

Prix bas du pétrole et crise financière internationale : un couple à hauts risques

Par Dominique DRON

Ingénieure générale des Mines

et Didier PILLET

Ingénieur en chef des Mines, tous deux en fonction au Conseil général de l'économie ⁽¹⁾

Le contexte 2016 de l'économie mondiale, dans ses composantes énergétiques et financières, est souvent qualifié d'exceptionnel, avec des taux de l'argent très bas voire négatifs, une création monétaire surabondante depuis 2008 (appelée « *quantitative easing* » ou QE) par plusieurs banques centrales (américaine, européenne, japonaise), l'effondrement des prix du pétrole au tiers de leur valeur en un an et demi, des dettes publiques gonflées par le sauvetage du système bancaire et ses conséquences déflationnistes, une morosité économique mondiale parfois renommée « stagnation séculaire » et l'Accord de Paris, qui reconnaît la nécessité d'une réduction drastique des émissions de gaz à effet de serre entérinée en 2015 par la COP 21. Si les conséquences de ces différentes caractéristiques sont souvent bien connues par chacun des secteurs de l'économie, leur conjonction inédite ouvre des perspectives nouvelles.

Une production pétrolière américaine stimulée par les politiques d'assouplissement monétaire (QE)

En 2014-2015, la chute du prix du baril a été colossale au regard de la différence offre-demande qui l'a suscitée : une division par 3 entre octobre 2014 (~100\$/baril (bbl)) et février 2016 (30\$/bbl), pour un excès de 2 millions de barils par jour (Mb/j) selon l'OPEP (dépêche AFP du 16 février 2016) sur une production quotidienne s'étant établie fin 2015 à 96 Mb/j tous liquides confondus (agrégation des pétroles bruts « *crude* », des condensats, des liquides de gaz naturel, des gains de raffineries et des biofuels) ⁽²⁾.

À l'origine de la surproduction de pétrole actuelle, on trouve la baisse de la demande liée aux difficultés économiques, mais aussi la production domestique américaine, dont la seule composante pétrole de schiste a connu une progression de 4 Mb/j en quatre ans, la production américaine de pétrole « *Crude + Condensats* » passant de 5,5 Mb/j en 2011 à 9,5 Mb/j en 2015 – une production largement stimulée par les niveaux élevés atteints par les prix du baril, qui se sont maintenus à des niveaux de l'ordre de 100\$ le baril de *West Texas Intermediate* (WTI) entre 2011 et 2014, un niveau de prix en grande partie imputable à l'accroissement de la demande des pays asiatiques, au premier rang desquels la Chine et l'Inde.

Cette intense activité autour des pétroles de schiste a été également alimentée par trois phases de création monétaire américaine (*quantitative easing* – QE) en réponse à la crise des *subprimes* de 2008, par des taux de l'argent historiquement bas et par un cadre fiscal très favorable aux forages ⁽³⁾ – sans pour autant rendre les États-Unis indépendants ⁽⁴⁾ ⁽⁵⁾ des approvisionnements étrangers.

Avec l'afflux des pétroles de schiste, ces deux facteurs ont par ailleurs poussé les financements privés à se tourner vers le stockage de pétrole (rendement financier estimé à 10 % nets sans risque ⁽⁶⁾). Les stocks américains de pétrole brut ⁽⁷⁾ ont ainsi atteint un niveau jamais égalé depuis quatre-vingts ans, avec 534 Mbbl au 25 mars

(1) Les auteurs de cet article s'expriment ici à titre personnel.

(2) L'énergie totale disponible exprimée en Mbep (milliards de baril équivalent pétrole) donnerait des valeurs inférieures à celles indiquées, car un certain nombre de ces produits sont moins denses en énergie (les biofuels, par exemple).

(3) http://www.international-economy.com/TIE_Sp15_Verleger.pdf

(4) <http://www.agefi.fr/asset-management/actualites/hebdo/20151210/etats-unis-revolution-petrole-schiste-est-en-147794>

(5) Ils importent 30% de leur consommation – PII Briefing 16-3, chapter 3 "Lower prices are good for the United States", BLANCHARD (O.) & ALCALIN (J.).

(6) http://www.international-economy.com/TIE_Sp15_Verleger.pdf

(7) http://www.upi.com/Business_News/Energy-Industry/2016/01/05/US-oil-storage-at-record-high/9211451991945/

2016⁽⁸⁾ ⁽⁹⁾ et de nouveaux stockages en construction au Texas, pour un objectif global de 551 Mbbl⁽¹⁰⁾.

La vigueur de la production américaine de pétrole de schiste a surpris nombre d'analystes qui s'attendaient, en toute logique, à une baisse de la production américaine⁽¹¹⁾ en conséquence de l'effondrement des prix amorcé dès octobre 2014.

Les raisons avancées pour expliquer cette résilience sont multiples : une concentration des opérateurs sur les zones les plus productives (*sweet spots*), la poursuite de l'amélioration des techniques conduisant à de plus grandes productivités par puits, la baisse des prix des services parapétroliers, la couverture des pétroles produits (*hedging*) à des niveaux de prix compatibles avec les seuils de rentabilité (*break-even*), la poursuite de la production de puits actifs à coût marginal très faible... La baisse de la production américaine n'est donc intervenue qu'à partir de juillet 2015 (avec un pic à 9,6 Mb/j)⁽¹²⁾, avec un début d'écroulement des PME du secteur des hydrocarbures de schiste (au moins 52 faillites rapportées depuis début 2015⁽¹³⁾). Depuis cette date, le secteur s'est aussi fortement concentré, les majors rachetant à bas prix les matériels des PME ayant fait faillite.

Cependant, le risque d'un développement de l'activité sismique induit par les champs de fracturation hydraulique se précise et se renforce (dépêche AFP du 28 mars 2016, USCS (Unified Soil Classification System)). Outre l'engagement pris en 2015 par le gouvernement américain de mieux encadrer les conditions environnementales de production, les suites judiciaires de ces études vont sans doute renchérir la production du gaz (voir *infra* « Bas prix du pétrole et coûts de développement : un ciseau physico-économique plus rapide qu'il n'y paraît ? », pour les conditions géologiques des gisements nouveaux).

Les prix bas du pétrole et du gaz ont déclassé le charbon

Surproduction gazière américaine et chute des prix du charbon

La forte production de gaz de schiste avait fait chuter les prix du gaz américain. Le charbon était de ce fait devenu moins compétitif. Il n'est pas étonnant qu'avant la COP 21, de nombreux investisseurs aient annoncé leur sortie totale ou partielle de certains pans de l'activité charbonnière⁽¹⁴⁾. *Peabody Energy Corp* a dû se déclarer en faillite mi-avril 2016. 44 % de la production de charbon américaine proviennent dès lors de sociétés en faillite⁽¹⁵⁾. Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la part du charbon dans la production mondiale d'électricité devrait passer de 41 % en 2013 à 37 % en 2020 du fait du ralentissement de la consommation de la Chine et de la substitution au charbon d'autres énergies, notamment du gaz, dans une majorité de pays (de l'OCDE ou non). Toujours selon l'AIE, il devrait encore représenter 30 % de l'électricité mondiale produite en 2040. Cependant, l'objectif de 2°C de réchauffement en 2100 (avec 50 % de chances qu'il soit atteint) ne représente que 20 ans d'émissions au rythme actuel (sans compter les dégazages carbonés du

permafrost, ni les conséquences des incendies de forêts et de tourbières russes, canadiens et indonésiens), ce qui raccourcit beaucoup l'horizon de rentabilité des investissements éventuels.

Avec la transformation prévisible du phénomène El Niño, très intense en 2015-2016, en une La Niña également marquée, certains anticipent l'arrivée d'un été chaud et sec aux États-Unis : une augmentation de la consommation électrique (et donc gazière) en 2016 du fait d'un usage accru de la climatisation est alors vraisemblable⁽¹⁶⁾, surtout si, par référence aux années 2006-2008, on y ajoute de probables spéculations indicielles⁽¹⁷⁾. Le marché américain du gaz pourrait donc regagner en attractivité aux yeux des producteurs.

Conséquences économiques et financières des bas prix du pétrole

Bas prix du pétrole et géopolitique des approvisionnements

La baisse des prix du baril constatée depuis octobre 2014 a réduit le rôle de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) sur le marché pétrolier et mis en difficulté plus ou moins prononcée les pays producteurs : Moyen-Orient, Russie, pays pétroliers de la rive sud de la Méditerranée (Libye, Algérie), Amérique latine (Venezuela, Mexique). Une des conséquences importantes est en effet la forte diminution des excédents dégagés par les pays exportateurs de pétrole. On notera ainsi que les pays du

(8) <http://marketrealist.com/2016/02/us-crude-oil-storage-utilization-reached-60-capacity/> ; <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-03-31/the-u-s-is-a-big-oil-importer-again>
Le record de stockage fut de 545 Mb/j en 1929, juste avant la grande dépression.

(9) *Business Index UK* 02.03.16 : 518 Mb stockés aux États-Unis (AIE), production de pétrole de schiste en baisse de 25 kb/jour la semaine du 15 mars 2016, 33,7 \$ le baril WTI ; consommation américaine 7 Gbl/an de produits pétroliers, soit 19 Mb/jour. Bloomberg.

(10) <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-03-31/the-u-s-is-a-big-oil-importer-again>

(11) http://www.lemonde.fr/economie/article/2015/04/14/la-production-de-petrole-de-schiste-va-baisser-aux-etats-unis_4615746_3234.html

Cela rappelle la situation de 2007-2008 rapportée dans « The big short », quand les cours des subprimes restèrent élevés durant des mois malgré l'accroissement rapide des défauts de paiement (complicité des agences de notation et des acteurs institutionnels, le temps de les revendre).

(12) http://www.xerifcanal-economie.com/emission/Marie-Claire-Aoun-Le-monde-face-au-trop-plein-de-petrole_3190.html

(13) <http://www.lenouveleconomiste.fr/financial-times/la-baisse-des-prix-du-petrole-fait-flamber-les-dettes-30256/>

(14) Dépêche AFP du 1^{er} décembre 2015 : « 500 investisseurs sortent partiellement du charbon ».

(15) Opponents eye potential massive bankruptcy of nation's largest coal miner, KUYKENDALL (T.), 3 mars 2016. Selon les analystes, seuls un rebond de la demande métallurgique en Chine ou une baisse de la production de gaz nord-américaine pourraient redresser la situation. AFP, dépêche du 13 avril 2016.

(16) Bloomberg, cité dans : A Natural Gas Trade, by RYLE (Briton), Wednesday, March 9, 2016.

(17) MASTERS (Michael W.) & WHITE (Adam K.), "The accidental hunt brothers: How institutional investors are driving up food and energy prices", special report, 2008 (31 juillet).

Photo © Qian Yi-Xinhua/REA



Conférence de presse du ministre de l'énergie et de l'industrie du Qatar et président de l'OPEP, Mohammed bin Saleh al-Sada, avant la tenue d'une réunion de l'OPEP à Vienne (Autriche), juin 2016.

« La baisse des prix du baril constatée depuis octobre 2014 a réduit le rôle de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) sur le marché pétrolier et mis en difficulté plus ou moins prononcée les pays producteurs : Moyen-Orient, Russie, pays pétroliers de la rive sud de la Méditerranée (Libye, Algérie), Amérique latine (Venezuela, Mexique). »

Golfe consacrent chaque année 240 G\$ aux subventions énergétiques et qu'ils disposaient, fin 2014, de 1 200 G\$ de réserves ⁽¹⁸⁾, tombées à 500 G\$ en 2015, puis à 350 G\$ en 2016.

Les niveaux des prix du baril nécessaires pour équilibrer les budgets nationaux étaient en 2014 de 140 \$ pour l'Iran, de 90 \$ pour l'Arabie saoudite, de 77 \$ pour le Qatar et de 70 \$ pour les Émirats Arabes Unis (EAU). En 2016, le Qatar pourrait être en déficit ⁽¹⁹⁾ ; ce pays a donc décidé en avril de cette même année d'interrompre les subventions allouées aux énergies fossiles ⁽²⁰⁾. Le Qatar, comme la Norvège, utiliserait aujourd'hui ses fonds souverains pour financer de 20 à 40 % de ses dépenses courantes (source : MC Aoun, IFRI). En 2015, comme le déficit saoudien était de 98 G\$ ⁽²¹⁾, le prix nécessaire à l'équilibre budgétaire est monté à 106 \$/bbl, et le FMI prévoit l'assèchement des réserves saoudiennes en 5 ans, pour un prix se situant à 50 \$/bbl ⁽²²⁾. Dans l'ensemble, à 50 \$ le baril, les pays pétroliers du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord pourraient perdre 300 G\$ en 2016 ⁽²³⁾, après 360 G\$ en 2015 ⁽²⁴⁾ ; la résistance financière de l'Iran est estimée à 10 ans, tandis que les EAU, le Koweït et le Qatar disposeraient de plusieurs dizaines d'années de résilience ⁽²⁵⁾.

La capacité de ces États à conserver le contrôle politique de leur territoire et de leurs gisements est donc en question. La baisse des devises a par ailleurs poussé de nombreux pays à adopter des mesures d'austérité pouvant aboutir à des révoltes sociales dont les échéances pourraient coïncider avec, voire précéder, celles de la remontée des prix du pétrole causée de façon indépendante par un étranglement de la production.

Récession et prix bas du pétrole s'alimentent mutuellement

En général, des prix élevés de l'énergie sont liés à des pé-

(18) <http://www.lp.com/2014/11/12/low-oil-prices-affecting-the-middle-east/>

(19) <http://www.wsj.com/articles/qatar-risks-budget-deficit-in-2016-due-to-low-oil-prices-imf-says-1427983369>

(20) Voir la dépêche AFP du 24 avril 2016.

(21) <http://knowledge.wharton.upenn.edu/article/how-low-oil-prices-are-battering-the-mena-region/>

(22) <http://money.cnn.com/2015/10/25/investing/oil-prices-saudi-arabia-cash-pec-middle-east/index.html>

(23) Idem note 21.

(24) Idem note 22.

(25) Idem note 22.

riodes de récession : les exemples historiques abondent où le PIB et la consommation remontent lorsque l'énergie devient moins chère ⁽²⁶⁾. Effectivement, avec les prix bas du pétrole, les achats de véhicules thermiques puissants ont repris aux États-Unis au détriment des véhicules électriques ou des véhicules à basse consommation ⁽²⁷⁾. *A contrario*, les investissements de sobriété et de substitution énergétique sont retardés.

Mais, du fait de la financiarisation globalisée ⁽²⁸⁾, la plupart des économies sont impactées par les variations des flux financiers. Ainsi, en 2015, les fonds souverains ont retiré 46 G\$ des fonds de gestion et vendu 200 G\$ d'actifs ; une intensification de 25 % du phénomène est attendue pour 2016 ⁽²⁹⁾, le FMI estimant la perte des pays producteurs de pétrole à 1 000 G\$. C'est autant qui ne s'investit pas dans les achats d'actifs dans les pays industrialisés ou émergents (FDI). Si la nouvelle n'est pas forcément mauvaise en termes d'indépendance économique et technologique nationale, elle se traduit par une moindre croissance.

Facteur aggravant, les anticipations de déflation des investisseurs poussent ceux-ci à conserver leurs liquidités et à retarder leurs décisions d'investir, attendant que les prix d'acquisition baissent encore : c'est la « trappe à liquidités » ⁽³⁰⁾. Cette situation impacte notamment les cours des sociétés cotées, pas seulement dans le domaine énergétique (voir *infra* le point « La course entre les taux et le pétrole : vers la fin d'une bulle énergétique ? »). Il peut donc y avoir association entre une abondance de pétrole peu cher et une économie mondiale atone ⁽³¹⁾.

Les pays industrialisés, fortement ébranlés par le sauvetage des banques en 2008 et la récession consécutive, sont d'autant plus sensibles à ces reflux financiers qu'ils n'ont plus de ressources publiques pour les compenser, alors que les besoins en investissements lourds vont croissant ⁽³²⁾. Par ailleurs, le secteur financier, selon une inclination accentuée par les règles de Bâle, n'oriente qu'une faible partie des QE vers des investissements réels moins liquides que les produits financiers, et *a fortiori* vers des actifs nouveaux (transition écologique), sauf lorsqu'ils s'accompagnent d'une garantie de recettes, comme les prix d'achat des énergies renouvelables (ENR), les péages des autoroutes (avec garantie publique sur le trafic) et des parkings, les redevances pour services publics..., ou lorsqu'il peut titriser ou collatéraliser ces financements. En effet, les acteurs bancaires délestent de plus en plus leurs bilans des risques liés aux investissements, les transforment en titres négociables éventuellement structurés (comme dans le cas des *subprimes*), ou prêtent provisoirement leurs actifs à des acteurs moins encadrés qui peuvent à leur tour les utiliser pour effectuer leurs propres opérations : c'est ce que l'on appelle le *shadow-banking*, qui accroît l'effet de levier des opérations purement financières au détriment de l'attractivité de l'économie réelle.

C'est pourquoi la Banque centrale européenne (BCE), lorsqu'elle a réduit ses taux directeurs et intensifié sa création monétaire, a tenté par deux fois (en 2014 et en 2016) de conditionner celle-ci à des prêts effectifs des banques à l'économie (TLTRO). Ce conditionnement essaie aussi de

contrebalancer les politiques d'austérité budgétaire que les États s'imposent pour réduire leur dette post-2008 sous la pression des marchés. Cependant, cette création monétaire alimente la formation de bulles et favorise les concentrations financières opportunistes au détriment des investissements stratégiques des entreprises (voir *infra* le point « La course entre les taux et le pétrole : vers la fin d'une bulle énergétique ? »).

Bas prix du pétrole et coûts de développement : un ciseau physico-économique plus rapide qu'il n'y paraît ?

Depuis les débuts de l'exploitation du pétrole dans les années 1860, les technologies ont été sans cesse améliorées tant dans le domaine de l'exploration que dans celui de l'extraction. Et ce sont précisément ces avancées techniques continues qui ont permis de dégager des volumes croissants de pétrole, à des coûts relativement peu élevés.

Cependant, au début des années 2000 s'est installée une tendance nette au renchérissement des coûts de développement des pétroles marginaux (comme l'illustre la Figure 1 de la page suivante) avec l'évolution des *Capital Expenditures* (CapEx) et des productions des principales majors sur la période 2000-2012.

Deux interprétations de ce phénomène, pas forcément exclusives l'une de l'autre, se présentent : soit les compagnies ont profité des prix élevés du pétrole pour déclencher des projets à fort coût de développement, dans une optique de précaution et quel qu'ait été l'état de leurs réserves meilleur marché, soit la hausse de la demande a permis d'absorber les coûts des nouveaux gisements disponibles pour les majors, tous à coûts élevés (*offshore*...).

La demande fortement croissante dans les années 2002-2008 a porté le prix du baril vers ses plus hauts jusqu'en juillet 2008, où il atteignit 147 US\$, avant de retomber aux alentours de 40 \$ avec la crise économique de 2008-2009. À l'issue de cette crise, le prix du baril est progressivement remonté vers 100 \$ et est resté dans cette zone jusqu'en août 2014, période à laquelle il a, comme évoqué

(26) Jancovici, site...

(27) « L'année 2015 s'est conclue sur un record historique pour les voitures particulières neuves vendues aux États-Unis, avec 17,47 millions d'unités. Dans le même temps, les immatriculations de voitures électriques et hybrides rechargeables ont reculé, passant de 123 000 à 116 500, soit 0,66 % du marché du neuf. En revanche, les ventes de crossovers, SUV, pick-ups et autres 4x4 gourmands en carburant ont atteint des niveaux record » (dépêche AFP du 11 janvier 2016).

(28) Les produits dérivés circulants font 10 fois le PIB mondial ; les transactions quotidiennes dépassent 5 300 G\$ par jour, dont seulement 5 % représentant des biens réels (dont services et investissements) et 2 % des marchandises.

(29) Wansquare Focus, 23 février 2016.

(30) PIIE Briefing 16-3, chapitre 3 "Lower prices are good for the United States", BLANCHARD (O.) & ALCALIN (J.).

(31) Dépêche AFP du 19 janvier 2016, FMI.

(32) Voir, par exemple, le Livre blanc pour le financement de la transition écologique, 2013, ou les investissements envisagés pour le parc nucléaire français.

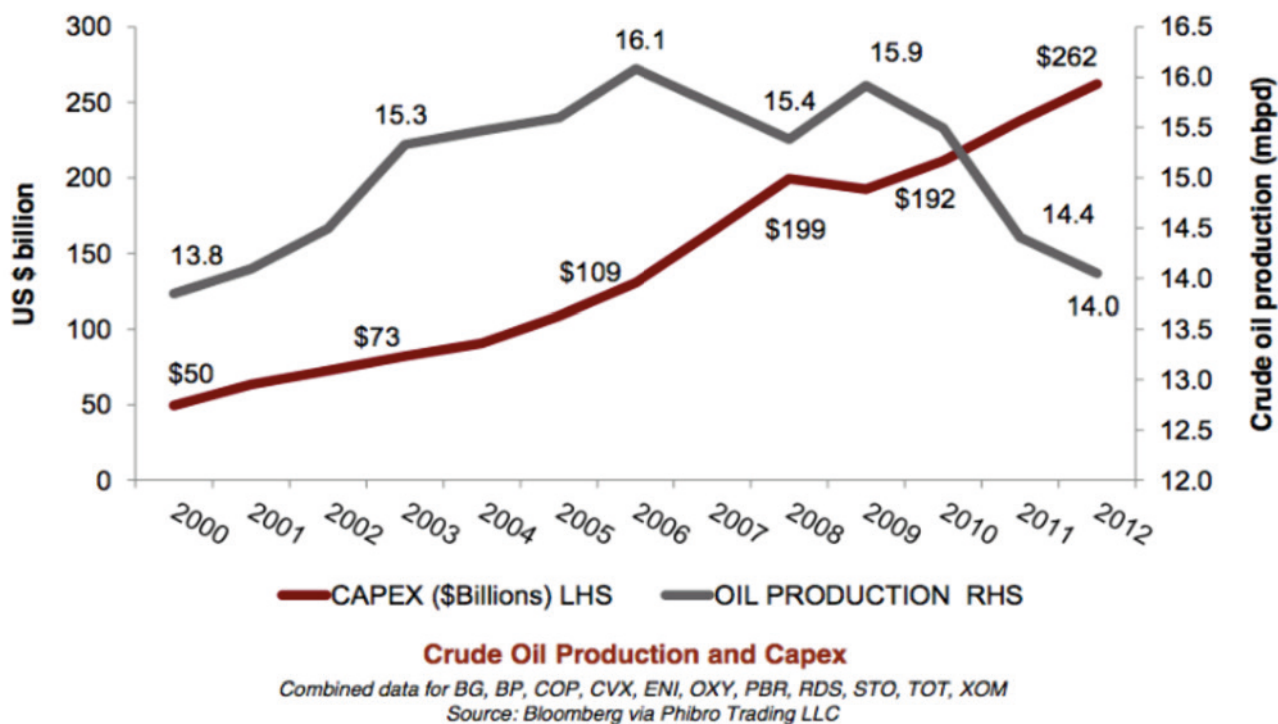


Figure 1 : Évolution CAPEX-Production de pétrole crude pour les principales majors sur la période 2000-2012.

plus haut, entamé une chute l’amenant vers les 30 \$ en février 2016. Le cours du baril s’est ensuite repris, évoluant ces dernières semaines autour de 45-50 \$. Ces différentes séquences sont illustrées par la Figure 2 ci-dessous), où le prix du baril de Brent est mis en relation avec les productions de pétrole « tous liquides ».

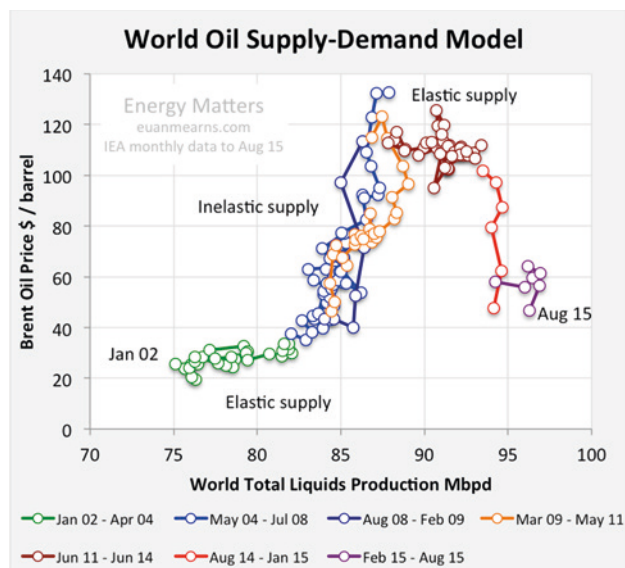


Figure 2 : Évolution du prix du baril de Brent en fonction des volumes produits de pétrole « tous liquides ».
 Source : Euan Mearns – Energy Matters, à partir de données IEA.

Sur cette figure, on distingue d’abord la séquence janvier 2002-avril 2004 qui se caractérise par une relative élasticité de l’offre au regard de la demande, avec des prix n’aug-

mentant que très peu avec l’offre. À l’inverse, la séquence suivante, mai 2004-juillet 2008, fait apparaître une forte inélasticité traduisant l’incapacité de l’offre à répondre à la demande, d’où une forte augmentation du prix du baril sur cette période. Les séries associées aux séquences ultérieures (août 2008-février 2009 et mars 2009-mai 2011) confortent le caractère inélastique de la réponse de l’offre aux prix du baril dans la plage de production 85-88 Mb/j.

Il est intéressant de rapprocher la forme « en croche de hockey » obtenue entre janvier 2002 et mai 2011 du profil des coûts de production des différents pétroles recensés juste avant l’émergence des pétroles de schiste américains (voir la Figure 3 de la page suivante). Cette similitude a pu suggérer que les capacités de production des pétroles tous liquides avaient atteint leurs limites – jusqu’à l’entrée en scène des pétroles de schiste, sans lesquels l’annonce en 2010⁽³³⁾ par l’AIE de l’atteinte du pic de production dès 2006 des pétroles conventionnels (de type *crude*) se serait traduite par des difficultés concrètes d’approvisionnement⁽³⁴⁾.

(33) WEO 2010 de l’AIE, p. 48 : “Crude oil output reaches an undulating plateau of around 68-69 mb/d by 2020, but never regains its all-time peak of 70 mb/d reached in 2006”.

(34) Cette annonce de l’AIE sur les pétroles conventionnels est à rapprocher de la prévision avancée par Colin Campbell et Jean Laherrère dans leur article The end of cheap oil (Scientific American, mars 1998), où ils estimaient très probable la survenue d’un pic de production des pétroles conventionnels durant la première décennie du XXI^e siècle. En 2000, l’Association for the Study of Peak Oil and Gas (ASPO) a été créée par Colin Campbell pour traiter de cette problématique et partager plus largement les données relatives aux réserves pétrolières mondiales.

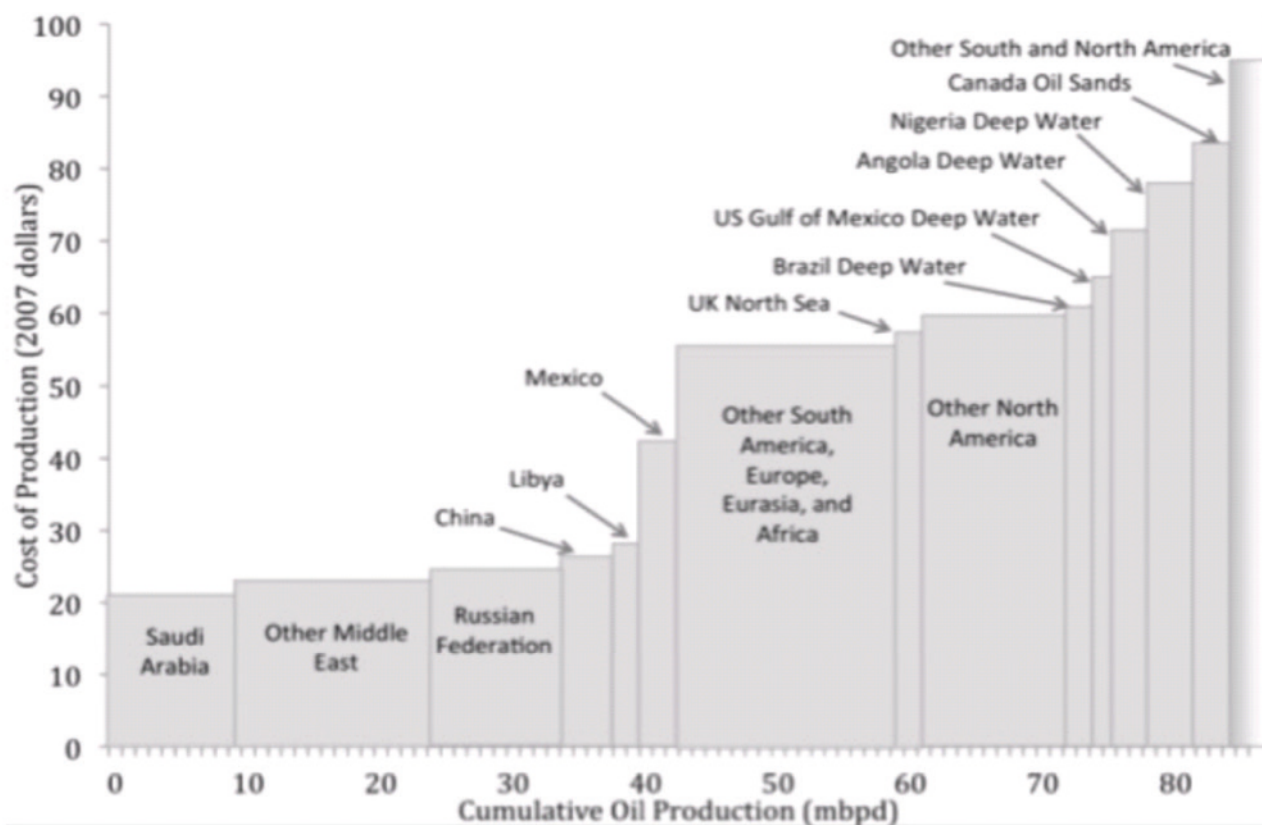


Figure 3 : Évolution des coûts de production du pétrole en fonction des volumes cumulés.
Source : Bloomberg, via Phibro Trading LLC.

De fait, les volumes de pétroles de schiste, notamment ceux produits à partir de 2011, ont plus que compensé le déclin des pétroles conventionnels amorcé en 2006, le déblocage de ces ressources apparaissant clairement sur la Figure 2 de la page précédente (séquence juin 2011-juin 2014).

À partir d'août 2014 (séquence août-janvier 2015, voir la Figure 2), les prix du baril ont connu une forte chute, dont l'interprétation, selon nombre d'experts, fait intervenir la conjugaison de la surproduction de pétrole avec le ralentissement de la croissance économique actuellement observé en Chine. Cette chute tendancielle des prix s'est poursuivie jusqu'en février 2016, où le prix du baril a atteint un point bas, à environ 30 \$, pour remonter ensuite vers les 45-50 \$ (leur niveau actuel), et ce malgré l'anticipation du retour des productions de l'Iran. À cela s'ajoute la volonté de l'Arabie Saoudite de conserver ses parts de marché, son brut restant l'un des moins chers à produire ⁽³⁵⁾.

Or, les prix élevés du baril entre 2011 et 2014 avaient déclenché des investissements importants d'exploration-production, notamment en Mer du Nord et dans le golfe du Mexique. En lien avec de grands projets *off-shore* très capitalistiques ne pouvant être stoppés sans provoquer des pertes importantes pour les opérateurs pétroliers, ces investissements ont ainsi permis de compenser partiellement le déclin des pétroles de schiste aux États-Unis et d'enrayer celui de la production de pétrole en Mer du Nord. Mais, de 685 G\$ en 2014, les investissements d'exploration-production d'huile et de gaz sont passés à

environ 540 G\$ en 2015 (soit 21 % de baisse) et de 20 à 25 % pourraient encore disparaître en 2016 ⁽³⁶⁾.

Cette situation n'est pas sans conséquence sur les productions de pétrole à venir dans les 4 à 5 ans. En effet, ces niveaux de prix effacent l'intérêt de toute exploration-production dans les zones qui portaient les 4/5 du renouvellement de l'offre depuis 15 ans (85 % des découvertes en pétrole et gaz et 30 % de la production de pétrole sont de l'*offshore* ⁽³⁷⁾). Or, selon la société Total ⁽³⁸⁾, en l'absence d'investissements, la production pétrolière se réduirait tous les ans de 4 Mb/j. Par ailleurs, si l'on souhaite assurer une montée de la production de 1 Mb/j par an d'ici à 2020, cela supposerait donc d'amener sur le marché environ 5 Mb/j nouveaux annuels, soit 25 Mb/j d'ici à 2020.

Ainsi, le niveau actuel des investissements conduirait à un déficit de l'offre sur la demande de l'ordre de 4 à 5 Mb/j à horizon 2020. Une inadéquation offre-demande sur le pé-

(35) Il est plus facile à Ryad de demander à l'Aramco de réduire sa production qu'à Washington d'exiger la même chose de plusieurs dizaines d'entreprises privées : le royaume saoudien reste le « swing producer » mondial, même si les États-Unis peuvent jouer un rôle similaire un certain temps (jusqu'à l'épuisement de leurs stocks) (518 Mb au 2 mars 2016).

(36) Conférence « Que reste-t-il de l'OPEP ? » organisée par le Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières (CGEMP) – Université Paris-Dauphine, 8 mars 2016.

(37) IFPEN, Panorama 2016.

(38) Audition de Patrick Pouyanné devant la Commission économique du Sénat, le 18 mai 2016.

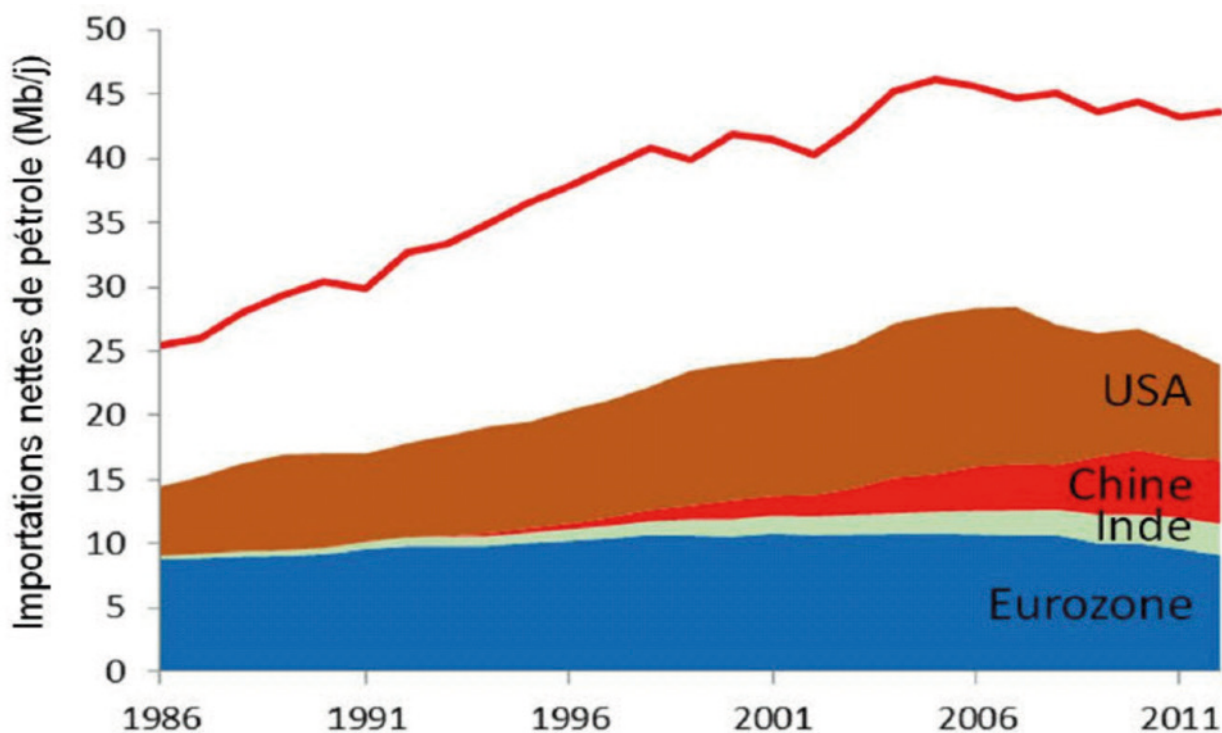


Figure 4 : Évolution des importations mondiales nettes de pétrole « tous liquides ».

Source : Patrick Brocogens ASPO Belgique, « Rapport d'enquête publique du Parlement wallon sur les liens entre l'économie et les pics pétroliers ».

trole, mais en sens inverse de l'actuelle, est ainsi attendue d'ici 4 à 5 ans ⁽³⁹⁾.

Sur le plan économique, une baisse du prix du baril de pétrole se traduit généralement par une reprise des activités. L'ampleur de cette reprise n'est cependant pas à la hauteur des attentes, les perspectives de faible croissance mondiale confortant par ailleurs un maintien des bas prix du baril.

Toutefois, à supposer que l'économie mondiale reparte franchement, son approvisionnement en pétrole se ferait au mieux à coût élevé ⁽⁴⁰⁾, du fait notamment des coûts de production élevés des pétroles non conventionnels. Cela renverrait donc assez rapidement les prix du pétrole vers les sommets, compte tenu de l'inélasticité production-prix mentionnée plus haut.

Cette évolution des prix à la hausse serait amplifiée par le fait que la baisse de 10 % de la part des pays de l'OCDE, en crise depuis 2008, sur les volumes « net export » disponibles sur le marché international a été compensée depuis par les pays émergents, au premier rang desquels la Chine et l'Inde. Sur la Figure 4 ci-dessus, on note en particulier le repli des importations américaines, qui est à mettre en relation avec l'augmentation de leur production domestique de pétrole de type *crude* (pétroles de schiste). Il ne fait pas de doute que la récente diminution de cette production ⁽⁴¹⁾, ainsi que la reprise de la consommation de carburants liquides stimulée par la baisse importante du prix du baril, provoqueront à terme une augmentation de la demande américaine sur le marché international –

même si, en parallèle, les producteurs américains agissent afin de pouvoir exporter leur pétrole en levant l'interdiction fédérale, notamment pour ne pas être piégés par une éventuelle saturation des capacités de stockage ⁽⁴²⁾.

Ce regain de la demande nette des États-Unis sur le marché mondial pourra cependant être modéré par l'utilisation des importants stocks de pétrole brut accumulés ces dernières années, et retarder d'autant le renchérissement du baril. En tout état de cause, des tensions sur le marché international du pétrole apparaissent plus que probables d'ici à la fin de la présente décennie.

Parmi les autres facteurs susceptibles de conduire à un renchérissement du baril, on peut citer le secteur parapétrolier, essentiel pour l'autonomie dans l'accès aux gisements, qui a été particulièrement mis à mal par la chute des prix, et la reconstitution des équipements et des compétences humaines laquelle prendra un temps sans doute plus important que celui de la remontée des cours.

(39) http://www.xerficanal-economie.com/emission/Marie-Claire-Aoun-Le-monde-face-au-trop-plein-de-petrole_3190.html ; <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-03-31/the-u-s-is-a-big-oil-importer-again>

(40) Tous les pétroles dont le coût de production est inférieur à 75 \$/baril seraient en déclin, selon certains experts.

(41) Une diminution de l'ordre de 600 kb/j (pétroles « crude » + condensats + liquides de gaz) depuis le pic d'avril 2015 à 13,24 Mb/j, selon les données de l'administration américaine (IEA).

(42) <http://www.forbes.com/sites/christopherhelman/2015/04/01/busting-the-myth-of-oil-storage-hitting-tank-tops/#654661167237>

Une remontée significative du prix du baril serait-elle susceptible de relancer la production de pétrole de schiste américaine, de sorte à retrouver, voire à dépasser, le pic de production de 2015 ? Rien n'est moins sûr, et on peut citer plusieurs raisons à cela :

- les zones les plus productives (*sweet spots*) ont été largement exploitées et une reprise de l'activité suppose de se tourner dorénavant vers les zones les moins favorables, ce qui imposera une activité de forage plus intense que dans la phase précédente, et donc des coûts de production plus élevés par baril produit. En outre, les conditions environnementales de production se sont durcies (voir *supra* le point « Bas prix du pétrole et géopolitique des approvisionnements »). Certains experts annoncent ainsi une progression du seuil de rentabilité, allant jusqu'à pronostiquer un *break-even* moyen de l'ordre de 80 US\$;
- si les progrès des méthodes de forage et de fracturation ont permis d'améliorer grandement la productivité par puits ces quatre dernières années, les perspectives semblent à ce jour limitées, la productivité ayant atteint un optimum économique dans plusieurs comtés des États-Unis. Ainsi, dès 2013, Schlumberger avait indiqué que les forages dans le Bakken (dans l'État du Dakota du Nord), qui comprennent 30 étapes de fracturation sur des branches latérales de 3 kilomètres de long, correspondaient à l'optimum économique pour ce gisement ⁽⁴³⁾ ;
- lors de la première phase de développement des pétroles de schiste américains, les opérateurs indépendants n'ont pas eu de difficulté à trouver les financements nécessaires au développement de ces ressources non-conventionnelles, les investisseurs ayant été convaincus de l'avenir de cette industrie et ayant bénéficié de la facilité des QE associés aux bas taux de l'argent. Mais il n'en va plus de même aujourd'hui, où les faillites se multiplient suite à l'effondrement des prix du baril et où la FED laisse entrevoir une remontée des taux (voir ci-après) ;
- avec la chute des prix du baril de pétrole et la baisse du nombre d'appareils de forage actifs sur le sol américain, la demande de services parapétroliers a elle aussi diminué, entraînant une baisse des tarifs de ces services (ce fut d'ailleurs là une des raisons de la résilience de la production américaine de pétroles de schiste). À l'inverse, une reprise des activités de forage serait de nature à dopper la demande de ces services, et donc à orienter les prix à la hausse.

La course entre les taux et le pétrole : vers la fin d'une bulle énergétique ?

Dans ce contexte, le risque d'explosion d'une bulle des pétroles et gaz de schiste, à partir d'un montant cumulé directement investi estimé à 235 G\$ (sans les titrisations ni les utilisations collatérales vraisemblables, que certains évaluent à plusieurs milliers de G\$ ⁽⁴⁴⁾), est de plus en plus évoqué ⁽⁴⁵⁾. Selon la Banque des règlements internationaux, ce serait globalement de 1 000 à 3 000 milliards de dollars d'investissement dans le pétrole et le gaz qui seraient ainsi menacés. En effet, « de 2004 à 2013, les dépenses annuelles en capital de dix-huit des plus grandes

compagnies pétrolières du monde ont presque quadruplé, [passant] de 90 milliards de dollars à 356 milliards » ⁽⁴⁶⁾.

Or, la valorisation des majors pétrolières a beaucoup diminué, car plus de la moitié de leur valeur repose sur l'anticipation des réserves économiquement exploitables à plus de 10 ans ⁽⁴⁷⁾ : les actions du secteur auraient baissé de 2 000 G\$ depuis la mi-2014. Cette chute de profitabilité a fragilisé les majors et pourrait conduire à de nouveaux regroupements, d'autant plus que les acteurs financiers misent sur un maintien de prix assez bas sur l'année ⁽⁴⁸⁾. La dette de Petrobras serait ainsi de 23 milliards de dollars en 2016-2017. « *Quatre banques françaises sont parmi les dix plus exposées. Parmi celles-ci, le Crédit Agricole, dont l'exposition de 29,8 milliards de dollars est la seconde en importance en Europe* » et JP Morgan Chase a annoncé 1,250 G£ de provisions pour pertes en 2016 dans ce secteur ⁽⁴⁹⁾. Le succès du mouvement « *divest from carbon* » en 2015, avant la COP 21, incluant Rockefeller et Warren Buffet, trouve sans doute une part de ses motivations dans la crainte de l'éclatement de cette bulle que certains redoutent, à l'instar de celle de l'immobilier en Floride qui, semble-t-il, déclencha le krach de 1929. Cela constitue certes un facteur favorable à la réduction des émissions de GES. En revanche, ce rythme de réduction répondant à une logique financière instantanée n'est pas forcément compatible avec un repli techniquement progressif des consommations d'hydrocarbures, ni avec une reprise prolongée d'une croissance, même modeste.

Aujourd'hui, selon l'IFRI ⁽⁵⁰⁾, les prix bas du pétrole aideraient les États-Unis à dégonfler lentement cette bulle et à préparer la remontée des cours (les *futures* de mars 2016 sont orientées vers une hausse modeste à 6 mois ⁽⁵¹⁾) au détriment, dans l'intervalle, de larges pans de leur secteur énergétique (charbon, gaz).

La construction de stockages se poursuit à un coût compris entre 40 et 50 \$/b. Dans cette perspective, les États-Unis importent de plus en plus de pétrole peu cher pour le stocker (les importations américaines de brut nigérian ont par exemple décuplé en mars 2016, par rapport à la

(43) Rapport IFRI, « *La révolution des pétroles de schiste aux États-Unis : le test du business model est en cours* », par Sylvie CORNOT-GANDOLPHE, janvier 2015, selon une source Schlumberger : "Has the Economic Stage Count Been Reached in the Bakken Shale?"

(44) <http://la-chronique-agera.com/petrole-subprime/>

(45) <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-03-02/sandridge-said-to-be-unnamed-company-in-mcclendon-indictment>

(46) <http://www.lenouveleconomiste.fr/financial-times/la-baisse-des-prix-du-petrole-fait-flamber-les-dettes-30256/>

(47) Mac Kinsey et Carbon Trust, "Climate change: a business revolution?", cité dans Sortons de l'âge des fossiles, COMBES (Maxime), 2015.

(48) Mon Apr 4, 2016, 8:48 AM EDT, Reuters, "Oil touches one-month low on scepticism over potential freeze deal".

(49) <http://www.lenouveleconomiste.fr/financial-times/la-baisse-des-prix-du-petrole-fait-flamber-les-dettes-30256/>

(50) http://www.xerficanal-economie.com/emission/Marie-Claire-Aoun-Le-monde-face-au-trop-plein-de-petrole_3190.html

(51) <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-03-31/the-us-is-a-big-oil-importer-again>

moyenne de 2015). Les raffineries importent depuis le Mexique et le Venezuela plutôt que d'utiliser du pétrole peu cher, car elles se sont équipées pour traiter du brut lourd ⁽⁵²⁾. Plus les stocks augmentent, et plus l'anticipation d'un écart entre un prix aujourd'hui faible et sa probable remontée pousse les investisseurs à prêter aux producteurs (qui poursuivent l'exploitation des puits déjà forés) et aux stockeurs, en raison des taux bas actuels (effets des QE précédemment cités). L'objectif semble être de stocker et de s'endetter dans l'attente de la remontée des prix, en usant du privilège du dollar. À l'avenir, l'utilisation monétaire et géopolitique que les États-Unis pourraient faire de leur stockage pourrait avoir des conséquences au moins aussi importantes que son usage strictement énergétique.

En chemin vers un sous-investissement énergétique et une flambée des prix à court-moyen terme

Les taux d'intérêt bas profitent principalement aux activités financières

Paradoxalement, alors que les taux bas de l'argent pourraient encourager l'investissement dans l'économie réelle, c'est le contraire qui est observé. Du côté des États, les finances publiques ont été durablement mises à mal par l'après-crise de 2008, d'autant plus que les États avaient perdu leur pouvoir de création monétaire au profit des banques privées depuis les années 1970. Du côté du secteur privé, le devenir des grands acteurs cotés est conditionné par la recherche de rendements du secteur financier, qui en trouve de moins en moins du côté des obligations d'États (leur rachat par les banques centrales – QE – les rendant sans risques, d'où de faibles rendements). Pour maintenir leurs cours et leurs dividendes, ces sociétés placent leurs bénéfices éventuels de préférence dans le rachat d'actions, réduisant de ce fait leur capacité à investir, à embaucher, ou à en faire bénéficier la part salariale et donc la demande.

Par ailleurs, les taux bas incitent à emprunter des sommes considérables pour réaliser des fusions-acquisitions de très grande taille (*mega-deals*), ces opérations étant également profitables pour les intermédiaires financiers. Elles ont représenté en 2015 plus de 4 500 G\$, un niveau jamais atteint depuis la fin des années 1990, et se poursuivent en 2016, à l'instar de l'offre de rachat de Monsanto par Bayer pour 62 G\$, en mai 2016. Selon certains économistes ⁽⁵³⁾, elles constituent une « bombe à retardement », car :

- elles sont financées avec un fort effet de levier pour rechercher des rendements et, ce faisant, les fonds d'investissement épuisent les entreprises ;
- ces deals se font surtout dans des secteurs matures, par opportunisme commercial ou fiscal ou pour réduire les coûts, plutôt que pour des raisons stratégiques constructives ;
- ils détruisent de ce fait des emplois et du capital en des quantités que les *start-ups* ne pourront compenser ;
- ils renforcent dans les sociétés cotées la vigilance finan-

cière au détriment de la réflexion stratégique pour relever leur rentabilité de court terme.

Dans le cas du secteur charbonnier, par exemple, la « frénésie d'acquisitions fondée sur la dette, alors que le marché était au plus haut » est considérée comme « un facteur majeur des banqueroutes charbonnières récentes » ⁽⁵⁴⁾.

Paradoxalement, taux bas et monnaie abondante jouent contre l'investissement énergétique

Les taux faibles ou négatifs conduisent, *via* les fusions-acquisitions, à étendre le pouvoir de marché de quelques grands acteurs dans de nombreux domaines ⁽⁵⁵⁾. Faute de capitaux, et sauf en cas d'une limitation du secteur financier dans la recherche de hauts rendements, ce qui est peu probable à court terme, le renouvellement d'infrastructures devenues obsolètes (voir les infrastructures de transport aux États-Unis, des parcs électriques...) ne pourra vraisemblablement pas avoir lieu dans les volumes et spécifications requis par la transition et selon les calendriers nécessaires ⁽⁵⁶⁾.

À structure financière inchangée, un scénario dans lequel les financements des investissements structurants, notamment de recherche et d'utilisation d'hydrocarbures ou de combustibles nucléaires (sur une trajectoire compatible avec les objectifs climatiques), arriveraient trop tard pour appuyer le redémarrage économique voire simplement pour assurer la continuité des fournitures, n'est donc pas invraisemblable, d'autant que même les acteurs majeurs du secteur ne disposent pas forcément de réserves financières aptes à soutenir à elles seules un tel programme et que selon la plupart des économistes les facteurs financiers d'un nouveau krach se sont mis en place. Le pouvoir de marché d'oligopoles entretemps renforcés risquerait d'être d'autant plus défavorable aux États et aux citoyens, et le manque d'investissements de sobriété ou de substitution énergétique pourrait devenir très préjudiciable.

(52) Idem note 42.

(53) http://www.xerficanal-economie.com/emission/Olivier-Passet-Pourquoi-les-fusacs-vont-battre-des-records-en-2016_3116.html?IdTis=XTC-FZ0L-G2FL6N-DD-HQ7C-GVMR&utm_source=Newsletter&utm_medium=email&utm_term=http___www.xerficanal-economie.com_emission_Olivier-Passet-Pourquoi-les-fusacs-vont-battre-des-records-en-2016_3116.html&utm_campaign=16+01+13+Xerfi+Canal+544&utm_content=6721521_1_7270

(54) Opponents eye potential massive bankruptcy of nation's largest coal miner, *KUYKENDALL (T.)*, 3 mars 2016.

(55) Parmi les secteurs stratégiques exposés aux fusions-acquisitions figure l'ingénierie parapétrolière, qui constitue un élément d'indépendance décisionnelle nationale, ainsi que les savoir-faire techniques brevetés ou non. Par exemple, la fermeture annoncée le 17 mars 2016 du site de Thiers produisant des vannes pour le secteur, une filiale de la compagnie américaine Flowserve.

(56) Ou dans des conditions telles qu'ils appauvrissent les citoyens et les usagers (garanties et subventions d'États, envol des tarifs...) : voir, par exemple, Money and Sustainability, *LIETAER (B.) & al.*, pp. 91-93 : 44 États américains étant en faillite début 2012, les pouvoirs publics sont conduits à vendre des infrastructures publiques, dont les acquéreurs augmentent considérablement les tarifs d'utilisation. Ainsi, la municipalité de Chicago a concédé la gestion de ses parcmètres au tiers de leur valeur raisonnable, soit 1,2 G\$: les tarifs furent aussitôt multipliés par 4 ou 5, voire davantage, alors que des emprunts sur 20 ans à bénéfices partagés auraient rapporté 3 fois plus à la collectivité.

La question des évolutions susceptibles d'assurer le meilleur service énergétique se poserait alors sous un jour différent des décennies précédentes, secteur par secteur. Elle demanderait de concevoir des scénarios de transition énergétique intégrant la possibilité d'un manque de capitaux disponibles aux moments requis, et peut-être d'un manque d'énergie fossile disponible à certains moments pour construire les capacités énergétiques souhaitées : il faut du pétrole même pour construire des éoliennes, des panneaux photovoltaïques et des réacteurs nucléaires. Cette perspective réactive les considérations géopolitiques en matière d'approvisionnements fossiles.

Et... si les taux remontaient ?

Un retour de l'inflation accéléré par la volatilité des énormes masses monétaires en circulation (du fait du *trading* à haute fréquence et de la spéculation indicielle) et par la sensibilité plus forte des coûts de production à la demande (voir *supra* le point « Conséquences économiques et financières des bas prix du pétrole ») entraînerait vraisemblablement une remontée des taux des banques centrales, le renchérissement des dettes et l'explosion de la bulle obligataire mondiale (P. ARTUS, Xerfi Canal, 24 février 2016). Or, les fluctuations des prix provoquent des comportements financiers contrastés à un rythme nettement plus élevé que l'adaptabilité des équipements et des compétences des industries.

De son côté, la Banque centrale américaine (FED) laisse régulièrement entendre qu'elle pourrait relever ses taux directeurs. Une remontée des taux de l'argent ralentirait les fusions-acquisitions en en diminuant l'effet de levier. Elle pourrait réduire la pression sur les valorisations boursières en offrant d'autres possibilités de rendement et ramènerait les acteurs financiers dans un monde où emprunter coûte et prêter rapporte, et non le contraire (taux négatifs⁽⁵⁷⁾).

Elle permettrait de freiner les bulles financières⁽⁵⁸⁾ (sont évoqués, aux États-Unis, outre l'énergie, les crédits automobiles, les crédits étudiants...). Elle induirait peut-être une baisse provisoire du PIB en affectant sa composante financière et les emplois du secteur bancaire et assurantiel. Elle ferait aussi croître les intérêts des dettes publiques, et par là elle resserrerait les marges de manœuvre des États et des contribuables, ainsi que celles des entreprises, notamment intensives en énergie, surtout dans les pays et/ou pour les secteurs où l'énergie est peu taxée et subit de plein fouet les fluctuations des cours.

Pour le secteur énergétique, accentuerait-elle le départ des investisseurs vers d'autres actifs, ce qui pourrait induire une nouvelle vague de consolidations dans le secteur pétrolier, mais aussi une crise de liquidités sur ces actifs⁽⁵⁹⁾, et donc une fragilisation des banques fortement exposées sur ces secteurs ? Pourrait-elle aussi pousser à revendre du pétrole stocké, et donc refaire momentanément baisser les prix ?

Une inconnue majeure est le moment où le privilège commercial du dollar vis-à-vis des matières premières et énergétiques serait fragilisé du fait des institutions et relations financières multilatérales créées par plusieurs grands

pays (Chine, Inde, Russie, Iran...). La capacité de l'euro à soutenir un programme d'investissements de la transition énergétique pour les dix années à venir pourrait peut-être se renforcer, paradoxalement, avec la détention de stocks accrus de pétrole (voire de gaz) dans une perspective non seulement énergétique, mais aussi monétaire⁽⁶⁰⁾.

Conclusion

La période qui s'ouvre verra vraisemblablement se succéder une volatilité accrue des prix du pétrole, puis leur forte remontée dans les 3 à 5 ans. L'Union européenne pourrait favoriser, comme les États-Unis, la constitution de stocks publics et privés importants, ne serait-ce que pour prévenir un à-coup brutal à un moment de reprise économique, alors qu'il faudrait réaliser les équipements de la transition, qui soient efficaces, décarbonés et économes des ressources naturelles.

En attendant, le maintien de prix bas alimente la récession mondiale et freine les possibilités, pour les fonds publics et privés, d'investir dans la transition énergétique, malgré les taux bas de l'argent et des disponibilités monétaires inédites. Le chemin est étroit entre le maintien de taux faibles (qui entretiennent les bulles et les concentrations sectorielles) et leur remontée, dont les effets sont difficiles à prévoir : une chute des obligations au profit d'autres placements plus rémunérateurs à court terme ? Quelle attractivité financière du secteur des hydrocarbures, entre des prix redevenus élevés, et des investissements chers du fait des caractéristiques des gisements disponibles et limités en quantité et en horizon du fait des objectifs adoptés lors de la COP 21 ?

En tout état de cause, l'accès au pétrole et au gaz devrait devenir plus onéreux dans les cinq années à venir, accroissant l'intérêt de la transition énergétique, mais renchérisant aussi les investissements (y compris décarbonés). L'Union européenne devrait prendre en compte ces éléments dans ses perspectives géopolitiques et intégrer effectivement dans ses objectifs prioritaires la réduction de sa dépendance vis-à-vis du pétrole (notamment pour l'alimentation - engrais - et les transports).

(57) Le 29 janvier 2016, la Banque centrale japonaise adoptait des taux négatifs (-0,1 %) après la BNS (- 0,75%) et la BCE en 2014 (premier QE en mars 2015 pour 2 ans) et la question se pose à la FED (fin des QE en octobre 2014) en cas de croissance faible ou nulle – malgré les nouvelles bulles spéculatives qui pourraient alors se développer.

(58) Selon Martin Wolf, la création monétaire que représentent les QE ne finance pas l'activité, pour sa plus grande part : "only about 10 per cent of UK bank lending has financed business investment in sectors other than commercial property". <https://postjorion.wordpress.com/2014/05/09/289-wolf-soutient-le-smart/> Voir également Les Echos du 13 octobre 2015 : les QE et les taux d'intérêt bas aboutissent à « gonfler d'énormes bulles spéculatives un peu partout dans la finance » (p. 12).

(59) Banque de France, Évaluation des risques du système financier français, décembre 2015.

(60) Voir la proposition de monnaie internationale Trade Reference Currency, gagée sur des marchandises, LIETAER (B.) & al., Money and Sustainability, 2011.