

RESSOURCES GAZ & HUILE DE SCHISTES DES GEOSCIENCE AU DEVELOPPEMENT COMMENT TRANSFORMER L'ESSAI ?

Philippe A. CHARLEZ ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Total. Directeur Surface & Développement Ressources Non Conventionnelles.
Phone (33) 611841239 Fax (33) 147444742 E-Mail: philippe.charlez@total.com

RESUME

Dans les réservoirs conventionnels, les hydrocarbures en place sont «naturellement» transformés en réserves. En revanche, en raison de leur perméabilité naturelle extrêmement faible, les «plays» non conventionnels ne produisent pas naturellement. La roche doit être artificiellement stimulée en créant autour du puits un réseau de fractures conductrices dans lequel la perméabilité est fortement améliorée par rapport à celle de la roche initiale. Cette zone est appelée SRV (Stimulated Reservoir Volume). Pour maximiser la taille du SRV, on utilise l'opportunité de puits horizontaux forés parallèlement à la contrainte horizontale mineure qui permet grâce à la technologie de la fracturation hydraulique de créer un ensemble de fractures transversales favorisant la stimulation de microfissures naturelles et induites. La fabrication d'un SRV transforme le play (hydrocarbures en place) en un réservoir (réserves). Le fraccer n'est plus un «skin killer», il devient un «reservoir maker»; la complétion devient une discipline géosciences à part entière.

Les plays non conventionnels ont été développés aux US en utilisant la technique dite de «*trial and error*» qui consiste à forer un grand nombre de puits sans réellement prendre en considération les attributs géosciences, acceptant statistiquement qu'une partie des puits soient forés en dehors de la zone de production optimale (appelé «sweet spots»). Applicable aux US en raison de la disponibilité des appareils de forage et de la présence historique de nombreuses compagnies de service dans un marché ouvert et concurrentiel, cette méthode n'est pas exportable ailleurs.

Les qualités naturelles du play et du SRV sont les clés pour mieux identifier les sweet spots. Ces qualités sont dépendantes d'un certain nombre d'attributs:

(1) Pour potentiellement générer les hydrocarbures, la roche mère de type «shale» qui constitue le play doit contenir une concentration de matière organique suffisante (TOC) et se situer dans la bonne fenêtre de maturité favorable,

(2) Le potentiel de production du play sera principalement contrôlé par ses propriétés pétrophysiques (porosité et perméabilité naturelle), le type et la qualité des hydrocarbures génères (viscosité) ainsi que par la pression de pore. Ces attributs déterminent la «*qualité du play*»

(3) La production dépendra de la «*qualité du SRV*» elle-même conditionnée par trois attributs principaux: le champ de contraintes, le réseau de fractures naturelles et la fragilité de roche.

Une cartographie fiable de ces deux qualités à l'aide d'attributs pertinents devrait permettre de forer davantage de puits dans les sweet spots et par voie de conséquence, de minimiser le nombre de puits forés dans les zones non productrices. Cette cartographie apparaît comme un élément clé pour développer économiquement des ressources non conventionnelles dans des régions où la disponibilité des appareils de forage est limitée et par conséquent les coûts de forage élevés.

Minimiser le nombre de puits permet également de réduire fortement l'impact sur l'environnement. Cela signifie en effet moins d'empreinte en surface, moins d'eau pour la fracturation hydraulique, moins de risques en termes d'intégrité de puits et donc des projets non conventionnels plus acceptables pour les communautés locales, en particulier dans des zones où la densité de population est élevée.

Mots clés : Non conventionnel – Play – Roche mère - Stimulated Reservoir Volume – Sweet Spot - Acceptabilité

1. INTRODUCTION

Produire les hydrocarbures des roches mères n'est pas nouveau puisqu'en 1821, soient plusieurs dizaines d'années avant que le Colonel Drake ne fore son premier puits en Pennsylvanie, les schistes de Fredonia étaient exploités dans l'état de New York. Dans les années 1920, une partie significative de la production américaine de gaz provenait de dépôts schisteux similaires dans bassin des Appalaches. Toutefois, il ne s'agit là que d'histoires très anecdotiques dans la mesure où les hydrocarbures conventionnelles «faciles» dominèrent largement l'histoire pétrolière et gazière du XX^{ème} siècle reléguant un peu aux oubliettes

les huiles et gaz de schistes.

L'engouement est très récent puisqu'il date du début des années 2000 suite au développement du Barnett au Texas par des indépendants américains. Deux techniques sur lesquelles nous reviendrons dans les paragraphes suivants –les puits horizontaux et la fracturation hydraulique– furent les clés de ce succès puisqu'en 2008 soient seulement 5 années après le début de son développement, le Barnett devenait le premier champ gazier américain contribuant à hauteur de 7% de sa production globale. D'autres succès suivirent notamment le prolifique Haynesville situé à la frontière entre le Texas et la Louisiane produisant en 2012 7,2 Bcf/jour. Avec le Marcellus reconnu comme le plus grand objet au monde par son extension (250000 km²), la production de gaz de schistes qui atteignait aux US 25 Bcf/jour début 2012 devrait doubler d'ici 2020.

Ces ressources aussi inattendues qu'abondantes ont eu un impact majeur sur le prix du gaz aux US passé de 4,5\$US/MBtu début 2011 à moins de \$2US/MBtu en Avril 2012.

2. LES « DRIVERS » GEOSCIENCES

Contrairement aux hydrocarbures conventionnels qui ont migré vers un horizon réservoir où ils ont été piégés, les gaz et huiles de schistes consistent à exploiter directement les hydrocarbures générés au sein de la roche mère. Rappelons que les hydrocarbures résultent de la maturation de la matière organique (le kérogène) enfoui dans des sédiments très fins portés à une température suffisante pour qu'une réaction chimique similaire au « cracking » s'opère. A des profondeurs d'enfouissement croissantes on trouvera d'abord du pétrole, puis du gaz à condensat et enfin du gaz sec.

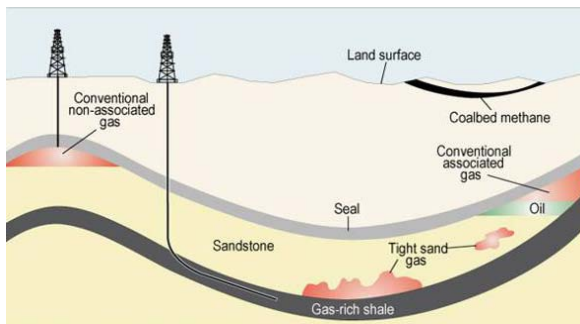


Figure 1 – Réservoir et roche mère (source EIA)

Contrairement aux roches réservoir résultant de la diagenèse de grains assez grossiers de sable ou de calcaire et au contenu en minéraux argileux souvent faible, les roches mères déposées en milieu marin

calme sont des matériaux fortement hétérogènes composés d'un mélange de grains très fins de calcaire, de silice et d'argile (en moyenne de 20% à 40%) en proportions très variable. Une roche mère contient également entre 1% et 10% en poids de matière organique qui peut concentrer jusqu'à 50% de sa porosité (Figure 2).

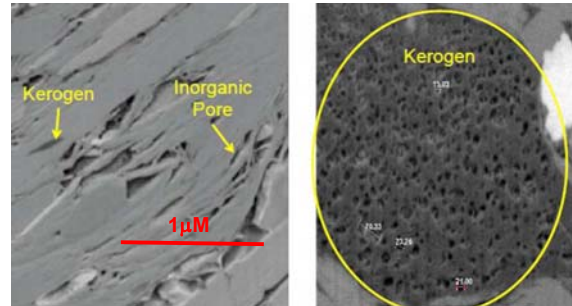


Figure 2 – Porosité nanométrique présente au sein de la matière organique (after Bustin)

La finesse des grains ainsi que la présence de matière organique confère à une roche mère une très grande surface spécifique, une microporosité ainsi qu'une perméabilité nanométrique¹ c'est à dire un millier à un million de fois plus faible que celle rencontrée dans les réservoirs conventionnels les plus médiocres. Les roches mères sont aussi fréquemment naturellement fissurées.

La quantité d'hydrocarbures contenue dans une roche mère dépend principalement de sa composition initiale, du type et de son contenu en matière organique ainsi que de son degré de maturation. Insuffisamment mature elle ne contiendra que du kérogène non ou peu transformé tandis que trop mature, une quantité significative d'hydrocarbures auront migré vers un réservoir sus-jacent ou auront été totalement détruits.

Les roches mères n'ont pas besoin de piège dans la mesure où c'est leur faible perméabilité qui permet la rétention d'une partie des hydrocarbures générés. Elles sont donc à la fois « auto génératrice » et « auto piègeante ». Les roches mères ont par ailleurs des extensions horizontales sans commune mesure par rapport aux réservoirs traditionnels. Par exemple le Marcellus couvre dans le Nord Est des Etats Unis une surface près de 246 000 km² (soit près de la moitié de la France). Les roches mères couvrent couramment des surfaces de l'ordre de 20000 km² à 30000 km²

Dans les réservoirs conventionnels, la perméabilité du réservoir est généralement suffisante pour que le puits délivre (soit en déplétion naturelle soit avec un apport d'énergie –pompage ou gaz lift) une production

¹ 1nM=10⁻⁹m

économique. En d'autres termes, pour un réservoir conventionnel, les hydrocarbures en place sont naturellement transformés en production et par conséquent en réserves (**Figure 3**).

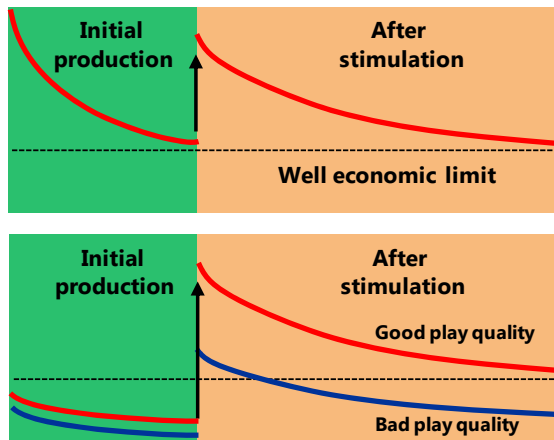


Figure 3 – Profils conventionnels (haut) et non conventionnels (bas)

Par contre, la très faible perméabilité des roches mères ne permet pas de les produire économiquement sans passer par un artifice « la fracturation hydraulique »². Cette technique consiste à créer au sein de la formation un réseau connecté de fractures en injectant sous pression un fluide (généralement de l'eau) chargé de sable calibré dont le rôle est de maintenir ouvertes les fractures créées ou réactivées lorsqu'il s'agit de fractures naturelles.

Ce réseau volumique fracturé appelé **SRV** (**S**timulated **R**eservoir **V**olume) occupera autour du puits un volume dans lequel la perméabilité augmentera de façon substantielle par rapport à sa valeur originelle ce qui permettra de produire le puits à un débit économique. Les gaz de schistes ne fournissent donc naturellement que des hydrocarbures en place. Ils ne seront transformés en réserves qu'une fois le SRV créé (**Figure 4**). Pour maximiser l'extension du SRV on utilise l'opportunité de puits horizontaux forés parallèlement à la contrainte mineure horizontale³ ce qui permet de développer une série de fractures transverses perpendiculaires à l'axe du puits.

Cette série de fractures parallèles (les récents développements aux Etats-Unis utilisent jusqu'à 30 fractures parallèles par puits, 10 à 15 en moyenne)

² La fracturation hydraulique est aussi utilisée dans les réservoirs conventionnels souvent pour leur donner une « seconde vie » quand la production décline au dessous de leur limite économique.

³ Une fracture hydraulique se développe toujours perpendiculairement à la contrainte mineure

favorise alors la formation d'un réseau secondaire de fractures composé à la fois de fractures induites mais aussi de fractures naturelles partiellement ou totalement cimentées (**Figure 4**).

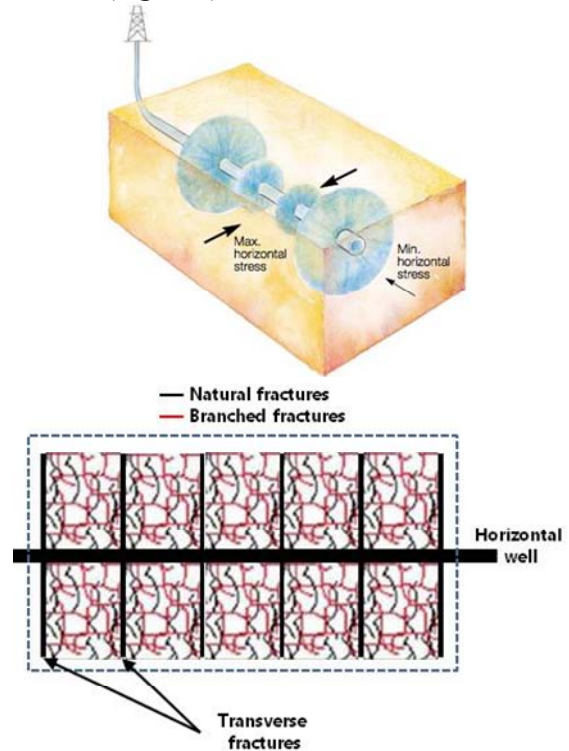


Figure 4 – Multi-fracturation d'un puits horizontal parallèle a la contrainte mineure avec formation d'un SRV

La taille et la perméabilité équivalente du SRV sont évidemment les clés de la future production du puits mais aussi, des données essentielles pour estimer le nombre requis de puits pour produire économiquement partie ou totalité du play.

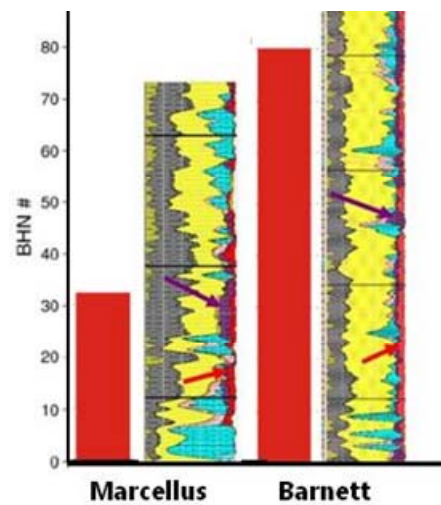


Figure 5 – Comparaison du Barnett (forte fragilité – barre rouge - et faible teneur en argile – en grisé sur

le log lithologique) et du Marcellus (faible fragilité et forte teneur en argile)

La qualité du SRV dépend de nombreux facteurs opérationnels (type de fluide utilisé, débit de pompage, concentration en sable) mais aussi de l'aptitude de la roche à se fracturer. Cette dernière que l'on appelle « fragilité »⁴ dépend fortement des propriétés élastiques de la roche (module d'Young, coefficient de Poisson) elles-mêmes fortement liées à sa composition minéralogique. Retenons qu'une faible teneur en argile joue en faveur d'une forte fragilité comme démontré sur la **Figure 5** où les formations du Barnett (US – Texas) et du Marcellus (US – Etat de New York) ont été comparées. Selon Britt & al⁵, une bonne qualité de SRV s'obtient pour des schistes dont la teneur en argile est inférieure à 40% et le module d'Young est supérieur à 2x10⁵ bars.

3. DES GEOSCIENCES AU DEVELOPPEMENT

Les principaux piliers géosciences des gaz et huiles de schistes ont des conséquences majeures sur les schémas de développement. En comparaison d'un développement conventionnel classique⁶, un gisement de gaz et/ou d'huile de schistes sera exploré puis apprécié à l'aide de plusieurs dizaines de puits tandis que la phase de développement proprement dite pourra nécessiter plusieurs milliers de puits horizontaux multi fracturés organisés en PADS ceci afin de minimiser l'impact en surface. Le schéma de développement d'une roche mère peut se décomposer en 5 phases préliminaires (**Figure 6**).

Compte tenu de l'hétérogénéité de la roche, et avant toute activité de forage, les ressources seront tout d'abord pré-évaluées sur base de données statiques (porosité, teneur en matière organique, degré de maturité de la roche mère,...) disponibles dans la littérature, sur des développements voisins ou des analogues géologiques.

La phase d'exploration/délinéation (forage de quelques puits verticaux) qui suivra aura pour but de réduire les incertitudes sur les différents paramètres et de confirmer que la roche mère contient dans un périmètre donné des

hydrocarbures en suffisance pour envisager un possible développement. A ce stade toutefois, aucune information dynamique (productivité et donc réserves potentielles) ne sera disponible.

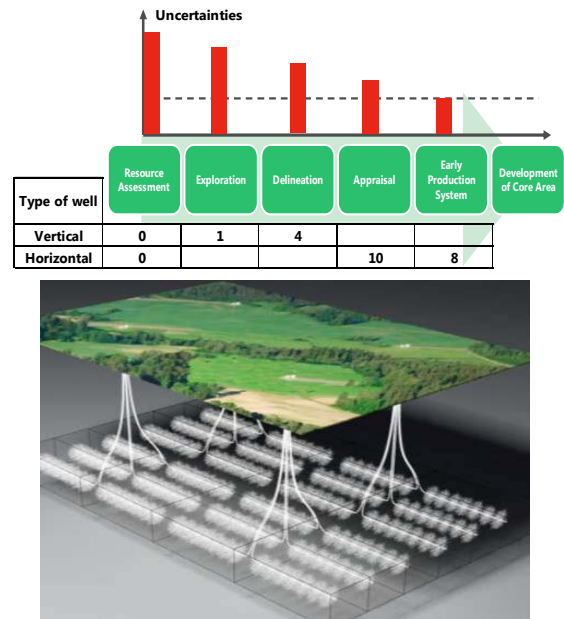


Figure 6 – Plan de développement typique gaz et huile de schistes à l'aide de PADS de puits horizontaux multi fracturés

La phase d'appréciation aura pour but de démontrer qu'un puits horizontal multi fracturé (autrement dit la qualité de son SRV) est capable de délivrer a court terme une production acceptable. Plusieurs types d'architectures (longueur du drain horizontal, nombre d'étages de fracturation) pourront être testés mais, la phase d'appréciation ne répondra pas aux questions cruciales du taux de déclin moyen terme et des réserves ultimes par puits. Pour lever ces incertitudes et confirmer la commercialité du champ, deux PADS expérimentaux de 5 à 10 puits multi-fracturés seront développés puis testés sur une durée pouvant s'échelonner entre 6 mois et 2 ans. C'est seulement après confirmation de cette commercialité (et une trentaine de puits forés) que le développement complet du champ pourra être décidé.

Compte tenu du nombre gigantesque de puits, les dépenses de forage pourront représenter jusqu'à 90% des dépenses totales de développement. Le nombre de puits ainsi que leur coût unitaire (forage + opérations de fracturation) seront donc les données économiques essentielles nécessitant de mettre en œuvre de nouveaux processus industriels capables de forer et de fracturer « à la chaîne ». Entre 2005 et 2010 les compagnies opérant les gaz de schistes aux US ont ainsi pu gagner 40% en efficacité tout en réduisant de

⁴ Le terme anglais est "brittleness"

⁵ L. Britt and J. Schoeffler (2009) "The Geomechanics of A Shale Play : What Makes a Shale Prospective ?" SPE 125525

⁶ Rappelons que pour un développement conventionnel classique, le processus exploration / délinéation / développement /production est phasé, que les phases exploration et délinéation représentent moins de 10 puits tandis que la phase développement demandera en moyenne une cinquantaine de puits.

30% les couts⁷. Améliorer encore et toujours ces performances demandera non seulement de forer vite et bon marché (choix optimal des outils et des fluides de forage, procédures permettant de réduire au maximum les temps non productifs) mais aussi d'alléger les architectures (nombre minimal de points de casing, possible suppression de la DHSV) tout en assurant l'excellence de la sécurité. Afin de sécuriser un grand nombre (parfois plusieurs dizaines) d'appareils de forage et d'équipement de fracturation durant de longues périodes (entre 10 et 20 ans), les compagnies devront revoir leur politique long terme en étudiant notamment de nouvelles alliances stratégiques avec les Compagnies de Services. La chaîne logistique jouera évidemment un rôle essentiel tant sur le plan du transport et de l'approvisionnement (équipements, eau, produits chimiques) que sur le plan de la gestion des consommables et des pièces détachées. Ce nouveau type de modèle demandera aussi en abondance de nouvelles compétences très transverses (i.e. géosciences et géo-mécanique vs forage/complétion) qu'il faudra enseigner à une population recrutée localement pour l'essentiel.

En dehors des coûts de forage et de fracturation, c'est dans l'optimisation du nombre de puits de développement que se jouera principalement l'économie des projets. La méthode « trial and error » couramment utilisée aux US montre en effet qu'un nombre très important de puits (>30%) est foré en dehors des zones productrices (aussi appelés « *sweet spots* »).

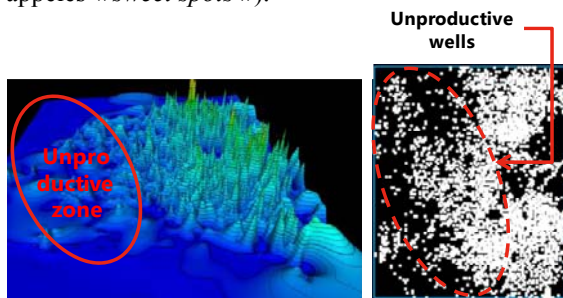


Figure 7 – La méthode trial and error conduit à forer de nombreux puits hors des sweet spots (courtesy of Schlumberger –Terratek)

Le sweet spot résulte de la superposition de deux conditions :

- (1) La « qualité de la roche mère » qui doit contenir une teneur en matière organique suffisante dans la bonne fenêtre de maturité et être capable de retenir une partie des HC

produits lors de sa diagénèse. Cette qualité dépend également de sa minéralogie (argilosité) et de ses propriétés pétrophysiques (perméabilité et porosité). En effet, même si la perméabilité naturelle est extrêmement faible, après fracturation, une perméabilité naturelle plus élevée (plusieurs centaines de nD) fera la différence par rapport à une perméabilité naturelle faible (quelques dizaines de nD). Une pression de pore élevée peut être un moteur de production extrêmement efficace pour produire le gaz libre. Elle peut toutefois aussi être signe d'une maturité élevée du play et donc synonyme de migration,

- (2) La « qualité du SRV » ce qui signifie une bonne connaissance du tenseur de contraintes in-situ (pour orienter correctement les puits dans la direction de la contrainte mineure et développer une série de fractures transversales parallèles), la présence de fractures naturelles qui une fois ré-ouvertes et soutenues participeront activement à la construction du SRV et une bonne fragilité de roche (qui va généralement de pair avec une faible argilosité) ceci afin de développer entre les fractures transversales principales un réseau de fractures induites qui connectées au réseau de fractures naturelles développeront un volume significatif dans lequel la roche sera capable de drainer « économiquement » vers le puits les hydrocarbures piégés dans la matrice. Stimuler efficacement ce SRV demandera de transporter l'agent de soutènement dans ce réseau de microfissures. Le choix du fluide de fracturation (en particulier sa viscosité), la granulométrie de l'agent de soutènement et les débits de pompage seront à cet égard des données opérationnelles essentielles.

Identifier précocement les sweet-spots par un aller-retour permanent entre les informations puits (épaisseur, richesse et maturité de la roche mère, composition minéralogique et fragilité, productivité et courbe de déclin) et les informations sismiques (extrapolation/interpolation des résultats de puits) obtenues par une acquisition adaptée multi-composantes (ondes P et S) est absolument décisif. Ce travail multi-disciplinaire nécessite outre un grand professionnalisme, une très grande écoute inter-métiers. Chez TOTAL nous sommes convaincus que ce travail transverse est la clef du succès dans toutes les zones nouvelles où vont se développer les plays non-conventionnels.

En dehors des aspects économiques, réduire le nombre de puits en identifiant les sweet spot représente aussi un enjeu majeur d'acceptabilité. Moins de puits c'est moins d'eau pour la fracturation, moins de déchets (cuttings, eaux de dégorgeement), moins de gaz à effet

⁷ The Flexible Factory : The Next Step in Unconventional Gas Development. > Forbes, J. Ehlert, H Wilczynski - Schlumberger Business Consulting

de serre et surtout moins d'impact en surface (utilisation de terrain, bruit, lumière, poussières....)

CONCLUSION

Grace à deux technologies pourtant matures (le forage horizontal a émergé dans les années 1930 et le premier puits a été fracturé en 1947) la production des gaz de schistes est passée aux US en 10 ans de moins de 1% à plus de 20% de la production nationale entraînant par la même occasion des effondrements spectaculaires des prix passant sous les 2\$/MMBTU début 2012. Les prévisions les plus optimistes estiment qu'à l'horizon 2035, ils pourraient représenter 50% de la production américaine. Après la catastrophe de Fukushima, le gaz apparaît comme l'option la plus crédible pour décarbonner progressivement l'économie et servir de transition vers les énergies renouvelables. Trois facteurs pourraient cependant menacer son développement aux États-Unis ainsi que son exportation hors États-Unis.

La première menace est la perception négative des parties prenantes vis-à-vis des techniques de développement. En dehors des craintes liées à la fracturation hydraulique (pollution des nappes phréatiques) qui est davantage un mythe qu'un

risque, l'impact en surface (occupation de terrain, trafic considérable de poids lourds entraînant bruit, poussière et risques d'accidents) représente un certain nombre de nuisances pour les parties prenantes. Changer cette perception exige de la part des opérateurs toute la transparence nécessaire, une communication adaptée et un engagement fort vis-à-vis des communautés locales incluant notamment une surveillance continue des impacts environnementaux ainsi qu'un renforcement des réglementations en vigueur.

La seconde menace est le questionnement concernant les ressources techniquement récupérables de gaz de schiste compte tenu des taux de déclin élevés observés. L'expérience US ne donne pas encore suffisamment d'éléments pour pouvoir y répondre d'une façon précise. Par ailleurs en dehors des US, les ressources publiées restent très notionnelles et doivent être considérées avec circonspection.

La troisième concerne le coût des DRILLEX (forage + fracturation). De nouveaux modèles business devront être développés pour rendre ces développements économiques hors US

Ces incertitudes pourraient ralentir les investissements et retarder sa réplique ailleurs.