

Gaz de schiste – quels défis ?

Bruno Courme

Alors qu'ils ne sont aujourd'hui produits qu'en Amérique du Nord, les gaz de schiste se sont imposés dans le paysage énergétique mondial au cours des cinq dernières années. Leur impact présent et futur sur le marché du gaz ne peut être ignoré, dans un contexte où les analystes s'accordent à prévoir une augmentation significative de la demande en gaz dans les prochaines dizaines d'années. Bien que qualifié de gaz non conventionnel, l'origine et la nature du gaz de schiste sont les mêmes que celles du gaz naturel. Conséquence des caractéristiques de la roche qui le contient, sa production fait appel à l'usage systématique de techniques connues de longue date et développées par l'industrie dans d'autres contextes. L'exploration visant à évaluer son potentiel hors des États-Unis et du Canada est en cours, en Amérique du Sud, en Europe et en Asie notamment. Elle doit d'abord viser à réduire les incertitudes liées à l'existence de la ressource et aux caractéristiques des formations géologiques la contenant. Les projets qui en résulteront devront intégrer les contraintes liées à la gestion de l'eau, à la protection des aquifères et à la gestion des activités de surface, en interaction avec les diverses parties prenantes.

Les énergies fossiles hydrocarbonées ont longtemps été utilisées de manière marginale ou par opportunité, et ce jusqu'à la révolution industrielle, qui a favorisé au cours du XIX^e siècle le développement systématique de leur usage. Ce développement, qui s'est d'abord produit en Europe occidentale avant de s'étendre, s'est traduit par un essor de la consommation de charbon, puis de pétrole. Ces deux produits sont ainsi devenus, au XX^e siècle, des sources d'énergies indispensables au fonctionnement des économies modernes. L'histoire contemporaine illustre à quel point leur disponibilité et leur accès ont constitué – et constituent toujours aujourd'hui – un enjeu géopolitique majeur.

Ces ressources, et en particulier le pétrole, ont longtemps été perçues comme abondantes, mais inégalement distribuées. Cette perception a progressivement évolué,

notamment après les chocs pétroliers de la fin du XX^e siècle, pour devenir aujourd'hui celle de ressources en quantité finie, chères, et dont l'approvisionnement peut se trouver menacé en temps de crise. Le gaz a été longtemps considéré comme un produit difficilement valorisable, si ce n'est sur un marché local, compte tenu de la difficulté à le transporter sur de grandes distances. Les progrès techniques et les investissements dans le Gaz naturel liquéfié (GNL) ont progressivement contribué à faire croître son importance, lui conférant aujourd'hui une part significative dans le bouquet énergétique mondial.

L'exploration et la production des hydrocarbures, qu'ils soient liquides ou gazeux, ont évolué au fur et à mesure des découvertes, passant des gisements « simples » à trouver et à produire à des gisements plus complexes, que ce soit par exemple de par leur profondeur

d'eau, leur taille, leur température ou la nature du fluide produit. Malgré de nombreuses différences, tous ces gisements avaient un point en commun : celui d'être la conséquence de l'accumulation de pétrole ou de gaz ayant migré *hors* de la couche sédimentaire où ils se sont formés, la « roche-mère », vers des niveaux dits « réservoirs » dont les caractéristiques de porosité et perméabilité permettent leur extraction relativement aisée.

La présence d'hydrocarbures ne s'étant pas encore échappés de cette roche-mère était malgré tout connue de longue date, quand bien même il était considéré que leur exploitation dans des conditions économiques viables n'était pas techniquement possible. L'entêtement de petits producteurs indépendants américains est venu remettre en cause cette conviction au début des années 2000, en démontrant que la combinaison de techniques connues de longue date de l'industrie permettait d'obtenir des débits significatifs de gaz, voire d'huile, dit « de schiste ».

Le contexte particulier des États-Unis a conduit à une multiplication des forages de gaz de schiste à partir du milieu des années 2000, avec aujourd'hui pour conséquence à la fois un prix du gaz historiquement bas sur le marché nord-américain, mais aussi une activité industrielle intensive, au développement rapide, dont la maîtrise et la perception varient suivant les États concernés.

La question de l'exploration et de l'exploitation de ce type de ressource se pose naturellement hors des États-Unis, et notamment en Europe, dans un contexte radicalement différent, en particulier législatif, mais aussi culturel.

1. Le contexte énergétique mondial

L'évolution de la demande d'énergie primaire dans le monde entre 1980 et 2008 (figure 1) illustre à la fois une forte croissance – +70% sur la période –, la prépondérance des énergies fossiles aujourd'hui – plus de 80% –, et l'augmentation récente du rôle du gaz.

Au cours de cette période, la contribution du pétrole a baissé significativement en pourcentage, passant de 43 à 33%. Bien qu'augmentant en valeur absolue, cette tendance traduit le contrecoup des chocs pétroliers et la volonté des grandes économies de réduire leur dépendance envers un approvisionnement perçu comme incertain.

La part du charbon est, en pourcentage, restée stable ou en très légère augmentation, passant de 25 à 27% sur la même période. Cette stabilisation, qui correspond malgré tout à une augmentation de 85% en valeur absolue, peut être expliquée notamment par l'existence de ressources en charbon accessibles dans des pays à forte croissance, comme la Chine par exemple.

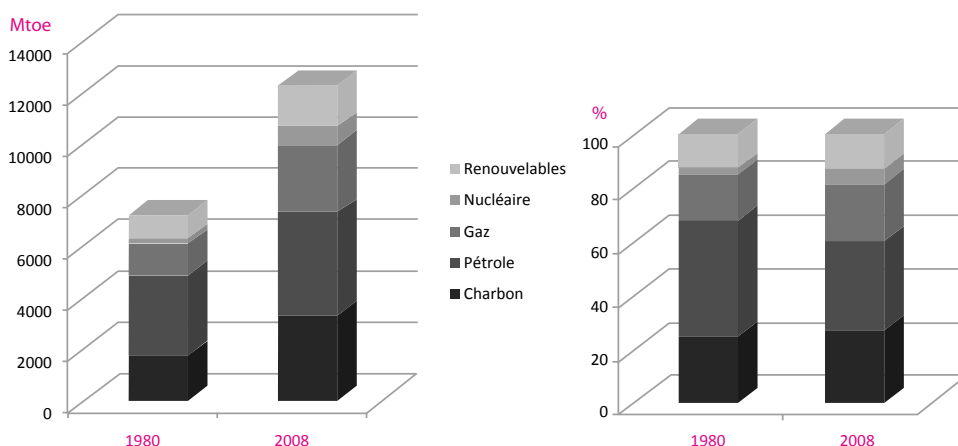


Figure 1 : Demande d'énergie primaire dans le monde : en volume (à gauche) et en pourcentage (à droite)

(source : IEA - World Energy Outlook 2010)

La part du gaz a augmenté au cours de la période, passant de 17 à 21%, plus que multipliée par deux en valeur absolue. Cette augmentation très significative est le reflet du renforcement du rôle de cette ressource dans la diversification des sources d'approvisionnement des grandes économies nord-américaines, européennes et asiatiques.

La part du nucléaire a plus que doublé en pourcentage, passant de 2,6 à 5,8% de la demande d'énergie primaire, pour une production très inégalement distribuée et très variable selon les pays, allant jusqu'à représenter une part très significative comme en France.

Les énergies renouvelables ont vu leur part dans la demande d'énergie primaire mondiale augmenter légèrement entre 1980 et 2008, passant de 12,6% à 13% du bouquet mondial, correspondant à une augmentation de 75% en valeur absolue.

Les prévisions d'évolution de la demande en énergie s'accordent aujourd'hui sur une augmentation, dont l'amplitude varie en fonction des efforts consentis pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) et améliorer l'efficacité énergétique (figure 2).

Ces efforts de réduction de la consommation sont aujourd'hui considérés comme un objectif prioritaire. Ils doivent être accompagnés par une évolution du «bouquet» énergétique favorisant de plus faibles émissions de GES.

Cette évolution devra être progressive ; elle apparait aujourd'hui comme la conjonction

d'une diminution de la part du pétrole, et surtout du charbon, les deux plus forts contributeurs d'émissions de gaz à effet de serre, et d'une augmentation de celle des énergies renouvelables et du gaz, ce dernier certes émetteur de GES, mais en quantité plus faible que le pétrole ou le charbon. La place que pourra prendre l'énergie nucléaire est aujourd'hui incertaine, mais une augmentation significative ne semble pas à l'ordre du jour. Le rythme auquel pourront se développer les énergies renouvelables constitue une autre incertitude.

Total défend la position que, dans les décennies à venir, toutes ces énergies seront nécessaires pour répondre à la demande mondiale. Il est en particulier illusoire d'imaginer basculer du jour au lendemain à un approvisionnement dominé par les énergies renouvelables.

Dans ce contexte, le gaz peut être vu comme une opportunité raisonnable de satisfaire les contraintes économiques et environnementales, amenant à une augmentation de sa part dans la consommation d'énergie primaire. D'après l'International Energy Agency (IEA), les ressources conventionnelles récupérables en gaz sont estimées aujourd'hui à environ 400 tcm¹, représentant largement plus de 100 ans de production au rythme actuel (autour de 3,3 tcm/an) et plus de 4 fois la quantité cumulée de gaz déjà produite dans le monde,

1. Tcm = millier de milliard de m³.

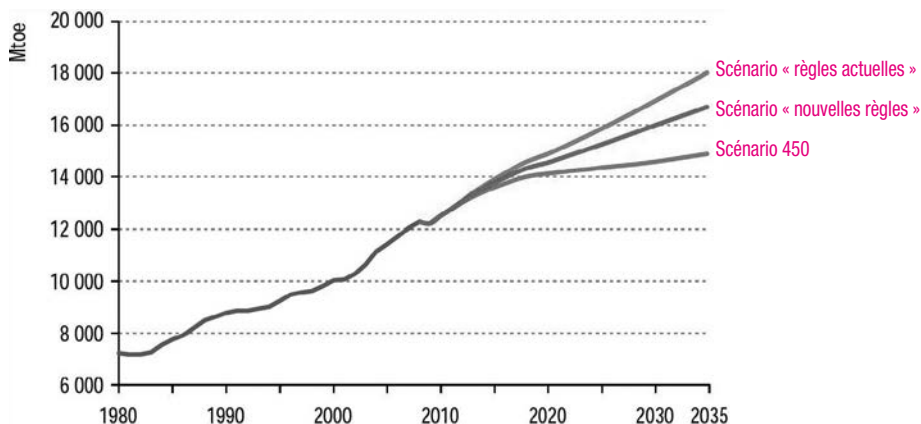


Figure 2 : Évolution de la demande d'énergie primaire dans le monde par scénario

(source : IEA - World Energy Outlook 2010)

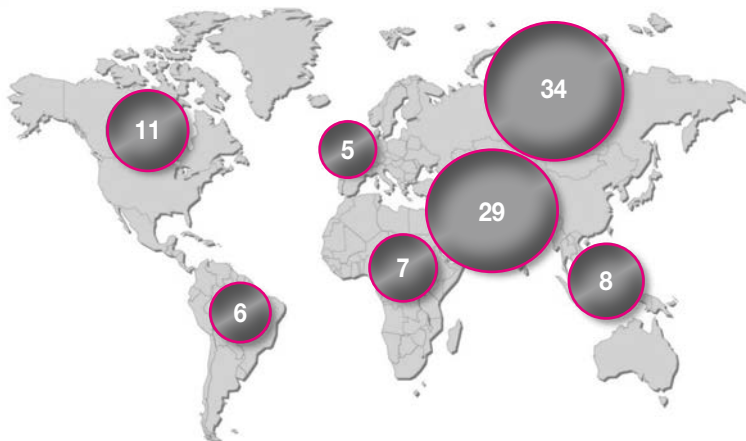


Figure 3 : Gaz conventionnel – ressources récupérables (%)

(source : IEA - World Energy Outlook 2010)

de l'ordre de 90 tcm². Leur répartition présente la caractéristique d'être assez inégale (figure 3).

Viennent s'ajouter les chiffres des ressources en gaz qualifié de « non conventionnel »³. Cette terminologie couvre aujourd'hui le gaz de réservoir compact (*tight gas*), le gaz de schiste (*shale gas*), le gaz de charbon (*Coal Bed Methane* ou CBM) et les hydrates de méthane. Les technologies qui permettraient leur production n'étant pas encore mises au point, ces derniers sont aujourd'hui exclus des calculs de ressources.

Les estimations des ressources en gaz non conventionnel sont aujourd'hui très incertaines et appelées à évoluer. L'IEA les a évaluées à environ 380 tcm en 2010⁴. Il est probable que ces chiffres varieraient significativement avec les progrès de l'exploration, notamment hors des États-Unis, que ce soit à la baisse ou à la hausse. Ainsi le même organisme a revu en 2011 certaines estimations à la hausse, comme

en Europe où jusqu'à 17 tcm ont été cités⁵. La Pologne a, de son côté, revu à la baisse au début de 2012 les estimations de l'IEA la concernant⁶. Il n'en reste pas moins que la distribution des ressources en gaz non conventionnel apparaît aujourd'hui plus équilibrée sur la planète (figure 4).

Comparer les prévisions de demande et de production de gaz pour la prochaine décennie permet la mise en évidence de disparités entre les zones géographiques les plus consommatrices (figure 5).

L'Amérique du Nord devrait rester auto-suffisante en gaz, grâce à l'apport du gaz non conventionnel et du gaz de schiste notamment. Cette observation constitue un changement majeur de perspective, dans la mesure où le continent était perçu comme un futur grand importateur de GNL il y a encore peu de temps. Les États-Unis étudient même aujourd'hui la possibilité d'autoriser l'exportation de GNL vers d'autres continents, pour tirer bénéfices des différences de prix importantes existant avec les marchés européens ou asiatiques (figure 6).

Si l'on fait abstraction des champs *tight gas* existants, aucune production significative de gaz non conventionnel n'est raisonnablement envisagée en Europe avant 2020 au mieux. Celle-ci

2. IEA – World Energy Outlook 2010.

3. Le terme de « non conventionnel » est défini par opposition à ce qui est considéré comme « conventionnel », terme caractérisant des pratiques et techniques en vigueur à un moment donné. Dans le cas du pétrole par exemple, les productions par grandes profondeurs d'eau ont ainsi été considérées un temps comme non conventionnelles, ce qui n'est plus le cas aujourd'hui. Le gaz dit « non conventionnel » ne diffère en rien du gaz « conventionnel », il a la même origine et la même nature, mais les roches qui les contiennent ont des caractéristiques différentes. Il est raisonnable de penser que certains types de gaz non conventionnels ne le seront plus demain.

4. IEA – World Energy Outlook 2010.

5. EIA 2011 – World Shale Gas Resources : an initial assessment of 14 regions outside the US.

6. Polish Geological Institute – March 2012 – Assessment of shale gas and shale oil resources of the Lower Paleozoic Baltic-Podlasie-Lublin basin in Poland.

ÉTUDE Gaz de schiste – quels défis ?

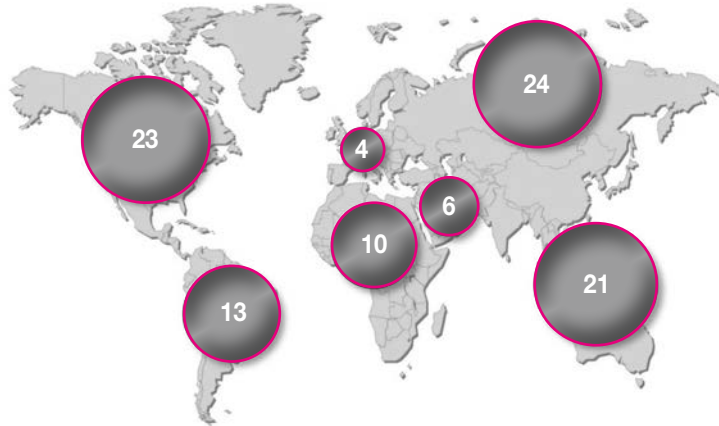


Figure 4 : Gaz non conventionnel – ressources récupérables (%)

(source : IEA - World Energy Outlook 2010)

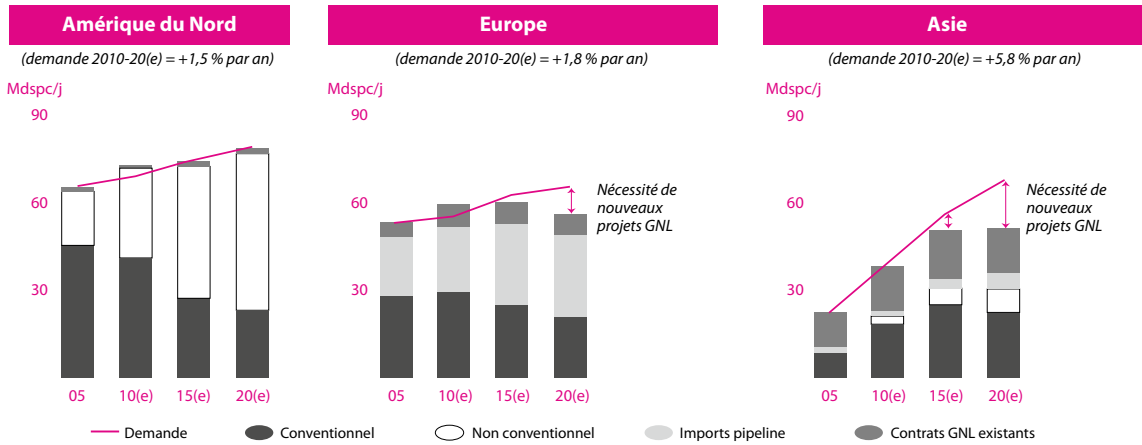


Figure 5 : Prévision d'évolution des demandes et production en gaz (source : Total)

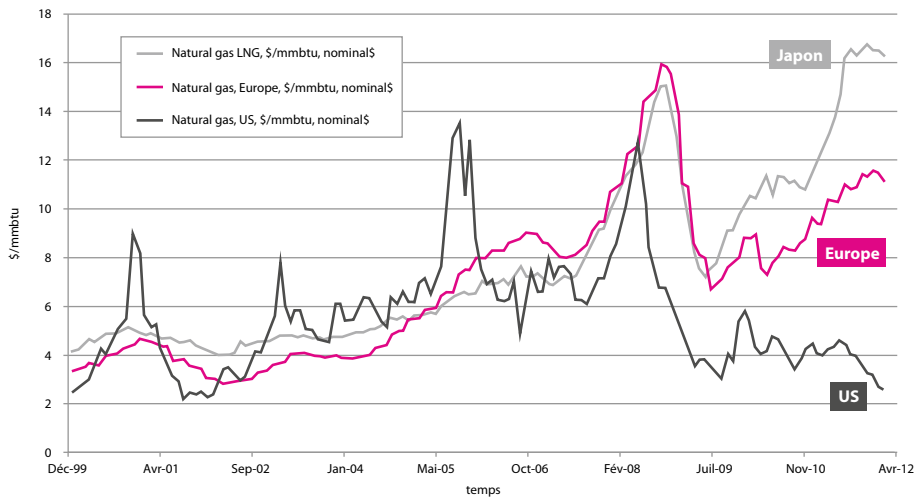


Figure 6 : Évolution du prix du gaz, 2000-2012 (source : World Data Bank)

devra donc, pour compenser le déclin de sa production en mer du Nord, faire appel au GNL ou augmenter les importations de fournisseurs tels que la Russie. Le futur dira si d'éventuels développements en gaz de schiste ou en CBM pourront venir diminuer le déficit d'approvisionnement anticipé aujourd'hui (figure 5).

L'Asie, qui se trouve confrontée à une croissance plus forte de la demande en énergie que l'Europe ou les États-Unis, se retrouve dans une position où le recours à de nouveaux projets de GNL paraît inéluctable, même en envisageant une contribution du gaz non conventionnel local, en Chine et en Australie notamment.

Ces situations contrastées illustrent le rôle important que pourraient être amenés à jouer de futurs développements de gaz de schiste sur les différents continents, et justifient donc l'intérêt d'examiner les défis auxquelles ils seront confrontés.

2. Gaz et huile de schiste : de quoi parle-t-on ?

Les hydrocarbures liquides et gazeux sont produits au cours des temps géologiques par l'enfouissement de sédiments argileux riches en matière organique. Cette matière organique se décompose, d'abord sous l'action de bactéries (produisant par exemple du gaz biogénique), puis sous celle de la température (huile et gaz thermogéniques). Dans ce dernier cas, les chaînes hydrocarbonées sont dégradées et forment d'abord des liquides puis, au fur et à mesure de l'enfouissement et de l'augmentation de la température, du gaz et en particulier du méthane, constituant principal du gaz naturel. Cette évolution débute à de faibles profondeurs, mais celles permettant la transformation de quantités significatives de matière organique sous l'effet de la température sont de l'ordre de 2 à 3, voire 4 kilomètres.

Cette transformation a lieu au sein de la roche résultant de la solidification des sédiments argileux d'origine, appelée de ce fait « roche-mère ». Ses caractéristiques, en particulier sa propension à se déliter en feuillets, la font qualifier abusivement de « schiste » (figure 7).

L'enfouissement et la dégradation de la matière organique s'accompagnent d'une aug-



Figure 7 : Affleurement d'un niveau de type « schiste à gaz » (source : Total)

mentation de pression qui permet l'expulsion des hydrocarbures, huile puis gaz, hors de la roche-mère. Ces derniers migrent alors lentement vers la surface, où la plus grande part est dissipée. Une partie peut cependant se retrouver piégée lors de sa remontée dans une roche poreuse et perméable, qualifiée de roche « réservoir », surmontée d'une couche imperméable empêchant toute migration ultérieure. C'est ce type d'accumulation qui constitue la plupart des ressources dites « conventionnelles ».

Lorsque le processus d'expulsion n'a pas (encore) eu lieu, des hydrocarbures demeurent présents dans la roche-mère. Leur existence était connue de longue date, mais leur production a longtemps été considérée comme non économique, en l'absence de technique permettant d'obtenir des débits suffisants. En effet, la nature des sédiments argileux à l'origine de la roche-mère en fait une roche certes relativement poreuse, donc capable de contenir une certaine quantité de fluide, mais surtout très peu perméable, c'est-à-dire à travers laquelle l'écoulement de ce fluide est très difficile (figure 8).

Un puits traversant une telle formation géologique ne produira spontanément qu'une très faible quantité de gaz, par comparaison avec un puits ciblant un réservoir de perméabilité plus « conventionnelle ». Il est donc nécessaire d'améliorer artificiellement la capacité de la roche à laisser le gaz circuler, pour lui permettre de rejoindre le puits d'où il remontera à la surface. Le terme générique, recouvrant les

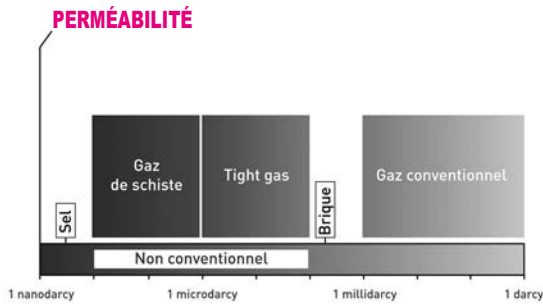


Figure 8 : Comparaison des niveaux de perméabilité de différents types de réservoir
(source : Total)

différentes techniques employées pour ce faire, est celui de « stimulation » de la roche.

Dans le cas des gaz et huiles de schiste, la technique la plus éprouvée et communément employée est la fracturation hydraulique, technique introduite à la fin des années 1940 pour améliorer la production de gisements conventionnels. Elle consiste à injecter dans la formation-cible un liquide, généralement de l'eau, à une pression suffisamment forte pour la fracturer et créer un réseau de fissures millimétriques qui facilitera la circulation du gaz. Du sable – ou « proppant » – est ajouté au liquide pour maintenir les fissures ouvertes malgré la pression des terrains sus-jacents une fois l'opé-

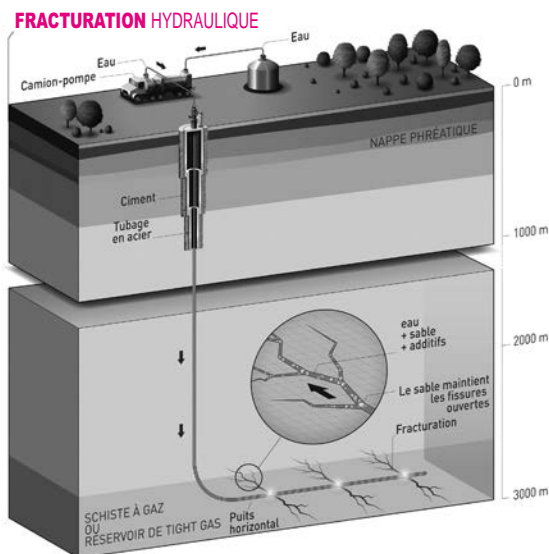


Figure 9 : Représentation simplifiée de l'opération de fracturation hydraulique dans un forage horizontal (source : Total)

ration de pompage terminée. Des additifs destinés à améliorer l'efficacité de l'opération et à garantir la bonne répartition du sable dans le réseau de fissures sont également utilisés.

Cette technique est combinée au forage à l'horizontale de la partie du puits au contact avec la formation contenant le gaz à produire (figure 9). Les couches du sous-sol étant dans la plupart des cas considérés ici proches de l'horizontale, cette configuration permet à un puits, pour d'évidentes raisons géométriques, de drainer une plus grande partie de la formation et donc d'augmenter la quantité de gaz produite, par comparaison avec un puits qui la traverserait verticalement.

3. Les défis associés

A) La connaissance des ressources

Les hydrocarbures contenus dans les roches-mères, quand bien même leur existence était connue de longue date, ont fait l'objet de peu d'études systématiques hors des bassins pétroliers prolifiques classiques. Les tentatives d'inventaire de ressources faites ces dernières années ont mis en évidence un manque de connaissance du sous-sol profond de certaines régions, notamment en Europe.

Par contraste, une des caractéristiques du développement rapide des gaz de schiste aux États-Unis a été une bonne connaissance du sous-sol dans des régions ayant produit d'autres types de ressources en gaz pendant plusieurs dizaines d'années.

L'Europe, qui n'a pas connu d'exploitation significative de gaz à terre hormis dans certaines zones (sud-ouest de la France, nord-est de l'Allemagne), doit aujourd'hui passer par une phase d'exploration préliminaire destinée à mieux connaître les caractéristiques de son sous-sol. En son absence, les chiffres cités ne seront que des conjectures, reposant essentiellement sur des calculs théoriques. Ils pourront au mieux fournir une évaluation approximative des volumes de gaz en place dans le sous-sol, mais ces approches sont intrinsèquement incapables de fournir un chiffre de ressource en l'absence de tests de la capacité des couches à produire le gaz qui s'y trouve piégé.

Au-delà d'apporter la preuve de l'existence de la formation géologique ciblée, cette phase vise à en préciser certaines caractéristiques : quel est son contenu en gaz, quelle est sa capacité à développer un réseau de fissures lors des opérations de fracturation hydraulique ? À plus grande échelle, quelle est la profondeur de l'intervalle en question, quelle est la nature des terrains sus- et sous-jacents, quel est le degré de complexité structurale ?

La durée de cette phase préliminaire d'exploration variera selon les pays et les régions, mais ne pourra vraisemblablement être inférieure à plusieurs années dans le contexte européen. En cas de résultats encourageants, elle devra être suivie par des phases d'exploration plus locales, puis de délimitation avant d'être en mesure de mettre en place un premier pilote de production.

B) La gestion de l'eau

Le développement de ressources en gaz de schiste s'accompagne d'une consommation d'eau significative, nécessaire aux opérations de fracturation hydraulique⁷. Pour un puits donné, ce besoin est très concentré dans le temps puisqu'une fracturation hydraulique « individuelle » prend quelques heures et que la durée totale pour fracturer hydrauliquement un puits ne dépasse pas quelques jours. Les besoins sont ensuite nuls sur toute la durée de vie du puits, qui devient même producteur d'eau, en quantité généralement faible. À l'échelle du gisement, les besoins en eau dépendent donc du schéma de développement, qui contraint le nombre de puits, leur localisation et le rythme auquel ils sont forés.

Les besoins, de l'ordre de 10 à 20 000 m³ par puits, nécessitent une gestion adaptée aux ressources, pour s'assurer qu'ils ne rentrent pas en compétition avec d'autres usages prioritaires et qu'ils sont supportables pour l'environnement. Ceci se traduit d'abord par la nécessité de traiter l'eau de retour⁸ et l'eau de

7. La phase d'exploration peut, en cas de résultats encourageants des premières opérations de recherche, impliquer le recours à la fracturation hydraulique. Les quantités nécessaires restent cependant faibles à ce stade.

8. L'eau de retour est l'eau qui remonte à la surface après l'opération de fracturation hydraulique.

production et de les recycler pour diminuer le prélèvement net.

Il est également nécessaire d'envisager les alternatives à l'usage de l'eau douce, comme celui de l'eau de mer quand le contexte s'y prête, ou des adaptations des prélèvements, par exemple par le stockage de l'eau en période de fortes précipitations. Des solutions très dépendantes du contexte local, comme l'usage des eaux usées d'une ville proche, doivent également être étudiées.

Une fois traitées et mises aux normes, les eaux qui sortent du périmètre du projet peuvent être réinjectées dans un aquifère profond, quand la législation l'autorise, ou remise dans le circuit des eaux de surfaces. À nouveau, des solutions dépendant du contexte local peuvent être étudiées, comme la mise à disposition pour un usage agricole.

Un suivi de la qualité de ces eaux est indispensable, à toutes les étapes du projet.

C) La protection des aquifères

Tout projet de développement d'hydrocarbures, en particulier à terre, se doit de veiller à la protection de la ressource en eau et des aquifères en particulier. Deux principaux types de risque sont identifiés.

Le premier est celui d'un déversement accidentel en surface d'un produit qui pourrait être amené à contaminer les eaux de surface, puis par percolation les eaux souterraines. Sont particulièrement visés les accidents de la route (renversement d'un camion-citerne, par exemple) et les conduites (fuite sur un pipeline). Ces risques, qui n'ont rien de spécifiques aux gaz de schiste, sont connus de l'industrie et des solutions existent pour les réduire et les maîtriser. L'étanchéité du site de surface où ont lieu les opérations est en particulier essentielle, ainsi que la récupération de tous les fluides qui y circulent.

Le second est lié à ce qu'atteindre les couches profondes du sous-sol, dans les bassins sédimentaires, implique dans l'immense majorité des cas de traverser les aquifères servant – ou pouvant servir – à la consommation d'eau potable. Il existe de ce fait un risque, certes minime mais non nul – le risque zéro n'existant pas – qu'un effluent

circulant dans le puits se retrouve en contact avec un aquifère.

Les puits sont donc conçus et construits de façon à isoler l'espace intérieur où circulent les effluents des formations traversées. Ceci est assuré par l'emboîtement de tubes métalliques de différents diamètres, cimentés entre eux (figure 10). La réalisation de tout ouvrage de ce type est soumise à des réglementations strictes⁹, à des tests d'étanchéité, à des investigations à l'aide d'outils diagrapiques et s'appuie sur l'expérience et le savoir-faire des opérateurs. Le respect de la réglementation en matière d'inspection et les bonnes pratiques des industriels, qui peuvent être plus contraignantes que les règles en vigueur, doivent être suivies pour s'assurer de l'intégrité et de l'étanchéité des puits tout au long de leur vie.

Compte tenu de l'existence des risques cités, des mesures de suivi de la qualité des eaux de surface et des nappes phréatiques doivent être mises en place dès le début des opérations et pendant toute la durée de vie du gisement.

Un autre axe de prévention des risques cités contribuant à la protection de la ressource en eau tient dans l'usage de certains produits chimiques à faible impact environnemental, que ce soit en surface ou dans le puits, notamment au cours de la phase de fracturation hydraulique. Des progrès considérables ont été accomplis par l'industrie dans ce domaine, certaines solutions proposées aujourd'hui faisant appel à un nombre limité de produits, similaires à ceux utilisés par ailleurs dans l'industrie agro-alimentaire. La suppression pure et simple de certains des additifs est, dans certains cas, rendue possible par l'usage d'une technique alternative et doit être privilégiée.

Ces mesures, destinées à prévenir les risques d'accidents et issues de l'expérience de la production d'hydrocarbures conventionnels, doivent être adaptées aux caractéristiques d'une exploitation de gaz de schiste : si la nature des risques ne change pas fondamentalement (les

9. Le Règlement général des industries extractives en France, par exemple.

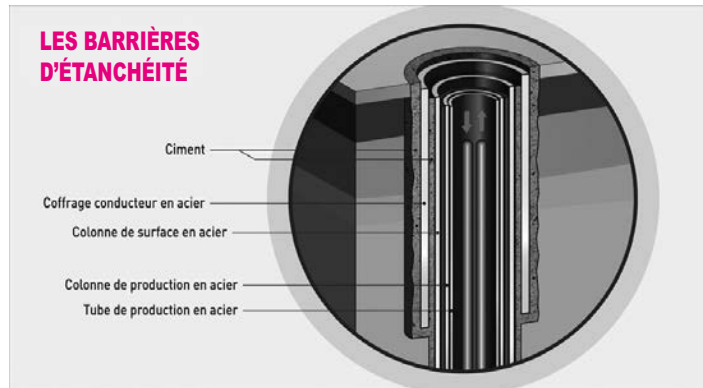


Figure 10 : Coupe d'un puits montrant les différentes barrières assurant l'étanchéité d'un puits (source : Total)

techniques employées sont les mêmes), le nombre de puits à forer est plus important que dans le cas d'un développement classique.

D) La gestion des activités de surface

Le développement d'un gisement de gaz de schiste se distingue de celui de gisements conventionnels par une « intensité » industrielle plus forte. En effet, l'implantation en surface n'est pas circonscrite géographiquement au droit d'une accumulation ponctuelle, mais est constituée d'un nombre plus ou moins grand de sites couvrant la zone sous laquelle s'étend la ressource.

La gestion de ces implantations est probablement le défi majeur associé aux gaz de schiste. Elle s'accompagne de contraintes variant avec la phase d'activité. La phase de développement requiert une surface plus importante que la phase de production et génère un trafic routier plus important, afin que les opérations de forage, de stimulation et de complétion puissent avoir lieu. Elle est en revanche limitée dans le temps et, une fois un puits en production, l'activité et les nuisances associées se restreignent considérablement¹⁰.

Les implantations doivent, en premier lieu, respecter les zones protégées (parc nationaux,

10. Pour mémoire, l'appareil de forage – le derrick – n'est présent que pendant le temps nécessaire pour forer le puits, soit quelques semaines (3 dans le Barnett aux États-Unis). Les opérations de stimulation et de complétion ont une durée équivalente et nécessitent la présence de camions, pas d'un appareil de forage.

zones Natura 2000, par exemple), et s'adapter à la densité d'habitation et à la disponibilité des terrains (forêts, cultures). Des efforts pour favoriser l'insertion dans l'environnement immédiat sont nécessaires et le gisement du Barnett Shale au Texas, qui est en partie développé dans la ville de Fort Worth, en donne une bonne illustration (figure 11).



Figure 11 : Appareil de forage à Fort Worth – Texas (source : Total)

La réduction du nombre d'implantations en surface permet de réduire l'emprise au sol et est l'une des priorités de ce type de développement, notamment en zone densément peuplée. Ceci se fait en regroupant plusieurs têtes de puits (la partie visible du puits en surface) sur un même site au lieu d'avoir à construire un site par puits. On parle alors de développement en « cluster » (figure 12).

Les nuisances inhérentes à une activité industrielle de ce type doivent être identifiées et des mesures adéquates prises pour en réduire l'impact. Les nuisances sonores et visuelles liées aux opérations existent pendant une période très courte dans la vie d'un puits, quelques mois voire quelques semaines, pour une durée de production totale de plusieurs dizaines d'années. Pendant cette période initiale, des murs anti-bruits sont installés, certaines opérations n'ont lieu que de jour, etc. La phase de production, elle, est très discrète : les installations sont facilement rendues peu visibles pour le voisinage (à Fort Worth, les enclos autour des installations sont construits pour s'intégrer dans le paysage urbain), la surface qu'elles occupent est réduite et leur entretien n'engendre pas de trafic significatif.

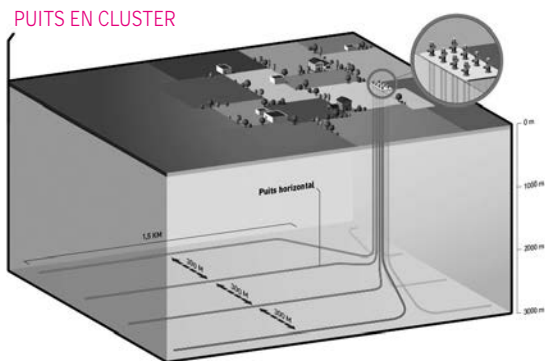


Figure 12 : Schéma d'un cluster de puits à partir d'une même implantation de surface

(source : Total)

E) L'interaction avec les parties prenantes

La réalisation d'un développement de gaz de schiste nécessite, comme tout projet industriel, de multiples interactions avec les parties prenantes, qu'elles soient politiques, administratives, associatives, individuelles, et ce au niveau national, régional comme local.

De nombreux cas récents, au périmètre européen comme nord-américain, montrent que l'accueil réservé à ce type de projet peut prendre des formes très différentes, et que le contexte culturel, politique, et économique est particulièrement important pour déterminer le degré d'opposition ou d'incitation qui est apporté au projet par les parties prenantes.

Le récent exemple fourni par la France du refus d'envisager un éventuel développement, avant même de savoir si des ressources existent, souligne le rôle de facteurs tels que : l'image négative des énergies fossiles, la difficulté à accepter le risque, la perte de confiance dans la technique et la technologie comme facteur de progrès, l'image négative associée aux activités industrielles en général, l'image négative de certains acteurs industriels en particulier (Total), la défiance vis-à-vis des sociétés étrangères, l'opposition entre collectivités locales et pouvoir national, la crainte d'une dégradation de la qualité de vie, la crainte d'effets négatifs sur d'autres activités comme le tourisme ou la vigne, sans oublier le syndrome Nimby (« *not in my backyard* » ou « pas dans mon jardin »).

Cette liste non exhaustive n'est certainement pas particulière à la France et ces facteurs se retrouvent dans d'autres pays, européens notamment, certains aspects se trouvant renforcés ou au contraire atténués par un contexte différent. En Pologne, on notera par exemple le rôle joué par la volonté d'échapper à la dépendance aux importations de gaz russe sur la façon dont l'exploitation potentielle des gaz de schiste est perçue.

Le degré d'incitation des propriétaires des terrains à voir un développement se réaliser joue également un rôle : les cas extrêmes des États-Unis et de la France sont instructifs à ce titre. La propriété par le détenteur d'un terrain des ressources du sous-sol aux États-Unis y a clairement favorisé le développement des gaz de schiste, le rôle de l'État se limitant essentiellement à celui de régulateur des opérations. En France, où le détenteur d'un terrain se trouve dépossédé des ressources du sous-sol qui deviennent propriété de l'État, l'incitation est très faible. Elle y est également très faible au niveau des collectivités locales, malgré l'existence des redevances communales et départementales des mines.

Certaines difficultés se trouvent amplifiées par la propagation de fausses idées ou perceptions, que ce soit à dessein ou simplement par méconnaissance, d'une part du fonctionnement de l'industrie pétrolière moderne perçue à tort comme de faible technicité, et d'autre part de la géologie profonde et des mécanismes physiques mis en jeu lors du forage et de la production des hydrocarbures.

Le succès d'un développement de ce type, compte tenu en particulier des contraintes liées à l'emprise au sol, est lié à la qualité des interactions avec les parties prenantes, qui réclame une volonté de transparence de la part de l'opérateur, mais aussi de dialogue et d'écoute de toutes les parties, sans lesquelles aucune interaction n'est possible.

3. Conclusion

Alors qu'ils ne sont aujourd'hui produits qu'en Amérique du Nord, les gaz de schiste se sont imposés dans le paysage énergétique

mondial au cours des cinq dernières années. Leur impact présent et futur sur le marché du gaz ne peut être ignoré, dans un contexte où les analystes s'accordent à prévoir une augmentation significative de la demande en gaz dans les prochaines dizaines d'années.

Bien que qualifié de gaz non conventionnel, l'origine et la nature du gaz de schiste sont les mêmes que celles du gaz naturel. Conséquence des caractéristiques de la roche qui le contient, sa production fait appel à l'usage systématique de techniques connues de longue date et développées par l'industrie dans d'autres contextes.

L'exploration visant à évaluer son potentiel hors des États-Unis et du Canada est en cours, en Amérique du Sud, en Europe et en Asie notamment. Elle doit d'abord viser à réduire les incertitudes liées à l'existence de la ressource et aux caractéristiques des formations géologiques la contenant. Les projets qui en résulteront devront intégrer les contraintes liées à la gestion de l'eau, à la protection des aquifères et à la gestion des activités de surface, en interaction avec les diverses parties prenantes.

L'influence de chaque contexte particulier sera déterminante et les contraintes et opportunités associées façonneront ces projets pour les adapter à leur environnement. Un projet chinois ne ressemblera en rien à un projet européen, et concevoir que l'un d'eux puisse résulter du copier-coller d'un projet américain est une erreur d'appréciation. Les techniques utilisées pour forer ou mettre en production les puits de gaz de schiste seront sensiblement les mêmes de par le monde – et sont d'ailleurs utilisées pour produire les hydrocarbures conventionnels –, la mise en œuvre de l'ensemble du projet diffèrera en revanche.

De multiples exemples récents montrent, en tout état de cause, que l'exploitation des gaz de schiste par un État ne pourra résulter que d'un choix de la société sur les sources d'énergie qu'elle souhaite employer et sur leur provenance. Seul ce choix permettra de justifier les nuisances et d'accepter les risques associés. Il doit avoir lieu en toute connaissance de cause et ne pas se fonder sur une argumentation partielle ou partiale. ■

Les huiles de schiste encore loin de la rentabilité

«*Un trésor énergétique se cache sous les régions désertiques américaines du Colorado, de l'Utah et du Wyoming : 4 280 milliards de bep (baril équivalent pétrole) sous forme de ressources en huiles de schiste*», a affirmé Ronald Johnson, chercheur géologue auprès de l'USGS (United States Geological Survey) au cours d'une récente conférence internationale qui s'est tenue à l'école des Mines de Denver (Colorado). Selon lui, les réserves en huiles de schiste à travers le monde seraient les suivantes :

- Chine, 333 milliards bep ;
- Russie, 284 Mds bep ;
- République démocratique du Congo, 100 Mds bep ;
- Jordanie, 90 Mds bep ;
- Brésil, 82 Mds bep ;
- Italie, 73 Mds bep ;
- Maroc, 53 Mds bep ;
- Australie, 32 Mds bep ;
- Estonie, 16 Mds bep.

Pour mémoire, on estime généralement que les réserves mondiales prouvées de pétrole conventionnel sont voisines de 1 470 milliards de barils.

Pourtant, la production annuelle d'huile de schiste dans le monde ne représente que 27% de la production quotidienne de pétrole conventionnel soit 86,74 millions de barils par jour. Cette faible production, eu égard aux énormes réserves potentielles, s'explique par le fait qu'il n'existe pas de méthode économique actuellement reconnue pour récupérer le pétrole en partant des schistes bitumineux extraits du sol. Les géologues ont l'habitude de mesurer la teneur en pétrole par le nombre de gallons d'huile récupérable par tonne de roches extraites. On estime généralement qu'un gisement est économiquement viable à partir de 25 gallons (une centaine de litres) par tonne extraite.

Compte tenu de la taille et du coût des installations à construire ainsi que de l'énergie nécessaire à leur gestion (les roches sont extraites puis chauffées en vue de leur distillation à 500C°) il faudrait, pour dynamiser l'exploitation des schistes bitumineux dans le monde, que plusieurs conditions soient réunies : une grave crise géopolitique (guerre Iran / Israël, par exemple) provoquant une pénurie majeure de pétrole, des perspectives de prix du brut demeurant élevés à long terme et surtout des aides massives consenties par les États producteurs.

Actuellement, seuls trois pays ont des installations de schistes bitumineux productrices de taille industrielle : le Brésil, la Chine et l'Estonie. Aux Etats-Unis, plusieurs projets sont à l'étude, mais jusqu'à présent les coûts sont restés assez élevés : pour une unité de production de 50 000 barils/jour, l'investissement nécessaire serait entre 5 et 7 milliards de dollars.

(Sources : Journal of Petroleum Technology, SPE)