

Hydrocarbures de Roches Mères

L'effondrement des cours du gaz et du pétrole font suite à une abondance d'offre due pour l'essentiel aux gaz et huile de schistes américains et une décroissance de la demande. Malgré une réduction très importante de l'activité aux US la production non conventionnelle résiste d'une façon remarquable.

En introduction, Pascal Baylocq, Président du CLAR Huiles de Roche-Mère présente un panorama du contexte énergétique mondial et quelques éléments de réflexion. Sur la base d'une étude EIA portant sur la période 2012 - 2040 on observe une croissance des besoins énergétiques mondiaux de l'ordre 1,8% par an avec la politique énergétique mondiale actuelle, mais passant à 0,6% par an si on diminue la consommation énergétique par introduction importante des énergies

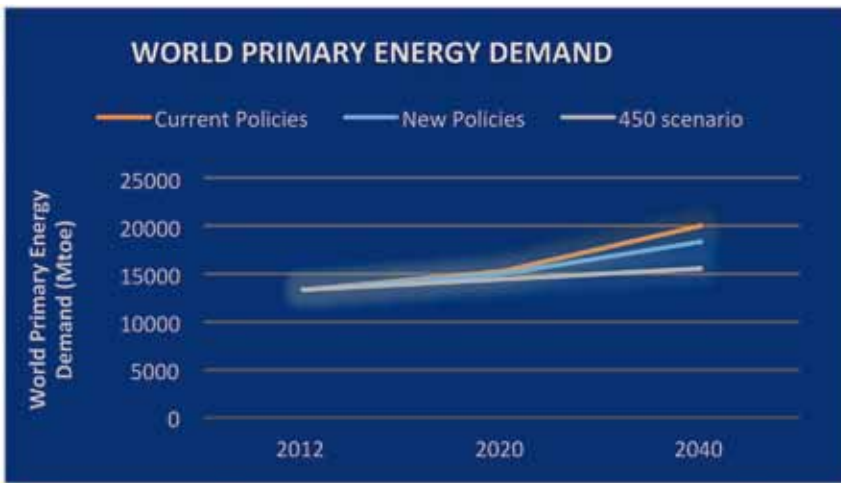
renouvelables et aboutissant à une réduction à 450 ppm des teneurs en CO₂ dans l'atmosphère (scénario 450). Pour cette période 2012-2040, les consommations énergétiques passeraient de 20 Gtoe en 2012 avec le scénario de consommation et répartition des sources actuelles à 15 Gtoe dans le cas "450" (figure 1). Pour atteindre cet objectif une transition énergétique est donc nécessaire. Elle est en cours avec la proportion croissante des énergies renouvelables, cependant

la part des énergies fossiles restera majoritaire dans le mix énergétique, passant globalement de 82 % en 2012 à 80 % en 2040 si rien n'est fait, et vers 60% selon le scénario 450. Mais dans tous les cas, la consommation en gaz augmentera car il convient de renouveler les réserves afin de favoriser la substitution du charbon en fourniture électrique (figure 2). Les hydrocarbures de roche-mère peuvent aussi contribuer au nouveau mix énergétique car leur économie est en voie de stabilisation.

Cependant, le contexte géopolitique mondial reste une inconnue importante, avec par exemple la baisse du baril, dont on ne sait pas prévoir la durée, les crises des pays arabes, le ralentissement effectif de la croissance chinoise, et aussi l'impact des ressources exploitables en huile et gaz de roche-mère. Les prévisions à un an du prix du baril vont de 80 à 100\$ si l'OPEP réduit sa production, mais il pourrait descendre à 20-30\$ si de nouvelles quantités de brut arrivent sur le marché.

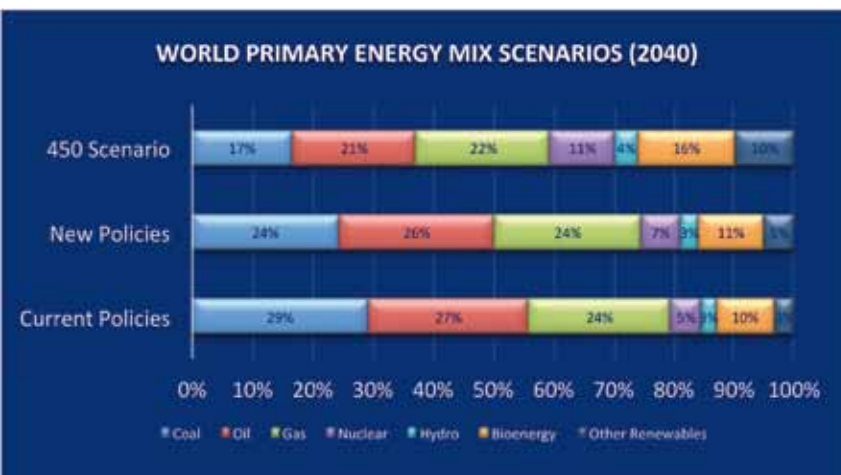
La transition énergétique se fera lentement car il s'agit d'investissements lourds financés sur le long terme. Les énergies renouvelables sont dans certaines parties du monde compétitives économiquement, mais si on compare les prix moyens en \$/MWh à échelle mondiale, on constate que l'éolien est aux alentours de 55-90\$, le solaire varie de 85 à 125\$, et le gaz naturel est aux environs de 45\$. Avec les progrès technologiques, les prix des énergies renouvelables devraient devenir compétitifs à terme, comme le montre l'étude de l'Université Harvard et le Boston Consulting Group; dans le cas de l'éolien ce serait la période 2025-2035 aux USA, pour le solaire ce serait plutôt 2035-2050 (figure 3).

Il faudra donc continuer les investissements dans les énergies fossiles et le stockage d'énergie pour compenser



Source : EIA, World Energy Outlook.

Figure 1 - Evolution de la demande énergétique mondiale (2012-2040).



Source : EIA, World Energy Outlook.

Figure 2 - Evolution du « mix » énergétique mondial (2012-2040).

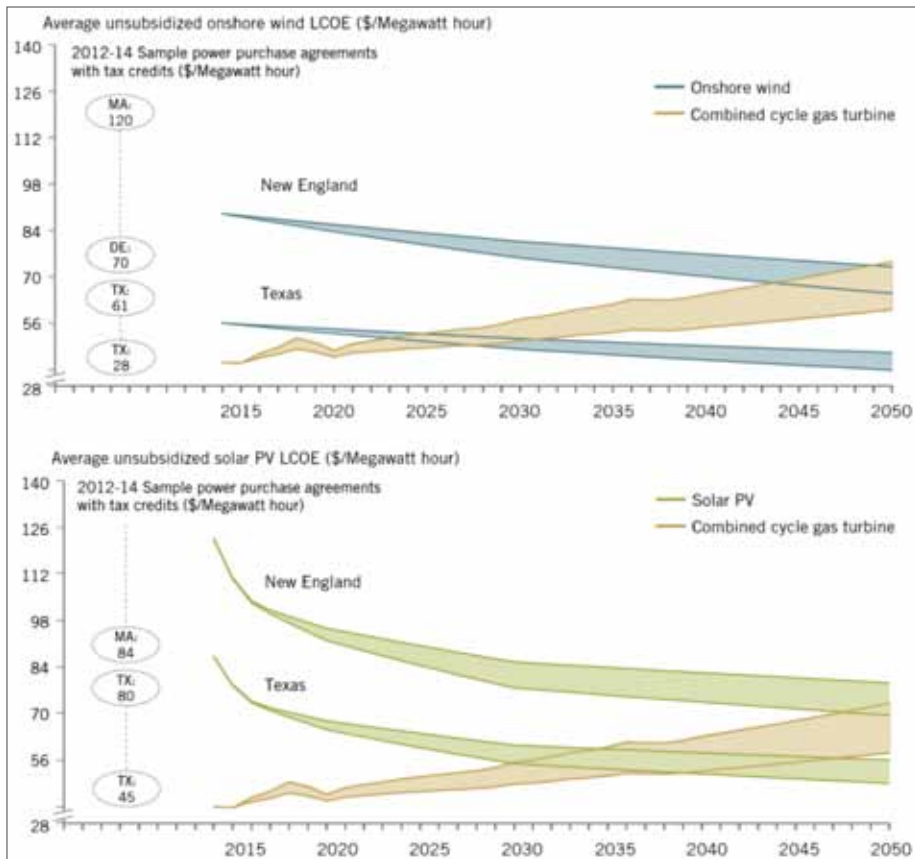


Figure 3 - Évolution possible des coûts comparés du gaz et de l'éolien (haut) ou du photovoltaïque (bas) sur la période 2015-2050.

Source: IBCG & Harvard Business School, Americas Unconventional Energy Opportunity, June 2015.

l'intermittence des renouvelables et dans les réseaux de transport et distribution. Il faut noter que l'industrie gazière en France représente 160 000 emplois, avec 80% de la population desservie en gaz, 37 500 km de réseau de transport et 200 000 km de réseau de distribution. Donc opposer hydrocarbures et transition énergétique n'est pas pertinent, comme le montre la comparaison entre les Etats-Unis et l'Allemagne.

• Aux USA, on s'est lancé massivement dans les Hydrocarbures non conventionnels avec un succès économique notable : sur 10 ans on a créé 2,7 M emplois avec des salaires élevés, des revenus pour l'état représentant environ 13% du déficit américain, une économie de 800\$ par ménage et par an en raison du coût faible de l'énergie et une augmentation du PIB. Les émissions de CO₂ ont diminué de 10% dans la production électrique par substitution du charbon par le gaz. C'est un bilan positif, à relativiser en raison de quelques incidents industriels liés au non-respect des standards de l'industrie

pétrolière par des petits opérateurs et de la chute récente des cours du pétrole dont il faudra mesurer l'impact sur les chiffres précédents.

• En Allemagne, on s'est lancé dans une politique volontariste pour le développement des renouvelables (25% du mix énergétique) : cela a coûté cher à l'Etat avec 400 G\$ de subventions, mais a créé 380 000 emplois, et a permis de diminuer les émissions de CO₂ de 10%, bien que depuis 2009, avec l'importation massive de charbon, il y a à nouveau augmentation des émissions de CO₂. Par contre, le prix de l'électricité en résidentiel a augmenté de 70%, ce qui pèse sur les ménages et l'industrie. Enfin, ce développement a engendré une destruction de valeur dans le secteur énergétique conventionnel, avec des industriels qui ont dû fermer de nombreuses centrales thermiques, par exemple RWE a perdu 3 G€ en 2013.

Concrètement il n'est pas pertinent de juger ou trancher entre ces 2 modèles, les USA sont certainement allés un peu vite dans le développement du gaz de

schiste, mais ils sont volontaristes. En Allemagne on est allé trop vite dans le développement des renouvelables, sans préparation transitoire.

Les risques dont on a beaucoup parlé, sont bien connus et maîtrisés aujourd'hui, que ce soit le forage des puits, la fracturation hydraulique, la ressource en eau et son élimination, la composition des fluides de fracturation, et l'empreinte au sol diminuée. Il reste 3 risques connus sur lesquels des progrès restent à faire : il s'agit des fuites de gaz fugitives dont il faut renforcer le monitoring, de la sismicité induite avec un renforcement de la connaissance du sous-sol et du monitoring, et de la définition de l'état "zéro" des sites et enfin du risque sanitaire pour lequel on manque de recul et où il faudra plus de monitoring et d'analyse.

En conclusion, n'opposons pas transition énergétique et hydrocarbures non conventionnels. Le gaz sera partie prenante de cette transition énergétique. L'industrie pétrolière connaît et maîtrise les risques liés au développement des hydrocarbures non-conventionnels. On a donc besoin, surtout en France, d'en connaître les réserves.

Panorama de l'exploration production des non conventionnels dans le monde

Jean Louis Schilansky, Président du CHNC, fait un panorama de l'exploration production des non conventionnels dans le monde.

Le Centre Hydrocarbures Non Conventionnels est un organisme créé début 2015 qui a pour mission de rassembler, évaluer et diffuser les informations relatives aux hydrocarbures non conventionnels dans les domaines technique, environnemental et économique. Il s'appuie sur un Conseil scientifique, chargé de valider ses publications, composé de 9 personnalités de très haut niveau, appartenant aux Académies des Sciences, de Médecine, des Technologies ou de l'Ecole des Hautes Etudes en Sciences Sociales. Ce Conseil est présidé par Mr Bernard Tardieu qui est aussi président de la commission Energie et Changement Climatique de l'Académie des Technologies.



Figure 4 - Carte mondiale des bassins sédimentaires avec ressources d'hydrocarbures non conventionnels (EIA).

Pays	Gaz de schiste (Gm ³)	Pétrole de schiste (Gb)
Afrique du Sud	11 000	0
Algérie	20 000	5,7
Allemagne	500	0,7
Arabie Saoudite	16 000	-
Argentine	22 000	27
Australie	12 000	16
Canada	16 000	9
Chine	31 000	32
Danemark	900	0
Etats-Unis	17 000	78,2
France	3 900	4,7
Pologne	4 000	1,8
Royaume-Uni	700	0,7
Russie	8 000	75

Figure 5 - Etat des Ressources Non Conventionnelles dans le monde (EIA).

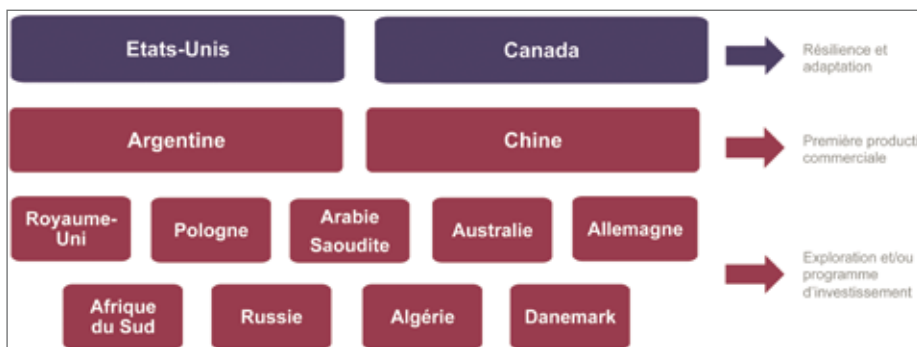


Figure 6 - Les différents stades de développement des pays ayant initié une approche d'exploration/production d'hydrocarbures non conventionnels.

production d'hydrocarbures de schiste a connu un développement très rapide et est en quelque sorte « industrialisée ». Après la révolution du gaz de schiste, la production de pétrole de schiste (ou « Light Tight Oil ») aux Etats-Unis est passée de 0 à 4 millions de b/j en 4 ans, ce qui a des répercussions sur le marché pétrolier mondial, les flux échangés et plus récemment les prix du pétrole, qui ont chuté de 112 à 45 \$/bbl en 6 mois. Peu d'analystes ont anticipé cette chute alors que la production de gaz de schiste avaient entraîné il y a quelques années une baisse similaire du prix du gaz naturel aux Etats-Unis, passé de 9 à 2,5 \$/MBTU. Cette production a également un impact positif sur l'économie américaine : la dépendance US en pétrole importé est passée de 60 à 40% ; leur dépendance en gaz importé est devenue nulle et ils devraient commencer à en exporter sous forme de GNL dans les années à venir. Quant au Canada, il produit environ 1 Mb/j de pétrole de schiste, soit 2/3 environ de la consommation française.

- L'Argentine et la Chine, où la production démarre, aussi bien en gaz qu'en pétrole de schiste. En Argentine, un potentiel considérable a été mis en évidence dans la province de Neuquén. Le gouvernement soutient le développement de cette ressource et a accordé des permis à plusieurs entreprises pétrolières. La société nationale, associée à Chevron, atteint une production de 50kb/j de

Le CHNC a récemment publié des dossiers techniques ainsi qu'une étude sur le développement du pétrole et du gaz de schiste dans une dizaine de pays, qui sont consultables sur le site www.chnc.fr.

Jean-Louis Schilansky débute sa présentation du panorama par la carte de la répartition mondiale des ressources en pétrole et gaz de schiste publiée par l'EIA en 2013 (figure 4). Cette carte comporte des incertitudes car hormis les Etats-Unis et le Canada, on ne connaît que très mal l'état de ces ressources. Les évaluations sont, à l'heure actuelle, essentiellement basées sur des études « papier » qui n'ont pas fait l'objet de recherches sur le terrain, sauf aux Etats-Unis et au Canada, où y a plus de 120 000 puits forés. Moins de mille puits ont été forés dans le reste du monde, exploration incluse (figure 5).

Il y a deux grandes questions qui se posent aujourd'hui :

- Le développement du pétrole et du gaz

de schiste est-il un phénomène purement nord-américain, ou va-t-il s'étendre dans d'autres pays dans le monde, à quel rythme ?

- Est-ce un phénomène d'ordre cyclique ou structurel ?

La réponse à ces deux questions est fondamentale et pourrait impacter en profondeur notre modèle énergétique, économique et industriel. Il importe de suivre de près l'évolution dans les mois à venir non seulement aux Etats-Unis mais également dans les autres pays qui cherchent à développer leurs hydrocarbures non conventionnels ou à explorer leur potentiel.

En fait, on peut observer 3 catégories de pays selon leur potentiel de développement en hydrocarbures non conventionnels, comme l'illustre le tableau de la figure 6 :

- Les Etats-Unis et le Canada, où la

pétrole, et de 1.5 Gm³/an de gaz. Dans ce pays, une production domestique de gaz serait susceptible d'alléger le déficit de la balance commerciale énergétique en réduisant les importations de gaz (le GNL est à 16\$/MBTU), et de réduire le déficit budgétaire du pays en limitant le coût de la subvention à la consommation des particuliers. En Chine, le gouvernement a adopté un programme de recherche et développement et une politique fiscale pour développer le gaz de schiste. L'un des enjeux est de fournir du gaz naturel pour la production d'électricité avec le remplacement des centrales à charbon.

• Les autres pays sont à un stade préliminaire, comme la Pologne où les premiers résultats d'exploration sont assez décevants, le Royaume-Uni, où des permis sont en cours d'attribution, mais où l'un des enjeux est de concilier la volonté gouvernementale avec les positions des collectivités locales, et enfin d'autres pays, initiant des programmes exploratoires, mais sans aucune production prouvée à ce jour. La motivation stratégique de chacun de ces pays est différente. En Pologne, c'est la recherche de l'indépendance énergétique vis-à-vis des importations russes, mais les résultats décevants ont entraîné le retrait des sociétés internationales des programmes d'exploration, qui restent menés par des compagnies locales. Au Royaume-Uni, le gouvernement britannique a déclaré le développement du gaz de schiste « priorité nationale », en vue particulièrement de compenser le déclin de production issue de la mer du Nord. En Arabie Saoudite, un programme d'investissement de 7G\$ dans le gaz de schiste a été récemment annoncé, en vue de fournir des centrales thermiques en gaz naturel pour la production d'électricité en remplacement du pétrole, ce qui devrait lui permettre de consolider ses volumes de pétrole à l'exportation de près de 1 M Bd.

Les enjeux sont très différents qu'il s'agisse de l'Amérique du Nord ou des autres pays.

Aux Etats-Unis et au Canada, si la baisse des prix se prolonge, l'avenir se jouera dans la capacité d'adaptation et de flexibilité de la production. En 2015, aux Etats-Unis, la production de pétrole de

schiste diminue légèrement, alors que l'activité de forage a très sensiblement diminué, et la production de gaz se maintient bien que l'activité de forage ait été divisée par 2. Ceci montre la grande résilience de la production comme P. Charlez l'expliquera. La résistance de la production a un impact sur les prix : on estime que sans les gaz et pétrole de schiste, le prix du gaz aux particuliers serait 3 fois plus cher, l'électricité 30% plus chère et l'essence 40% plus chère. Par ailleurs, la production de gaz a permis à une réorientation du mix de production électrique américain, avec la fermeture de plusieurs centrales au charbon, ce qui s'inscrit dans le Plan annoncé par le gouvernement américain de réduction de gaz à effet de serre à moyen terme pour la production d'électricité.

Hors Amérique du nord, en revanche, l'enjeu est la création d'un « écosystème » local. Cet « écosystème » comprend de nombreux paramètres au-delà de la géologie : les ressources en eau et en sable, les infrastructures et le transport, l'optimisation des forages, une législation adaptée, un environnement local optimisé et une appropriation par les populations. Ce sont autant de défis pour les pays qui veulent initier ce développement.

En conclusion, les hydrocarbures non conventionnels bouleversent la donne énergétique mondiale et les enjeux sont, d'une part dans la perception des populations, et d'autre part, d'ordre technologique : optimiser les activités existantes, réduire les coûts, réduire l'impact environnemental et définir des réglementations spécifiques fonctionnelles.

Rationalité des décisions publiques

Jean-Marie Chevalier est Professeur émérite à l'Université Paris Dauphine et Senior Advisor au Cambridge Energy Research Associates (CERA). Il aborde la rationalité des décisions publiques en la matière.

En tant qu'économiste, la loi de 2011 qui a interdit la fracturation hydraulique et donc la recherche et l'exploitation des gaz de schiste n'a aucun sens car on interdit avant de savoir ce que l'on a !

Cette loi a été faite pour capter les voix

écologistes. Ensuite des rapports parlementaires ont proposé quelques voies d'exploration et d'évaluation du potentiel français. Pour nous, il faut « aller voir », avec un programme d'exploration peut-être contrôlé par les pouvoirs publics, pour connaître la quantité et aussi la qualité du gaz, car l'économie du gaz sec est très différente de l'économie du gaz humide dans lequel les condensats sont très bien valorisés, et pour déterminer la profondeur et les conditions d'extraction.

Aux USA il y a eu des progrès formidables dans les techniques de forage et de production depuis 2011. Mais les effets environnementaux ou sanitaires sont peut-être moins bien cernés; ainsi certains états comme l'état de New York interdisent la fracturation hydraulique, la Californie se pose la question, alors qu'au Dakota où elle est engagée massivement, l'économie prospère grâce au gaz et pétrole de schiste.

Ce qui est important, c'est l'effet macro-économique majeur sur l'économie américaine, car la réduction des coûts énergétiques a été une bouffée d'oxygène extraordinaire pour l'industrie et donc les effets macro-économiques en termes de création d'entreprises et d'emplois, sur la balance commerciale et sur les taxes sont remarquables... Quelle leçon peut-on en tirer?

En supposant qu'il y ait du gaz de schiste en France, on doit se poser quelques questions :

- Combien coûte ce gaz ?
- Comment comparer ce coût par à celui du gaz importé ?
- Quels sont les impacts en termes de créations d'emplois et d'apprentissage technologique ?

Il faut replacer le problème du gaz de schiste dans la problématique gazière française : on a des infrastructures de transport remarquables ; le gaz est un des vecteurs de la transition énergétique ; il joue un rôle de flexibilité en fourniture énergétique ; il n'y a pas de problème d'acceptation ; il peut être stocké et mélangé dans les réseaux de transport avec du gaz importé (comprimé ou LNG) ou du gaz de houille que l'on va prochainement produire ou du

gaz de schiste et à terme du biogaz qui va se développer. Donc il est rationnel d'explorer nos ressources en gaz de schiste. Mais en France quand on dit « avant d'interdire, allons voir », il y a une opposition émotionnelle et irrationnelle vis-à-vis de ce raisonnement, peut-être dû à un bon marketing comme la diffusion du film « Gasland ».

Dans la loi de transition énergétique on parle très peu du gaz. La demande de gaz mondiale fléchit alors qu'elle était croissante partout entre 1960 et maintenant, avec le cas de l'Allemagne où des centrales à gaz ont été fermées pour opérer des centrales au charbon peu cher importé des USA. Mais en 2015 on commence à se méfier du charbon, par exemple ENGIE et certains fonds financiers, ou la Banque mondiale refusent d'investir dans le charbon ; est ce que cela va favoriser le gaz, qui est l'énergie fossile la moins polluante ? C'est probable.

Il y a un début de consensus pour avoir un prix du CO₂, mais il y a controverse sur le niveau de prix, et il n'est pas concevable du point de vue institutionnel d'imposer au monde entier un prix du CO₂. La COP 21 n'a d'ailleurs pas inscrit le prix du CO₂ à son agenda. Un jour, il y aura une convergence vers un prix du CO₂ à travers les taxations diverses et permis d'émission mais pas tout de suite. Donc l'avantage du gaz par le prix du CO₂ ne viendra pas avant plusieurs années. La loi sur la transition énergétique et la croissance verte, contient un élément fort de décentralisation énergétique, c'est un changement de monde amorcé par le Grenelle de l'environnement, qui a déclenché une multiplication de projets à échelle régionale. Le gaz de schiste pourrait peut-être y trouver sa place ? Mais pour cela il faudrait agir avec rationalité économique et non de manière uniquement émotionnelle, et avec éventuellement un développement de façon participative.

Résilience de la production non conventionnelle américaine face à la chute des cours du gaz et du pétrole

Philippe Charlez est Conseiller en ressources non conventionnelles à l'Exploration-Production de Total. Il traite de la résilience de la production non conventionnelle

face à la chute des cours du gaz et du pétrole. Cet exposé a été préparé conjointement avec Pierre Delfiner de PetroDecisions

En 10 ans, la montée en puissance de la production de pétrole et de gaz de schiste à partir essentiellement de 6 bassins (Marcellus, Barnett, Haynesville pour le gaz et Bakken, Permian basin, Eagle Ford pour le pétrole) a permis de réduire en moins de dix ans la dépendance pétrolière américaine de moitié (70% en 2006 à 35% aujourd'hui) (figure 7).

Durant la même période, les USA sont redevenus indépendants en gaz. Ils vont même commencer à exporter du GNL en 2016. En 2014 les plays non conventionnels américains ont produit 6 MM de b/j de liquides (pétrole + LPG), et 41,3 bcf de gaz. Ces productions aussi importantes qu'inattendues ont provoqué une double peine: chute des prix du gaz fin 2011 puis chute du prix du Brent qui depuis fin 2014 a été divisé par deux. Cette chute des cours a alors engendré une réduction de l'activité dans le gaz d'abord, le pétrole ensuite. En un an le nombre de rigs en activité aux US a ainsi été divisé par un facteur 2. Pourtant, malgré la diminution du nombre de forages, la production américaine s'avère particulièrement résiliente. Pour illustrer cette résilience, observons tout d'abord l'activité de forage ; elle a diminué de moitié entre mi 2014 et mi 2015, avec toujours une répartition 75% de forages huile et 25% de forages gaz (figure 8).

Sur un exemple concret, la production historique du Barnett passe par un pic de production en 2013 à environ 6 Bcf/j. Pourtant le nombre de puits forés par mois est passé de 300 puits /mois en 2007 à moins de 30 puits par mois aujourd'hui, en raison de la chute de prix du gaz. Cet historique montre qu'il y a un délai de 4 ans entre le pic d'activité forage et le début du déclin de la production (figure 9).

Cette résilience est encore plus nette en cumulant les productions des trois principaux plays gaziers (Barnett, Marcellus, Haynesville). L'activité forage est passée de 350 rigs actifs en 2011 à moins de 150 en fin 2012 en raison de la chute des prix et elle est quasi stable depuis. Pendant ce

temps, la production cumulée est passée de 15 Bcf/j à près de 24 Bcf/j (figure 10).

L'observation détaillée de la courbe de production (en rouge) montre 3 pentes bien distinctes :

1. Une forte augmentation de la production, liée à la forte activité de forage en 2011,
2. Une augmentation plus modérée liée à la diminution des forages à partir de 2012,
3. Une reprise forte de la production en 2014, malgré un nombre de forages restant faible.

Pour mieux comprendre cette résilience, Total a développé un modèle appelé UFDsim. Il permet notamment de mettre en évidence le concept d'activité critique c'est-à-dire l'activité forage requise pour atteindre puis maintenir un plateau de production. Par exemple en supposant une zone de production de 1000 km² développée à l'aide de 1000 puits. Chaque puits est identique et est supposé produire des réserves ultimes de 3,36 Bcf/j) avec un taux de déclin de 70% en 3 ans (figure 11a). Si tous les puits étaient mis en production au même moment c'est donc ce taux de 70% qui serait observé pour l'ensemble développé.

Par contre, considérons maintenant la mise en production de ces puits selon une séquence destinée à atteindre rapidement puis à maintenir un plateau d'export de 1 Bcf/j, (courbe pleine de la figure 11b). Pour atteindre le plateau rapidement il faut environ 220 mois/an de forage, mais une fois ce plateau atteint, l'activité requise pour le maintenir décroît dans le temps. En fin de développement (c'est-à-dire quand on a foré les 1000 puits), seuls 50 mois /an de forage sont requis pour maintenir le plateau de 1 Bcf/jour. Par ailleurs, une fois l'ensemble des puits forés, la production décline seulement de 50% en dix ans... Le fait de superposer des puits forés à différentes maturités permet donc de limiter le déclin du champ à quelques pour cents par an une valeur sans commune mesure avec celle du déclin d'un puits individuel.

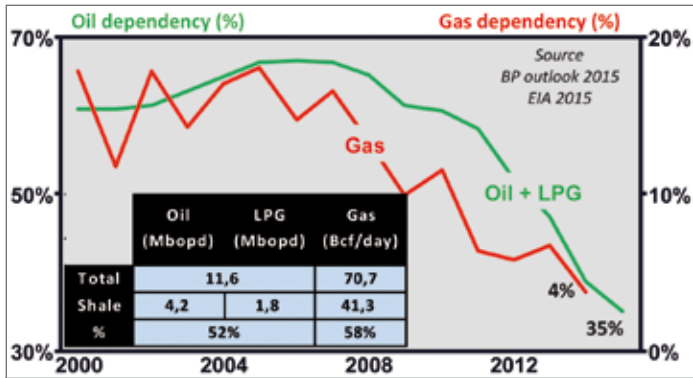


Figure 7 - Dépendance des USA en hydrocarbures entre 2000 et 2014.

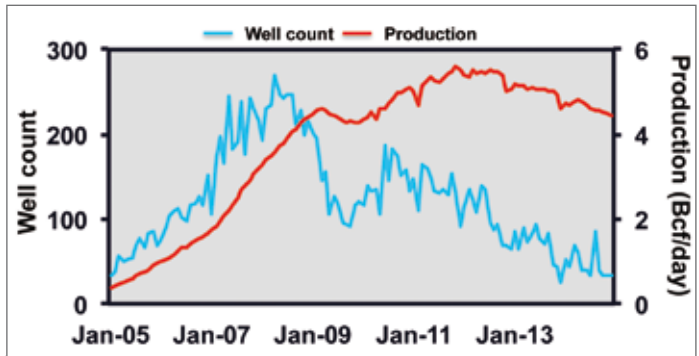


Figure 9 - Production gazière du Barnett (Bcf/j) et activité de forage sur 10 ans.

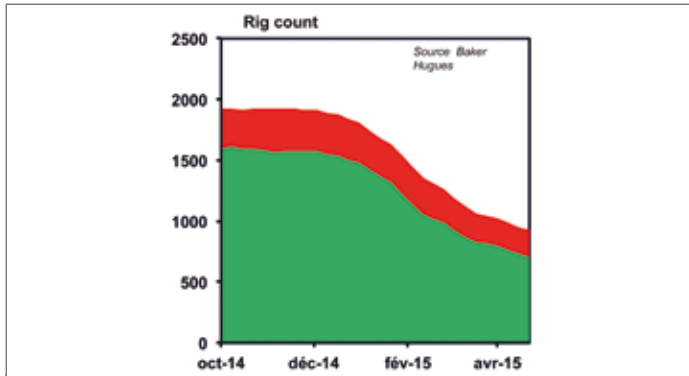


Figure 8 - Activité de forage dans les zones non conventionnelles sur 10 ans.

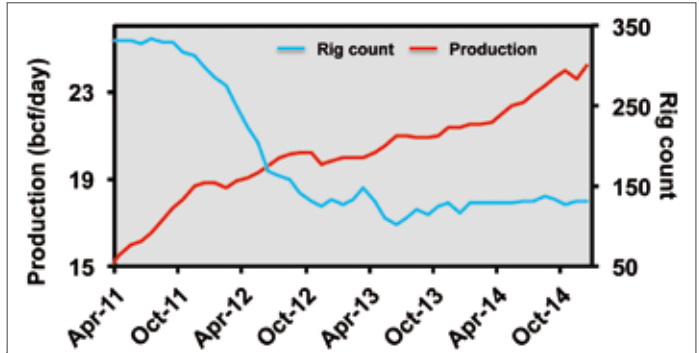


Figure 10 - Production des 3 zones gazières US et activité de forage sur 10 ans.

A cette résilience de portefeuille s'ajoute l'amélioration des réserves par puits, grâce aux techniques émergentes de complétion et de fracturation. Par exemple dans le Haynesville on a doublé les réserves par puits entre 2008 et 2013, passant de 4 à 8 Bcf/puits. Dans ce second cas on fait un scénario où le démarrage de la production est identique au cas précédent (courbe en rouge), mais ensuite on introduit un certain nombre de puits ayant une capacité de 4 Bcf/j au lieu de 3,36 Bcf/j. Ainsi le plateau de production de 1 Bcf/j sera maintenu pendant 10 ans supplémentaires, soit sur une durée totale de 25 ans (figure 11c). Cette accroissement des réserves par puits faisant suite à l'amélioration des techniques de complétion a aussi un effet bénéfique sur l'activité critique puis qu'en fin de plateau, elle se réduit à 25 mois/an au lieu de 50 mois par an dans le premier cas.

Les deux grands facteurs de résilience sont donc l'énorme portefeuille de puits et l'amélioration des réserves par puits faisant suite aux progrès des techniques de complétion et de fracturation.

Le même modèle a ensuite été utilisé

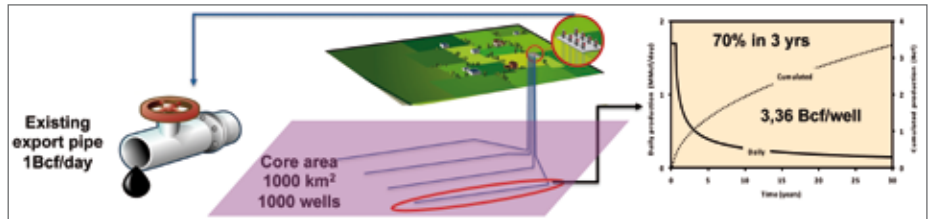


Figure 11a - Simulation d'une zone de production de gaz de schiste avec UFDSim.

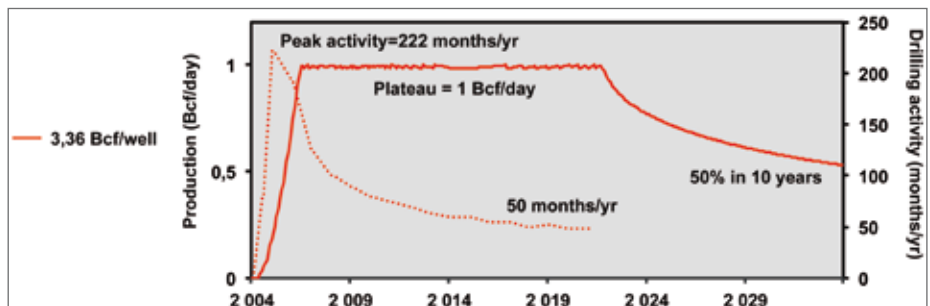


Figure 11b - Évolution de la production de gaz de schiste avec UFDSim.

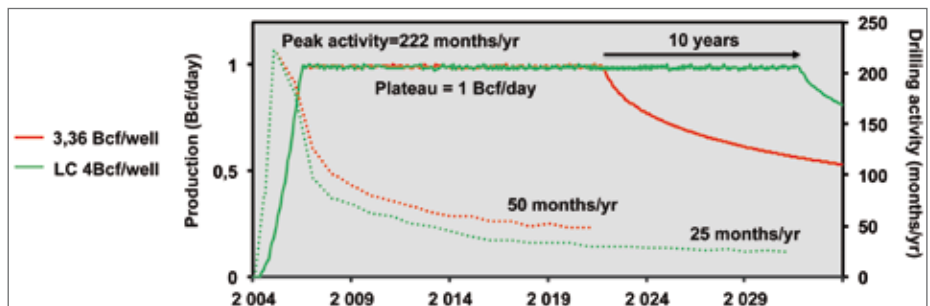


Figure 11c - Optimisation d'une zone de production de gaz de schiste simulée avec UFDSim.

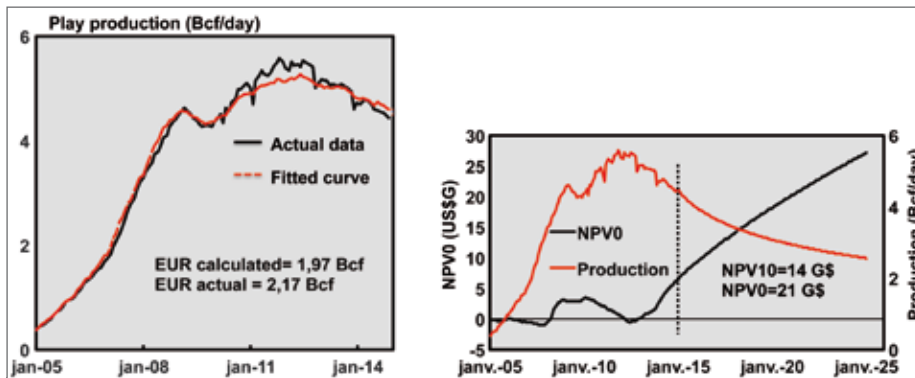


Figure 12 - Résilience économique « zéro activité » du Barnett shale.

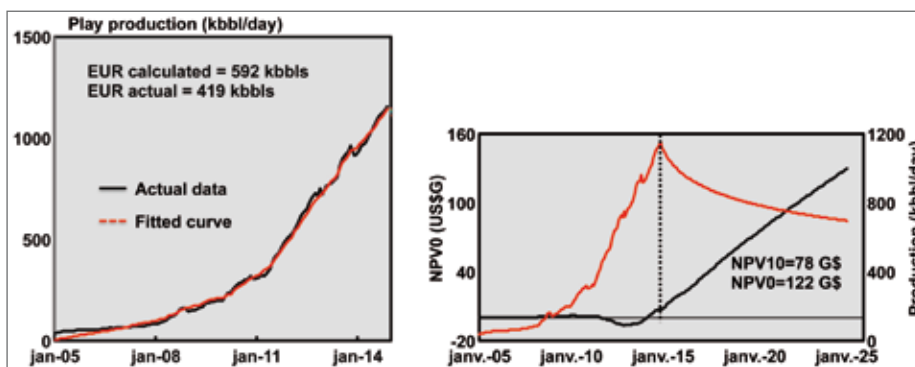


Figure 13 - Résilience économique « zéro activité » du Bakken.

pour simuler les historiques passés de la production des grands plays américains puis de tester leur résilience sur dix ans en stoppant à partir de 2015 toute activité. Les cas du Barnett pour le Gaz et du Bakken pour le pétrole sont présentés ci-dessous. Les données sont tirées de la base ITG : historiques de production et historiques de mise en production des puits. L'history matching est réalisé en utilisant la courbe de déclin par puits comme paramètre de calibration. Les courbes d'investissements sont tirées de la base de données WoodMacKenzie. Pour le Barnett, on obtient un excellent fitting entre la courbe de production réelle et la courbe de production simulée (rouge tirée). On observe également un très bon calage, les EUR calculées et réelles étant très proches (figure 12). Si l'on arrêta toute activité aujourd'hui, la production ne déclinait que lentement : en 2025 elle serait encore égale à la moitié de la production actuelle.

En termes économiques, prenant en compte l'historique des prix du gaz depuis 2005 puis supposant que ce prix reste flat à 2,67\$/MBTU jusqu'en 2025, sans aucune activité de forage après 2015, la NPV0% atteindrait 21 G\$ en 2025, alors qu'elle est seulement de 5G\$ aujourd'hui. Autrement dit laisser décliner la production d'un play possédant un large portefeuille de puits s'avère être une stratégie économique payante lorsque les prix du gaz sont bas.

Le même type de scénario appliqué au Bakken conduit à des conclusions identiques. On obtient un très bon calage de la courbe de production avec une EUR par puits satisfaisante et le déclin en absence de toute activité forage à partir de 2015 s'avère assez lent. La simulation économique (historique des prix du WTI jusque septembre 2015 puis prix « flat » de 57\$/bl jusqu'en 2025) que la NPV0% pratiquement nulle aujourd'hui atteindrait 140 G\$ en 2025, sans aucune activité de forage additionnelle (figure 13).

En conclusion, la dépendance US a diminué de façon spectaculaire en 10 ans, passant de 68% en pétrole et 15% en gaz, à 35% en liquide et 4% en gaz à fin 2014. L'afflux inattendu d'hydrocarbures sur les

Questions de la salle

En fait, il n'y a que le réservoir qui est non conventionnel, le reste ce sont des techniques adaptées. D'autre part, notre profession a été insultée par tous les pouvoirs et médias avec ces thèmes, pour un leitmotiv imposé de « transition énergétique », or cette transition existe depuis toujours. La transition énergétique d'aujourd'hui est une transition contrainte ou forcée ou politisée, ou irrationnelle ?

P. Charlez : On ferait mieux de parler de transition électrique.

J-M. Chevallier : Le mot transition donne l'idée d'une évolution lente avec introduction de systèmes intelligents et décentralisés,

J-L. Schilansky : Ce qui s'est passé en France est purement politique, ce qui est frappant dans la loi de transition énergétique c'est qu'elle en état d'apesanteur économique complet, il n'y a aucun élément économique dans la loi telle qu'elle est. Sur la sémantique il y a des termes parfois terribles, quand on parle de « fracturation hydraulique de la roche-mère » ça a un effet dévastateur... !

P. Bayloq : On avait proposé le terme de « stimulation hydraulique » mais le terme utilisé c'est fracturation. De même pour la transition énergétique, on est quand même en période

de transition, avec la montée de l'éolien et du solaire, ou d'évolution.

Un des grands problèmes aujourd'hui est de savoir quelle est la durée de la crise, car selon qu'elle dure 6 mois ou 3 ans. Votre modèle a-t-il été appliqué à l'ensemble de la production américaine ?

P. Charlez : J'ai illustré sur 2 plays, mais on l'a appliqué sur 5 plays non conventionnels. Les résultats de la résilience dépendent de la maturité du play. Le Marcellus qui est en pleine phase de croissance est moins résilient et la chute de production sera plus rapide. Dès que les prix sont hauts, il faut forer au maximum, ensuite on peut laisser décliner. Sur la durée de la crise, on ne peut pas prédire avec certitude, mais il est certain que si les prix remontent à 70\$/b les Américains vont forer à plein régime, et l'économie va repartir. Si baril oscille entre 40 et 80\$ dans les dix prochaines années, l'économie des hydrocarbures de schiste sera positive, il n'est pas nécessaire qu'il remonte à 100\$, sauf pour les huiles lourdes.

J-L. Schilansky : On parle souvent en France de « bulle » énergétique, c'est une manière de dire « c'est fini pour cette ressource, plus la peine d'aller y voir » or c'est entièrement faux. C'est plutôt un phénomène qui commence.

marchés a provoqué « une double peine », d'abord avec un effondrement du prix du gaz (2011/2012) puis de l'huile (2014/2015). En conséquence le nombre de rigs a été divisé par deux. Toutefois malgré cette réduction spectaculaire d'activité, la production et la valeur économique des différents plays sont très résilientes, en raison de plusieurs facteurs :

- L'énorme portefeuille de puits qui agit comme un amortisseur,

- L'amélioration des techniques de complétion/fracturation qui permettent d'augmenter les réserves par puits,

- Une grande souplesse des développements (on peut aisément faire du « stop and go » contrairement à des développements conventionnels de type UGF ou GNL,

- La résilience d'un portefeuille de puits « bien garni » génère des profits significatifs sans activité.

La stratégie du non conventionnel qui est résilient et flexible peut être gérée sur un mode « stop & go » :

- Prix élevés : on garnit son portefeuille de puits

- Prix bas : on vit sur l'acquis (courbe critique/déclin)

Dominique Laurier
Comité de rédaction