

# Tensions énergétiques – quelles contraintes à l'exploitation des gaz de schiste ?

Bruno Courme\*.

## Introduction

L'utilisation des énergies fossiles hydrocarbonées a longtemps été marginale ou d'opportunité, jusqu'à ce que la Révolution Industrielle favorise son développement systématique, au cours du XIX<sup>e</sup> siècle, d'abord en Europe puis ailleurs dans le monde. Le charbon puis le pétrole sont ainsi devenus au XX<sup>e</sup> siècle des sources d'énergie indispensables au fonctionnement des économies modernes, dont la disponibilité et l'accès ont constitué et constituent encore un enjeu géopolitique majeur. Perçues d'abord comme abondantes mais inégalement distribuées, ces sources d'énergie ont progressivement été considérées comme des ressources en quantité finie et dont l'approvisionnement peut se trouver menacé, notamment après les chocs pétroliers du dernier quart du XX<sup>e</sup> siècle. Le gaz, longtemps considéré comme un pro-

duit difficilement valorisable si ce n'est sur un marché local, a vu son importance croître, suscitant ainsi progrès techniques et investissements nécessaires à son transport sur de grandes distances (GNL).

## Mise en perspective : évolution du « bouquet » énergétique mondial

L'évolution du « bouquet » énergétique mondial entre 1980 et les premières années du XXI<sup>e</sup> siècle, période pendant laquelle les besoins en énergie de la planète ont augmenté de 70%, illustre bien ces phénomènes (Fig. 1).

Le pétrole a vu sa contribution dans la demande d'énergie primaire baisser significativement en pourcentage, passant de 43% à 33 % entre 1980 et 2008. Bien qu'augmentant de 31% en valeur absolue, cette tendance traduit le contrecoup des chocs pétroliers et la volon-

5. Brésil, Russie, Inde, Chine, Afrique du Sud.

\* Total Gas Shale Europe,

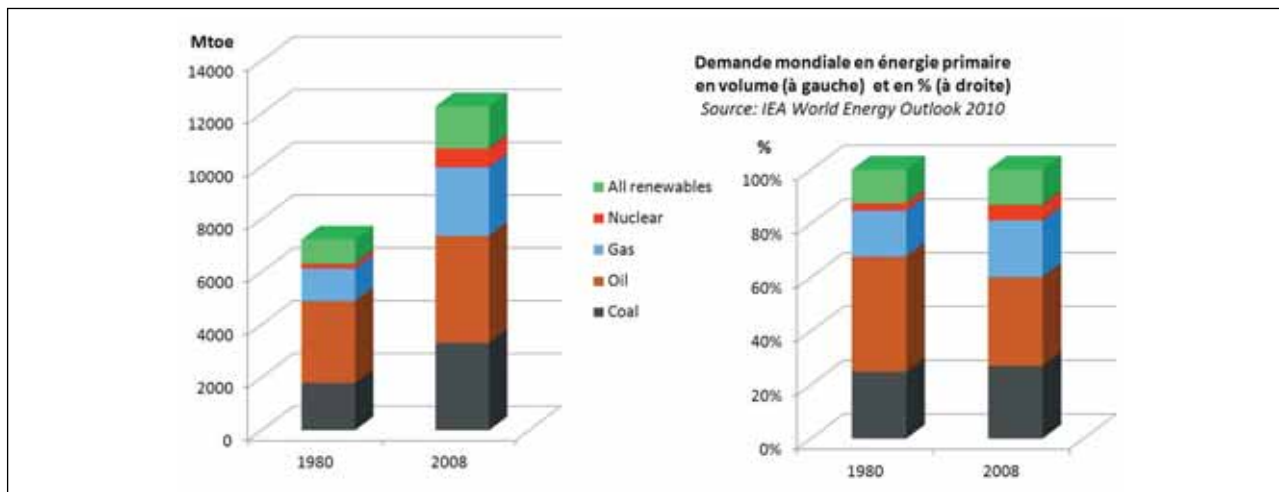


Figure 1. Demande d'énergie primaire dans le monde (source : IEA<sup>1</sup> - World Energy Outlook 2010).

té des grandes économies de réduire leur dépendance envers un approvisionnement perçu comme incertain.

Le charbon fournissait quant à lui en 1980 25% de la demande d'énergie primaire, pourcentage qui est resté stable voire en légère augmentation pendant les trois décennies suivantes, puisqu'il en représentait 27% en 2008. La stabilisation de cette contribution à un niveau élevé – qui correspond à une augmentation forte de la consommation en valeur absolue (+85%) – peut être expliquée à la fois comme un antidote à la dépendance et par l'existence de ressources en charbon accessibles dans des pays à forte croissance (Chine par exemple) et à forte consommation (États-Unis par exemple).

La part du gaz a augmenté pendant cette même période, passant de 17% à 21%, plus que multipliée par deux en valeur absolue, reflétant le renforcement de son rôle dans la diversification des sources d'approvisionnement.

La part du nucléaire a elle aussi plus que doublé en pourcentage, passant de 2,6% à 5,8% de la demande d'énergie primaire, sa production étant très inégalement distribuée et très variable suivant les pays, pouvant représenter la principale contribution dans certains pays comme la France (40%). Les énergies renouvelables ont, elles, vu entre 1980 et 2008 leur part dans la demande d'énergie primaire augmenter très légèrement, passant de 12,6% à 13%.

Quel que soit le scénario envisagé, les prévisions s'accordent sur une augmentation de la demande en énergie mondiale dans les prochaines décennies, dont l'amplitude varie suivant les efforts consentis pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) et améliorer l'efficacité énergétique (Fig. 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 ne pourra être que progressive ; elle se dessine aujourd'hui comme la conjonction de la diminution de la part du pétrole et surtout du charbon, les plus forts émetteurs de GES, compensée par une augmentation de celle des énergies renouvelables et du gaz, ce dernier certes émetteur de GES, mais en plus faible quantité que pétrole et charbon. L'avenir du nucléaire est aujourd'hui incertain mais une augmentation majeure de sa part ne semble pas d'actualité. Une autre incertitude réside dans le rythme avec lequel les énergies renouvelables se développeront.

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 approvisionne-

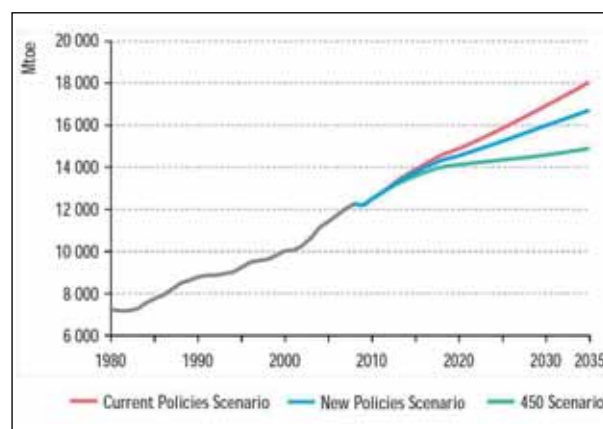


Figure 2. Prévisions d'évolution de la demande d'énergie primaire dans le monde par scénario (source : IEA - World Energy Outlook 2010).

1. International Energy Agency.

ment dominé par les énergies renouvelables. Dans ce contexte, le gaz doit être vu comme une opportunité raisonnable de satisfaire les contraintes économiques et environnementales. Sa part dans la consommation d'énergie primaire est donc amenée à augmenter.

## Ressources en gaz : contexte

Les ressources conventionnelles récupérables en gaz sont estimées à environ 400 tcm<sup>2</sup> (IEA – World Energy Outlook 2010), ce qui représente 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 produite à ce jour dans le monde, de l'ordre de 90 tcm (IEA – World Energy Outlook 2010). Leur répartition présente la caractéristique d'être assez inégale (Fig. 3).

À ces chiffres viennent s'ajouter les ressources en gaz qualifié de non conventionnel<sup>3</sup>. Cette terminologie couvre aujourd'hui : le gaz de réservoir compact (« tight gas »), le gaz de schiste<sup>4</sup> (« shale gas »), le gaz de charbon (« Coal Bed Methane » ou CBM) et les hydrates de méthane. Ces derniers sont aujourd'hui généralement exclus des calculs de ressources, les technologies qui permet-

traient leur production n'étant pas encore mises au point.

Les ressources en gaz non conventionnel sont encore très incertaines et appelées à évoluer, elles ont été estimées à environ 380 tcm en 2010 (IEA – World Energy Outlook 2010) mais d'autres chiffres plus récents renvoient certaines estimations à la hausse, comme en Europe (EIA 2011 – World Shale Gas Resources: an initial assessment of 14 regions outside the US). Leur distribution apparaît également plus équilibrée sur la planète (Fig. 4).

La comparaison des prévisions de demande et de production en gaz pour la prochaine décennie permet de mettre en évidence des disparités entre les zones géographiques les plus consommatrices (Fig. 5).

L'Amérique du Nord devrait rester auto-suffisante en gaz, grâce à l'apport du gaz non-conventionnel et du gaz de schiste en particulier. Ceci constitue un changement radical de perspective compte-tenu de ce que le continent était vu il y a encore peu comme un futur grand importateur de GNL. L'Europe, où aucune production significative en gaz non-conventionnel n'est attendue d'ici 2020, devra faire appel au GNL. Le futur dira si d'éventuels développements en gaz de schiste ou en CBM pourront venir diminuer le

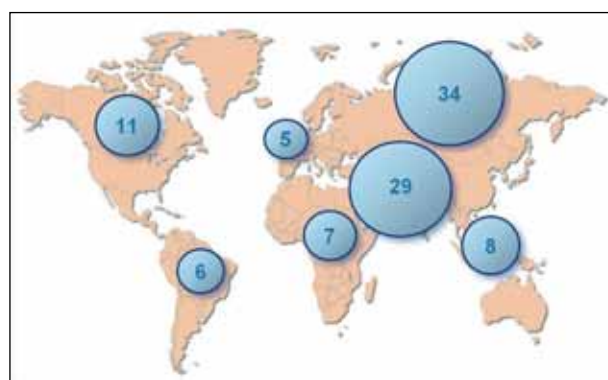


Figure 3. Gaz conventionnel – ressources récupérables en % (source : IEA - World Energy Outlook 2010).



Figure 4. Gaz non-conventionnel – ressources récupérables en % (source : IEA - World Energy Outlook 2010).

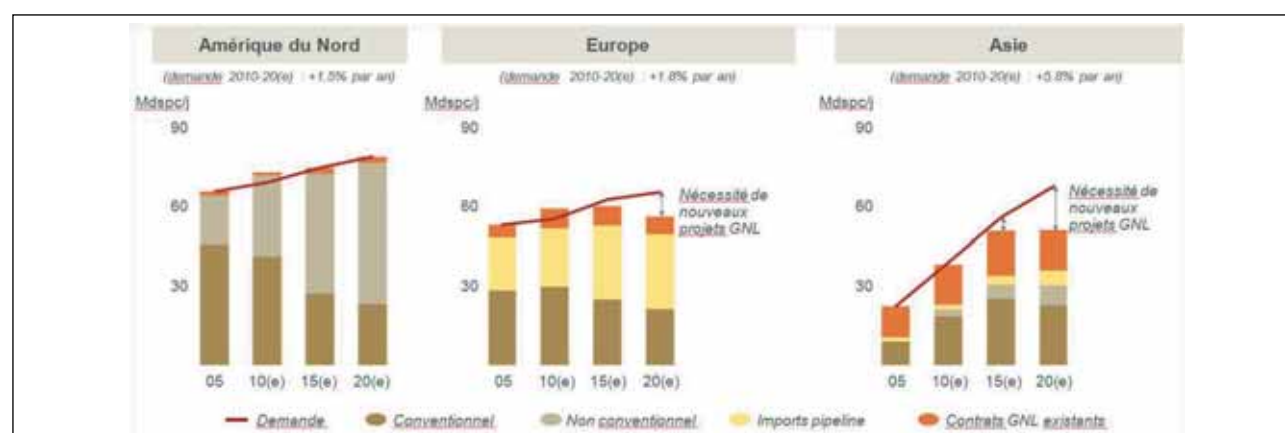


Figure 5. Prévision d'évolution des demandes et production en gaz (source : Total).

2. Millier de milliards de m<sup>3</sup>.

3. Le terme de non-conventionnel n'est valable que par référence négative à ce qui est considéré comme conventionnel, définition dépendant des pratiques et techniques en vigueur à un moment donné. Dans le cas du pétrole par exemple, les productions par grandes profondeurs (« deep offshore ») ont ainsi été considérées un temps comme non-conventionnelles, ce qui n'est plus le cas aujourd'hui. Il est raisonnable de penser que certains types de gaz non-conventionnels ne le seront plus demain.

4. Le terme de « schiste » est une traduction française géologiquement impropre – pélite serait plus adapté.

déficit d'approvisionnement anticipé aujourd'hui.

L'Asie, confrontée à une croissance plus forte de la demande, se retrouve dans une position où le recours à de nouveaux projets GNL semble inéluctable, même en tenant compte de la 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 à quelles contraintes ils sont confrontés.

## Quelles contraintes ?

Tout projet de développement de gaz de schiste fait face à des **contraintes de nature économique**. Les plus directes découlent immédiatement des contraintes techniques, environnementales et sociétales pesant sur le projet, qui sont détaillées ultérieurement. À fin d'illustration, on citera la profondeur de l'intervalle à produire qui a un impact direct sur le coût des puits, les mesures de suivi de la qualité des eaux de surface et des nappes phréatiques dans la zone du projet, ou les compensations versées à un propriétaire pour l'usage d'un terrain.

D'autres contraintes économiques sont le reflet du contexte local, régional, voire national et contraignent la capacité à réaliser un projet industriel. On citera par exemple la nature du tissu industriel et en particulier la présence ou l'absence d'une industrie pétrolière et gazière dynamique, celle d'un secteur de services adapté et compétitif, et la disponibilité d'une main d'œuvre formée, notamment dans les domaines du forage et de la stimulation.

D'autres encore découlent du degré de volonté politique qui accompagne ces projets. Des incitations fiscales à conduire de la R&D dans ce domaine ont par exemple été mises en place aux États-Unis dans les années 1980-90 et un crédit d'impôt de 1\$/kscf<sup>5</sup> avait été accordé au gaz non-conventionnel dans sa phase initiale.

D'autres contraintes correspondent au degré de développement des infrastructures de transport et de distribution de gaz, qui contraindront la facilité avec laquelle le gaz produit pourra être commercialisé et le niveau d'investissements à prévoir pour l'assurer.

D'autres enfin viennent du prix du gaz et de sa volatilité, qui contraignent directement la rentabilité des projets et l'incitation des investisseurs à contribuer à leur lancement.

L'examen de l'exemple américain montre que la rapidité avec laquelle les projets gaz de schiste ont pu être mis en production aux États-Unis est directement

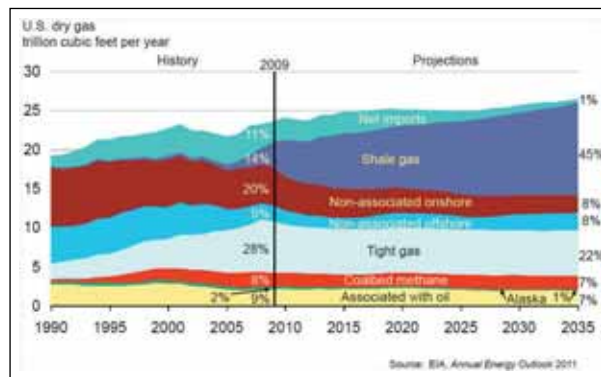


Figure 6. Historique et prévisions de croissance de production de gaz aux États-Unis (source : EIA<sup>6</sup> 2011).

liée à un contexte favorable et au faible niveau des contraintes économiques pesant sur le secteur (Fig. 6).

Un autre type de contraintes auquel fait face un projet de développement de gaz de schiste correspond aux **contraintes techniques et environnementales**.

Ces contraintes sont liées aux caractéristiques du sous-sol et de surface dans la zone du projet. Viennent tout d'abord les caractéristiques géologiques (Photo 1) de l'intervalle contenant la ressource : quel est le contenu en gaz de la roche, quelle est sa capacité à développer un réseau de fissures lors des opérations de fracturation hydraulique, qui visent à améliorer le déplacement du gaz de la matrice rocheuse vers le puits ? À plus grande échelle, quelle est la profondeur de l'intervalle en question, la nature des terrains sus- et sous-jacents, son hétérogénéité, quel est le degré de complexité structurale ? La réponse à ces questions contraint la construction des puits, le nombre de puits nécessaires et leur disposition géographique.

Le degré de connaissance du sous-sol jouera un rôle dans la rapidité avec laquelle de tels projets verront le jour en contraignant la phase d'exploration. L'exemple des États-Unis est à nouveau significatif : la connaissance des bas-



Photo 1. Affleurement d'un niveau géologique de type « schiste à gaz » (Source : Total).

5. Millier de pieds cube.

6. US Energy Information Administration.

sins sédimentaires, résultant de plusieurs décennies de production de gaz conventionnel à terre, a favorisé l'identification des zones les plus propices. Cette connaissance fait, par contraste, défaut dans bien des régions en Europe.

En surface, les contraintes sont liées aux zones protégées (parc nationaux, zones Natura 2000 par exemple), à la densité d'habitation (le gisement des Barnett shale aux Texas est en partie développé dans la ville de Fort Worth) (Photo 2) ou à la disponibilité des terrains pour installer les installations de surface (forêts, cultures).

Les contraintes environnementales viennent aussi de la disponibilité de l'eau nécessaire aux opérations de fracturation hydraulique. Les besoins, de l'ordre de 10 à 20 000 m<sup>3</sup> par puits au moment de la mise en production, nécessitent une gestion adaptée aux ressources. Ceci se traduit par la nécessité de traiter l'eau de retour et l'eau de 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 l'adaptation des prélèvements, par exemple par le stockage de l'eau en période de fortes précipitations.

La nécessité de protéger la ressource en eau et l'environnement dans lequel se développe un projet en général se traduit également par des mesures de suivi de la qualité des eaux de surface et des nappes phréatiques, par le respect d'une réglementation adaptée, notamment en ce qui concerne l'intégrité et l'étanchéité des puits, et par l'usage de produits à faible impact environnemental. Ces contraintes destinées à prévenir les risques d'accidents, 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 techniques employées sont les mêmes et sont maîtrisées de longue date), le nombre de puits à forer est plus important que



Photo 2. Appareil de forage et mur anti-bruit à proximité d'un jardin, Fort Worth - Texas (Source : Total).

dans le cas d'un développement classique.

Un projet de développement de gaz de schiste est également confronté à **des contraintes sociétales structurelles d'acceptabilité**.

Ces contraintes prennent des formes très différentes et varient d'intensité suivant le contexte culturel, politique, ou économique et le niveau d'implication national ou local. Elles déterminent 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, permet de relier ces contraintes d'acceptabilité à des facteurs tels que : l'image négative des énergies fossiles, la difficulté à accepter le risque par la société, la perte de confiance dans la technique et la technologie comme facteurs 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 viticulture, 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 remarque par exemple l'impact important sur l'acceptabilité de l'exploration des gaz de schiste de la volonté d'échapper à la dépendance aux importations de gaz russe.

Le degré d'incitation des propriétaires des terrains à voir un développement se réaliser est aussi contraignant : les cas extrêmes des États-Unis et de la France sont instructifs à ce titre. Aux États-Unis, la propriété par le détenteur d'un terrain des ressources du sous-sol 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 est également très faible au niveau des collectivités locales, malgré l'existence des redevances communales et départementales des mines.

L'existence de nuisances inhérentes à une activité industrielle est également un frein à l'acceptabilité des projets de développement. Des mesures adéquates doivent être prises pour en réduire l'impact. Diminuer l'emprise au sol 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 (développement en cluster) (Fig. 7). 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 est elle 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 (Photo 3).

Ces contraintes sociétales d'acceptabilité se trouvent souvent 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.

Viennent enfin s'ajouter les **contraintes d'acceptabilité conjoncturelles**, qui sont liées à l'actualité mondiale ou régionale et peuvent directement influencer un projet de développement de gaz de schiste. Dans certains pays producteurs d'hydrocarbures, la prise de conscience d'un déclin de la production conventionnelle peut agir en faveur du développement de ces nouvelles ressources ; cela a été le cas aux États-Unis par exemple, et le sujet fait partie du débat public au Danemark aujourd'hui.

Le contexte politique peut également avoir un impact majeur. Le récent exemple français fournit ici encore matière à illustration. Le calendrier électoral – cantonales et sénatoriales en 2011, puis présidentielles et législatives en 2012 – a engendré une quasi-obligation

pour le monde politique à prendre une position, qui ne pouvait qu'être négative, à de rares exceptions près, compte-tenu des éléments de perception de la société détaillés plus haut<sup>7</sup>.

Enfin le tragique accident de la centrale nucléaire de Fukushima au Japon, qui trouve son origine dans les conséquences non anticipées (hauteur de vague) d'un événement sismique exceptionnel, a suscité dans certains pays un débat sur les risques associés aux différentes sources d'énergies.

## Conclusion

Tout projet d'exploitation de gaz de schiste fait face à des contraintes variées, de natures économique, technique, environnementale et d'acceptabilité, qu'elles soient structurelles ou conjoncturelles pour cette dernière.

Ces contraintes dépendent intimement du contexte dans lequel le projet s'insère. Elles se révéleront bloquantes dans certains cas, déterminantes pour les autres, avec pour conséquence qu'elles 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 –, mais la mise en œuvre de l'ensemble du projet diffèrera.

Ces contraintes et leur ampleur contrôleront le temps que les futurs projets mettront à se réaliser. En tout état de cause, leur exploitation par un État ne peut que résulter d'un « choix de société » sur les sources d'énergie qu'elle souhaite employer et sur leur provenance. Seul ce choix permet de justifier les nuisances et d'accepter les risques. Il doit avoir lieu en toute connaissance de cause et ne pas se fonder sur une argumentation partielle ou biaisée.

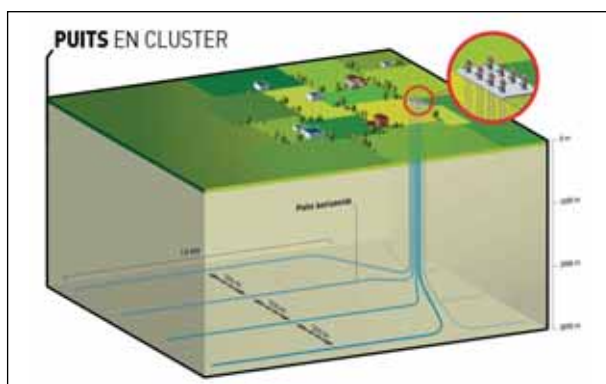


Figure 7. Schéma d'un « cluster » de puits à partir d'une même implantation de surface (Source : Total).



Photo 3. Installation de production conçue pour ne pas dépasser la hauteur du mur d'enceinte, lui-même identique aux murs des habitations avoisinantes, Fort Worth - Texas (Source : Total).

7. Voir Loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique (JORF du 14 juillet).