

Les hydrocarbures non conventionnels assurent-ils la renaissance des États-Unis ?

Sophie Méritet

L'essor des ressources en hydrocarbures non conventionnels a modifié l'équation énergétique aux États-Unis qui sont, dès à présent, les premiers producteurs d'hydrocarbures mondiaux (gaz et pétrole liquides, au sens large). Premiers producteurs mondiaux de gaz naturel en 2010, avant la Russie, le continent pourrait être exportateur dès 2017 et redevenir le premier producteur de pétrole devant l'Arabie saoudite dès cette année. Conséquence directe, les Américains apparaissent de mieux en mieux préparés aux chocs économiques à venir.

Dans le monde énergétique, comme l'année 1973, 2007 restera très probablement un moment de grande bascule : le *US Potential Gas Commitee* a rehaussé les réserves américaines de gaz de 45 % à partir de données plus précises concernant les gaz non conventionnels, de schiste en particulier. Cette année marque donc une rupture : la production de gaz puis de pétrole non conventionnels sont en plein essor outre-Atlantique et modifient la situation énergétique nord-américaine. Les États-Unis commencent à entrevoir un retour possible à l'autonomie énergétique.

Au milieu des années 2000, les Américains s'inquiétaient de leur dépendance croissante aux importations de gaz et de pétrole. Le président Obama avait centré sa première campagne sur le développement des énergies renouvelables comme réponse à la sécurité énergétique et à la sortie de crise. En 2012, Barack Obama entame son second mandat avec un programme énergétique axé sur les énergies fossiles via le recours aux ressources non conventionnelles, avec la reconquête progressive d'une autonomie comme perspective plausible. Cette perspective donne toutefois lieu à de vives polémiques et à des incertitudes.

La renaissance énergétique américaine en cours, liée à l'exploitation de ses ressources

non conventionnelles, dépend de nombreuses variables quant à son ampleur, sa rapidité et ses impacts économiques et géopolitiques (nationaux et internationaux). Avec cette exploitation des hydrocarbures non conventionnels, gaz de schiste au premier rang (mais également huiles de schiste), la situation a ainsi été bouleversée en quelques années, avec des conséquences notables : dans la sphère énergétique (substitution éventuelle gaz-charbon dans la production électrique), dans l'industrie (abaissement drastique du prix intérieur du gaz naturel et réduction du prix de l'électricité dans certains États) et, par ricochets, au-delà même des frontières nord-américaines (impact économique et géopolitique de la modification des flux internationaux de gaz et de pétrole, chocs dans les secteurs intensifs en énergie).

L'essor de ressources en hydrocarbures non conventionnels a modifié l'équation énergétique du pays. Les premiers consommateurs d'énergie par habitant au monde, attendus comme les premiers importateurs, sont désormais annoncés comme possibles exportateurs net de gaz vers 2035. Premiers producteurs mondiaux de gaz naturel en 2010, devançant même la Russie, les États-Unis pourraient être exportateurs dès 2017, avec des réserves multipliées par 6. La révolution du non conventionnel

ne se limite pas au gaz, mais également au pétrole. Dès cette année, les États-Unis pourraient redevenir les premiers producteurs de pétrole devant l'Arabie saoudite et exporter à nouveau du brut. Dès à présent, ils sont les premiers producteurs d'hydrocarbures mondiaux (gaz et pétrole liquides au sens large).

Face au modèle économique américain centré sur la valorisation des hydrocarbures non conventionnels, il faut rester prudent dans les analyses des estimations. L'abondance énergétique qui a contribué à propulser le continent au premier rang de puissance mondiale est de retour. Les effets de cette modification de situation ne sont pas à sous-estimer pour la santé économique de cette nation et du reste du monde. Néanmoins, avec le déséquilibre vraisemblablement temporaire de l'offre et de la demande, le récent plongeon des cours du pétrole brut et des réserves plus faibles que prévues pourraient freiner l'élan américain.

Dans la perspective des négociations de Paris 2015, cet article vise à éclairer la situation énergétique américaine, précisément au niveau des hydrocarbures non conventionnels. Une renaissance énergétique évidente s'opère, mais la réalité économique apparaît parfois décalée avec le discours politique, notamment en termes de rapidité, d'ampleur et d'impact.

1. Le taux de dépendance externe des USA divisé par 2 en cinq ans, de 2008 à 2013

Pour une population de 319 millions d'habitants (soit 4,3 % de la population mondiale), la consommation d'énergie primaire américaine représente 18 % de la consommation mondiale en 2013. Ramenée par habitant, elle représente 7,2 tonnes équivalent pétrole (tep) contre 4,5 tep pour un Européen et 2,5 tep pour un Chinois¹. En volume, depuis 2009, la Chine est devenue le plus grand consommateur d'énergie au monde. La demande américaine n'est pas encore revenue à son niveau

1. Ces données sont à considérer avec précaution : la consommation totale du pays est divisée par le nombre d'habitants, soit la consommation totale des ménages et des industries (nationales ou non) par habitant.

d'avant la crise économique de 2006, mais s'en rapproche avec une tendance à la hausse depuis 2012. Aujourd'hui, la principale caractéristique du mix énergétique est la domination des combustibles fossiles, qui contribuent pour plus de 87 % aux consommations domestiques d'énergie. En 2013, le pétrole représentait 37 % des consommations primaires d'énergie aux États-Unis, suivi par le gaz naturel (30 %), le charbon (20 %), l'énergie nucléaire avec 8 % et les énergies renouvelables avec 5 % (données 2013 de *BP Statistical Energy Review* 2014). Notons que, depuis quelques années, la part du charbon est stable alors que celle du gaz est en hausse dans le bouquet énergétique américain.

Pendant des décennies, l'exceptionnel dynamisme de l'économie américaine et l'*american way of life* ont été fondés sur des ressources énergétiques abondantes et bon marché : pétrole, gaz naturel, charbon, hydroélectricité et nucléaire. Les États-Unis ont été autonomes jusqu'aux années 1950, avant que les importations de pétrole ne se développent au point de devenir progressivement préoccupantes. L'industrie énergétique n'est plus parvenue à répondre à la demande qui a augmenté à un rythme exponentiel. La dépendance extérieure globale était de 5 % en 1960, 16,3 % en 1974 et 30 % en 2009 (avec des grandes différences entre les énergies). Certes, elle est moindre que celle du Japon ou de l'Union européenne, mais les quantités importées étaient considérables. La consommation américaine d'énergie a fortement augmenté jusqu'aux années 1980. Depuis, elle a faiblement progressé en raison des gains en efficacité énergétique, encouragés par le progrès technique et justifiés par la forte hausse des prix de l'énergie. En parallèle, le pays a dû faire face à l'épuisement de ses ressources domestiques d'hydrocarbures.

La hausse des importations pétrolières a posé au pays des problèmes de sécurité nationale, allant jusqu'à orienter sa politique étrangère dans les régions pétrolières, d'où la nécessité pour l'administration de réduire sa dépendance énergétique. Les États-Unis étaient devenus importateurs de pétrole à hauteur de 60 % de leur consommation, avec un taux estimé à 75 % en 2020 (contre 37 % en 1974). Leurs principaux fournisseurs étaient le Mexique, le

Canada, le Venezuela, l'Arabie saoudite, l'Irak et le Nigeria.

Les ressources dites non conventionnelles par leur mode d'extraction ont modifié l'équation énergétique du pays. L'autosuffisance énergétique est envisageable à nouveau grâce, principalement, au développement de la production domestique et à une meilleure gestion de la demande. L'inversion des tendances est déjà actée : entre 2008 et 2013, le taux de dépendance externe a été pratiquement divisé par 2 et il pourrait avoisiner 0 après 2035. Selon l'*Energy Information Administration (EIA)*, les États-Unis pourraient devenir exportateurs net de gaz et légèrement importateurs net de pétrole. *A contrario*, les situations européenne, chinoise, indienne et japonaise s'orientent vers une détérioration de l'indépendance énergétique (Fig. 1).

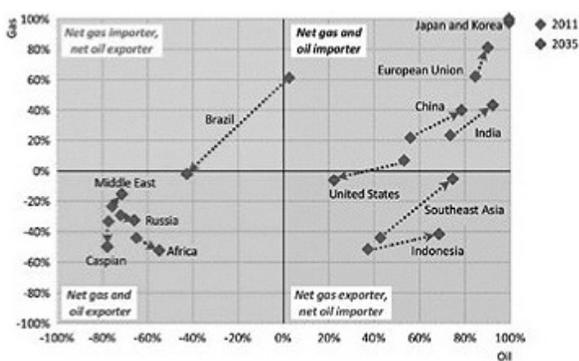


Figure 1. Variation des taux d'importation et d'exportation en pétrole et gaz à long terme (source : US Energy Information Agency, 2014)

2. Pétrole : toujours importateurs et à nouveau exportateurs

A) Une production en hausse jusqu'en 2020

Depuis quelques mois, de nombreuses annonces de niveaux de production de pétrole sont faites par les États-Unis, mais certaines en parfaite contradiction. L'origine et la transparence des données sont toujours en question. En 2014, selon les sources officielles de l'EIA, la production nationale de pétrole brut, principalement de pétrole léger², était de 8,6 millions

de barils par jour (Mb/j), soit l'équivalent du niveau de 1988. Elle est attendue à la hausse jusqu'à un plateau de production en 2020, avec notamment pour 2016 une production de brut de 9,5 Mb/j (niveau équivalent à celui des années 1970). La production américaine de pétrole est souvent annoncée à 10 Mb/j en considérant les bruts et des condensats (liquides de puits de gaz naturel) ou à 12,34 Mb/j au sens plus large par certaines administrations américaines. La différence provient de la prise en compte ou non de l'ensemble des hydrocarbures liquides qui comprennent, en plus du pétrole brut et des condensats, les liquides de gaz naturel (éthane, propane), les pétroles extra-lourds, les liquides de synthèse produits à partir de charbon et de gaz naturel et les agro-carburants (dont biodiesel). Ces produits ne sont pas tous substituables dans leur usage. Avec les premières confirmations des données 2014, les États-Unis seraient devenus les premiers producteurs mondiaux d'hydrocarbures liquides devant l'Arabie saoudite (Fig. 2).

Après des années de baisse de la production nationale de pétrole, la reprise spectaculaire est possible en raison de l'amélioration du raffinage et de l'essor des non conventionnels. Les productions dites de type non conventionnel comprennent : l'exploitation de sables bitumeux, de pétrole lourd, de schiste bitumineux, en *offshore* profond, en conditions polaires. Depuis 2008, la production américaine de pétrole a augmenté de plus de 50 % grâce à la hausse de la production de non conventionnels, qui atteint aujourd'hui un tiers de la production totale : 4 Mb/j sur 12 Mb/j. Le Texas produit ainsi 1,1 Mb/j, soit autant que les importations auprès de l'Arabie saoudite (Fig. 3). Entre 2005 et 2010, la production de pétrole non conventionnel du Dakota du Nord est passée de 85 000 à 218 000 b/j.

Avec cette modification de la production, différents investissements étaient prévus pour développer et permettre le transport du pétrole jusqu'aux lieux de raffinage et de consommation. La carte des oléoducs met en évidence une concentration des capacités de raffinage

Petroleum Institute) de plus de 40. Plus de 60 % de la croissance de la production est issue des pétroles légers et 28 % de pétrole avec degré API de 27-35.

2. La production de pétrole américaine est représentée par 98 % de pétrole d'un degré API (conçu par l'*American*

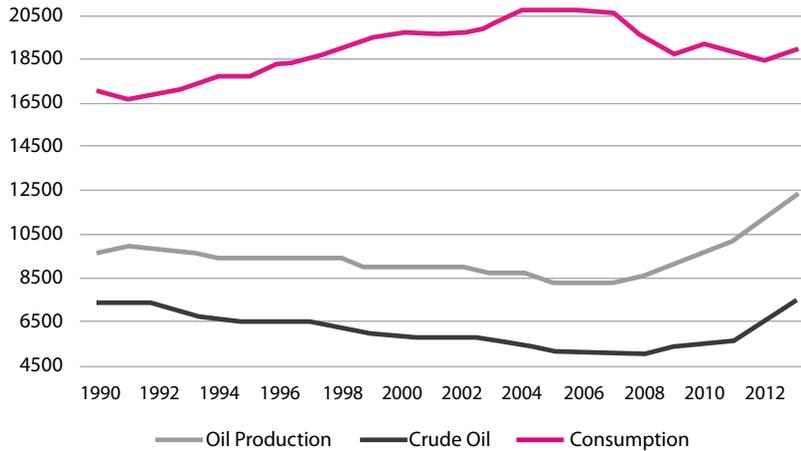
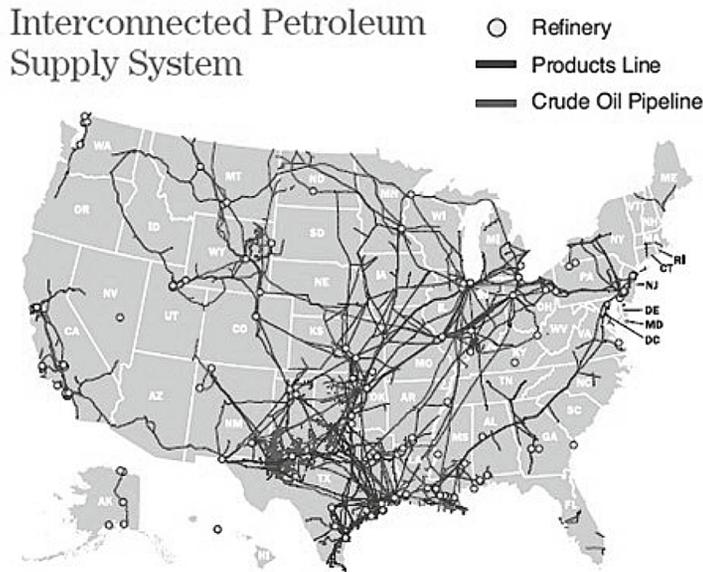


Figure 2. Production de pétrole brut, production et consommation de pétrole (1990-2014) en 10³ b/j
(source : auteur avec données EIA disponibles en février 2015)



Source: REXTAG Strategies Corporation and the Alaska Department of Natural Resources, as interpreted by API (5/27/09)

Figure 3. Oléoducs et raffineries aux États-Unis

et de transport dans la zone stratégique du Texas et du golfe du Mexique et parfois éloignés de certains lieux de production (Fig. 3). La capacité américaine de raffinage s'élève à 17,8 Mb/j. Le nombre de raffineries capables de traiter certains pétroles non conventionnels comme les bitumes lourds et acides est limité aux États-Unis. De nombreuses raffineries se tournent de plus en plus vers les bruts domestiques légers, déplaçant les importations

de l'étranger. Une redéfinition du maillage d'oléoducs et de raffineries est à prévoir, aussi bien pour l'essor de ressources non conventionnelles telles que les sables bitumineux que pour les gaz de pétrole liquéfiés (*Liquefied Petroleum Gas*, LPG³). Certains projets censés

3. Les liquides de gaz naturel, souvent appelés « gaz de pétrole liquéfiés », sont un mélange d'hydrocarbures légers, stockés à l'état liquide et issus du raffinage du pétrole

être de simples décisions fédérales ont tourné au débat public sur l'impact environnemental et économique. La meilleure illustration est le prolongement de l'oléoduc Keystone XL, au cœur de vives discussions, afin de transporter des sables bitumineux de l'Alberta vers le golfe du Mexique pour les raffiner.

B) Baisse de la consommation suivie d'une reprise depuis 2012

En parallèle aux variations de l'offre, depuis 2007, la consommation pétrolière qui était cette année-là de 18,5 Mb/j est à la baisse, notamment dans le secteur des transports. Ce secteur correspond à 71 % de la consommation américaine de pétrole (et 90 % du combustible utilisé dans le secteur jusqu'en 2012). La diminution de la demande pétrolière américaine s'explique par des facteurs structurels et conjoncturels. De façon structurelle, l'amélioration de l'efficacité des véhicules (mise en place de nouvelles normes au niveau des constructeurs automobiles), l'essor du bioéthanol (avec des subventions votées par le Congrès), la diminution du nombre de conducteurs et le changement d'habitude de conduite expliquent cette tendance à la baisse. De façon conjoncturelle, la hausse du prix de l'essence depuis 2007 et jusqu'à mi-2014 et la récession économique (moindre utilisation des voitures, augmentation des maisons vacantes, diminution de l'utilisation du pétrole pour le chauffage, amélioration de l'efficacité énergétique, baisse de l'activité industrielle) n'ont pas incité à la consommation qui n'a pas encore retrouvé son niveau de 2005, mais enregistre à nouveau une croissance depuis 2012. La consommation de produits raffinés aux États-Unis est en grande majorité de l'essence (46 %), du gazoil et du fuel (20 %), du kérosène (8 %) et du propane (7 %). Des différences de données sur la consommation pétrolière américaine existent également en fonction de la prise en compte des liquides de gaz, dont les liquides de pétrole (éthane, propane, butane) à hauteur

pour 40 % et du traitement du gaz naturel pour 60 %. Le GPL est composé d'environ 80 % de butane et de 20 % de propane. Le terme désigne donc le propane et le butane produits lors du raffinage du pétrole brut, mais également dérivés du gaz naturel.

de 2,5 Mb/j (sur une consommation totale de 18,9 Mb/j en 2013).

C) Exportateurs net de produits pétroliers et à nouveau bientôt de brut

Les importations de bruts légers ont fortement diminué en raison des approvisionnements domestiques croissants. Néanmoins, les États-Unis demeurent dépendants à hauteur de 32 % de leur consommation (contre 60 % en 2006). Depuis 2011, ils sont à nouveau exportateurs de produits pétroliers (principalement de distillats vers le Mexique, l'Amérique du Sud et l'Europe de l'Ouest) alors qu'ils avaient cessé de l'être depuis 1949. Malgré cette tendance, certains États de la côte Est demeurent importateurs de produits pétroliers.

Les carburants raffinés américains, comme l'essence et le diesel, peuvent être exportés. Dès 2015, les producteurs américains pourront exporter du pétrole brut pour la première fois depuis l'embargo de 1973. Le département du commerce américain a décidé en catimini, le 31 décembre 2014, de vider en partie de sa substance un embargo vieux de 40 ans sur les exportations américaines de pétrole brut. Un cadeau au lobby pétrolier (et aux Républicains...) qui souhaitait l'abrogation de ce document censé garantir l'indépendance énergétique américaine.

L'OPEP et les autres pays producteurs vont donc voir arriver sur le marché, à partir d'août 2015, de l'or noir *made in USA*. L'administration américaine n'a cependant pas encore ouvert les exportations de pétrole brut de façon significative. Pour le moment, il ne s'agit que des condensats, c'est-à-dire du pétrole ultra-léger très peu raffiné. Le *Bureau of Industry and Security* (BIS), qui réglemente les exportations, doit encore annoncer les règles et les volumes autorisés. Le BIS a déjà donné la permission à certaines entreprises d'exporter du pétrole léger sans préciser les catégories et les quantités de produits autorisés. Deux sociétés, *Pioneer Natural Resources* et *Enterprise Products Partners*, ont régulièrement exporté des condensats transformés depuis l'été 2014 après avoir reçu un permis privé du BIS. Plusieurs dizaines d'autres entreprises ont déposé des demandes similaires et sont en attente.

D) La question des seuils de rentabilité et des réserves

La révolution du non conventionnel est le résultat du développement des techniques, mais aussi du niveau élevé des prix qui ont permis de la financer. La chute du prix du baril depuis juillet 2014 est plus néfaste pour les USA que pour d'autres pays comme l'Arabie saoudite. En effet, le pétrole non conventionnel américain est plus coûteux à exploiter que celui extrait dans les pays du golfe qui peuvent donc supporter des prix bas (à des degrés divers). Certaines compagnies américaines indiquent que, malgré la chute des prix, leur seuil de rentabilité s'est abaissé sur les champs en production. Les niveaux de seuil annoncés sont autour de 65 \$ par baril pour les champs de pétrole non conventionnel (de 34 à 91 \$). Certains couvrent leurs charges d'exploitation. D'autres ont déjà amorti, avec des prix élevés du baril, leurs coûts fixes. La situation est autre pour les nouveaux champs. En six mois, le nombre de demandes de forages a baissé de 40 % et le nombre de forages de plus de 25 %. Les zones les plus touchées sont celles de la production non conventionnelle.

Concernant l'exploration, nécessaire et récurrente, des champs de non conventionnels, les investisseurs sont désormais réticents. Les puits de non conventionnel ont une durée de vie limitée et, très vite, la production passe de 1 000 à 100 barils par jour. Il faut donc forer sans cesse de nouveaux puits ou en ré-exploiter d'anciens avec de nouvelles techniques de récupération.

Au-delà de la question du prix du baril et donc du seuil de rentabilité, la question fondamentale des réserves se pose. Avec les chiffres officiels, les réserves américaines annoncées sont de 58 milliards de barils (Mds), soit huit ans environ de consommation américaine au rythme actuel de 19 Mb/j. Les réserves prouvées (économiques aujourd'hui) seraient de 10 Mds de barils soit 1/6^e des réserves récupérables et moins d'un an et demi de consommation actuelle. En comparaison, les réserves prouvées de trois pays du Moyen Orient (Arabie saoudite, Koweït et Émirats arabes unis) sont de plus de 460 Mds de barils, soit 46 fois les

réserves de non conventionnels américains et plus de 12 fois les réserves totales américaines.

Sans revenir sur les incertitudes notamment géologiques, réglementaires et environnementales, la production de pétrole non conventionnel est soumise à de nombreuses questions quant à l'évolution des coûts par rapport au prix du baril et quant à la baisse du nombre de forage et de la production par champ. Une reprise spectaculaire de la production américaine de pétrole est notée avec une légère reprise de la consommation. Des exportations de pétrole bruts vont pouvoir progressivement s'ajouter à celles des produits raffinés. Les États-Unis ne doivent pas tarder pour prendre des parts de marché. L'ampleur du phénomène sera de courte durée, notamment en termes de production avec un plateau attendu dès 2020 et une consommation à la hausse. L'impact réel n'est pas à nier sur la dépendance pétrolière américaine, mais nécessite une analyse fine par produit car, malgré la diversité des produits, pour beaucoup d'entre eux les usages ne sont pas substituables.

3. Gaz : une renaissance avec de nombreuses incertitudes

La révolution du non conventionnel ne se limite pas au pétrole, mais concerne également le gaz qui fait partie du mix énergétique américain depuis la Seconde Guerre mondiale et représente aujourd'hui 30 % de la consommation d'énergie primaire. Il a longtemps été confiné à un rôle d'énergie d'appoint en raison de son prix élevé et de son manque de réserve. Jusqu'au milieu des années 2000, la demande de gaz naturel a augmenté, suivant celle de l'électricité, et il est devenu le deuxième combustible du pays. Les États-Unis voyaient leur production domestique de gaz décroître ainsi que les importations du Canada, leur principal fournisseur par gazoduc. Pour faire face à l'accroissement de la consommation, ils cherchaient à relancer leur production nationale, à développer des sources non conventionnelles et à diversifier leurs approvisionnements, notamment maritimes. Progressivement, les États-Unis devenaient les premiers importateurs de

gaz naturel liquéfié au monde. La situation s'est fondamentalement inversée.

Depuis 2011, les États-Unis sont les premiers producteurs avec 19,8 % de la production mondiale, suivis par la Russie avec 19,3 % en 2013. La production domestique est annoncée à la hausse jusqu'en 2040. En 2003, moins de 2 000 puits horizontaux étaient en activité. En 2013, il en existe plus de 45 000 (20 fois plus). Les découvertes de ressources non conventionnelles permettent aux États-Unis de multiplier leurs réserves et d'être autosuffisants, voire d'envisager être exportateurs de gaz.

A) Les quatre principales raisons de l'essor des gaz non conventionnels

Le développement rapide des gaz non conventionnels, dès 2008, dans le prolongement direct de la réévaluation des réserves en 2007, résulte de la combinaison originale des facteurs suivants [Geoffron & Méritet, 2015] :

- *Une configuration géologique et géographique particulièrement favorable* (grands champs dans des zones peu peuplées, nombreuses données de forages déjà disponibles,...). La rentabilité rapide et élevée des investissements a été assurée par la nature des gaz, souvent « humides »⁴. En présence de ce type de ressources, les condensats (ou liquides de gaz naturel, NGL) et les gaz de pétrole liquéfié (GPL) sont également valorisés et présentent une telle valeur marchande que certains gisements sont exploités uniquement autour de ces matières.
- *L'essor des technologies de récupération des hydrocarbures dans des environnements complexes*. Le développement des gaz de schiste prend appui sur les progrès réalisés dans les années 1980 pour exploiter le *tight gas* (gaz de *reservoir compact*) via des forages horizontaux (expérimentés dès les années 1930) et la fracturation hydraulique (en vigueur depuis la fin des années 1940).

4. Les liquides récupérés, appelés « condensats de gaz naturel », correspondent à un pétrole extrêmement léger, de très haute valeur (donnant de l'essence et du naphtha). Tout le reste est gazeux à température ambiante et acheminé par gazoduc vers une usine de traitement de gaz (qui permet la production de gaz de pétrole liquéfié GPL, de gaz acide vendu à l'industrie chimique, d'hélium,...).

Le forage horizontal permet d'accéder à des gisements de petites dimensions et souvent inaccessibles par forage vertical, tandis que la fracturation hydraulique permet de libérer le gaz ou le pétrole prisonnier, grâce à l'injection à très haute pression d'un mélange d'eau, de sable et de produits chimiques.

- *Une régulation très permissive ou très incitative*. Le gouvernement américain a facilité l'essor de ces ressources via une fiscalité attractive pour les petits producteurs (dans l'*Energy Act* de 1980 par exemple). Au niveau fédéral depuis 1971, des budgets en recherche et développement sont également alloués pour favoriser le développement et l'essor de nouvelles technologies extractives. En outre, le régime minier juridique américain est souple, la propriété du sol l'emportant sur celle du sous-sol (avec un intérêt direct pour les propriétaires à concéder l'exploitation des ressources disponibles dans leur environnement direct).
- *Une industrie gazière très concurrentielle* (nombre d'acteurs élevé, transparence des prix, accès des tiers aux infrastructures, ...). Dès 2003, de petits producteurs indépendants (tels que Chesapeake, Devon et XTO) ont développé l'usage des techniques de récupération. En 2008, les *majors* pétro-gazières rejoignent le marché et se lancent dans une vague de rachat des petites compagnies. Plus de 4 000 producteurs de gaz sont dénombrés aujourd'hui dans une industrie qui s'est avérée très perméable aux nouveaux entrants.

B) Bond de 25 % de la production depuis 2007

Entre 2007 et 2013, la production de gaz naturel a bondi de 19,2 trillion cubic feet (Tcf) à 24 Tcf pour une consommation de 26 Tcf (Fig. 4). Les gaz non conventionnels occupaient déjà une place significative au milieu des années 2000 (*tight gas* et *coalbed methane*), mais la rupture provient du décollage du gaz de schiste (*shale gas*) qui constitue le seul élément nouveau dans le mix de production. Négligeable en 2005, le gaz de schiste pourrait représenter plus de 50 % de la production gazière en 2040, et 75 % avec le *tight gas*, de sorte que l'avenir est essentiellement non conventionnel.

Le plateau de production est attendu vers 2040. Cependant, la production globale de gaz a enregistré une baisse entre 2012 et 2013 en raison des faibles prix du marché. Même si les coûts de production sont à la baisse depuis plusieurs années, les opérateurs se plaignaient d'un prix trop bas du gaz (3-4 \$/MMBtu) préférant privilégier à l'époque la valorisation des pétroles non conventionnels (avec un prix du baril plus élevé). Le système États-Unis-Canada-Mexico est plus ou moins fermé (avec peu d'exportations et d'importations) : le gaz produit est consommé sur le réseau. Les prix reflètent donc cet équilibre offre-demande. Les producteurs contestent ce système car les prix ont tendance à être faibles par rapport à leurs coûts de production.

Au-delà des incertitudes technico-économiques (réserves, taux de récupération, durée de vie des puits), l'analyse du renouveau de la production nationale de gaz non conventionnel est également soumise à des tensions relevant de conditions environnementales de son extraction. Les inquiétudes sont d'abord centrées sur les émissions de méthane (gaz à fort effet de serre). Si le débat reste ouvert quant à l'ampleur du phénomène, il est admis que la production de gaz de schiste est plus émettrice de CO₂ que celle de gaz conventionnel. L'autre débat porte sur le volume d'eau requis, de 10 000 à 20 000 m³, et sur la contamination potentielle de nappes phréatiques par les additifs inclus dans le cycle de fracturation ou par

les hydrocarbures lors de leur expulsion vers la surface. Une partie des questionnements relèvent de la structure de l'industrie (comportant de nombreuses PME, dont toutes n'auraient pas déployé les meilleures pratiques) ou du rythme de développement de la production. Quoiqu'il en soit, un appel à la transparence, à la communication et à l'information est lancé. En 2005, l'*Energy Act* avait clairement exclu la fracturation du *Clean Water Act* de l'EPA, clause connue désormais sous le nom de *Cheney Halliburton Loophole*. Une pression croissante s'opère sur les acteurs pour divulguer les produits chimiques qu'ils emploient. Certains États, peu nombreux, ont même édicté des moratoires interdisant la fracturation hydraulique.

C) La question des réserves et des seuils de rentabilité

Le sous-sol américain contient les réserves mondiales les plus abondantes à ce jour, soit l'équivalent d'un siècle de consommation pour le pays. Avant l'arrivée des gaz non conventionnels aux États-Unis et ailleurs, le ratio mondial réserves/production était estimé à 60 ans avec une concentration des réserves de gaz conventionnel en Russie (25 %), en Iran (16 %) et au Qatar (15 %). Aujourd'hui, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime qu'en tenant compte du gaz non conventionnel ce ratio avoisinerait les 250 ans, devenant supérieur à celui du charbon. Comparées à la production de 24 Tcf en 2012, les réserves récupérables

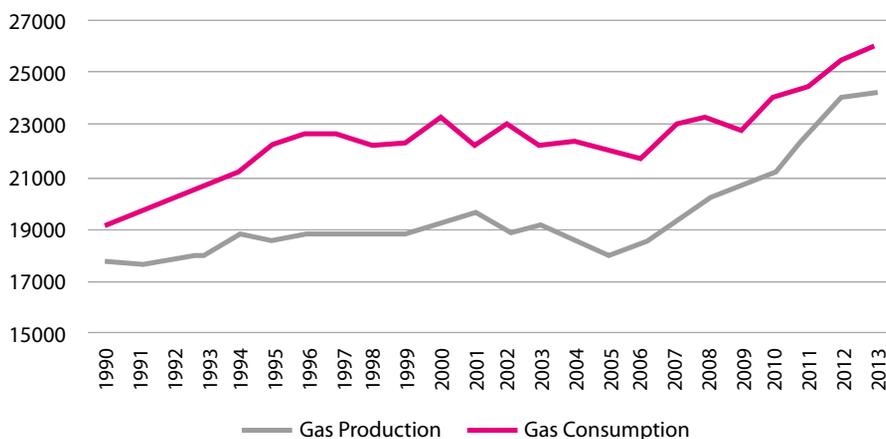


Figure 4. Consommation et production de gaz 1990-2014 en Bcf
(source : auteur avec données EIA disponibles en février 2015)

aux États-Unis selon l'EIA seraient de 567 Tcf. Le *National Petroleum Council* et *Potential Gas Committee*, compte tenu de l'intervalle de confiance, les situe dans une fourchette comprise entre 410 et 871 Tcf. Les estimations sont régulièrement revues à la baisse. La réévaluation avec réduction de 96 % des réserves de gaz de schiste en Californie avait eu un écho important. De nombreuses études, dont celle récemment de l'université d'Austin (*The fracking fallacy*, 2014), contestent les données et estiment un plateau de production qui serait bien plus proche que 2020. En 2013, les réserves prouvées sont inférieures à celles de 2012 (Fig. 5).

Suivant les zones, les seuils de rentabilité des différents puits de gaz oscillent entre 2 et 8 \$/MMBtu, alors qu'il est vendu aux alentours de 4 \$. Une situation qui conduit à réorienter les investissements et appareils de forage vers les régions riches en condensats (gaz liquides) et en pétrole de schiste : 5 fois moins de *rigs* sont concentrés sur des zones de gaz sec (c'est-à-dire non associé à des formes d'hydrocarbures liquides) qu'auparavant. En mars 2013, the *Post Carbon Institute* indiquait que 80 % de la production de gaz de schiste était réalisée par cinq champs en déclin, qui nécessitent des investissements en capital supérieurs aux valeurs de production compte tenu des prix actuels du gaz naturel aux États-Unis. Selon ce mouvement, en tendance, les bassins de Marcellus (Pennsylvanie) et d'Eagle Ford (Texas) étaient en forte croissance, tandis que Barnett (Texas), Fayetteville (Arkansas) et surtout Haynesville (à la frontière Arkansas-Texas-Louisiane) étaient en net repli. Une modification de la production de gaz est en cours.

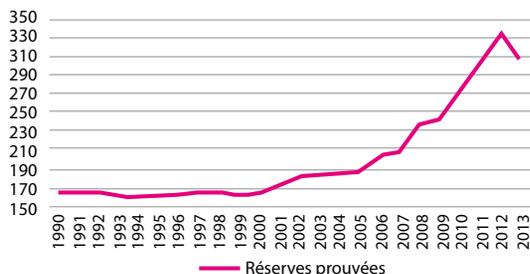


Figure 5. Réserves prouvées en Bcf 1990-2014
(source : auteur avec données EIA disponibles en février 2015)

Avec cette reprise de la production nationale de gaz, les importations ont reculé de 8 % en 2013 (soit le plus bas niveau depuis 1995). Ces dernières par gazoducs ont baissé de 6 % (pour atteindre 2,7 Mcf) et celles par gaz naturel liquéfié (GNL) de 45 % (pour atteindre 97 Mcf). Même si les États-Unis deviennent exportateurs de gaz, les importations diminueront, mais ne peuvent pas disparaître en raison des obligations de contrats long terme et de l'avantage de différences de prix temporaires. Aujourd'hui, cinq terminaux de liquéfaction nécessaires à l'exportation ont été approuvés par les autorités et plus d'une vingtaine sont en attente. Cependant, la logique économique de l'exportation est remise en question avec les prix domestiques du gaz.

La hausse de la production américaine a entraîné une forte baisse du prix sur le territoire national : entre 2008 et 2012, son niveau a été divisé par 3 pour se situer à moins de 3 \$/MMBtu. Jusqu'à la fin 2013, les prix sont restés à des niveaux bas, mais sont remontés vers 4\$, niveau minimum demandé par les opérateurs (Fig. 6). L'hiver 2014 a connu un pic de prix, de 100 \$/MMBtu, avec des températures très basses dans le Nord-Est entraînant une très forte demande d'électricité (avec un prix *spot* de l'électricité qui a atteint 2 000 \$/MWh) et des problèmes de stockage de gaz. Depuis le début de l'année 2015, les prix sont plutôt à la baisse par rapport à 2014 (4,39 \$/MMBtu) avec néanmoins quelques pics dus à la météo. S'il est remonté depuis entre 4 et 5 \$, et peut-être plus à l'avenir, l'AIE considère que l'avantage en termes de prix par rapport à l'Europe et au Japon restera au moins égal à 2 dans les décennies prochaines.

D) Des éléments de réponse aux incertitudes

La réalité économique du gaz non conventionnel est aujourd'hui moins idyllique qu'annoncé. L'exploitation est de moins en moins rentable. En 2013-2014, de grands groupes ont réalisé des pertes de plusieurs milliards avec ce prix du gaz bas. La possibilité d'exporter limiterait l'offre nationale et créerait une pression à la hausse des prix domestiques. Ces exportations de gaz seraient évidemment

bénéfique à l'économie américaine en termes de revenus d'exportations et bénéfiques également à l'Union européenne en mettant en concurrence ses fournisseurs. Est-il aujourd'hui rentable d'envisager, pour les États-Unis, d'exporter du gaz ?

En considérant l'ensemble de la chaîne de valeur avec notamment la production, la liquéfaction du transport, le coût total de l'exportation devient non compétitif en comparaison des zones d'importations ou des autres exportateurs de GNL. Avec ses données, la compagnie Chenières, qui possède un terminal de liquéfaction en Louisiane (et un autre en cours de transformation au Texas), considère qu'avec un prix de 4,47 \$/MMBtu aux États-Unis, auxquels s'ajoutent les coûts de liquéfaction et de transport, le prix de vente serait de 11,6 \$/MMBtu en Europe et 9,64 \$/MMBtu en Asie. Il n'y aurait donc aucun avantage pour les acheteurs à choisir le gaz américain. Avec l'accord entre la Russie et la Chine, les espoirs d'exportation du GNL américain se sont encore plus éloignés avec un prix d'exportation bien supérieur aux prix négociés dans les contrats.

Outre l'industrie et, plus marginalement, le transport (routier, maritime,...), l'impact de court terme relève de la production d'électricité. Sans détailler la situation électrique américaine, l'essor du gaz naturel a évidemment un impact sur le mix électrique, mais pas obligatoirement

celui escompté, notamment sur le charbon. Malgré des réglementations sur les émissions, telles que le *Clean Air Act* de 1970, la part du charbon dans le bouquet énergétique est demeurée significative, notamment en tant que premier combustible pour la production d'électricité pendant des décennies (90 % du charbon américain était dédié à l'industrie électrique). Aussi, en 2012, la part du gaz naturel dans la production électrique a atteint un record historique, pesant 30 % du mix, au détriment du charbon (dont la part a diminué de 19 % par rapport à 2011). En avril 2012, le charbon n'a plus été le premier combustible pour l'électricité et ce, pour la première fois depuis 1973.

La contraction de la demande d'électricité, les nouvelles réglementations de l'*Environment Protection Agency* (EPA), la baisse du prix du gaz et la fermeture de nombreuses centrales en fin de vie (106 centrales ont été fermées depuis 2010, soit 13 % du total) expliquent cette décroissance de la part du charbon. La baisse de l'utilisation du charbon pour la production américaine d'électricité a permis la réduction de 12 % des émissions de CO₂, mais est en partie compensée par une hausse de 5,5 % due à l'usage accru du gaz naturel. Certes, la consommation de charbon a tendance à baisser aux États-Unis encore plus que la production. Jusqu'en 2012, une substitution gaz/charbon s'opérait évidemment avec un gaz bon marché.



Figure 6. Prix *spot* du gaz Henry Hub (janvier 2012 à juillet 2014) en \$/MMBtu (source : Natural Gas Intelligence)

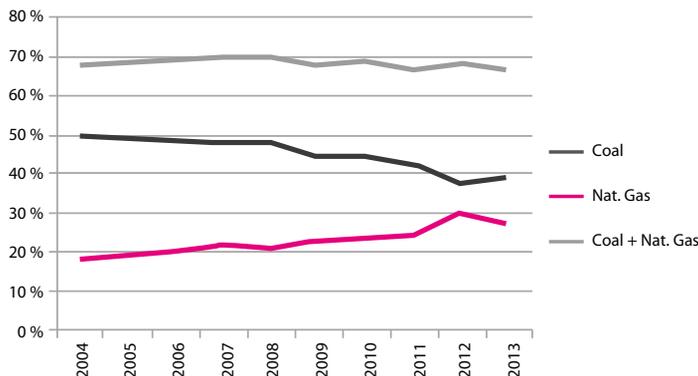


Figure 7. Part du charbon et du gaz dans le mix électrique américain en % (2004 à 2014)

(source : *Ourfinitemworld* avec données EIA, 2014)

Néanmoins, en 2013, 10 % de la production a été exportée contre 16 % en 2012 en raison d'un sursaut de la consommation de charbon. En 2014, avec l'hiver froid et le prix du gaz plus élevé, la tendance s'est inversée. Au premier semestre de 2014, le charbon représentait 41,4 % de l'électricité produite aux États-Unis (contre 40 % à la même époque en 2013), et le gaz naturel représentait 23,8 % (contre 25,6 % en 2013) (Fig. 7).

Malgré l'effet de bascule entre le charbon et le gaz aux États-Unis, l'administration américaine n'envisage pas une substitution en perspective ultime, mais un scénario de stabilisation de la part du charbon à long terme, la progression dans la production d'électricité étant accompagnée par le gaz et par les renouvelables. Le charbon ne peut pas disparaître du mix électrique américain rapidement en production d'électricité de base. Néanmoins, la compétitivité avec le gaz est déterminante dans les investissements de construction de nouvelles centrales électriques : délai et frais de construction réduits, flexibilité des centrales, part du combustible élevée dans le coût total de production d'électricité, mais forte baisse du prix du gaz, pressions environnementales avec des émissions moindres comparées à celle des centrales à charbon.

4. Conclusion

Les enjeux de la politique énergétique américaine sont importants et continueront à le rester, à la fois pour le pays et pour le reste du monde.

Au cours de la dernière décennie, la demande d'énergie, après une croissance exponentielle, a été ralentie aux États-Unis par une meilleure efficacité énergétique et en conséquence de la crise de 2006. L'économie mondiale du gaz naturel a été quelque peu bouleversée par le développement inattendu du gaz non conventionnel. En 2007, la production américaine était en déclin, contraignant les États-Unis à envisager l'importation massive de gaz naturel liquéfié. L'apparition soudaine du gaz de schiste, qui compte aujourd'hui pour plus de 40 % de la production nationale, a complètement modifié les bases de réflexions. Les États-Unis ont repris la place de premier producteur mondial devant la Russie, ouvrant la voie à de possibles exportations. En moins de trois ans, la situation énergétique a structurellement changé avec l'essor des ressources non conventionnelles, aussi bien en gaz qu'en pétrole. Si, en 2008, le président Obama avait été élu en partie sur les énergies vertes et une hausse de la dépendance croissante aux importations d'hydrocarbures, en 2012, il est réélu en partie grâce aux énergies fossiles et en particulier grâce aux ressources non conventionnelles permettant peut-être l'indépendance énergétique. Les retombées économiques sont considérables, particulièrement appréciables dans le contexte d'une sortie de crise⁵. Ces res-

5. L'évaluation économique de cet impact est délicate car elle soulève des problèmes méthodologiques complexes et, surtout, suppose une meilleure visibilité sur la place prise à long terme par les gaz de schiste, sur les coûts (en fonction des évolutions de la régulation notamment) et des prix afférents, sur les stratégies d'exportation ou non (pour le gaz), etc. Ce n'était pas l'objet de cet article.

sources permettraient une relance de la compétitivité américaine dans plusieurs industries, une autosuffisance envisageable et une modification du pouvoir du pays au niveau mondial dans le secteur de l'énergie. Le changement de statut d'importateur à exportateur peut devenir un atout pour les Américains en renforçant leur position stratégique et en redistribuant les cartes de la géopolitique mondiale. La politique énergétique du pays fait objet d'une attention particulière de la part de l'Union européenne, compte tenu de l'impact global qu'elle peut avoir sur l'ensemble des marchés.

Des interrogations sur le plan environnemental et économique

En dépit de cet essor rapide et de marges de développement potentiel à long terme considérables, la progression des hydrocarbures liquides n'est pas exempte de débats et de questionnements sur sa soutenabilité, aussi bien en termes économiques qu'environnementaux. Certaines interrogations sont liées aux fondamentaux mêmes de l'activité et suggèrent que les conditions du décollage observées ces dernières années présentent un caractère transitoire et ne sauraient constituer un état stable de l'industrie énergétique américaine.

Cette modification de situation énergétique, avec une baisse du prix du gaz sur le marché nord-américain, suscite des critiques en raison de l'impact environnemental de l'exploration-production et du désintérêt à développer d'autres sources d'énergies. Si le non conventionnel constitue un axe stable pour les États-Unis, les prévisions de l'EIA laissent également entrevoir une forte croissance des énergies renouvelables. Les nouvelles réglementations devraient abonder en ce sens. Barack Obama a parfaitement conscience que son rêve « *d'Amérique verte* » avec des énergies renouvelables et une baisse des émissions de gaz à effet de serre devra cohabiter avec les ressources fossiles non conventionnelles. Il souhaite réduire l'empreinte environnementale des États-Unis et surtout profiter de la création de nouveaux emplois dans ce domaine. La nouvelle politique du président Obama se divise ainsi entre cette recherche de l'indépendance énergétique (au travers de la production nationale

d'hydrocarbures et d'énergies renouvelables) et la réduction de l'empreinte environnementale de son pays. Comment assurer cette transition énergétique si les combustibles fossiles deviennent si bon marché pour les États-Unis ?

Cette sorte de « résurgence » des hydrocarbures amène un ordre de complexité énergétique nouveau dans la mesure où les décennies à venir verront la transition vers des modèles sobres en carbone. Ce retournement devra donc être engagé dans cet environnement paradoxalement caractérisé par une profusion d'énergies fossiles. Comme, en outre, les fossiles non conventionnels sont alloués différemment sur la carte du monde (la Chine et certaines parties de l'Europe en seraient riches), les rapports de force s'en trouvent également affectés, sans qu'il soit possible d'anticiper la portée réelle des changements qui s'annoncent et qui ne se révéleront qu'à long terme.

Historiquement, les *booms* sont souvent suivis de *busts*, c'est-à-dire d'effondrements. Jusqu'où la reprise de la production nationale d'hydrocarbures pourra-t-elle se prolonger ? Miracle ou mirage ? La principale conséquence stratégique de cette renaissance énergétique indéniable est principalement d'affaiblir la thèse du déclin des États-Unis. Les Américains avec leur pragmatisme et leur capacité d'innovation et de réaction apparaissent de mieux en mieux préparés aux chocs économiques à venir. ■

Bibliographie

- BP *Statistical Energy Review* (2014) <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>
- Bureau of Economic Geology (2014) *The fracking fallacy*, University of Texas, Austin.
- Geoffron P, Méritet S (2015), « Effets internes et externes du développement des hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis : bilan d'étape et perspectives », *Revue d'Économie Industrielle*.
- Mallapragada DS, Duan G, Agrawal R (2014), "From shale gas to renewable energy based transportation solutions", *Energy Policy*, 67.
- Ourfiniteworld (2014) "Update on US natural gas, coal, nuclear, and renewables".
- US Energy Information Administration (2013) Outlook for shale gas and tight oil development in the US, Review, EIA conference.
- US Energy Information Agency (2014) Annual Energy Outlook 2014, early release.