

LA RÉVOLUTION AMÉRICAINE DES ÉNERGIES NON CONVENTIONNELLES

Philippe Charlez

Directeur développement

de la division ressources non conventionnelles

Total Exploration & Production

Entre 2006 et 2012, les productions américaines de gaz et de pétrole de schiste ont respectivement été multipliées par treize et sept. Si la croissance des cours a représenté une conjoncture favorable, cette révolution repose avant tout sur quatre « piliers » endogènes : la connaissance du sous-sol, une culture centenaire, un quasi-monopole des moyens et un droit minier favorable. Ce sont surtout le transport du gaz, la génération électrique et l'aval qui en ont pleinement profité. Entre 2006 et 2012, environ 1,75 million d'emplois ont été créés. La baisse des cours du gaz a encouragé un déplacement de la génération électrique du charbon vers le gaz. Les émissions de gaz à effet de serre américaines ont été réduites de 13 %. À l'horizon 2035, près de 4 millions d'emplois devraient être créés. À moyen terme, les flux d'hydrocarbures seront fortement modifiés. Les États-Unis deviendront exportateurs de gaz, la chute des cours du charbon encouragera les Européens à rouvrir des centrales thermiques, et les États-Unis perdront progressivement de leur influence au Moyen-Orient au profit de la Chine et de l'Inde.

En dehors de l'Amérique du Nord, les principaux gisements gaziers se situeraient en Chine et en Argentine, alors que c'est la Russie qui recèlerait les plus importantes ressources de pétrole, suivie de la Chine et de l'Argentine. Les hydrocarbures « non conventionnels » pourraient doubler les réserves de gaz et accroître de 20 % les réserves de pétrole. Les pics pétrolier et gazier seraient significativement différés. À l'horizon 2035, les énergies fossiles représenteront 75 % du bouquet énergétique contre 81 % aujourd'hui.

Les cours du baril ⁽¹⁾ ont amputé en 2011 et en 2012 la croissance européenne de 0,6 % à 0,8 %. En 2012,

la facture énergétique de la France représentait 90 % de son déficit commercial. Et pourtant, les pays européens n'ont pas de réelle volonté de consolider une politique énergétique commune. Deux scénarios de développement du gaz de schiste s'échelonnant entre 2020 et 2050 sont proposés. Ils nécessiteraient de forer entre 23 000 et 50 000 puits. Ils permettraient à l'horizon 2035 de réduire le prix du gaz de 10 % à 20 % et le prix de l'électricité de 10 %. Ils généreraient une croissance annuelle de 0,3 % à 0,6 % et engendreraient entre 0,5 et 1,1 million d'emplois. Transformer ce projet en réalité est toutefois conditionné par la levée de trois verrous majeurs : géologique, économique et sociétal.

Une révolution que personne n'a vu venir

Soucieux d'assurer leur sécurité énergétique, les États-Unis ont toujours entretenu avec le pétrole et le gaz des « relations incestueuses ». Et ce n'est pas un hasard si la période s'étendant de 1973 (première crise pétrolière) à 2003 (seconde guerre du Golfe), est encadrée par deux dates clés assez méconnues. En 1970, la production pétrolière américaine passe par un pic à 12 Mbep/j (2). L'année 2006 correspond au contraire à un pic d'importation culminant à 14 Mbep/j, alors que la production s'est effondrée à moins de 7 Mbep/j (3). Une situation devenue intenable pour la première puissance économique mondiale, qui avait pourtant tout fait pour assurer de l'extérieur son indépendance énergétique. Sa dernière tentative, du nom d'« Iraq Freedom (4) », fut un échec cuisant. C'est de l'intérieur que le salut va finalement venir : une « déflagration » aussi rapide qu'inattendue, appelée « révolution des pétrole et gaz de schiste ».

Entre 2006 et 2012, la production américaine de gaz de schiste est multipliée par treize et celle du pétrole de schiste par sept. Fin 2013, ceux-ci représentent respectivement 42 % de la production gazière et 27 % de la production pétrolière. Les États-Unis deviennent la première source de croissance mondiale de production d'hydrocarbures bien devant l'Arabie saoudite et la Russie. En six ans, ils ont réduit de plus d'un tiers leur dépendance pétrolière et sont pratiquement redevenus autosuffisants en gaz. Cette révolution repose à la fois sur des catalyseurs exogènes et endogènes. Sur le plan technique, rien de révolutionnaire. Ces développements résultent de l'association de deux technologies matures : le forage horizontal, pratiqué de façon industrielle depuis le début des années 1980, et la fracturation hydraulique, dont le premier essai remonte à... 1947.

La croissance exponentielle des cours du pétrole et du gaz entre 2000 et 2008, dans un contexte inter-

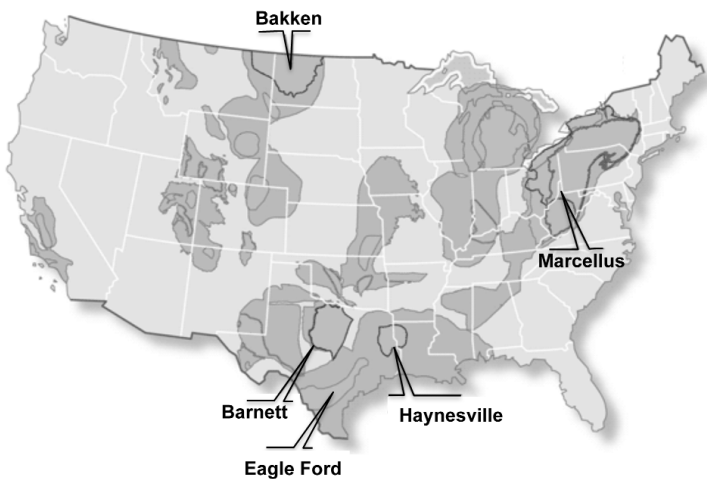
national tendu où la production peine à satisfaire la demande croissante des pays émergents, en est le principal catalyseur exogène. Mi-2008, le prix du baril de pétrole « flirte » avec les 150 dollars américains (\$) (5), tandis que le Henry Hub (6) approche les 12 \$/MMBtu (7) (soit près de 70 \$/bep). Une conjoncture très favorable pour lancer le développement de gisements connus de longue date (8) mais inexploités faute de rentabilité. Mais cette révolution repose surtout sur quatre « piliers » endogènes (9). Le premier est la « connaissance » du sous-sol. Plusieurs millions de puits ont été forés depuis le début du XX^e siècle. En Europe, on n'en recense que quelques dizaines de milliers, dont à peine 6 000 en France (10). Le second pilier est une « culture » historique centenaire soutenue par un pouvoir politique sans faille. Habitué à vivre depuis des dizaines d'années à côté d'appareils de forage et de puits en activité, le citoyen américain privilégie les opportunités (emploi, croissance) par rapport aux risques potentiels. Contrairement au Vieux Continent, où le politique contraint l'économique, dans le Nouveau Monde, c'est le politique qui s'adapte à l'économique. Le troisième pilier est le « quasi-monopole des moyens ». Ainsi, sur les 2 400 appareils de forage présents dans le monde (11), 80 % fonctionnent aux États-Unis. Le pays bénéficie également d'une offre abondante de services dans un marché ouvert et très compétitif. Cette offre influe de façon décisive sur le coût des puits, représentant 70 % à 80 % des investissements. Le dernier pilier est le « droit minier », qui appartient à l'individu et non à l'État comme dans la plupart des pays du monde.

Ces quatre piliers ont permis de mettre en œuvre des développements « à la chaîne » (12). Ils consistent à forer puis à fracturer à faible coût sans analyser dans le détail les attributs géologiques, un très grand nombre de puits supportant statistiquement qu'une proportion importante soit en situation de sous-performance.

Si les gisements sont nombreux et répartis géographiquement sur l'ensemble du territoire américain, cinq « champions » représentent à eux seuls 65 % de la production pétrolière et 66 % de la production

gazière (figure 1). Pour le pétrole, ils s'appellent Bakken (Dakota du Nord) et Eagle Ford (sud du Texas), et, pour le gaz, Marcellus (Pennsylvanie), Barnett (nord du Texas) et Haynesville (Texas et Louisiane).

Figure 1 - Les 5 « champions » américains des pétrole et gaz de schiste



Source : EIA [2013].

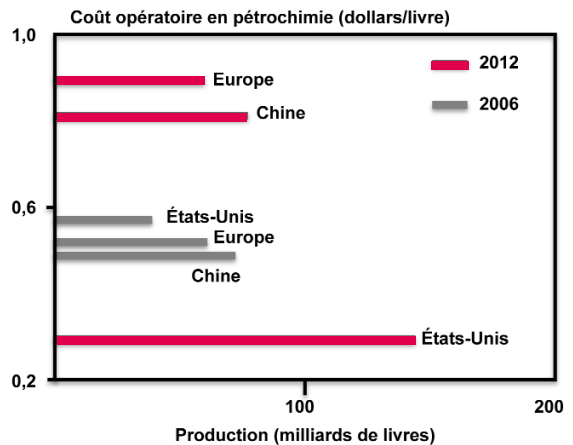
Conséquences à court terme

Les États-Unis ont saisi l'opportunité de cette révolution pour sortir la tête haute de la crise des *subprimes*. En moins de quatre ans, ils sont redevenus l'un des pays les plus compétitifs du monde. Dans un marché qui n'avait aucunement anticipé cet afflux inattendu de gaz, le Henry Hub chute mi-2012 sous les... 2 \$/MMBtu. De même, entre fin 2010 et juin 2013, les cours du WTI ⁽¹³⁾ décrochent de ceux du Brent de 20 \$/bep, une aubaine pour les industriels et les consommateurs américains.

En conséquence, ce n'est pas l'amont (exploration et production), « victime de son succès », mais le *midstream* (transport du gaz et génération électrique) et l'aval (raffinage, pétrochimie et chimie) qui vont pleinement en profiter. Le gaz représentant en pétrochimie plus de 50 % des coûts opératoires, les gains

de compétitivité vont s'avérer spectaculaires (figure 2). Alors qu'en 2006, les coûts de production aux États-Unis, en Chine et en Europe sont à peu près identiques, en 2012, ils ont diminué de moitié aux États-Unis quand, en Europe et en Chine, ils ont presque doublé. Pendant que les productions européenne et chinoise stagnent, les États-Unis redeviennent une « terre de croissance » ⁽¹⁴⁾ et quadruplent leur capacité de production. Cet écart considérable met aujourd'hui en grand danger la pétrochimie européenne, qui, dans les années à venir, pourrait massivement être délocalisée vers les États-Unis avec des pertes importantes d'emplois à la clé ⁽¹⁵⁾. D'autres secteurs manufacturiers très gourmands en énergie (sidérurgie, ciment, verre) vont aussi largement profiter de la baisse des cours du gaz pour améliorer leurs marges de façon significative. Sur la période 2006-2012, cette spectaculaire relance aura créé 1,75 million d'emplois [IHS, 2011].

Figure 2 - Évolution de la compétitivité de l'industrie pétrochimique entre 2006 et 2012



Source : Ifri.

La baisse du prix du gaz va aussi pousser les Américains à déplacer leur génération électrique du charbon vers le gaz. Les cours du charbon, qui s'élevaient à 120 dollars la tonne (\$/t) en 2009, se négocient à 65 \$/t un an plus tard. Ce transfert a un effet très positif sur les émissions de gaz à effet de serre américaines, qui passent de 6 milliards de tonnes (Gt) en 2004 à 5,25 Gt en 2012 et sont ainsi en baisse de 13 %.

Durabilité ou...

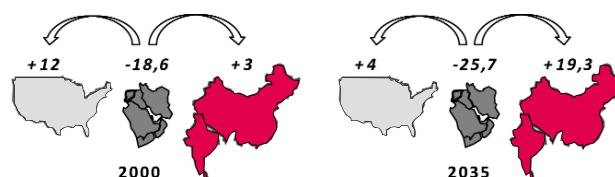
Vainqueurs économiques de cette révolution énergétique, les États-Unis sont-ils pour autant capables de poursuivre à moyen terme cette croissance inédite ? Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE) (16), la production de gaz de schiste pourrait atteindre, à l'horizon 2035, 50 % de la production américaine tandis que leur production pétrolière (conventionnelle et non conventionnelle) passerait par un « second pic pétrolier » à 11 Mbep/j (17) entre 2020 et 2025. Les hydrocarbures non conventionnels, qui contribueraient respectivement à hauteur de 120 milliards de dollars (G\$) en 2015 et de 230 G\$ en 2035 [IHS, 2011] au PIB américain, engendreraient 3 millions d'emplois en 2020 et 4 millions d'emplois en 2035 [IHS, 2013]. Stimulé par le prix attractif du gaz, l'aval, et en particulier la pétrochimie, devrait poursuivre sa croissance.

La production massive de gaz et pétrole de schiste aux États-Unis devrait à moyen terme fortement modifier les flux d'hydrocarbures avec des conséquences géopolitiques majeures. Le premier bouleversement concerne les flux de gaz naturel liquéfié (GNL), dont la production américaine s'établissait en 2012 à un peu moins de 250 Mt/an (18). En 2005, l'U.S. Energy Information Administration (EIA) tablait sur une diminution de la production gazière américaine compensée par des importations massives de GNL. C'est en réalité le schéma inverse qui s'est produit, les importations américaines de GNL ne représentant en 2011 que 2 % du marché mondial. À partir de 2017, les États-Unis deviendront exportateurs de gaz. Le démarrage de nombreux projets de liquéfaction devrait leur permettre de produire et d'exporter 40 Mt à l'horizon 2025 et 100 Mt dix ans plus tard. Cet afflux de GNL pourrait engendrer une surproduction, provoquer une chute significative des cours et rendre non économique le développement de certains projets hautement capitalistiques dans les régions arctiques [IGU, 2012] ou en grande profondeur d'eau. Cette nouvelle projection vulnérabilise la stratégie russe, notamment le géant Gazprom,

qui contrôle 13 % des réserves mondiales. 75 % des exportations de gaz russe étant aujourd'hui destinées à l'Union européenne, l'exportation du gaz de schiste américain représente donc pour la Russie une réelle menace. C'est principalement vers la Chine (19) et l'Inde, qui déplaceront graduellement leur génération électrique du charbon vers le gaz, que la Russie devrait se tourner. Mais la Chine pourrait aussi décider de développer ses propres ressources de gaz de schiste, estimées par l'EIA à près de 200 Gbep. Enfin, l'ouverture du canal de Panama aux grands méthaniers d'ici à cinq ans (20) permettra aux États-Unis d'exporter leur GNL, liquéfié dans le golfe du Mexique et sur la côte atlantique, vers l'Asie.

Ce bouleversement des flux gaziers aura des conséquences majeures sur les flux charbonniers. Le transfert de la génération électrique aux États-Unis, qui a provoqué une chute significative des cours du charbon, a encouragé certains pays européens, notamment l'Allemagne (21), à rouvrir des centrales électriques au charbon pour compenser leur engagement d'abandonner le nucléaire au profit des énergies renouvelables. Une stratégie paradoxale qui risque de mettre en péril les objectifs environnementaux de l'Union européenne en matière de gaz à effet de serre. Contrairement à ce qui est véhiculé par les médias (22), les États-Unis ne deviendront pas autosuffisants en pétrole. Toutefois, entre 2010 et 2030, leurs importations se réduiront de moitié quand celles de la Chine et de l'Inde tripleront, ce qui fera de ces derniers les premiers clients des pétromonarchies du Golfe (figure 3). Et, même si le scénario d'un retrait brutal du Moyen-Orient ne paraît pas crédible, les États-Unis, « délivrés » de leur dépendance énergétique, y perdront progressivement de leur influence au profit de la Chine et de l'Inde.

Figure 3 - Évolution des flux pétroliers entre le Moyen-Orient, les États-Unis, la Chine et l'Inde



Sources : IEA Outlook 2012 (23).

... bulle spéculative ?

L'amplitude, la soudaineté et l'euphorie inédite engendrées par cette révolution font craindre à certains une « bulle spéculative ». De nombreux indépendants américains se sont endettés, et l'effondrement des cours du gaz les a conduits à vendre à la baisse de nombreux actifs pour rembourser leurs dettes.

En dehors de l'effondrement « conjoncturel » des prix du gaz, certains experts considèrent que le déclin très élevé (de 30 % à 40 % par an) de la production des puits surévaluerait les ressources ultimes. La course en avant consistant à forer en permanence de nouveaux puits pour compenser les productions déclinantes ne serait pas viable à terme. Elle conduirait à une bulle spéculative provoquant soudainement un retrait des investisseurs, un arrêt des développements et un déclin rapide et significatif de la production. S'ensuivraient une hausse des cours et une déstabilisation du marché mondial du gaz. Ce « schéma catastrophe » ne peut se produire à moyen terme pour plusieurs raisons.

En premier lieu, l'analyse puits par puits se révèle trompeuse. L'Amérique du Nord possède un énorme « portefeuille » de puits qui joue un rôle d'« amortisseur » permettant de limiter le déclin global.

Deusio, le déclin des productions du Barnett et du Haynesville, dont les points d'équilibre sont trop proches du prix actuel du gaz, a été largement compensé par la progression spectaculaire de la production du Marcellus, qui affiche une rentabilité nettement supérieure.

Tertio, la stabilité des cours du pétrole devrait permettre aux indépendants ayant déplacé une grande partie de leur activité du gaz sec vers le gaz humide et le pétrole de se désendetter. Enfin, l'exportation de GNL vers l'Europe ou l'Asie à l'horizon 2017 devrait avoir un effet lissant sur les cours du gaz. Néanmoins, si la production américaine est suffisamment « amortie »

pour exclure la possibilité d'une bulle spéculative, sa durabilité n'est pas aujourd'hui garantie. Le gaz de schiste n'est pas une proie facile. L'exploiter de façon durable et économique nécessite de revoir l'applicabilité du modèle « essai et erreur », dont les limites sont aujourd'hui clairement apparues. Les expériences négatives encouragent les opérateurs à mettre en œuvre des modèles « qualité » davantage scientifiques permettant notamment d'augmenter significativement les ressources récupérables par puits.

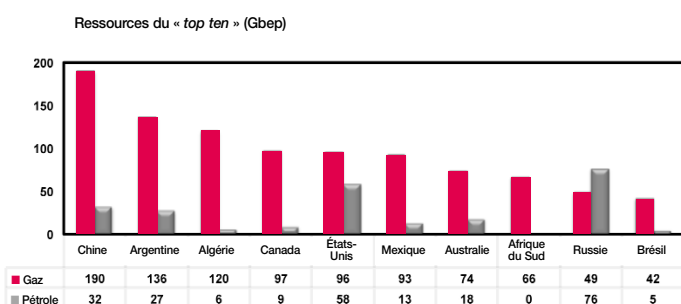
Ressources mondiales : impacts sur les pics pétrolier et gazier

Le sous-sol nord-américain n'est pas unique de par la qualité de ses gisements de pétrole et gaz de schiste. Toutes les régions du monde produisant du pétrole et du gaz conventionnels possèdent des ressources en pétrole et gaz de schiste. Dans son dernier rapport publié en juin 2013 [EIA, 2013], l'EIA estime que les ressources techniques mondiales récupérables seraient de l'ordre de 1 200 Gbep pour le gaz et de 347 Gbep pour le pétrole. En dehors de l'Amérique du Nord, les principaux gisements gaziers se situeraient en Chine, en Argentine et en Algérie et, dans une moindre mesure, en Australie et en Afrique du Sud, alors que, pour le pétrole, c'est la Russie qui recèlerait les plus importantes ressources, suivie de la Chine et de l'Argentine (figure 4 p. 62).

Ces évaluations notionnelles doivent toutefois être considérées avec la plus grande prudence dans la mesure où elles reposent sur des calculs volumétriques simplistes et ne prennent pas en compte les contextes économique, politique et culturel. Une fois les incertitudes géologiques levées, la maturité d'une région dépendra de facteurs multiples qui favoriseront ou au contraire pénaliseront les futurs développements. Parmi ces facteurs clés [IHS Cera, 2013] interviennent le contexte légal et la réglementation fiscale, l'environnement entrepreneurial et la disponibilité en capital,

l'accessibilité au terrain et à l'eau, parfois problématique pour des raisons géographiques, démographiques et climatiques, la présence locale d'opérateurs et de services pétroliers, l'existence d'infrastructures (routes) et de réseaux de collecte, le soutien politique et l'opinion publique.

Figure 4 - Le « top 10 » des gaz et pétrole de schiste



Source : EIA [2013].

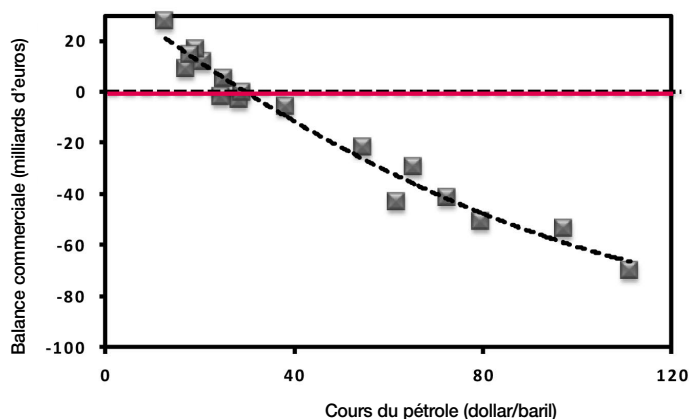
Les hydrocarbures « non conventionnels » pourraient théoriquement doubler les réserves de gaz conventionnel et accroître de 20 % les réserves de pétrole (24). Leur prise en compte impacterait de façon très significative les courbes de production. Le pic pétrolier serait ainsi différé de six ans (2026) et porté à 107 Mbep/j, alors que le pic gazier serait retardé de près de vingt ans (2047) et porté à 100 Mbep/j [Charlez, 2014]. Cette abondance de nouvelles ressources devrait permettre de surseoir à une éventuelle rupture d'offre et de maintenir les prix du pétrole à moyen terme autour de 100 dollars le baril (\$/bbl). En considérant le scénario alternatif de l'AIE [IEA, 2013], basé sur une croissance de 0,5 % par an pour le pétrole et de 1,6 % par an pour le gaz, on est alors amené à l'horizon 2035 à une demande de 100 Mbep/j pour le pétrole et de 84 Mbep/j pour le gaz. Dans ce cas, les ressources non conventionnelles repousseraient à 2037 la rupture d'offre pétrolière et à 2045 la rupture d'offre gazière. Ce schéma conduit à un bouquet énergétique en 2035 dans lequel les énergies fossiles (pétrole, gaz et charbon) représenteraient 75 % de la consommation globale d'énergie contre 81 % aujourd'hui.

Quelle crédibilité pour un projet européen ?

À la suite de la flambée des cours du pétrole, passés de 30 \$/bbl en 2000 à plus de 100 \$/bbl en 2010, la facture énergétique de l'Europe s'est accrue de façon significative. Elle a largement contribué à augmenter sa dette, à réduire ses investissements, à accroître ses coûts de production et à ralentir sa consommation. On estime que, en 2011 et en 2012, les cours du baril ont amputé la croissance européenne de 0,6 % à 0,8 % (25). L'impact de la facture énergétique sur l'économie européenne remonte comme par hasard à... 1973, date du premier choc pétrolier. C'est à partir de cette date que la croissance s'est effritée, que la dette souveraine s'est accrue et que les Européens ont découvert le chômage de masse. Ainsi, par exemple au cours des dix dernières années, la France a-t-elle vu sa facture énergétique grever sa balance commerciale, dont le déficit est parfaitement corrélé aux cours du pétrole (figure 5 p. 63). En 2012, la facture pétrolière et gazière de la France représentait 90 % de son déficit commercial. Durant la période 1993-2010, le rapprochement (26) entre l'accroissement de la dette (1 000 G€) et le coût des importations de pétrole et de gaz (facture de 750 G€) démontre que, à système social constant, l'endettement de la France est la somme du coût de l'énergie et du remboursement de la dette. Durant les « *golden sixties* », les pays développés avaient bâti leur croissance à la faveur d'une énergie quasi gratuite. Le premier choc pétrolier a brisé cette « rente de situation » et contraint ces mêmes pays à entrer dans une spirale infernale consistant à s'endetter pour importer à hauts frais des hydrocarbures tout en continuant à financer des systèmes sociaux coûteux.

Et pourtant, sous prétexte d'héritages séculaires et de décisions politiques nationales, les pays européens n'ont pas la réelle volonté de consolider une politique énergétique commune. Entre la sortie du nucléaire, le renouveau du charbon et une possible entrée dans les gaz et pétrole de schiste, inquiétudes environnementales

Figure 5 - La balance commerciale de la France en fonction des cours du pétrole



Source : Douanes (données FAB estimées).

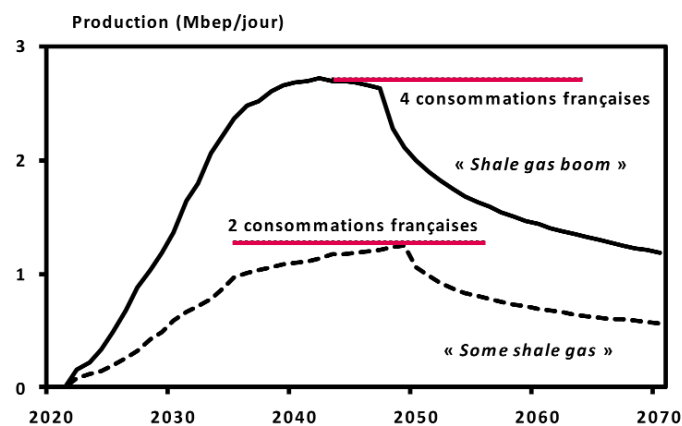
et promesses d'une énergie à bas coût rivalisent souvent jusqu'à la caricature. Pendant que l'Allemagne se retire du nucléaire mais recommence à importer massivement du charbon (+ 10 % entre 2009 et 2012) et que la France ferme le dossier « gaz de schiste » en excluant même toute phase exploratoire, le gouvernement britannique adopte « la fiscalité la plus favorable au monde pour encourager le développement des hydrocarbures non conventionnels » [Collomp, 2013]. Si l'Europe souhaite renouer avec une croissance durable, elle se doit de limiter sa facture énergétique. Et cet objectif n'est compatible qu'avec des politiques énergétiques concordantes qui envoient vers l'opinion publique et l'industrie des messages cohérents. L'Europe a besoin sur ce sujet d'un débat serein, responsable et coordonné, s'appuyant sur des données objectives.

L'opportunité (ou pas) d'exploiter en Europe les gaz et pétrole de schiste est fondée sur une inconnue de taille : l'état réel des ressources. Selon l'EIA, l'Europe posséderait environ 93 Gbep de ressources, dont 85 % de ressources gazières, principalement localisées en Pologne et en France, et, dans une moindre mesure, en Roumanie, en Grande-Bretagne, au Danemark et aux Pays-Bas. Même si ces estimations, qui reposent sur des calculs volumétriques simplistes, doivent être considérées avec beaucoup de circonspection (27), dans quelle mesure pourraient-elles réduire

la dépendance énergétique de l'Europe à l'égard de ses principaux fournisseurs de gaz (Norvège, Russie et Algérie) ? Entraîneraient-elles des retombées significatives du point de vue de la croissance, du prix de l'énergie et de l'emploi ?

Après avoir appliqué aux ressources des « filtres » techniques (ressources non récupérables), environnementaux et sociétaux (parcs nationaux, régions trop urbanisées), et économiques (coût de développement trop élevé), deux scénarios s'échelonnant entre 2020 et 2050 (figure 6) ont été proposés [Pöyry, 2013]. « *Some shale gas* » ambitionne un plateau de 1,20 Mbep/j (production respectivement de 11 % et 17 % des ressources aux horizons 2050 et 2070). « *Shale gas boom* » vise un plateau de 2,7 Mbep/j (production respectivement de 25 % et 38 % des ressources aux horizons 2050 et 2070). En l'absence de données réelles de production, un puits moyen analogue au Barnett (600 kbep (28) de ressources ultimes) a été considéré. Pour situer le niveau des enjeux, le premier schéma couvrirait un peu moins de deux consommations journalières françaises, le second quatre fois cette consommation. Pour satisfaire ces productions, il serait nécessaire de forer près de 23 000 puits dans le cas de « *some shale gas* » et un peu plus de 50 000 puits dans le cas de « *shale gas boom* ». En ce qui concerne la surface au sol, elle serait comprise entre 250 km² et 500 km², soit l'équivalent du lac Léman (29).

Figure 6 - Deux projets de développement du gaz de schiste



Source : Pöyry, 2013.

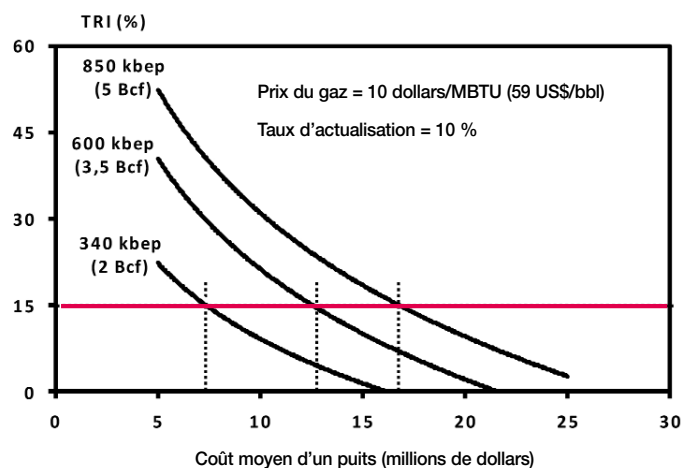
Pour produire la même quantité d'énergie à partir de panneaux solaires ou de fermes d'éoliennes, la surface requise au sol serait sept à dix fois supérieure [Charlez, 2014]. Pour satisfaire les besoins de la fracturation hydraulique, l'utilisation globale d'eau serait comprise entre 500 millions de mètres cubes (Mm³) et 1 milliard de mètres cubes (Gm³) sur trente ans, valeur à comparer avec la consommation annuelle d'eau en France qui, pour la seule année 2012, était de... 33 Gm³. Du point de vue socio-économique, « *some shale gas* » et « *shale gas boom* » réduiraient à l'horizon 2035 la dépendance énergétique de l'Europe à 78 % et 62 % (contre plus de 90 % dans le cas d'une absence de développement).

Toujours à l'horizon 2035, le prix du gaz serait réduit de 10 % à 20 %, et le prix de l'électricité de 10 %. Entre 1 600 G€ et 3 400 G€ de PIB européen seraient générés sur la période 2020-2050, soit une contribution moyenne à la croissance annuelle comprise entre 0,3 % et 0,6 %. Enfin, suivant le schéma, 0,5 à 1,1 million d'emplois seraient générés à l'horizon 2050.

Transformer ce projet en réalité est conditionné par la levée de trois verrous :

- Le premier est de nature géologique. C'est seulement grâce au lancement de nombreux projets pilotes incluant chacun quelques dizaines de puits d'exploration qu'il sera possible d'estimer l'état réel des ressources.
- Le second est économique (figure 7 ci-contre). Au prix actuel du gaz européen, un puits « ISO Barnett » (3,5 Bcf⁽³⁰⁾ de réserves associées) devra être réalisé à environ 13 M\$⁽³¹⁾. Compte tenu du marché des services pétroliers existant aujourd'hui en Europe (peu d'appareils de forage et de flottes de fracturation, monopole de quelques grandes compagnies de services), le coût intégré minimal d'un puits avoisine les 20 M\$. Réduire de façon significative le coût des puits en encourageant notamment l'émergence d'un marché local de services passe d'abord et avant tout par un engagement politique volontaire.

Figure 7 - Taux de rentabilité hors fiscalité en fonction du coût des puits pour un prix du gaz de 10 \$/MMBTU et un taux d'actualisation de 10 %



Source : Philippe Charlez.

- Le troisième couvre toutes les questions sociétales et culturelles. Contrairement à l'Amérique du Nord, le Vieux Continent ne possède que peu de culture pétrolière. Dans une Europe fortement urbanisée, le forage et la fracturation hydraulique représentent des « menaces » pour l'ensemble des parties prenantes [Charlez et Baylocq, 2014]. Convaincre pour faire adhérer demandera à la fois de la pédagogie, de la transparence, des campagnes de communication adaptées, un engagement total envers les communautés locales [Messina, 2013] et la révision profonde de certaines réglementations. Il est indispensable que le jeu soit « gagnant-gagnant » pour que chacun puisse y trouver son compte. Le droit minier, exclusivement favorable aux gouvernements nationaux dans tous les États membres, n'est évidemment pas un élément suscitant la motivation des autorités et communautés locales.

D'interdictions en moratoires et d'hésitations en contradictions, l'Europe risque de rater le train de la révolution énergétique et finalement d'en être la première victime. Les marchés européens, déjà fortement défavorisés par la baisse de la demande consécutive à la crise de la dette, risquent dans les prochaines années de voir leur handicap de compétitivité s'accroître face à leurs concurrents américains

bénéficiant d'une énergie deux à trois fois moins chère. L'indépendance énergétique américaine retrouvée montre qu'il n'y a pas de fatalité au déclin.

Notes

1. Un baril de pétrole équivaut à 42 gallons américains, soit 158,9873 litres.

2. *Mbeplj* : millions de barils équivalent pétrole par jour.

3. La consommation mondiale en 2013 approchait les 90 millions de barils par jour.

4. Ainsi fut appelée l'opération militaire lancée par G. W. Bush et connue sous le nom de « seconde guerre du Golfe ».

5. Il va s'effondrer dans les mois suivants à cause de la crise des subprimes.

6. Le Henry Hub est le prix spot du gaz aux États-Unis.

7. *MMBtu* : millions de British thermal unit. 1 *MMBtu* équivaut à environ 0,17 baril équivalent pétrole (*bep*). Début 2012, les prix du gaz au Japon étaient donc à peu près alignés sur ceux du pétrole (100 \$/*bep*).

8. En 1820, c'est-à-dire plusieurs dizaines d'années avant que le colonel Drake ne fore le premier puits de pétrole en Pennsylvanie, les schistes du gisement de Fredonia avaient été exploités dans l'État de New York. Durant les années 1920, une partie significative de la production de gaz américaine provenait de formations géologiques similaires dans le bassin des Appalaches.

9. Pour le gaz, il faut ajouter à ces quatre piliers fondamentaux l'existence d'un réseau de conduites très dense permettant de distribuer le gaz partout dans le pays.

10. Source : Association française des techniciens du pétrole (AFTP).

11. Hors Russie et Chine.

12. On appelle aux États-Unis ce type de développement « essai et erreur ».

13. *WTI* : West Texas Intermediate.

14. Cécile Maisonneuve, « Hydrocarbures non conventionnels : quelles conséquences économiques ? », Journées de la science BRGM, 13 octobre 2013. Disponible en PDF / <http://www.brgm.fr/sites/default/files/fete-science-2013-pres-gaz-schiste.pdf>

15. « L'inquiétude monte pour le secteur de la pétrochimie », BIP n° 12600, 23 mai 2014.

16. En anglais : International Energy Agency (IEA).

17. Soit à peu près équivalent à celui de 1970.

18. Source : U.S. Department of Energy (DOE).

19. La demande de gaz a doublé depuis 2007, passant de 7 à 14 *bcfj* (billion cubic feet/jour ou milliard de pieds cubes/jour). Le gaz ne représente toutefois que 4,5 % de la demande intérieure chinoise de gaz.

20. Les travaux d'agrandissement du canal sont en cours.

21. Note d'analyse n° 281 du Centre d'analyse stratégique, septembre 2012 : <http://archives.strategie.gouv.fr/content/la-transition-energetique-allemande-est-elle-soutenable-note-danalyse-281-septembre-2012>

22. Cf. <http://oilprice.com/Finance/investing-and-trading-reports/USA-Energy-Independence-Sense-or-Nonsense.html>

23. Disponible en PDF : http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2012_free.pdf

24. Les réserves conventionnelles sont aujourd'hui estimées à 1 650 *Gbep* pour le pétrole et à 1 100 *Gbep* pour le gaz, ce qui, en 2005, avait conduit les experts à considérer un pic pétrolier à 95 *Mbeplj* à l'horizon 2020 et un pic gazier à 70 *Mbeplj* cinq années plus tard.

25. « Insee Analyses », n° 7, décembre 2012. <http://www.insee.fr/fr/ffc/iana7/iana7.pdf>

26. Source : Energy Funds Advisors.

27. Note de benchmarking n° 14 de l'Institut Thomas More, « Gaz de schiste et Europe. Analyse comparative dans 14 pays européens », décembre 2012.

<http://www.institut-thomas-more.org/upload/media/note-benchmarkingitm-14.pdf>

28. *Milliers de barils équivalent pétrole.*

29. *La superficie du lac Léman est de 581 km².*

30. *Bcf : billion cubic feet (milliard de pieds cubes).*

31. *Tous ces chiffres s'entendent avant fiscalité.*

Bibliographie

BAVEREZ N., « La révolution énergétique américaine », *Le Figaro*, 26 juin 2013.

CHARLEZ P., *Our Energy Future Is Not Set in Stone*, Éditions Technip, 2014.

CHARLEZ P. ; BAYLOCQ P., *Pétrole et gaz de schistes en questions*, Éditions Technip, 2014 (à paraître).

COLLOMP F., « Cameron prend position pour les gaz de schiste », *Le Figaro* (Lefigaro.fr), 14 août 2013. Disponible en ligne : <http://www.lefigaro.fr/international/2013/08/13/01003-20130813ARTFIG00422-cameron-prend-position-pour-le-gaz-de-schiste.php>

IHS Cera, “Exporting the Unconventional Revolution to the World: Where, When, and How Much?”, Global Energy Watch, 2013.

IHS, “The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States”, étude, IHS Global Insight, décembre 2011.

International Energy Agency (IEA), “World Energy Outlook 2013”, OECD/IEA, 2013.

International Gas Union (IGU), “World LNG Report 2011”, 2012. Disponible en PDF : http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/LNG%20Report%202011.pdf

MESSINA D. (Hutton Energy), “Shale Insights”, Shale World, mai 2013.

PricewaterhouseCoopers (PwC), “Shale Gas: A Renaissance in US Manufacturing?”, décembre 2011. Disponible en PDF : http://www.pwc.com/en_US/us/industrial-products/assets/pwc-shale-gas-us-manufacturing-renaissance.pdf

Pöyry Management Consulting, “Macroeconomic Effects of European Shale Gas Production: A Report to the International Association of Oil and Gas Producers (OGP)”, novembre 2013.

U.S. Energy Information Administration (EIA), “Technically Recoverable Shale Oil & Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the US”, juin 2013. Disponible en PDF : <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>