	22
Indonésie	1,17	2,70	76,0	40,0	-36,0	29	68
Thaïlande	0,13	0,25	29,0	39,0	10,0	3	6
Ancienne Union soviétique							
Russie	7,31	42,20	541	389	-152	19	108
Ukraine	3,26	0,98	15	51	36	64	19
Afrique							
Algérie	18,01	3,98	70,0	43,0	-27,0	419	92
Libye	3,11	1,38	6,4	4,0	-2,4	777	344
Egypte	2,55	1,93	50,0	44,0	-6,0	58	44
Turquie	0,61	0,00	0,5	38,7	37,8	16	0
Tunisie	0,59	0,05	2,4	4,2	1,8	139	12
Maroc	0,31	0,00	0,0	0,6	0,5	509	0
Jordanie	0,18	0,00	0,2	0,8	0,7	223	0
Afrique du Sud	9,93		0,5	3,3	2,8	3009	0
Amérique							
Mexique	13,88	0,43	40,0	58,0	18,0	239	7
Argentine	20,43	0,30	42,0	36,0	6,0	567	8
Brésil	6,24	0,35	27,0	16,0	11,0	390	22
Venezuela	4,25	4,88	24,0	27,0	2,9	158	181
Paraguay	1,91	n.d.	5,0	5,0	0,0	382	
Colombie	1,40		10,0	8,0	-2,0	175	0
Chili	1,22	0,08	2,0	2,0	0,0	611	38
Bolivie	0,92	0,25	13,3	2,6	-10,7	353	96
Etats-Unis	14,44	7,95	561	598,0	37,0	24	13

Sources : EIA et Enerdata.

On constate que, pour la grande majorité des pays (16 sur 23), les ressources estimées par l'EIA représentent de plusieurs milliers d'années à 100 ans de leur consommation actuelle (Afrique du Sud, Libye, Chili, Argentine, Maroc, Algérie, Brésil, Paraguay, Bolivie, Chine, Mexique, Jordanie, Colombie, Venezuela, Tunisie, Pakistan). Parmi les pays

dotés de ressources potentielles de gaz de schiste très importantes par rapport à leur consommation actuelle, 12 sont importateurs de gaz. Pour les 5 pays exportateurs, il est intéressant de comparer les ressources potentielles de gaz de schiste estimées à l'ensemble de la production annuelle nécessaire à la consommation intérieure et à

l'exportation. L'Algérie, qui disposerait d'une ressource gaz de schiste correspondant à 419 ans de sa consommation actuelle, disposerait de 257 ans de production au rythme actuel, la Libye de 485 ans de production et 777 de consommation, la Bolivie de 69 ans de production et 353 ans de consommation, la Colombie de 140 ans de production et 175 ans de consommation. Pour tous ces

pays, les ressources en gaz de schiste permettraient de prolonger très longtemps leurs politiques d'exportation en même temps qu'elles assureraient leur approvisionnement intérieur. Six pays affichent des ressources qui représentent moins de 100 ans de consommation actuelle : Ukraine (68 ans), Egypte (58 ans), Inde (50 ans), Indonésie (29 ans), Turquie (16 ans), Thaïlande (3 ans).

2.3. Le paramètre démographique

Nous avons vu *supra* que le critère démographique est un élément déterminant dans l'éventualité d'une exploitation intensive des gaz de schiste. On sait en effet qu'il est nécessaire de forer 5 à 10 fois plus de puits de gaz de schiste que de puits conventionnels pour atteindre une production annuelle déterminée. Dans les pays à très forte densité de population, cette exploitation risque de générer une concurrence importante d'usage des terres (agriculture, tourisme, etc.). Le tableau 6, qui indique la densité moyenne de population de chacun des pays recensés, donne une première indication sur ce sujet. Mais cette dernière est tout à fait insuffisante pour rendre compte des concurrences

d'usage des terres que risque d'entraîner l'exploitation des gaz de schiste. En effet, les densités recensées sur ce tableau peuvent être la moyenne de densités très diverses au sein de chaque pays. En Chine, par exemple, la densité de 140 hab./km² est la moyenne des densités de zones côtières très élevées de plusieurs milliers d'hab./km² et de zones quasiment désertiques, où la densité tombe en dessous de 5 hab./ km². C'est le cas aussi en Egypte et en Algérie, où la vallée du Nil et la plaine de la Mitidja, qui présentent des densités de population de plusieurs centaines d'hab./km², voisinent des régions désertiques de densité de population inférieures à 1 hab./km².

Tableau 6. Densités de population des différents pays en 2012 (habitants/km²)

Asie	
Chine	140
Pakistan	226
Inde	372
Indonésie	128
Thaïlande	136
Afrique	
Algérie	15
Libye	3,7
Egypte	83
Turquie	95
Tunisie	66
Maroc	73
Afrique du Sud	42
Moyen Orient	
Jordanie	71
Ancienne Union soviétique	
Russie	8
Ukraine	75
Amérique	
Mexique	59
Argentine	15
Brésil	23
Venezuela	33
Paraguay	16
Colombie	42
Chili	23
Bolivie	9
Etats-Unis	32

Source : Enerdata.

A la lecture du tableau 6, on voit néanmoins apparaître des situations très contrastées entre pays :

- les pays asiatiques concernés par le gaz de schiste présentent des densités de population élevées à très élevées : 130 à 140 hab./km² pour l'Indonésie, la Thaïlande et la Chine (à titre de comparaison :

126 hab./km² en France), mais supérieures à 200 au Pakistan et plus de 300 en Inde ;

- on observe des densités moyennes en Turquie (93), Egypte (83), Maroc (73), Ukraine (75), Jordanie (71), Tunisie (66), et au Mexique (59) ;

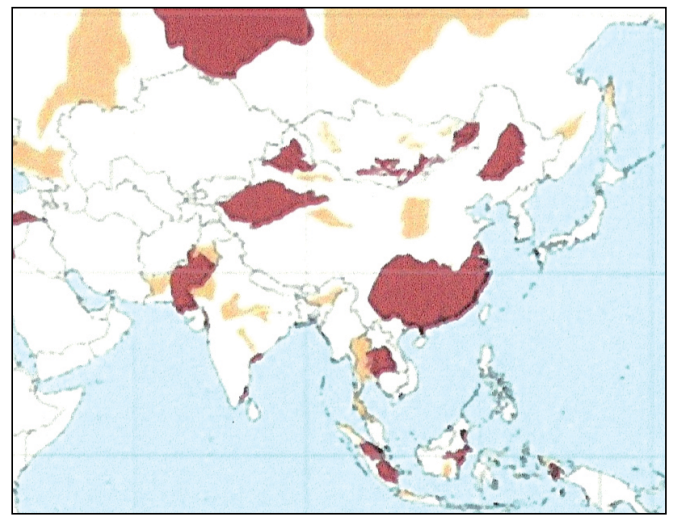
- enfin on observe des densités faibles voire très faibles dans les pays suivants : Afrique du Sud (42), Colombie et Venezuela (33, pour rappel 32 aux Etats-Unis), Chili et Brésil (23), Paraguay, Algérie et Argentine (15), Russie, Bolivie et Libye (moins de 10).

Toutefois, pour affiner l'analyse, il faut aller plus loin et superposer les cartes de ressources et les cartes de densité de population. On en donne ci-après un exemple caractéristique pour la Chine.

Carte 3. Densité régionale de population en Chine



Carte 4. Principaux gisements de gaz de schiste en Chine



Sources : IEA et Wikipédia.

On voit immédiatement, sur ces cartes, qu'une part importante des gisements de gaz de l'est de la Chine est située dans des zones où les densités de populations sont considérables (500 à plus de 2 000 hab./km²). Selon toute probabilité, l'exploitation de ces gisements se heurtera donc

à des problèmes majeurs de concurrence d'usage. Par contre, les gisements du nord-ouest de la Chine (Xinjiang) et de Mongolie intérieure se trouvent dans des régions très peu peuplées, où ces questions de concurrence ont toutes les chances d'être bien moindres.

2.4. Le paramètre de la ressource en eau

C'est évidemment un critère important puisque l'exploitation des gaz de schiste consomme d'importantes quantités d'eau pour la fracturation (15 à 20 000 m³ par puits). La pénurie globale ou locale d'eau dans un pays peut donc être un obstacle important à son exploitation à grande échelle. Le tableau 7 indique les ressources en eau renouvelable intérieure (i.e. les rivières intérieures et des nappes phréatiques) par habitant pour chacun des pays considérés. Cette indication est généralement significative

des disponibilités réelles en eau pour les habitants des pays en question. Une exception de taille, cependant, est l'Egypte : si l'on tient compte de l'eau du Nil, qui n'est pas une rivière intérieure, la disponibilité en eau par habitant passe à 930 m³, contre 23 pour les ressources intérieures. C'est aussi le cas en Jordanie, où la prise en compte des eaux du Jourdain fait passer la disponibilité en eau de 110 à 210 m³/hab. Pour les autres pays du tableau, les modifications sont mineures.

Tableau 7. Ressources renouvelables intérieures en eau (en m³/hab./an)

Asie		Afrique		Amérique	
Chine	2 000	Algérie	200	Mexique	3 400
Pakistan	312	Libye	115	Argentine	6 800
Inde	1 184	Egypte	23 (930)	Brésil	27 000
Indonésie	8 300	Turquie	3100	Venezuela	24 000
Thaïlande	3 300	Tunisie	393	Paraguay	14 300
Ancienne Union soviétique		Maroc	905	Colombie	4 400
Russie	30 000	Afrique du Sud	890	Chili	51 000
Ukraine	1 160	Moyen Orient		Bolivie	29 000
		Jordanie	110 (210)	<i>Etats-Unis</i>	9 000

Source : Banque mondiale⁷.

Là encore, on observe de très grandes disparités de situation entre pays :

- la plupart des pays concernés d'Amérique latine et la Russie disposent de ressources en eau très abondantes (>20 000 m³/hab.), à l'exception de la Colombie qui dispose cependant de 43 00 m³/hab. (à titre de référence : 3 000 m³/hab. en France). L'Indonésie, avec des ressources de 8 300 m³/hab., se trouve dans une situation analogue à celle des Etats-Unis, et la Thaïlande dans une situation analogue à celle de la France ;
- en revanche, une série de pays sont en pénurie, voire en grande pénurie d'eau : l'Ukraine (1 160 m³/hab.), l'Afrique du Sud, le Maroc et l'Egypte (ressources de l'ordre de 900 m³/hab. considérées généralement comme déjà insuffisantes pour satisfaire les différents besoins d'une population) ;

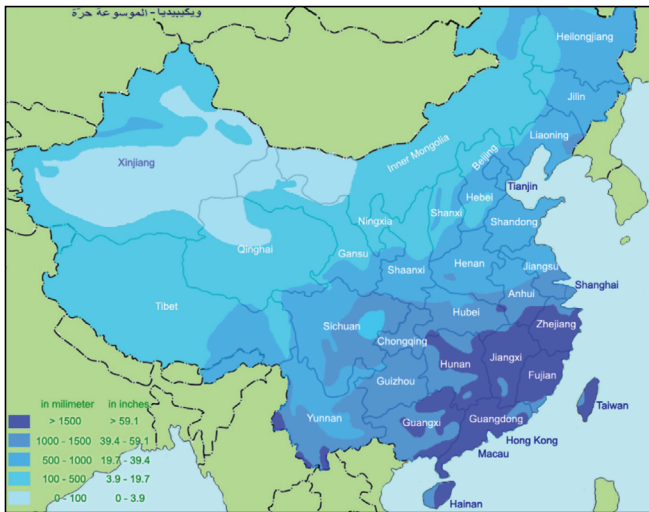
d'autres pays sont en très grande pénurie d'eau avec des ressources inférieures à 400 m³/hab. : Tunisie (393), Pakistan (312), Algérie (200), Jordanie (210) et Libye (110). Dans ces derniers pays, une exploitation significative des gaz de schiste entraînerait à coup sûr des concurrences très fortes d'usage de l'eau, déjà très rare⁸.

De plus, la distribution spatiale des ressources peut se révéler très variable. Des pays *a priori* bien dotés peuvent donc se trouver confrontés à des problèmes logistiques importants de transport d'eau pour les forages depuis des zones très bien dotées vers des zones arides. Là encore, il est utile de superposer les cartes de disponibilité en eau à celle des gisements de gaz de schiste comme le montre l'exemple chinois.

⁷ Ressources renouvelables d'eau douce intérieures par habitant (en m³) de 1987 à 2009 ; publication datée du 30 mai 2014 ("not certified") : <http://www.data.gouv.fr/en/dataset/ressources-renouvelables-d-eau-douce-interieures-par-habitant-metres-cubes-de-1987-a-2009-dp>

⁸ En Libye, par exemple, une production analogue à celle de gaz conventionnel actuelle (6 M tep), qui conduirait au forage de quelques 2500 puits, mobiliserait une ressource en eau de l'ordre 30 à 40 M m³, alors que le pays dispose d'une ressource de l'ordre de 700 M m³.

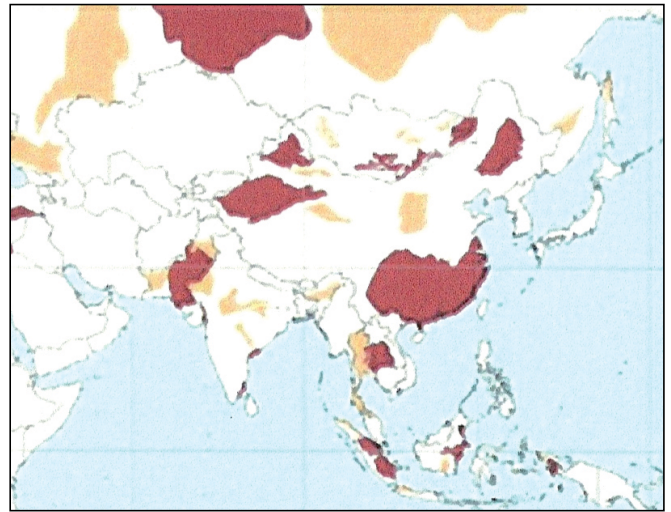
Carte 5. Carte des précipitations de la Chine



Sources : IEA et Wikipédia.

La carte 5 montre l'abondance de l'eau dans le sud-est de la Chine, où se trouvent d'importants gisements de gaz de schiste, mais aussi les très faibles précipitations constatées dans le Xinjiang (< 100 mm/an), où se trouve également un important gisement potentiel de gaz. Dans cette région, l'exploitation du gaz de schiste à grande échelle risque donc de se heurter à la pénurie d'eau et, donc, nécessiter le transport d'eau sur de longues distances ou la réalisation d'infrastructures onéreuses et difficilement amortissables. La situation est cependant moins défavorable en Mongolie ou dans l'extrême nord-ouest du Xinghiang (300 à 1 000 mm/an).

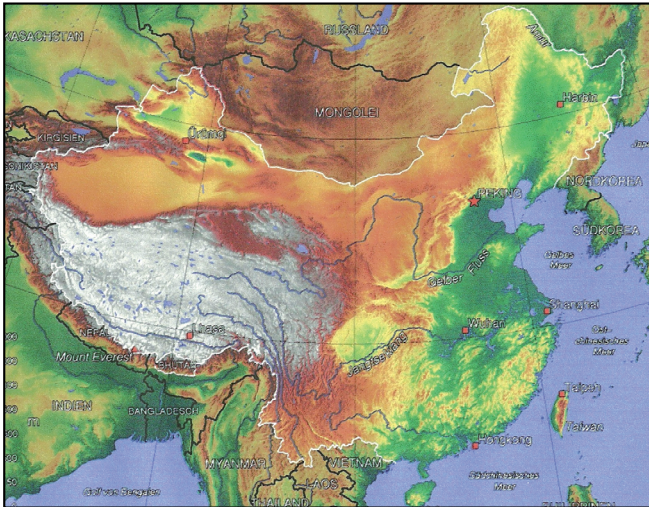
Carte 6. Principaux gisements de gaz de schiste en Chine



Reste à tenir compte de la présence, ou non, de cours d'eau en provenance de régions où la pluviométrie est abondante, et qui peuvent traverser des régions plus ou moins arides. C'est évidemment le cas pour l'Égypte.

Là encore, la confrontation des cartes de gisement et du réseau hydrographique d'un pays permet de se rendre compte des opportunités ou des difficultés d'exploitation des gaz de schiste, comme le montre (une nouvelle fois) le cas chinois.

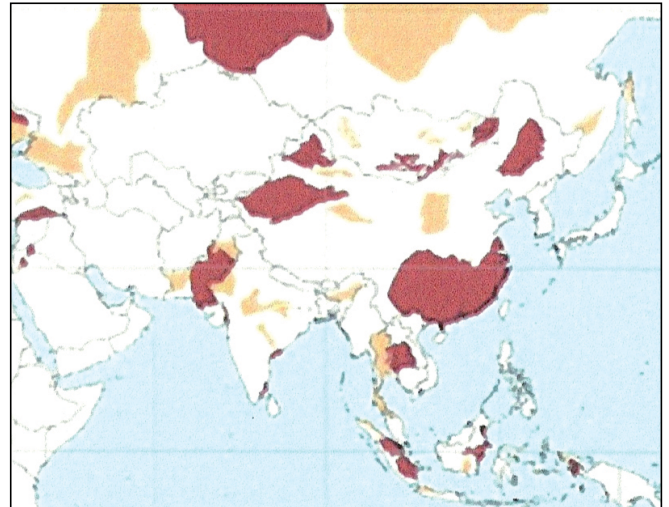
Carte 7. Réseau hydrographique de la Chine



Sources : IEA et Wikipedia.

La carte du réseau hydrographique chinois montre que les grands fleuves en provenance de l'Himalaya passent

Carte 8. Principaux gisements de gaz de schiste en Chine



très nettement au sud des gisements de gaz de schiste du Xinjiang.

2.5. La proximité des gisements et des lieux d'utilisation

C'est un paramètre important : l'économie d'exploitation est très dépendante de la distance entre les lieux de production de gaz et ceux d'utilisation de ce gaz, zones qui sont généralement caractérisées par la présence d'activités industrielles et/ou de concentrations humaines importantes. Dans le cas de la Chine, la confrontation des cartes 5 et 6 montre sans équivoque que l'exploitation des ressources du Xinghian imposera la construction d'un

ou plusieurs gazoducs de plusieurs milliers de km pour atteindre les régions industrielles ou agricoles peuplées de l'est du pays, susceptibles de consommer ce gaz en grande quantité. Mais la faible pérennité de la production potentielle de ces champs (10 à 20 ans) risque de rendre difficile l'amortissement économique de telles installations, très intensives en capital.

2.6. Les paramètres techniques, économiques et organisationnels

Le respect des critères listés *supra* est une condition nécessaire, mais pas suffisante, pour rendre l'exploitation potentielle de gaz de schiste économiquement attrayante pour un pays. Les différents pays se distinguent en effet par leur degré d'expérience industrielle et leur expertise dans le domaine de l'extraction des hydrocarbures, aussi bien du point de vue technique que réglementaire. Ce dernier aspect recouvre une importance particulière dans la mesure où l'exploitation des gaz de schiste suppose un

encadrement réglementaire strict si l'on veut prévenir les nombreux risques environnementaux qui lui sont associés. Le tableau 8 indique, pour chaque pays, la présence (ou non) d'une activité significative (autochtone ou étrangère) d'extraction d'hydrocarbures. On y donne un indicateur de cette activité en examinant l'importance de la production de gaz dans l'économie à travers l'intensité gazière de l'industrie du pays, qui est le rapport de la production de gaz à la valeur ajoutée de l'industrie (à parité de pouvoir d'achat).

Tableau 8. Intensité de l'activité gazière de l'industrie en Méga tep/milliards USD

Asie		Afrique		Amérique	
Chine	19	Algérie	479	Mexique	82
Pakistan	273	Libye	75	Argentine	282
Inde	35	Egypte	352	Brésil	60
Indonésie	184	Turquie	2	Venezuela	161
Thaïlande	155	Tunisie	92	Paraguay	758
<i>Ancienne Union soviétique</i>		Maroc	0	Colombie	79
Russie	764	Afrique du Sud	4	Chili	19
Ukraine	163	Moyen-Orient		Bolivie	1 000
		Jordanie	25	<i>Etats-Unis</i>	215

Pour les quatre pays qui affichent des intensités gazières de leur industrie supérieures à 500 tep/million USD – Bolivie (1 000), Russie et Paraguay (760), Algérie (480) –, ces activités représentent une part très importante de la valeur ajoutée industrielle. Sur la base d'un prix du gaz moyen de l'ordre de 8 USD le M Btu, soit environ 300 USD/tep, cette activité représente 15 à 30 % de l'activité industrielle totale de ces pays. Ces activités représentent de 3 % à 7 % de l'activité industrielle de pays comme les Etats-Unis, l'Ukraine, le Venezuela, l'Argentine, l'Egypte, le Pakistan, l'Argentine, l'Indonésie ou la Thaïlande. Pour d'autres, enfin, cette activité industrielle est marginale, voire nulle.

Ce degré d'activité donne une première indication du degré d'adaptation potentielle de l'industrie d'un pays à l'émergence d'une activité « gaz de schiste ». Mais cette indication reste très incomplète. Une description plus précise de l'instrument industriel et de son évolution à court et moyen termes reste indispensable et, en particulier, des capacités de forage en nombre de plateformes susceptibles d'effectuer des forages horizontaux et des fracturations hydrauliques mobilisables simultanément sur un champ. De même, les questions concernant la capacité à mettre en place les infrastructures de transport nécessaires à la mise en exploitation des champs et à l'évacuation (et éventuellement l'exportation) du gaz méritent une attention particulière.

Il est, en outre, à la fois primordial et délicat d'apprécier le degré de capacité d'expertise de l'administration et de l'organisation politico-administrative de chaque pays. Mais les éléments de réponses à cette dernière question devraient faire partie des critères principaux d'analyse des gouvernements.

A l'issue de ce tour d'horizon, on se rend compte de la très grande diversité des situations des différents pays en regard de ces critères. Il serait donc vain, comme nous l'avons imaginé en engageant cette étude, de tenter de définir une typologie de situations caractéristiques auxquelles les pays intéressés pourraient essayer de se comparer pour décider de leur politique dans ce domaine. En effet, une série de paramètres socioéconomiques, institutionnels organisationnels et politiques, que seuls les pays eux-mêmes sont en mesure d'apprécier et de hiérarchiser, viennent interférer avec des paramètres plus factuels comme la géographie, la géologie ou les ressources en eau.

Il nous a donc semblé plus pertinent de tenter d'établir une grille d'analyse pour étayer de telles politiques sur des bases objectives et concertées entre les diverses instances concernées.

3. Proposition d'une grille d'analyse

Cette grille tente de fournir une première liste de données à rassembler et de dossiers à instruire, mais aussi d'instances à associer, dont la plupart présentent des dimensions interdisciplinaires et interinstitutionnelles particulièrement marquées.

Nous avons regroupé les principales questions à analyser sous trois rubriques :

- les questions de ressources et de géographie : ressources de gaz de schiste, ressources en eau et en sable indispensables à la fracturation, i.e. détermination, cartographie des ressources, questions de logistique associées à l'exploitation (infrastructures, transport, etc.), occupation du territoire, densité d'occupation, etc. ;
- les questions macroéconomiques : enjeux et risques économiques, environnementaux et sociaux d'une éventuelle exploitation, bilan énergétique, balance des paiements, souveraineté énergétique, emplois, politique industrielle, tourisme, aménagement du territoire,

répartition de la rente minière entre les différents partenaires (industriels, collectivités territoriales, etc.) et l'Etat, enjeux d'environnement global et régional, etc. ;

- les questions de gouvernance et de régulation : code minier, définition de règles d'exploitation, mise en place d'une régulation environnementale (en amont, pendant et après exploitation) et de moyens de contrôle, procédures d'arbitrage, de concertation et d'arbitrages local/national (concurrence d'usage des ressources, protection des ressources locales en eau, règles de protection contre les accidents ou les conséquences d'accidents naturels), règles de responsabilité, règles de transparence des opérations, etc.

Nous avons regroupé les responsabilités institutionnelles et administratives sous les 12 rubriques suivantes : Economie et Finances ; Energie et Mines ; Affaires étrangères ; Aménagement du territoire ; Agriculture ; Industrie ; Intérieur et Justice ; Collectivités ; Urbanisme, Equipement et Transports ; Eaux et Forêts ; Tourisme ; Environnement.

3.1. La question des ressources et de la géographie

3.1.1. Les ressources de gaz de schiste

C'est évidemment une donnée primordiale. Sur plus de 150 pays *a priori* concernés par notre étude, nous disposons (grâce aux études réalisées par le US Geological Survey et l'EIA), pour 23 seulement d'entre eux, de présomptions de présence de gisements de gaz de schiste exploitables et d'une cartographie (encore souvent sommaire) des principales régions intéressées. Il y a donc là, pour chacun

des pays, un travail documentaire important à réaliser pour rassembler toutes les données existantes (profils géologiques, cartographie géologique, forages divers [pétroliers gaziers, matières premières], etc.) qui peuvent concourir à une meilleure connaissance du sous-sol, à la mise en évidence de zones favorables, et à une première estimation de leur potentiel. L'objectif de ce travail est d'établir, pour chaque pays, une carte aussi précise que possible des ressources potentielles de gaz du schiste

qu'il possède, sans pour autant pousser les investigations jusqu'à l'exploration par forage des champs potentiels.

Les partenaires naturels d'un tel travail sont les universitaires ou instituts spécialisés dans la géologie et la cartographie et les compagnies pétrolières et gazières présentes dans le pays. Les pouvoirs publics doivent choisir un organisme et sa tutelle administrative pour assurer la coordination de ces études, en concertation avec le ministère de la Recherche et le ministère chargé des Mines.

3.1.2. Les ressources en eau

Ce paramètre, important dans la perspective d'exploitation d'une ressource potentielle de gaz de schiste, mérite une attention particulière et requiert la concertation de plusieurs départements ministériels et des collectivités locales concernées. Les grandes quantités d'eau à amener sur place, de façon ponctuelle, au moment des fracturations, posent en effet à la fois des problèmes de présence de la ressource, de son acheminement sur le site, de la concurrence avec d'autres activités au niveau local (agriculture, industrie, eau domestique, tourisme), aussi bien en termes de volume total annuel que de débit instantané⁹. Enfin, la gestion des eaux usées et la protection des nappes phréatiques imposent des précautions très particulières.

Les principaux départements ministériels concernés sont donc ceux en charge de l'eau, de l'agriculture, de l'urbanisme et du tourisme, de l'équipement et des transports, et de l'environnement.

Une attention toute particulière doit être accordée à l'importance et aux conséquences environnementales des dépenses d'investissement associées à l'acheminement de débits d'eau importants (infrastructures de distribution d'eau ou de transport routier), qui peuvent s'avérer nécessaires pour des durées d'amortissement inhabituellement courtes (quelques mois à quelques années).

⁹ En effet, les usages de l'eau sur un territoire donné peuvent présenter de très fortes fluctuations au cours des saisons. C'est le cas, par exemple, pour l'irrigation, qui entraîne une forte consommation saisonnière, et éventuellement journalière.

3.1.3. Les ressources en sable

Ce paramètre, souvent négligé, doit être pris en compte dès l'origine d'un programme gaz de schiste. En effet, l'exploitation d'un champ moyen de gaz de schiste comportant plusieurs centaines de puits requiert plusieurs centaines de milliers de tonnes de sable de granulométrie très précise¹⁰. Dans de nombreux pays, les besoins de sable engendrés par les travaux publics (infrastructures de transports ferroviaire, routier, portuaire et aérien) et le résidentiel tertiaire créent des tensions sur l'approvisionnement en sable et génèrent de plus en plus souvent des problèmes environnementaux¹¹. Le recensement des carrières de sable de la qualité requise, de leurs emplacements dans le pays considéré et de la disponibilité d'infrastructures de transformation (concassage) et de transport vers les lieux de forage est donc un enjeu important. Les départements ministériels concernés sont principalement le ministère chargé des Carrières, le ministère des Transports, le ministère de l'Environnement et l'ensemble des ministères grands consommateurs de sable (en particulier ceux de l'Équipement et du Logement).

3.1.4. Les questions géographiques

Deux types de questions géographiques se posent : l'une de géographie physique, l'autre de géographie humaine et économique.

La géographie physique

Il est important de connaître avec précision le relief, la nature des sols et les conditions climatiques des régions supposées comporter des gisements de gaz de schiste. La présence de reliefs importants, de zones inondables ou géologiquement instables sont évidemment des contraintes à l'exploitation éventuelle de champs d'autant plus importantes que la densité géographique des puits est forte. Il en est de même des conditions géographiques d'accès aux sites comme d'évacuation de la production de gaz, qui peuvent présenter

¹⁰ La taille des grains doit être adaptée à la largeur des fissures créées par la fracturation.

¹¹ Par exemple : par la modification des fonds marins ou du lit des rivières entraînée par l'extraction du sable.

des contraintes particulières (zones montagneuses, zones humides, zones inondables¹², climats extrêmes, etc.).

La géographie économique

La densité spatiale d'occupation du sol et les risques environnementaux locaux spécifiques à l'exploitation des gaz de schiste imposent une analyse des questions de concurrence d'usage des sols et de périmètre démographique des risques pour les populations. D'où la nécessité d'une cartographie aussi précise que possible des densités de population locale, du degré d'urbanisation des sols, de la nature et de l'intensité des activités agricoles, industrielles ou touristiques, qui y sont pratiquées etc. L'analyse doit prendre également en compte les conséquences éventuelles, en fonction des éléments précédents d'accidents ou d'incidents affectant le sol, le sous-sol ou l'atmosphère au niveau local ou régional¹³.

Le résultat attendu de ces diverses études est la réalisation d'une cartographie précise et quantifiée des trois ressources. La superposition de ces cartes aux cartes de géographie économique doit permettre (i) de faire une première estimation des contraintes et des opportunités locales

d'exploitation d'éventuelles ressources de gaz de schiste, (ii) d'en éliminer certaines et (iii) d'avoir un premier aperçu des infrastructures à mettre éventuellement en place pour les champs de gaz de schiste *a priori* les plus favorables. Remarquons qu'il n'est pas nécessaire, jusqu'à cette étape, de procéder à des forages d'exploration : ce n'est qu'à l'issue de cet ensemble d'études que des explorations physiques pourront être réalisées dans les zones qui émergent des filtres successifs (constitués par superposition des cartes), si toutefois les considérations macroéconomiques et de gouvernance envisagées *infra* confirment l'intérêt d'aller plus loin.

Nous insistons ici, dans cette analyse préalable, sur l'importance d'une coopération de nombreux départements ministériels et d'un lieu de coordination et d'arbitrage définis dès l'origine entre ces différents départements dont les intérêts peuvent diverger (mines, carrières, eau, équipement, agriculture, transports, industrie, économie, collectivités locales, tourisme, environnement).

¹² Un même type de dysfonctionnement peut avoir des conséquences environnementales très différentes selon les conditions géologiques et démographiques locales et régionales.

¹³ Cette dernière éventualité a été mise en évidence au cours de l'inondation des champs de gaz de schiste du Colorado, à l'automne 2013 : plusieurs milliers de puits ont été inondés et partiellement ou complètement détruits, avec les conséquences environnementales que l'on peut imaginer.

3.2. Les questions macroéconomiques

Les enjeux économiques, environnementaux et sociaux d'une éventuelle exploitation, sont nombreux et divers : enjeux énergétiques (souveraineté énergétique, sécurité énergétique, etc.) bilan énergétique, enjeux économiques (balance des paiements, exportation-importation, compétitivité, emplois, politique industrielle), enjeux d'aménagement du territoire, enjeux d'environnement global et régional, enjeux sociaux (répartition de la rente minière entre les différents partenaires industriels, collectivités territoriales, etc., et l'Etat)

3.2.1. Les questions énergétiques

Les questions de souveraineté ou d'indépendance énergétique sont, à juste titre, pour tous les pays, des questions essentielles. La disposition d'énergie a en effet une telle importance dans les sociétés que le spectre d'une pénurie d'approvisionnement est unanimement redouté par les pouvoirs publics¹⁴. La sécurité d'approvisionnement en énergie à partir de moyens territoriaux constitue toujours, aux yeux des pouvoirs publics, un moyen privilégié pour atteindre cet objectif.

L'analyse du bilan énergétique du pays et des modifications que pourrait apporter une exploitation nationale des gaz de schiste à ce bilan permet de dresser une image synthétique des enjeux, aussi bien en termes d'offres que de demande :

- la nouvelle production va-t-elle se substituer à du gaz importé pour satisfaire une demande existante de gaz naturel ?
- Va-t-elle se substituer à une autre source d'énergie ? Dans ce cas, dispose-t-on des appareils d'usage de cette nouvelle énergie dans le pays (centrales électriques, chaudières, etc.) ou faut-il les importer ?
- La nouvelle production va-t-elle satisfaire de nouveaux besoins, et dans quels secteurs socioéconomiques

(énergie ou matière première pour l'industrie, production d'électricité, confort domestique, éventuellement transports) ?

- La nouvelle production est-elle principalement destinée à l'exportation ? Si oui bénéficie-t-elle d'infrastructures existantes (gazoducs, terminaux méthaniers), ou faut-il créer ces infrastructures d'exportation ?

Voici quelques-unes des questions que permet de faire émerger, dans une approche synthétique, la présentation en tableau croisé d'un bilan énergétique qui prend en compte les diverses productions et importations-exportations d'énergie, mais aussi la répartition de la consommation d'énergie par secteur économique. L'analyse prévisionnelle d'évolution de la structure du bilan énergétique sous l'influence d'une production nationale de gaz de schiste de plus ou moins grande ampleur permet, par la cohérence d'analyse qu'elle impose, de mettre à jour un ensemble de questions industrielles et sectorielles importantes sur son emploi.

Les départements ministériels concernés sont, au premier chef, le ministère chargé de l'Énergie (production et consommation d'énergie, en particulier maîtrise de l'énergie), le ministère chargé de l'Industrie, de la Production d'électricité, le ministère de l'Équipement et le ministère du Logement, puis celui de l'Économie et, éventuellement, le ministère des Affaires étrangères.

3.2.2. Les questions de sécurité énergétique et de balance des paiements

Pour la plupart des pays, le bilan import/export des produits énergétiques en termes de devises est un point crucial : pour les pays peu dotés en ressources primaires d'énergie, parce que l'importation d'énergie est un poste important du coût en devises de l'ensemble des importations, et pour les pays exportateurs, parce que c'est une source souvent majeure des devises nécessaires à son développement.

¹⁴ Au même titre que la souveraineté et la sécurité alimentaire.

On sait, par ailleurs, que les marchés régionaux du gaz naturel se distinguent très nettement par leurs prix de référence : autour de 5 USD/M btu pour l'Amérique du Nord, 8 USD/M btu pour l'Europe et la Méditerranée, 12 USD/M btu pour l'Asie du Sud et de l'Est.

- La perspective d'une exploitation du gaz de schiste doit donc être envisagée sous les angles suivants :
- quelle amélioration du bilan import/export de devises peut-on en espérer, dans quel délai et pour combien de temps ?
- Vis-à-vis de quels pays fournisseurs l'indépendance acquise se manifesterait-elle ?
- Vers quels pays l'exportation de gaz de schiste peut-elle être envisagée ?

Ces interrogations concernent au premier chef le ministère de l'Economie et du Budget, le ministère des Affaires étrangères et le ministère en charge de l'Energie.

3.2.3 Les questions de politique industrielle

L'exploitation des gaz de schiste suppose la présence simultanée de nombreuses plateformes de forage.

- Comment assurer la pérennité de cette présence sur plusieurs années ?
- Quelle est la part de l'industrie locale et quelle est celle de l'industrie étrangère d'extraction et d'usage ?
- Quelles sont les conséquences sur les politiques industrielles par secteur utilisateur (chimie, électricité, chauffage domestique) ?

3.2.4. Les questions de répartition de la rente, d'emploi, de compétitivité, etc.

Parmi les questions qui se posent aux pays concernés, figurent

la question de la plus-value locale et celles des investissements initiaux d'infrastructure, supportés en tout état de cause par le pays lors de la mise en exploitation de gaz de schiste.

- Quelle répartition de la rente éventuelle entre les producteurs de gaz de schiste, l'Etat et les collectivités locales ?
- Quelles perspectives d'emplois locaux éventuellement créés et d'emplois nationaux induits ?
- Quelle répartition des charges d'infrastructures entre les pouvoirs publics nationaux ou territoriaux (routes, adductions d'eau, gazoducs) et les producteurs (nationaux ou étrangers) ?

Quelles répercussions de cette production nationale sur la compétitivité industrielle (chimie, etc.) ?

Là encore, les compétences des ministères de l'Economie, de l'Industrie, des Affaires étrangères, de l'Intérieur, de l'Aménagement du territoire et des Collectivités territoriales sont nécessaires à l'instruction des dossiers correspondants.

3.2.5. Les questions d'environnement global

L'exploitation des gaz de schiste est susceptible de provoquer des émissions fugitives plus ou moins importantes de méthane, puissant gaz à effet de serre. Ces fuites sont comptées dans l'inventaire des émissions de gaz à effet de serre nationales des pays producteurs dans le cadre des accords de la Convention climat (protocole de Kyoto). Il est donc nécessaire d'en tenir compte dans les engagements éventuels déjà pris, ou susceptibles d'être pris vis-à-vis de la communauté internationale, en ce qui concerne la lutte contre le réchauffement climatique. Cet aspect peut rapidement prendre de l'importance, en particulier pour les pays qui deviendraient exportateurs de gaz de schiste et qui se verraient cependant comptabiliser les fuites de méthane liées à cette exportation dans leur inventaire national. Les départements ministériels concernés sont les départements chargés des Affaires étrangères, de l'Environnement et de l'Economie.

3.3. Les questions de gouvernance et de régulation

Nous avons vu, dans la première partie de cette étude, l'importance des questions de régulation administrative pour encadrer l'exploitation éventuelle de gaz de schiste. Les questions de droit d'accès au sous-sol en sont un premier élément déterminant. En outre, une vigilance toute particulière doit être portée aux questions d'environnement, de concurrence d'usage du sol et de risques d'accident, puisque la densité spatiale des forages et les technologies employées sont potentiellement sources de risques environnementaux locaux et globaux très spécifiques.

3.3.1. Le code minier

La plupart des codes miniers existants reposent sur l'un des trois concepts suivants :

- le propriétaire de la surface est propriétaire du sous-sol (système en vigueur aux États-Unis) ;
- la mine appartient à celui qui la découvre ;
- le sous-sol est sous contrôle étatique ; ce système connaît deux formes :
 - les gisements sont la propriété de l'État et font partie de son domaine ; la recherche et l'exploitation de ces richesses nationales font l'objet de contrats passés avec l'État (système en vigueur au Moyen-Orient) ;
 - les gisements n'appartiennent à personne (*res nullius*) mais c'est à l'État d'en attribuer l'usage et d'en fixer les conditions d'exploitation (système français).

Quels que soient les principes de droit sur lesquels ils se fondent, les différents codes en vigueur dans les différents pays, quand ils existent, ont été conçus pour des activités extractives traditionnelles. Ils peuvent nécessiter des adaptations pour tenir compte des spécificités de l'exploitation des gaz de schiste (densité des forages, risques environnementaux, etc.), en particulier pour prévoir

les éléments de concertation, les procédures d'arbitrage indispensables au niveau territorial, la protection des ressources locales en eau et des paysages, la protection contre les risques sismiques et les responsabilités de remise en état des sites de forage après exploitation.

Ces questions relèvent principalement du ministère en charge des Mines, du ministère de l'Intérieur chargé des territoires, du ministère de la Justice et du ministère de l'Environnement.

3.3.2. L'édition de règles environnementales adaptées à l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste

L'édition de règles environnementales claires et strictes et le contrôle réel, sur le terrain, de leur application sont des conditions importantes pour une exploration et une exploitation maîtrisées des gaz de schiste. Les dysfonctionnements mis en lumière par l'exemple américain, dans un pays pourtant doté d'une administration *a priori* puissante et compétente¹⁵, met en évidence la nécessité d'une attention très soutenue à un ensemble de questions, parmi lesquelles la mise en place de règles strictes et vérifiables concernant :

- les permis d'explorer et d'exploiter les gisements ;
- l'emploi de la fracturation hydraulique, si elle est autorisée ;
- la protection contre les risques de séismes éventuellement induits par la fracturation ;
- la mesure de la qualité de l'eau autour des puits et la protection des nappes phréatiques ;
- la dépollution des eaux d'exhaure des puits de gaz de schiste ;

¹⁵ Voir Ridlington et Rumpler (2013), dont la conclusion est la suivante : « en 2012, la fracturation hydraulique a contaminé 1,3 milliard m³ d'eau, consommé 1,1 milliard m³ d'eau potable et dégradé 145 000 hectares de terres ».

- la protection contre les fuites de méthane dans l'atmosphère aux différentes étapes du processus d'exploitation et de transport ;
- la remise en état des sites après exploitation, qui pose des problèmes particuliers, avec une définition et un calendrier précis des opérations.

Cet ensemble de règles concerne au premier chef le ministère en charge de l'Environnement, qui pourrait utilement assurer la coordination du travail interministériel nécessaire à l'édiction de ces règles avec les départements chargés de la Justice, de l'Energie, des Mines, de l'Eau, et des Collectivités locales.

3.3.3. Le contrôle du respect des règles d'environnement

La mise en place d'un organisme de contrôle doté de suffisamment de moyens humains techniques et financiers pour vérifier efficacement, sur le terrain, le respect des règles édictées sur l'ensemble de la vie d'un champ gazier (avec une capacité réelle de sanction des comportements inadaptés) est probablement le point qui mérite le plus d'attention, tant il est essentiel à la protection contre les nombreux risques d'une opération d'exploitation ambitieuse de gaz de schiste.

Sans préjuger du type d'organisation retenue, il paraît indispensable d'assurer à cet organisme de contrôle un statut qui lui assure une indépendance réelle, non seulement vis-à-vis des producteurs et distributeurs de gaz, mais aussi vis-à-vis des départements ministériels (Economie et Finances, ministère de l'Industrie et de l'Energie), directement intéressés par les bénéfices de cette production. Des exemples, comme celui de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) française – autorité administrative indépendante, dotée de pouvoirs de police lui permettant de provoquer l'arrêt d'une installation qui ne respecte pas

les normes requises –, pourraient servir de support à la réflexion des pouvoirs publics.

3.3.4. Le développement équilibré des territoires concernés

L'expérience américaine montre la nécessité de lieux de négociation et d'arbitrage entre les intérêts et préoccupations de la puissance publique nationale (sécurité énergétique, balance des paiements, environnement global, compétitivité nationale, etc.), ceux des industriels concernés (rapidité des procédures d'autorisation, disponibilité d'infrastructures, rentabilité des projets, etc.) ceux des différents acteurs locaux du développement (emploi, environnement local, compétition avec d'autres usages, etc.), et, enfin, ceux des citoyens qui habitent à proximité des champs gaziers (rente éventuelle, emplois induits, nuisances diverses).

Les départements ministériels concernés sont principalement le ministère chargé des Collectivités locales, le ministère de l'Environnement, le ministère de l'Industrie, les différentes instances électives représentant les collectivités locales et les chambres consulaires locales, et les organisations de citoyens (associations locales, syndicats, etc.).

Le tableau 9, qui résume les propos précédents, montre l'importance d'une approche pluridisciplinaire et multisectorielle de la question des gaz de schiste pour un pays qui souhaite s'engager dans une politique d'exploration, puis éventuellement d'exploitation, de cette ressource.

Il ne serait donc pas illogique que la coordination générale d'une telle opération soit assurée par une mission auprès du Premier ministre du pays concerné, disposant d'une réelle capacité d'arbitrage entre les nombreux départements ministériels impliqués plus ou moins directement dans ce type de politique.

Tableau 9. Grille des différentes questions et des secteurs ministériels principalement concernés

Questions	Economie et Finances	Energie et Mines	Recherche	Aménagement du territoire	Affaires étrangères	Agriculture	Industrie	Intérieur et Justice	Collectivités territoriales	Urbanisme, Equipement, Transport	Eaux et Forêts	Tourisme	Environnement
1. Ressources et géographie													
1.1. Ressources de gaz de schiste													
1.2. Ressources en eau													
1.3. Ressources en sable													
1.4. Géographie physique													
1.5. Géographie économique													
2. Macroéconomie													
2.1. Energie													
2.2. Sécurité énergétique et balance des paiements													
2.3. Politique industrielle													
2.4. Rente, emploi, compétitivité													
2.5. Environnement global													
3. Gouvernance et régulation													
3.1. Code minier													
3.2. Règles environnementales													
3.3. Contrôle des règles													
3.4. Développement équilibré des territoires													

4. Eléments de conclusion

L'étude que nous avons effectuée, sur la base encore étroite de l'expérience récente des Etats-Unis, ne permet pas d'anticiper avec certitude les enjeux qui sont liés au développement de l'exploitation des gaz de schiste dans les différentes régions du monde. Néanmoins, les ressources probables de gaz de schiste semblent importantes et leur exploitation potentielle peut légitimement apparaître comme un enjeu important pour de nombreux pays.

L'expérience américaine montre que ce type de production comporte des caractères très spécifiques, au premier rang desquels on trouve des profils de production très différents de ceux de production de gaz conventionnel : la très rapide décroissance des débits des puits impose un renouvellement important des forages pour maintenir la production à son niveau initial ; la très forte densité de puits qui en résulte entraîne des conséquences importantes pour l'environnement ; le profil particulier de production induit des caractéristiques économiques et industrielles d'exploitation très différentes de celles qu'on rencontre généralement dans l'industrie gazière ; enfin, la pratique aujourd'hui indispensable de la fracturation hydraulique peut conduire à des ponctions importantes sur les ressources locales en eau et à des pollutions locales, régionales et globales préoccupantes.

Pour cerner de façon plus précise les enjeux d'un développement de l'exploitation du gaz de schiste dans un pays donné, il faut donc analyser l'ensemble des paramètres susceptibles de favoriser, ou au contraire de freiner, voire d'interdire, l'exploitation du gaz de schiste dans une région ou un pays déterminé. En examinant à la fois les questions de ressources et de géographie, les

questions macroéconomiques et, enfin, les questions de gouvernance et de régulation, nous avons pu ébaucher une grille d'analyse qui croise les questions principales.

De l'analyse ainsi conduite se dégagent les quelques conclusions et recommandations suivantes :

- la prise de conscience du fait que l'exceptionnel concours de circonstances favorables (ressources, géographie, potentiel industriel) qui a permis le développement très rapide de la production du gaz de schiste aux Etats-Unis n'est pas accessible à tous les pays du monde, même si les ressources potentielles qu'on leur attribue s'avéraient réellement exploitables ;
- la connaissance des risques environnementaux associés à cette exploitation justifie la mise en place, par les pouvoirs publics, de moyens de gouvernance et de régulation ;
- la complexité de ce type de dossier justifie l'importance décisive que recouvre à nos yeux une analyse multicritères, multisectorielle et pluridisciplinaire des nombreux paramètres à instruire pour fonder une décision d'action.

L'ensemble de ces considérations nous conduit à recommander l'établissement, à haut niveau gouvernemental, d'un lieu de négociation et d'arbitrage entre les intérêts divers, et potentiellement divergents, des différents départements ministériels, des collectivités territoriales et des citoyens directement concernés par une politique de développement de la production de gaz de schiste.

Liste des sigles et abréviations

AFD	Agence Française de Développement
AIE	Agence internationale de l'énergie
ASN	Autorité de sûreté nucléaire
BTP	Bâtiments-travaux publics
Btu	British Thermal Unit
CCG	Cycles combinés à gaz
EIA	Energy Information Administration
EPA	Environmental Protection Agency
GIEC	Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat
PRG	Pouvoir de réchauffement global
Tep	Tonne d'équivalent pétrole
UNCTAD	United Nations Conference on Trade and Development
USD	Dollars (Etats-Unis)

Bibliographie

Allen, D.T., V. M. Torres, J. Thomas, D. W. Sullivan, M. Harrison, A. Hendler, S. C. Herndon, C. E. Kolb, M. P. Fraser, A. D. Hill, B. K. Lamb, J. Miskimins, R. F. Sawyer et J. H. Seinfeld (2013), "Measurements of Methane Emissions at Natural Gas Production Sites in the United States", *Proceedings of the National Academy of Sciences (PNAS)* (www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1304880110)

Alvarez, R.A., Allen, D.T., V. M. Torres, J. Thomas, D. W. Sullivan, M. Harrison, A. Hendler, S. C. Herndon, C. E. Kolb, S. W. Pacala, J. J. Winebrake, W. L. Chameides et S.P. Hamburg (2012), "Greater Focus Needed on Methane Leakage from Natural Gas Infrastructure", *Proceedings of the National Academy of Sciences (PNAS)* www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1202407109

Bauquis, P.R. (2013), « Les gaz de roche mère », cours , Ecole des Mines Paris Tech, Paris.

Burnham, A, J. Han, C.E. Clark, M. Wang, J.B. Dunn et I.P. Rivera (2012), "Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum", *Environmental Science & Technology*, 46(2): 619-27

Cathles, L.M., L. Brown, M. Taam et A. Hunter (2012), "A Commentary on "The Greenhouse-Gas Footprint of Natural Gas in Shale Formations" by R.W. Howarth, R. Santoro, and Anthony Ingraffea", *Climatic Change*, 113: 525-535.

Dessus, B., B. Laponche et H. Le Treut (2008), « Effet de serre, n'oublions pas le méthane », *La Recherche*, n° 417, p. 47.

EIA (2013), "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States".

EPA (2011), *Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2009*, April 15, US Environmental Protection

Fellous, J.-L. et C. Gautier (2013), *Les gaz de schiste, nouvel Eldorado ou impasse ?*, collection Sciences, Odile Jacob, Paris.

Fiore, A. M., D.J. Jacob, B.D. Field, D. G. Streets, S. D. Fernandes, C. Jang (2002), "Linking Ozone Pollution and Climate Change: The Case for Controlling Methane", *Geophysical Research Letters*, Vol. 29, Issue 19: 25-1–25-4, Wiley.

GAO (2010), "Federal Oil and Gas Leases Opportunities Exist to Capture Vented and Flared Natural Gas, Which Would Increase Royalty Payments and Reduce Greenhouse Gases", Report to Congressional Requesters, United States Government Accountability Office, Washington, DC.

- Gilman, J.B, B.M. Lerner, W.C. Kuster et J .A. de Gouw (2013), "Source Signature of Volatile Organic Compounds from Oil and Natural Gas Operations in Northeastern Colorado", *Environmental Science & Technology*, 47: 1297-1305.
- Harrison, M.R., T.M. Shires, J.K. Wessels, R.M. Cowgill (1996), *Methane Emissions from the Natural Gas Industry*, Volumes 1-15, *Final Report*, GRI-94/0257 and EPA-600/R-96- 080, Gas Research Institute & US Environmental Protection Agency
- Hayhoe, K, H.S. Kheshgi, A.K. Jain et D.J. Wuebbles (2002), "Substitution of Natural Gas for Coal: Climatic Effects of Utility Sector Emissions", *Climatic Change*, 54: 107-139.
- Howarth, R., D. Shindell, R. Santoro, A. Ingraffea, N. Phillips et A. Townsend-Smal (2012a), "Methane Emissions from Natural Gas Systems", *Background paper Paper for the National Climate Assessment*, Reference number 2011-0003.
- Howarth, R.W., R. Santoro, A. Ingraffea (2012), "Venting and Leakage of Methane from Shale Gas Development: Reply to Cathles *et al.*", *Climatic Change*, 113: 537-549.
- Howarth, R.W., R. Santoro, A. Ingraffea (2011), "Methane and the Greenhouse-Gas Footprint of Natural Gas from Shale Formations", *Climatic Change Letters*, 106:679-690.
- Hughes, J.D. (2013), *Drill, baby drill*, Post Carbon Institute, Santa Rosa, CA.
- Hultman, N., D. Rebois, M. Scholten et C. Ramig (2011), "The Greenhouse Impact of Unconventional Gas for Electricity Generation", *Environmental Research Letters*, Vol. 6: 044008
- IHS (2012), "America's New Energy Future: the Unconventional Oil and Gas Revolution and the US Economy" IHS.
- Jackson, R.B, A. Vengosh, T.H. Darrah, N.R. Warner, A. Down, R.J. Poreda, S.G. Osborn, K. Zhao et J.D. Karr (2013), "Increased Stray Gas Abundance in a Subset of Drinking Water Well Near Marcellus Shale Gas Extraction", *Proceedings of the National Academy of Sciences (PNAS)*.
- Jiang, M., W.M. Griffin, C. Hendrickson, P. Jaramillo, J. Van Briesen et A. Venkatesh (2011), "Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Marcellus Shale Gas", *Environmental Research Letters*, Vol. 6: 034014,
- Karion, A., C. Sweeney, G. Pétron, G. Frost, R. M. Hardesty, J. Kofler, B. R. Miller, T.Newberger, S. Wolter, R. Banta, A. Brewer, E. Dlugokencky, P. Lang, S. A. Montzka, R. Schnell, P. Tans, M. Trainer, R. Zamora et S. Conley (2013), "Methane Emissions Estimate from Airborne Measurements over a Western United States Natural Gas Field", *Geophysical Research Letters*, Vol. 40, 1-5.
- Lelieveld, J., S. Lechtenböhmer, S. S. Assonov, C. A. M. Brenninkmeijer, C. Dienst, M. Fishedick et T. Hanke (2005), "Low Methane Leakage from Gas Pipelines", *Nature*, 434: 841-842.

- Lyon, D. et T. Chu (2011), "Emissions Inventory & Ambient Air Monitoring of Natural Gas Production in the Fayetteville Shale Region", Arkansas Dept. of Environmental Quality, North Little Rock.
- Maugeri, L. (2013), "The Shale Oil Boom: a US Phenomenon", *Discussion Paper*, Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard University.
- Miller, S.M., S. C. Wofsy, A. M. Michalak, E. A. Kort, A. E. Andrews, S. C. Biraud, E. J. Dlugokencky, J. Eluszkiewicz, M. L. Fischer, G. Janssens-Maenhout, B. R. Miller, J. B. Miller, S. A. Montzka, T. Nehrkorn et C. Sweeney (2013), *Proceedings of the National Academy of Sciences (PNAS)*, 25 novembre.
- Petron, G., G. J. Frost, B. R. Miller, A. I. Hirsch, S. A. Montzka, A. Karion, M. K. Trainer, C. Sweeney, A. E. Andrews, L. Miller, J. Kofler, A. Bar-Ilan, E. J. Dlugokencky, L. Patrick, C. T. Moore, T. B. Ryerson, C. Siso, W. Kolodzey, P. M. Lang, T. J. Conway, P. C. Novelli, K.A. Masarie, B. D. Hall, D. Guenther, D. R. Kitzis, J. B. Miller, D. C. Welsh, D. E. Wolfe, W. D. Neff, P. P. Tans (2012), "Hydrocarbon Emissions Characterization in the Colorado Front Range - A Pilot Study", *Journal of Geophysical Research*.
- Picot, A. (2012), *Bilan toxicologique et chimique. L'exploration et l'exploitation des huiles et gaz de schiste ou hydrocarbures de roche mère par fracturation hydraulique*, Association Toxicologie-Chimie, Paris.
- Ridlington, E. et J. Rumpler (2013), *Fracking by the Numbers, Key Impacts of Dirty Drilling at the State and National Level*, Environment America Research & Policy Center, octobre.
- Schaefer, K, T. Zhang, L. Bruhwiler et A. Barrett (2011), "Amount and Timing Ofpermafrost Carbon Release in Response to Climate Warming", *Tellus*, 63: 165-180.
- Schnell, R.C., S. J. Oltmans, R. R. Neely, M. S. Endres, J. V. Molenaar et A. B. White (2009), "Rapid Photochemical Production of Ozone at High Concentrations in a Rural Site During Winter", *Nature, Geoscience* 2: 120-122.
- Stephenson, T, J.E. Valle et X. Riera-Palou (2011), "Modeling the Relative GHG Emissions of Conventional and Shale Gas Production", *Environmental Science and Technology*, 45: 10757-10764
- Texas Water Development Board (2012), "State Water Plan", Ch. 3, p. 137, Table 3.3 (http://www.twdb.state.tx.us/publications/state_water_plan/2012/03.pdf)
- U.S. Geological Survey (2012a), *An Estimate of Undiscovered Conventional Oil and Gas Resources of the World, 2012*, Fact Sheet 2012-3028, mars.
- U.S. Geological Survey (2012b), *Assessment of Potential Additions to Conventional Oil and Gas Resources of the World (Outside the United States) from Reserve Growth, 2012*, Fact Sheet 2012-3052, avril.

Venkatesh A, P. Jaramillo, W.M. Griffin et H. S. Matthew (2011), "Uncertainty in Lifecycle Greenhouse Gas Emissions from United States Natural Gas End-Uses and its Effect on Policy", *Environmental Science and Technology*, 45: 8182-8189.

Waxman, H.A., E.J. Markey et D. Degette (2011), *Chemicals Used in Hydraulic Fracturing*, Chambre des représentants, avril.

Série Documents de travail / Working Papers Series Publiés depuis janvier 2009 / published since January 2009

Les numéros antérieurs sont consultables sur le site : <http://recherche.afd.fr>

Previous publications can be accessed online at: <http://recherche.afd.fr>

- N° 78 « L'itinéraire professionnel du jeune Africain » - Les résultats d'une enquête auprès de jeunes leaders Africains sur les dispositifs de formation professionnelle post-primaire
Richard Walther, consultant ITG, Marie Tamoifo, porte-parole de la jeunesse africaine et de la diaspora
Contact : Nicolas Lejosne, AFD - janvier 2009.
- N° 79 Le ciblage des politiques de lutte contre la pauvreté : quel bilan des expériences dans les pays en développement ?
Emmanuelle Lavallée, Anne Olivier, Laure Pasquier-Doumer, Anne-Sophie Robilliard, DIAL - février 2009.
- N° 80 Les nouveaux dispositifs de formation professionnelle post-primaire. Les résultats d'une enquête terrain au Cameroun, Mali et Maroc
Richard Walther, Consultant ITG
Contact : Nicolas Lejosne, AFD - mars 2009.
- N° 81 *Economic Integration and Investment Incentives in Regulated Industries*
Emmanuelle Auriol, Toulouse School of Economics, Sara Biancini, Université de Cergy-Pontoise, THEMA,
Comments by : Yannick Perez and Vincent Rioux - April 2009.
- N° 82 Capital naturel et développement durable en Nouvelle-Calédonie - Etude 1. Mesures de la « richesse totale » et soutenabilité du développement de la Nouvelle-Calédonie
Clément Brelaud, Cécile Couharde, Vincent Géronimi, Elodie Maître d'Hôtel, Katia Radja, Patrick Schembri, Armand Taranco, Université de Versailles - Saint-Quentin-en-Yvelines, GEMDEV
Contact : Valérie Reboud, AFD - juin 2009.
- N° 83 The Global Discourse on "Participation" and its Emergence in Biodiversity Protection
Olivier Charnoz, AFD - July 2009.
- N° 84 *Community Participation in Biodiversity Protection: an Enhanced Analytical Framework for Practitioners*
Olivier Charnoz, AFD - August 2009.
- N° 85 Les Petits opérateurs privés de la distribution d'eau à Maputo : d'un problème à une solution ?
Aymeric Blanc, Jérémie Cavé, LATTIS, Emmanuel Chaponnière, Hydroconseil
Contact : Aymeric Blanc, AFD - août 2009.
- N° 86 Les transports face aux défis de l'énergie et du climat
Benjamin Dessus, Global Chance.
Contact : Nils Devernois, département de la Recherche, AFD - septembre 2009.
- N° 87 Fiscalité locale : une grille de lecture économique
Guy Gilbert, professeur des universités à l'École normale supérieure (ENS) de Cachan
Contact : Réjane Hugounenq, AFD - septembre 2009.
- N° 88 Les coûts de formation et d'insertion professionnelles - Conclusions d'une enquête terrain en Côte d'Ivoire
Richard Walther, expert AFD avec la collaboration de Boubakar Savadogo (Akilia) et de Borel Foko (Pôle de Dakar)
Contact : Nicolas Lejosne, AFD - octobre 2009.

- N° 89 Présentation de la base de données. Institutional Profiles Database 2009 (IPD 2009)
Institutional Profiles Database III - Presentation of the Institutional Profiles Database 2009 (IPD 2009)
Denis de Crombrughe, Kristine Farla, Nicolas Meisel, Chris de Neubourg, Jacques Ould Aoudia, Adam Szirmai
Contact : Nicolas Meisel, département de la Recherche, AFD - décembre 2009.
- N° 90 Migration, santé et soins médicaux à Mayotte
Sophie Florence, Jacques Lebas, Pierre Chauvin, Equipe de recherche sur les déterminants sociaux de la santé et du recours aux soins UMRS 707 (Inserm - UPMC)
Contact : Christophe Paquet, AFD - janvier 2010.
- N° 91 Capital naturel et développement durable en Nouvelle-Calédonie - Etude 2. Soutenabilité de la croissance néo-calédonienne : un enjeu de politiques publiques
Cécile Couharde, Vincent Géronimi, Elodie Maître d'Hôtel, Katia Radja, Patrick Schembri, Armand Taranco
Université de Versailles – Saint-Quentin-en-Yvelines, GEMDEV
Contact : Valérie Reboud, AFD - janvier 2010.
- N° 92 *Community Participation Beyond Idealisation and Demonisation: Biodiversity Protection in Soufrière, St. Lucia*
Olivier Charnoz, AFD - January 2010.
- N° 93 *Community Participation in the Pantanal, Brazil: Containment Games and Learning Processes*
Participation communautaire dans le Pantanal au Brésil : stratégies d'endiguement et processus d'apprentissage
Olivier Charnoz, AFD - février 2010.
- N° 94 Développer le premier cycle secondaire : enjeu rural et défis pour l'Afrique subsaharienne
Alain Mingat et Francis Ndem, IREDU, CNRS et université de Bourgogne
Contact : Jean-Claude Balmès, département Education et formation professionnelle, AFD - avril 2010
- N° 95 Prévenir les crises alimentaires au Sahel : des indicateurs basés sur les prix de marché
Catherine Araujo Bonjean, Stéphanie Brunelin, Catherine Simonet, CERDI - mai 2010.
- N° 96 La Thaïlande : premier exportateur de caoutchouc naturel grâce à ses agriculteurs familiaux
Jocelyne Delarue, AFD - mai 2010.
- N° 97 Les réformes curriculaires par l'approche par compétences en Afrique
Francoise Cros, Jean-Marie de Ketele, Martial Dembélé, Michel Develay, Roger-François Gauthier, Najoua Ghriss, Yves Lenoir, Augustin Murayi, Bruno Suchaut, Valérie Tehio - juin 2010.
- N° 98 Les coûts de formation et d'insertion professionnelles - Les conclusions d'une enquête terrain au Burkina Faso
Richard Walther, Boubakar Savadogo, consultants en partenariat avec le Pôle de Dakar/UNESCO-BREDA.
Contact : Nicolas Lejosne, AFD - juin 2010.
- N° 99 *Private Sector Participation in the Indian Power Sector and Climate Change*
Shashanka Bhide, Payal Malik, S.K.N. Nair, Consultants, NCAER
Contact: Aymeric Blanc, AFD - June 2010.
- N° 100 Normes sanitaires et phytosanitaires : accès des pays de l'Afrique de l'Ouest au marché européen - Une étude empirique
Abdelhakim Hammoudi, Fathi Fakhfakh, Cristina Grazia, Marie-Pierre Merlateau.
Contact : Marie-Cécile Thirion, AFD - juillet 2010.
- N° 101 Hétérogénéité internationale des standards de sécurité sanitaire des aliments : Quelles stratégies pour les filières d'exportation des PED ? - Une analyse normative
Abdelhakim Hammoudi, Cristina Grazia, Eric Giraud-Héraud, Oualid Hamza.
Contact : Marie-Cécile Thirion, AFD - juillet 2010.

- N° 102 Développement touristique de l'outre-mer et dépendance au carbone
Jean-Paul Ceron, Ghislain Dubois et Louise de Torcy.
Contact : Valérie Reboud, AFD - octobre 2010.
- N° 103 Les approches de la pauvreté en Polynésie française : résultats et apports de l'enquête sur les conditions de vie en 2009
Javier Herrera, IRD-DIAL, Sébastien Merceron, Insee.
Contact : Cécile Valadier, AFD - novembre 2010.
- N° 104 La gestion des déchets à Coimbatore (Inde) : frictions entre politique publique et initiatives privées
Jérémy Cavé, Laboratoire Techniques, Territoires et Sociétés (LATTTS), CNRS - décembre 2010.
- N° 105 Migrations et soins en Guyane - Rapport final à l'Agence Française de Développement dans le cadre du contrat AFD-Inserm
Anne Jolivet, Emmanuelle Cadot, Estelle Carde, Sophie Florence, Sophie Lesieur, Jacques Lebas, Pierre Chauvin
Contact : Christophe Paquet, AFD - décembre 2010.
- N° 106 Les enjeux d'un bon usage de l'électricité : Chine, Etats-Unis, Inde et Union européenne
Benjamin Dessus et Bernard Laponche avec la collaboration de Sophie Attali (Topten International Services), Robert Angioletti (Ademe), Michel Raoust (Terao)
Contact : Nils Devernois, département de la Recherche, AFD - février 2011.
- N° 107 Hospitalisation des patients des pays de l'Océan indien - Prises en charges spécialisées dans les hôpitaux de la Réunion
Catherine Dupilet, Dr Roland Cash, Dr Olivier Weil et Dr Georges Maguerez (cabinet AGEAL)
En partenariat avec le Centre Hospitalier Régional de la Réunion et le Fonds de coopération régionale de la Réunion
Contact : Philippe Renault, AFD - février 2011.
- N° 108 *Peasants against Private Property Rights: A Review of the Literature*
Thomas Vendryes, Paris School of Economics - February 2011.
- N° 109 Le mécanisme REDD+ de l'échelle mondiale à l'échelle locale - Enjeux et conditions de mise en oeuvre ONF International
Contact : Tiphaine Leménager, département de la Recherche, AFD - mars 2011.
- N° 110 L'aide au Commerce : état des lieux et analyse
Aid for Trade: A Survey
Mariana Vijil, Marilyne Huchet-Bourdon et Chantal Le Mouél, Agrocampus Ouest, INRA, Rennes.
Contact : Marie-Cécile Thirion, AFD - avril 2011.
- N° 111 Métiers porteurs : le rôle de l'entrepreneuriat, de la formation et de l'insertion professionnelle
Sandra Barlet et Christian Baron, GRET
Contact : Nicolas Lejosne, AFD - avril 2011.
- N° 112 Charbon de bois et sidérurgie en Amazonie brésilienne : quelles pistes d'améliorations environnementales ?
L'exemple du pôle de Carajas
Ouvrage collectif sous la direction de Marie-Gabrielle Piketty, Cirad, UMR Marchés
Contact : Tiphaine Leménager, département de la Recherche, AFD - avril 2011.
- N° 113 Gestion des risques agricoles par les petits producteurs Focus sur l'assurance-récolte indiciaire et le warrantage
Guillaume Horrérard, Bastien Oggeri, Ilan Rozenkopf sous l'encadrement de : Anne Chetaille, Aurore Duffau, Damien Lagandré
Contact : Bruno Vindel, département des Politiques alimentaires, AFD - mai 2011.
- N° 114 Analyse de la cohérence des politiques commerciales en Afrique de l'Ouest
Jean-Pierre Rolland, Arlène Alpha, GRET
Contact : Jean-René Cuzon, AFD - juin 2011

- N° 115 L'accès à l'eau et à l'assainissement pour les populations en situation de crise : comment passer de l'urgence à la reconstruction et au développement ?
Julie Patinet (Groupe URD) et Martina Rama (Académie de l'eau),
sous la direction de François Grünewald (Groupe URD)
Contact : Thierry Liscia, AFD- septembre 2011
- N° 116 Formation et emploi au Maroc : état des lieux et recommandations
Jean-Christophe Maurin et Thomas Melonio, AFD - septembre 2011.
- N° 117 *Student Loans: Liquidity Constraint and Higher Education in South Africa*
Marc Gurgand, Adrien Lorenceau, Paris School of Economics
Contact: Thomas Melonio, AFD - September 2011.
- N° 118 Quelles(s) classe(s) moyenne(s) en Afrique ? Une revue de littérature
Dominique Darbon, IEP Bordeaux, Comi Toulabor, LAM Bordeaux
Contacts : Virginie Diaz et Thomas Melonio, AFD - décembre 2011.
- N° 119 Les réformes de l'aide au développement en perspective de la nouvelle gestion publique
Development Aid Reforms in the Context of New Public Management
Jean-David Naudet, AFD - février 2012.
- N° 120 *Fostering Low-Carbon Growth Initiatives in Thailand*
Contact: Cécile Valadier, AFD - February 2012
- N° 121 Interventionnisme public et handicaps de compétitivité : analyse du cas polynésien
Florent Venayre, Maître de conférences en sciences économiques, université de la Polynésie française et
LAMETA, université de Montpellier
Contacts : Cécile Valadier et Virginie Olive, AFD - mars 2012.
- N° 122 Accès à l'électricité en Afrique subsaharienne : retours d'expérience et approches innovantes
Anjali Shanker (IED) avec les contributions de Patrick Clément (Axenne), Daniel Tapin et Martin Buchsenschutz
(Nodalis Conseil)
Contact : Valérie Reboud, AFD - avril 2012.
- N° 123 *Assessing Credit Guarantee Schemes for SME Finance in Africa: Evidence from Ghana, Kenya, South Africa and Tanzania*
Angela Hansen, Ciku Kimeria, Bilha Ndirangu, Nadia Oshry and Jason Wendle, Dalberg Global Development Advisors
Contact: Cécile Valadier, AFD - April 2012.
- N° 124 Méthodologie PEFA et collectivités *infranationales* : quels enseignements pour l'AFD ?
Contacts : Frédéric Audras et Jean-François Almanza, AFD - juillet 2012
- N° 125 *High Returns, Low Attention, Slow Implementation: The Policy Paradoxes of India's Clean Energy Development*
Ashwini Swain, University of York,
Contact : Olivier Charnoz, PhD, AFD - July 2012
- N° 126 *In Pursuit of Energy Efficiency in India's Agriculture: Fighting 'Free Power' or Working with it?*
Ashwini Swain, University of York,
Contact : Olivier Charnoz, AFD - August 2012
- N° 127 L'empreinte écologique et l'utilisation des sols comme indicateur environnemental : quel intérêt pour les politiques publiques ?
Jeroen van den Bergh, Universitat Autònoma de Barcelona,
Contact : Fabio Grazi, AFD - octobre 2012
- N° 128 *China's Coal Methane: Actors, Structures, Strategies and their Global Impacts*
Ke Chen, Research consultant & Olivier Charnoz, AFD - November 2012

- N° 129 Quel niveau de développement des départements et collectivités d'outre-mer ?
Une approche par l'indice de développement humain
Olivier Sudrie (cabinet DME)
Contact : Vincent Joguet, AFD - novembre 2012
- N° 130 Taille des villes, urbanisation et spécialisations économiques
Une analyse sur micro-données exhaustives des 10 000 localités maliennes
Claire Bernard, Sandrine Mesplé-Somps, Gilles Spielvogel, IRD, UMR DIAL,
Contact : Réjane Hugounenq, AFD - novembre 2012
- N° 131 Approche comparée des évolutions économiques des Outre-mer français sur la période 1998-2010
Croissance économique stoppée par la crise de 2008
Claude Parain, INSEE, La Réunion, Sébastien Merceron, ISPF, Polynésie française
Contacts : Virginie Olive et Françoise Rivière, économistes, AFD - mars 2013
- N° 132 Equilibre budgétaire et solvabilité des collectivités locales dans un environnement décentralisé
Quelles leçons tirer des expériences nationales ?
Guy Gilbert, Professeur émérite ENS Cachan, CES-PSE, François Vaillancourt, Université de Montréal, Québec, Canada
Contact : Réjane Hugounenq, AFD - avril 2013
- N° 133 Les politiques d'efficacité énergétique en Chine, Inde, Indonésie, Thaïlande et Vietnam
Loïc Chappoz et Bernard Laponche, Global Chance
Contact : Nils Devernois, AFD - avril 2013
- N° 134 South-South cooperation and new agricultural development aid actors in western and southern Africa
China and Brazil - Case studies
Jean-Jacques Gabas (CIRAD, UMR ARTDev) et Frédéric Goulet (CIRAD, UMR Innovation)
- N° 135 L'économie politique et la gestion territoriale des services environnementaux
Bernard Dafflon, université de Fribourg (Suisse)
Contact : Réjane Hugounenq, AFD - juin 2013
- N° 136 Séminaire AFD, Mali : une contribution de la recherche française et européenne, vendredi 12 avril 2013
Contact : François Gaulme, AFD - janvier 2014
- N° 137 Evaluer l'impact des instruments financiers en faveur des entreprises
Olivier Cadot, Université de Lausanne, FERDI et CEPREMAP, Anne-Célia Disdier et Akiko Suwa-Eisenmann,
Paris School of Economics, INRA et CEPREMAP, Julien Gourdon, CEPII et CEPREMAP, Jérôme Héricourt,
EQUIPPE-Universités de Lille, CES-Université de Paris 1 et CEPII
Contact : Bertrand Savoye, AFD - mars 2014
- N° 138 Une réévaluation de l'objectif de scolarisation primaire universelle sous l'angle des acquis scolaires
Nadir Altinok^{1,2}, Jean Bourdon¹
¹ IREDU (Institut de recherche sur l'éducation) - université de Bourgogne, CNRS
² BETA (Bureau d'économie théorique et appliquée) - université de Lorraine, CNRS
Contact : Véronique Sauvat, AFD - juillet 2014
- N° 139 Indicateurs d'impact des projets de gestion durable des terres, de lutte contre la dégradation des terres et la désertification, Partie 1
Isabelle Amsallem, Agropolis Productions, Marc Bied-Charreton, Centre d'études des territoires, de la mondialisation et des vulnérabilités de l'Université de Versailles Saint Quentin-en-Yvelines (CEMOTEV/UVSQ),
Comité Scientifique Français de la Désertification (CSFD)
Contact : Constance Corbier-Barthaux, AFD - mai 2014

N° 141 L'information sur les prix agricoles par la téléphonie mobile : le cas du Ghana
Julie Subervie (Inra) et Franck Galtier (Cirad)
Contact : Stéphanie Pamiès et Marie-Cécile Thirion, AFD - novembre 2014