

Les facteurs à l'origine de la baisse des prix du pétrole en 2014

*Reinhard Ellwanger, Benjamin Sawatzky et Konrad Zmitrowicz,
département des Analyses de l'économie internationale*

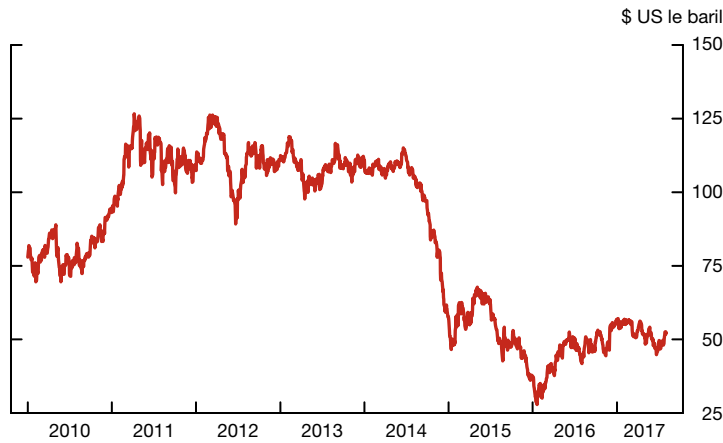
- Les prix du pétrole ont fortement baissé ces trois dernières années. Le cours du Brent, par exemple, est passé de 110 \$ US le baril en moyenne entre janvier 2011 et juin 2014 à un creux de 29 \$ US en janvier 2016, et se chiffre en moyenne à seulement 50 \$ US depuis 2015.
- Tant des facteurs d'offre que des facteurs de demande ont contribué à la chute marquée des prix du pétrole en 2014, mais la croissance de l'offre mondiale semble avoir été le facteur prédominant. Ce point de vue est étayé par des modèles économiques conçus pour dissocier les effets de changements dans les facteurs d'offre et de demande.
- La croissance étonnante de la production de pétrole de schiste aux États-Unis et la décision de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole de maintenir la production ont grandement concouru au recul initial des prix du pétrole. Une croissance mondiale plus faible que prévu et les inquiétudes suscitées par l'économie chinoise à la fin de 2015 offrent également une explication à la diminution persistante des prix.

De janvier 2011 à juin 2014, les prix du pétrole sont demeurés relativement stables, avoisinant 110 \$ US le baril en moyenne sur cette période de trois ans et demi. En termes réels, de tels cours ne s'étaient encore jamais vus. Or, les prix ont ensuite reculé de façon constante pour toucher un creux de 29 \$ US en janvier 2016. Depuis 2015, le cours moyen se chiffre à 50 \$ US (**Graphique 1**). Dans le présent article, nous soutenons que tant des facteurs d'offre que des facteurs de demande ont joué un rôle dans la chute marquée des prix du pétrole à compter de juin 2014, mais que la hausse vigoureuse de l'offre est le facteur qui a eu le plus de poids.

Le repli des cours pétroliers observé en 2014 a coïncidé avec une forte hausse de la production et des stocks de pétrole et avec une augmentation modérée de la consommation de ce produit de base. Cette évolution concorde avec un déplacement vers l'extérieur de la courbe d'offre de

Graphique 1 : Prix du pétrole brut depuis 2014

Cours du brut Brent, données quotidiennes



Source : Intercontinental Exchange par l'intermédiaire de Haver Analytics Dernière observation : 2 août 2017

pétrole, comme l'étaient empiriquement différents modèles économiques et statistiques conçus pour dissocier les effets de prix qui découlent de changements dans les courbes d'offre et de demande à l'échelle mondiale.

Bien que ces modèles ne permettent pas d'isoler les chocs particuliers qui ont mené à ce déplacement vers l'extérieur de la courbe d'offre de pétrole, le présent article s'intéresse aux événements qui ont vraisemblablement eu la plus grande incidence à cet égard. Notamment, la réaction marquée de l'offre peut s'expliquer par la hausse des niveaux de croissance économique enregistrée au début des années 2000 dans les économies de marché émergentes, en particulier en Chine. Cette croissance a contribué à soutenir la demande de pétrole et à amener les prix à des niveaux favorisant de nouveaux investissements dans la production pétrolière. Cela dit, après la remontée de la production mondiale, une fois la crise financière mondiale passée, on a assisté à une surestimation persistante de la croissance économique, ce qui a mené à une production excédentaire de pétrole, laquelle a ensuite concouru à provoquer l'effondrement des prix, en 2014.

En soi, une évaluation erronée des conditions de la demande future devrait n'avoir que des effets temporaires — quoique potentiellement durables — sur les prix du pétrole. Par exemple, s'il en coûte 100 \$ US pour produire un baril de pétrole de plus, alors on pourrait s'attendre à ce que les prix reviennent à ce niveau une fois que serait résorbée l'offre excédentaire sur le marché du pétrole. Toutefois, d'autres facteurs ont aussi contribué au déplacement vers l'extérieur de la courbe d'offre et pourraient avoir des effets permanents sur les prix du pétrole dans l'avenir. En particulier, les innovations réalisées aux États-Unis dans la production de pétrole de schiste ont donné naissance à une nouvelle source d'approvisionnement, potentiellement à faible coût, qui peut réagir plus rapidement à une variation de prix. Il s'agit d'un changement majeur dans ce secteur traditionnellement caractérisé par de longs délais d'ajustement de la production aux mouvements de prix¹. Par ailleurs, face à l'incertitude associée à cette nouvelle source d'approvisionnement, l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) s'est abstenue de réduire la production, adoptant plutôt une approche attentiste, ce qui a amplifié la baisse des prix du pétrole à la mi-2014.

¹ Dans le présent article, « pétrole de schiste » s'entend de toute forme de pétrole de réservoirs étanches, c'est-à-dire le pétrole brut léger qui est emprisonné dans des formations rocheuses de faible perméabilité et dont l'extraction se fait par fracturation hydraulique.

Le recul des prix du pétrole observé en 2014 a eu une incidence de taille sur l'économie canadienne. Comme le Canada est un exportateur net de pétrole, ses termes de l'échange, son revenu intérieur brut et la valeur de sa monnaie sont fortement tributaires des prix de ce produit de base. En outre, bien que l'extraction de pétrole et de gaz ne contribue que pour 6 % au produit intérieur brut (PIB) du Canada, elle a fait l'objet d'environ 30 % du total des investissements des entreprises en 2014. Selon les estimations préliminaires de la Banque, n'eût été la mise en œuvre de mesures monétaires, la baisse des prix du pétrole aurait diminué d'environ 2 % le niveau du PIB du Canada après 2014 (Banque du Canada, 2015). Ainsi, la Banque a réduit les taux d'intérêt deux fois en 2015 pour aider l'économie à s'ajuster au recul des prix du pétrole.

Dans l'avenir, des facteurs structurels pourraient tirer les prix du pétrole vers le haut ou vers le bas. Aux États-Unis, les techniques d'extraction du pétrole de schiste continuent d'évoluer; leur utilisation se répand peu à peu et pourrait contribuer à une hausse de la production de pétrole dans d'autres pays, en particulier au Canada. Récemment, l'offre excédentaire a toutefois contraint bon nombre de sociétés pétrolières à réduire leurs budgets d'exploration et de production. Étant donné qu'il faut compter de trois à cinq ans, en moyenne, pour réaliser un projet d'extraction pétrolière classique, cette diminution de l'investissement pourrait mener à une offre insuffisante, dans l'éventualité où la production de pétrole de schiste n'arrive pas à soutenir le rythme de croissance de la demande mondiale. Enfin, certains participants au marché craignent de plus en plus l'imminence d'un « pic de demande » sur le marché du pétrole. De fait, les politiques adoptées en réponse aux changements climatiques ainsi que les progrès réalisés dans la technologie des batteries des véhicules électriques pourraient faire diminuer brusquement la demande de pétrole dans le secteur des transports, une des principales sources de cette dernière.

La structure du marché mondial du pétrole

Avant d'analyser les facteurs qui ont favorisé la chute des prix du pétrole en 2014, nous ferons ici un tour d'horizon de la structure du marché mondial du pétrole. Environ 60 % de la production mondiale de pétrole provient de pays à faible coût dont la production pétrolière est fortement influencée par les décisions des pouvoirs publics. Cette production est assurée par des sociétés pétrolières nationales de pays de l'OPEP — qui assurent quelque 40 % de la production mondiale de carburant liquide — et de pays hors OPEP, comme la Russie et le Mexique². Étant donné que l'industrie pétrolière est traditionnellement caractérisée par de longs délais d'ajustement de la production aux changements de prix, les sociétés pétrolières nationales peuvent jouer sur les prix du pétrole en accroissant temporairement leur production ou encore en la suspendant (Golombek, Irarrazabal et Ma, 2014; Huppman, 2013). Ces interventions restreintes concourent probablement à ancrer les anticipations de prix durant les périodes temporaires d'offre ou de demande excédentaire. Toutefois, les études sur la question donnent à penser qu'une coopération à plus long terme est rare (Almoguera, Douglas et Herrera, 2011; Dale, 2015), notamment en raison des obstacles importants que suppose une coordination des actions entre un si grand nombre de producteurs différents.

◀ *L'extraction de pétrole et de gaz a fait l'objet d'environ 30 % du total des investissements des entreprises au Canada en 2014.*

² Les sociétés pétrolières nationales appartiennent, en propriété exclusive ou majoritaire, à un État national.

La capacité de ce premier groupe d'influer sur les prix pratiqués sur le marché du pétrole brut est limitée par la présence d'un second groupe de sociétés hautement concurrentielles qui, individuellement, n'ont aucun pouvoir de marché (elles constituent ce qu'on appelle la « frange concurrentielle »). Ce groupe comprend un large éventail d'entreprises : des exploitants de sables bitumineux du Canada, de grandes pétrolières internationales du secteur privé ainsi que de petites entreprises américaines qui produisent du pétrole de schiste. Lorsque cette frange concurrentielle devient plus en mesure de produire du pétrole brut, comme ce fut le cas au cours des années qui ont précédé la chute des prix du pétrole, le pouvoir de marché des sociétés de l'OPEP et des autres sociétés pétrolières nationales diminue. Pour obtenir un tel résultat, la frange concurrentielle peut soit réduire ses coûts de production, soit réduire le délai d'ajustement de sa production aux mouvements de prix du pétrole — deux facteurs qui sont intervenus dans la récente baisse des prix du pétrole et que nous examinerons plus en détail dans le présent article.

◀ *Lorsque cette frange concurrentielle devient plus en mesure de produire du pétrole brut, le pouvoir de marché des sociétés de l'OPEP et des autres sociétés pétrolières nationales diminue.*

Déterminer les facteurs à l'origine de la chute des prix du pétrole

La théorie économique propose trois explications aux reculs des prix du pétrole³. Premièrement, les prix pourraient diminuer sous l'effet d'un déplacement vers l'extérieur de la courbe d'offre sur le marché du pétrole. En pareil cas, la baisse de prix devrait être associée à une augmentation immédiate de la production et à une hausse future de la consommation. Deuxièmement, les prix pourraient reculer en raison d'un déplacement vers l'intérieur de la courbe de demande sur le même marché, auquel cas la baisse des prix devrait être associée à une diminution immédiate de la consommation et à une baisse future de la production. Enfin, il se peut que les agents décident d'écouler leurs stocks s'ils croient que les conditions futures du marché du pétrole seront nettement moins favorables que les conditions courantes au regard des prix du pétrole. Soulignons que les modifications de la demande de stocks de pétrole sont influencées par les attentes relatives à l'offre future par rapport à la demande future, et qu'elles peuvent donc être dictées par des facteurs d'offre ou encore par des facteurs de demande.

Pour tenter de comprendre ce qui a conduit à la chute des prix du pétrole à la mi-2014, nous nous penchons d'abord sur les données de l'Agence internationale de l'énergie sur la production et la consommation mondiales (Graphique 2). Entre 2010 et 2013, la production et la consommation se sont suivies de près, chacune à un rythme de croissance proche de la moyenne annuelle de 1,4 % observée pour l'une et l'autre durant la période 2001-2013⁴. Or, la production est devenue supérieure à la demande à compter du deuxième trimestre de 2014, et le taux de croissance de la production a augmenté pour atteindre 2,7 % en moyenne cette année-là,

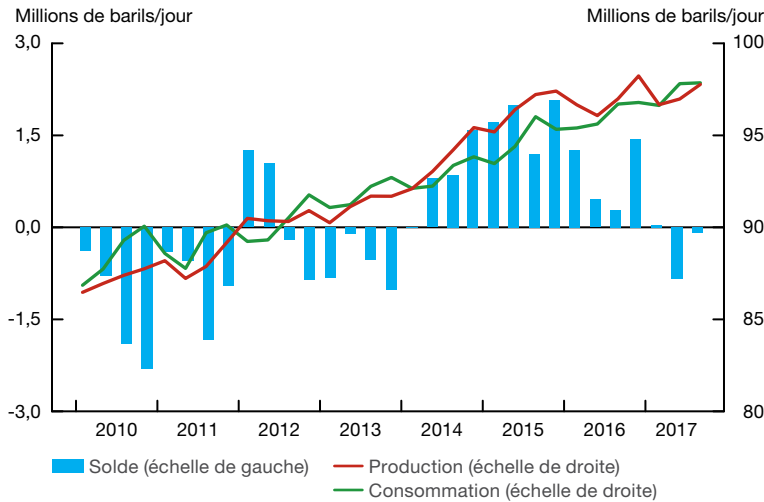
◀ *La production est devenue supérieure à la demande à compter du deuxième trimestre de 2014.*

³ Dans le présent article, nous mettons l'accent sur les facteurs d'offre et de demande plutôt que sur les chocs. Pour cette raison, nous n'analysons pas les résultats produits par le modèle de Kilian et Murphy (2014), qui s'intéresse aux chocs. Un bref exemple peut nous aider à illustrer ces deux concepts. Un déplacement vers l'extérieur de la courbe d'offre sur le marché du pétrole est considéré comme un facteur d'offre, mais on appelle « choc » la raison pour laquelle ce déplacement a eu lieu à l'origine. Si la courbe d'offre s'est déplacée vers l'extérieur parce que la demande future anticipée est forte, alors on dira que le déplacement a été causé par un choc de demande.

⁴ Nous avons retenu 2001 comme point de départ, car cette année coïncide avec la fin d'une récession aux États-Unis et avec l'accession de la Chine à l'Organisation mondiale du commerce, deux événements considérés comme significatifs pour la demande de pétrole.

Graphique 2 : Le marché mondial du pétrole depuis 2010

Production de pétrole et consommation de produits raffinés dans le monde, données trimestrielles



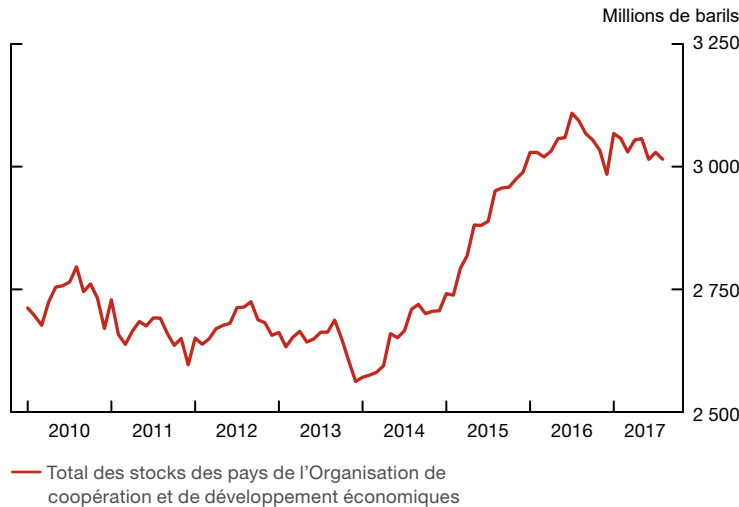
Nota : Le « solde » correspond à la différence entre la production mondiale totale et la consommation mondiale totale.

Sources : Agence internationale de l'énergie et calculs de la Banque du Canada

Dernière observation : 2017T3

Graphique 3 : Niveau élevé des stocks de pétrole

Stocks de produits raffinés et non raffinés du secteur privé, données mensuelles



Sources : Agence internationale de l'énergie et calculs de la Banque du Canada

Dernière observation : août 2017

alors que celui de la consommation est demeuré près de sa moyenne de long terme. Ce déséquilibre a persisté durant douze trimestres consécutifs, ce qui ne s'était encore jamais vu. Avec le temps, le déséquilibre s'est amenuisé à la faveur d'une modération de la croissance de la production, et le taux de croissance de la consommation s'est hissé légèrement au-dessus de sa moyenne de long terme. En date du deuxième trimestre de 2017, l'écart entre la production et la consommation semblait s'être résorbé. Quoi qu'il en soit, les déséquilibres enregistrés de 2014 à 2016 ont eu pour résultat une accumulation de stocks de pétrole, et ceux-ci ne se sont pas encore complètement écoulés (Graphique 3).

Encadré 1

Modèles factoriels de l'offre et de la demande de pétrole

Dans le présent article, nous avons recours à deux modèles distincts pour décomposer les mouvements des prix du pétrole selon qu'ils sont liés à des facteurs d'offre ou à des facteurs de demande. Le fait d'utiliser plusieurs modèles nous aide à accroître la confiance en nos résultats, dans la mesure où les modèles pointent tous dans la même direction. Nous expliquons ci-dessous la structure et l'interprétation de ces modèles.

Modèle 1 : modèle de la demande de pétrole

Ce modèle, exposé pour la première fois par Hamilton (2014) et plus tard remanié par Bernanke (2016), lie les changements de prix du pétrole à des facteurs qui offrent une approximation de la demande de pétrole et qui sont indépendants de l'offre de pétrole. Ces facteurs comprennent les variations du prix du cuivre, du taux d'intérêt des titres du Trésor américain à échéance de 10 ans, d'un indice pondéré à grande échelle du dollar américain et de la volatilité des marchés boursiers (représentée par l'indice de volatilité établi à partir des options sur actions [VIX])¹. L'équation est estimée par la méthode des moindres carrés ordinaires. Les changements de prix du pétrole prédits par le modèle se veulent une mesure des mouvements de la demande de pétrole, tandis que tous les autres mouvements sont attribués à l'offre de pétrole. Toutefois, dans la mesure où les facteurs de demande ne sont pas entièrement spécifiés dans le modèle, ce dernier pourrait surestimer l'effet des facteurs d'offre. Par ailleurs, le modèle ne permet pas de dire si les facteurs d'offre et les facteurs de demande découlent des conditions courantes ou encore d'un changement dans les attentes.

¹ On pourrait mettre en doute le degré d'indépendance de certains de ces facteurs par rapport à l'offre de pétrole. Par exemple, les États-Unis sont un importateur net de pétrole, de sorte qu'une baisse des prix du pétrole devrait stimuler la valeur du dollar américain, toutes choses égales par ailleurs. Dans le présent article, nous ne cherchons pas à tenir compte de ces questions.

Modèle 2 : modèle factoriel des prix des produits de base

Ce modèle a d'abord été formulé par Delle Chiaie, Ferrara et Giannone (2017). Bilgin et Ellwanger (2017) l'ont par la suite adapté pour mieux tenir compte des produits de base présentant un intérêt pour le Canada. Le modèle a recours à une estimation par la méthode du quasi-maximum de vraisemblance pour répartir les mouvements communs observés dans un large échantillon de prix des produits de base, et ce, en trois catégories distinctes : une composante globale, une composante propre au groupe (ou « par blocs ») et une composante propre au produit de base (ou idiosyncrasique). La composante globale rend compte des tendances de prix qu'ont en commun tous les produits de base examinés, et qui sont généralement liées à la demande mondiale de produits de base (Alquist et Coibion, 2014). Cette approche a pour limite, entre autres, que les mouvements observés dans la composante globale peuvent aussi être liés à l'évolution de la valeur du dollar américain, monnaie dans laquelle est exprimé le prix de la plupart des produits de base. En outre, ce modèle ne permet pas de dire si la composante par blocs et la composante idiosyncrasique découlent de facteurs d'offre ou bien de facteurs de demande propres aux produits de base, quoique l'information narrative que nous présentons relativement aux prix du pétrole donne à penser que ces mouvements sont liés en majeure partie à des facteurs d'offre (par exemple, l'accroissement de la production de pétrole de schiste aux États-Unis).

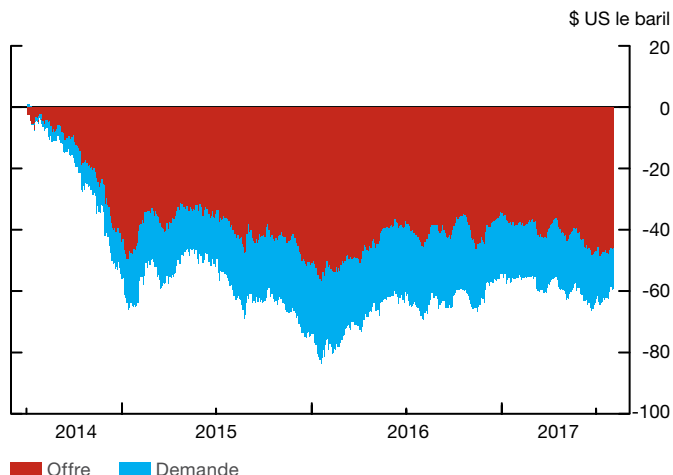
Le redressement de la croissance de la production suivi par une hausse de la consommation laisse supposer que des facteurs d'offre expliquent la majeure partie de la chute des prix du pétrole depuis la mi-2014. Cette analyse est confortée par divers modèles conçus pour dissocier les effets des facteurs d'offre et des facteurs de demande sur les prix du pétrole (voir l'Encadré 1 pour une explication de ces modèles).

Le Graphique 4 (diagrammes a et b) illustre la décomposition des mouvements de prix du pétrole obtenue au moyen de nos modèles. Selon les résultats fournis par le modèle de la demande de pétrole et le modèle factoriel des prix des produits de base, les variations de la demande de pétrole expliquent environ 20 % et 40 %, respectivement, de la baisse des prix du pétrole enregistrée entre juin 2014 et août 2017. Le reste, soit l'essentiel du recul des prix du pétrole, est attribué aux variations de l'offre de pétrole.

Graphique 4 : Décomposition des chocs de prix du pétrole brut

Chocs cumulatifs, en dollars, depuis juin 2014

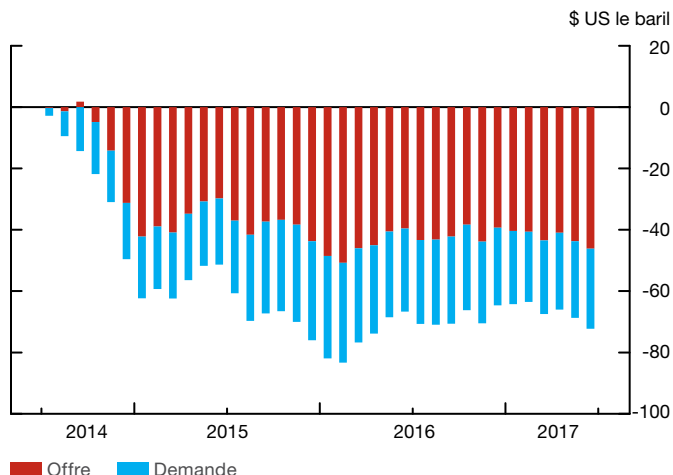
a. Décomposition selon le modèle de la demande de pétrole, données quotidiennes



Source : Banque du Canada

Dernière observation : 4 août 2017

b. Décomposition selon le modèle factoriel des prix des produits de base, données mensuelles



Nota : L'offre correspond au cumul de la composante par blocs et de la composante idiosyncrasique, et la demande correspond à la composante globale.

Source : Banque du Canada

Dernière observation : juin 2017

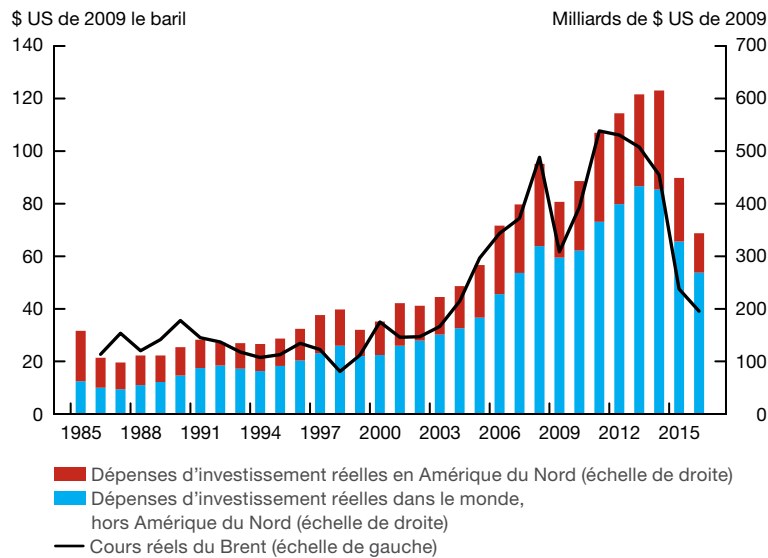
Bien qu'ils puissent être utiles pour décomposer les mouvements de prix selon que ceux-ci sont causés par des facteurs d'offre ou des facteurs de demande, ces modèles n'ont pas été conçus pour mettre en lumière les faits particuliers qui, sur le plan de l'offre et de la demande, ont alimenté ces mouvements durant la chute des prix du pétrole observée en 2014. En plus des résultats produits par ces modèles, nous présentons donc, à la section suivante, les grands événements qui permettent de mieux expliquer, selon nous, les mouvements de l'offre et de la demande depuis 2014. Nous portons une attention particulière à trois événements, à savoir l'effet à retardement d'une demande de pétrole passée très vigoureuse, la mise au point de nouvelles techniques d'extraction du pétrole, et la décision de l'OPEP de ne pas réduire sa production, à la fin de 2014.

Les conditions passées de la demande ont contribué à une production excédentaire

La forte croissance économique du début des années 2000, notamment dans les économies de marché émergentes et tout particulièrement en Chine, s'est traduite par une croissance régulière de la demande de pétrole et a exercé une pression à la hausse sur les prix de ce produit de base. On parle parfois de « supercycle des produits de base » pour désigner le phénomène par lequel une période prolongée de prix élevés sur les marchés des produits de base mène à de nouveaux investissements et à une nouvelle production, et est suivie d'une baisse des prix de ces produits (pour un tour d'horizon, voir Büyüksahin, Mo et Zmitrowicz, 2016). De fait, en poussant les prix du pétrole à la hausse, l'accroissement de la demande a aussi fait bondir les dépenses d'investissement dans l'industrie pétrolière (Graphique 5). Ces nouveaux investissements ont permis la production de pétrole dans des régions où cela n'était auparavant pas rentable, par exemple l'exploitation des sables bitumineux du Canada, l'exploitation en eau profonde dans le golfe du Mexique et, surtout, l'extraction de pétrole de schiste en sol américain.

Graphique 5 : Dépenses d'investissement liées au pétrole dans le monde et prix du pétrole

Dollars enchaînés de 2009, données annuelles



Sources : Bureau d'analyse économique des États-Unis et *Financial Times* par l'intermédiaire de Haver Analytics, Barclays et calculs de la Banque du Canada Dernière observation : 2016

La situation a toutefois commencé à s'inverser après la reprise marquée de la production mondiale qui a suivi la crise financière mondiale en 2009. À partir de 2011, on a assisté à une diminution généralisée des prix de l'ensemble des produits de base, ce qui tend à indiquer des préoccupations concernant la vigueur sous-jacente de la croissance économique mondiale. Notamment, cette faiblesse dans les prix a vraisemblablement été une réponse à une série de révisions à la baisse de la croissance mondiale attendue. Le **Graphique 6** montre qu'en 2014, la croissance du PIB mondial a été de 3,5 %, soit près de 1,5 point de pourcentage en dessous des attentes du Fonds monétaire international et de la plupart des autres analystes trois ans auparavant. Bon nombre de projets pétroliers approuvés au cours de périodes antérieures, lorsque la demande était beaucoup plus robuste, n'ont commencé à se concrétiser qu'au cours de cette période de ralentissement, ce qui a sans doute contribué à l'accumulation lente, mais progressive, d'un excédent de production par rapport à la demande.

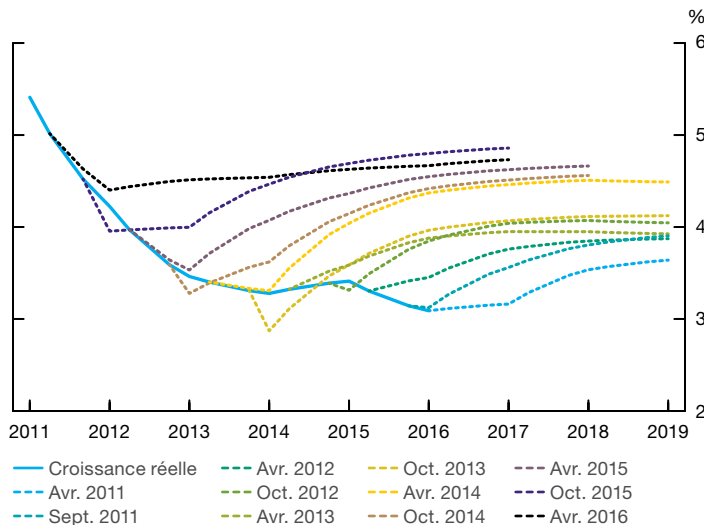
La situation en Chine a joué un rôle particulièrement important dans la chute des prix du pétrole, ce pays ayant participé pour près de 70 % à la croissance de la consommation mondiale de ce produit de base entre 2000 et 2014. De fait, les prévisions de croissance pour la Chine, d'abord élevées, ont été révisées à la baisse en de multiples occasions, ce qui a probablement concouru à la constitution de l'offre excédentaire et a eu un effet démesuré sur les prix. Qui plus est, la croissance future prévue en Chine était source de préoccupations au début de 2016, ce qui a alimenté d'autant plus la baisse des prix du pétrole. Plus précisément en janvier de cette année-là, le cours du Brent a touché un creux de 29 \$ US. À l'époque, une correction des marchés boursiers de la Chine a fait douter du caractère durable de la croissance économique future. Or, les prix du pétrole ont amorcé une reprise régulière dès lors que ces inquiétudes ont commencé à se dissiper⁵.

◀ *Bon nombre de projets pétroliers approuvés au cours de périodes antérieures, lorsque la demande était beaucoup plus robuste, n'ont commencé à se concrétiser qu'au cours de cette période de ralentissement, ce qui a sans doute contribué à l'accumulation lente, mais progressive, d'un excédent de production par rapport à la demande.*

⁵ Cette assertion est également étayée par les résultats des modèles de décomposition des mouvements de prix du pétrole dont il a été question précédemment, qui signalent tous que ce sont des facteurs de demande qui ont conduit à la chute des prix du pétrole, au début de 2016.

Graphique 6 : Croissance prévue du produit intérieur brut mondial

Prévisions de croissance annualisées du produit intérieur brut (PIB) réel selon le mois de production, *Perspectives de l'économie mondiale* du FMI



Source : Fonds monétaire international

Les nouvelles techniques y sont également pour quelque chose

L'augmentation progressive des prix du pétrole au début des années 2000 a aussi favorisé la mise au point de plusieurs techniques d'extraction pétrolière novatrices qui se perfectionnent encore à ce jour. En particulier, l'expansion des activités d'extraction de pétrole de schiste aux États-Unis a transformé la production pétrolière. L'extraction de ce type de pétrole est principalement obtenue par fracturation, une technique par laquelle un fluide est injecté sous très haute pression dans une formation souterraine afin de la disloquer et d'en extraire le pétrole et le gaz qu'elle contient.

Au fil des ans, la fracturation a été combinée à d'autres techniques qui ont rendu ce mode d'extraction concurrentiel par rapport à l'exploitation pétrolière classique⁶. Selon l'Energy Information Administration (EIA) des États-Unis, la production de pétrole de schiste aux États-Unis, qui était quasi nulle en 2008, est passée à quelque 4,25 millions de barils de pétrole brut par jour en 2016 (EIA, 2017). Le pétrole de schiste comptait pour environ 48 % de la production américaine totale de brut en 2016, et pour 5 % de la production mondiale. Pour donner une idée des progrès réalisés, soulignons que le volume de production de pétrole brut de schiste aux États-Unis, qui a été atteint en sept ans environ, est maintenant à peu près égal au volume total de la production de pétrole du Canada, où il a fallu approximativement 70 ans pour arriver à ce stade⁷.

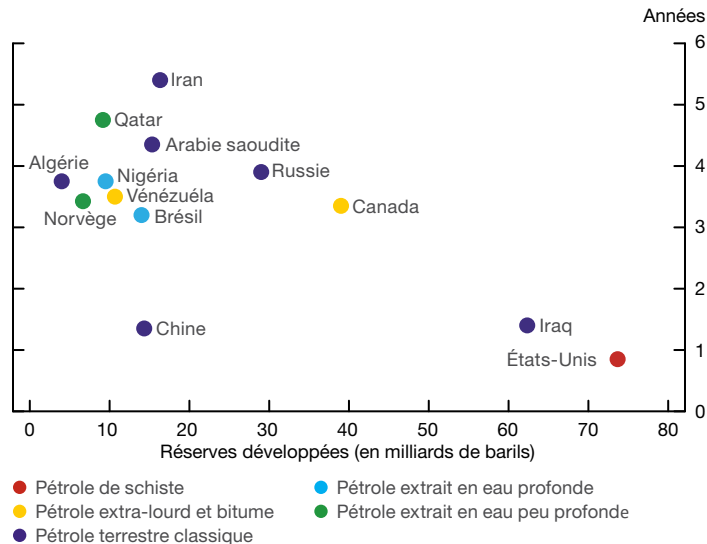
◀ En particulier, l'expansion des activités d'extraction de pétrole de schiste aux États-Unis a transformé la production pétrolière.

⁶ Ces techniques comprennent notamment le forage horizontal de puits, l'imagerie sismique améliorée et les techniques de forage perfectionnées, tels le forage sur socle et la mobilité accrue des installations de forage (EIA, 2012).

⁷ Cette comparaison se fonde sur la production totale de liquides, qui correspond à la définition la plus large du pétrole et des substituts du pétrole adoptée par l'Agence internationale de l'énergie. Sont compris le pétrole brut, les liquides de gaz naturel et le pétrole non classique (par exemple, le pétrole extrait des gisements de sables bitumineux).

Graphique 7 : L'investissement dans le pétrole de schiste américain comparé à l'investissement dans d'autres formes de pétrole, par pays

Délai d'approvisionnement moyen à partir du moment de l'annonce de la décision définitive d'investissement (2000-2014)



Source : Agence internationale de l'énergie

Par ailleurs, si on la compare à la production de pétrole classique, la production de pétrole de schiste peut réagir beaucoup plus rapidement à un changement de prix (c'est-à-dire que sa réaction est plus élastique en cas de variation de prix)⁸. Le **Graphique 7** montre que la plupart des projets entrepris dans les années 2000 ont été réalisés dans un délai de trois à cinq ans. Autrement dit, il y avait un décalage important entre le moment où les prix du pétrole changeaient et celui où une nouvelle capacité de production était créée. Cette situation a permis aux pays producteurs de pétrole dotés d'une grande capacité excédentaire — en particulier l'Arabie saoudite — d'agir sur les marchés du pétrole en les alimentant, ou non, à des moments stratégiques. Or l'intensification de la production de pétrole de schiste aux États-Unis a réduit cette aptitude. Étant donné que la production de pétrole de schiste américain met de six mois à un an pour faire son arrivée sur le marché, elle peut réagir plus rapidement aux variations de prix. Cela dit, s'il faut peu de temps pour les exploiter, les gisements de pétrole de schiste des États-Unis s'épuisent également plus vite que les sources de pétrole classique (Kleinberg et autres, 2016). En d'autres termes, pour que la production de pétrole de schiste demeure constante par rapport à celle de pétrole classique, le rythme de découverte de nouveaux gisements doit être plus rapide, et le flux d'investissements nouveaux doit être continu.

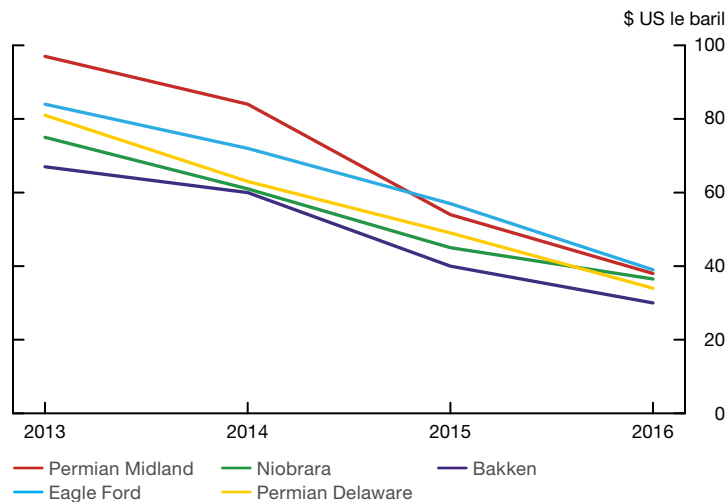
Enfin, les progrès des techniques de fracturation ont réduit les coûts d'extraction, si bien que des prix moindres peuvent être soutenus sur de plus longues périodes qu'auparavant. Le **Graphique 8** met en relief des données de Rystad Energy, un grand bureau d'experts-conseils indépendant spécialiste de la question du pétrole. Selon ces données, le prix du pétrole à partir duquel il est rentable de forer un puits de pétrole de schiste aux États-Unis (le prix au seuil de rentabilité) a baissé d'environ 50 % entre 2013 et 2016

◀ *Les progrès des techniques de fracturation ont réduit les coûts d'extraction, si bien que des prix moindres peuvent être soutenus sur de plus longues périodes qu'auparavant.*

⁸ Cet état de fait s'explique en partie par la grande similitude de la production de pétrole en réservoirs étanches et des procédés de fabrication classiques. De fait, les mêmes installations et procédés peuvent servir à forer un grand nombre de puits dans des emplacements similaires (Dale, 2015).

Graphique 8 : Prix au seuil de rentabilité parmi les gisements américains de pétrole de schiste

Prix du pétrole correspondant au seuil de rentabilité d'une tête de puits



Source : Rystad Energy

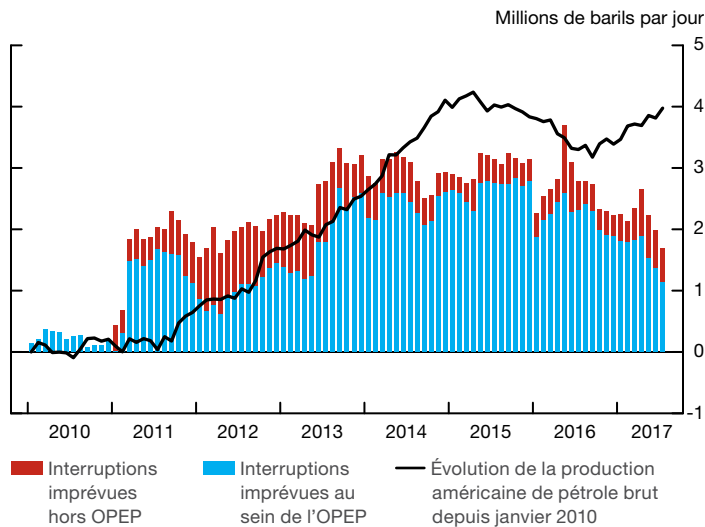
Dernière observation : 2016

dans toutes les grandes régions productrices (Rystad Energy, 2016). Cette brusque diminution des coûts est vraisemblablement un des principaux facteurs qui font obstacle à la reprise soutenue des prix du pétrole depuis trois ans. Néanmoins, il est difficile de dire si ces coûts moindres persisteront encore longtemps. Par exemple, Rystad Energy présente également des données selon lesquelles la chute des prix du pétrole a fait baisser la demande de services des producteurs pétroliers, ce qui a fait diminuer leurs coûts temporairement, une tendance qui devrait s'inverser quand la demande d'activités de forage regagnera en vigueur (c'est-à-dire quand la baisse des coûts sera attribuable à des changements dans la rente économique plus qu'à des facteurs technologiques). L'évolution du seuil de rentabilité de l'exploitation de pétrole de schiste aux États-Unis demeure une source d'incertitude importante pour la prévision des prix du pétrole.

Il a fallu quelques années pour que la fracturation fasse pleinement sentir ses effets sur les prix du pétrole. À l'origine, le pétrole de schiste des États-Unis était vu comme une source d'approvisionnement plutôt coûteuse, et on ignorait quelle était l'élasticité de son offre. La capacité des producteurs de pétrole de schiste à continuer de réduire leurs coûts lorsque les prix du pétrole sont en baisse — bien que perçue sans contredit comme une source de risque (Banque du Canada, 2015) — ne s'est précisée qu'avec le temps. Par ailleurs, comme le montre le **Graphique 9**, jusqu'à la mi-2014, la croissance étonnante de la production de pétrole de schiste aux États-Unis a été contrebalancée par une hausse des interruptions de production imprévues dans le reste du monde, dans la foulée d'événements géopolitiques telles la guerre civile en Libye, les sanctions économiques imposées à l'Iran et la montée du groupe connu sous le nom d'État islamique en Syrie et en Iraq. Après 2014, le nombre d'interruptions de production non planifiées s'est mis à diminuer, mais la production de pétrole de schiste aux États-Unis a continué de croître à un rythme robuste, ce qui a contribué à précipiter l'apparition d'un déséquilibre entre la production et la consommation, comme l'illustre le **Graphique 2**.

◀ À l'origine, le pétrole de schiste des États-Unis était vu comme une source d'approvisionnement plutôt coûteuse, et on ignorait quelle était l'élasticité de son offre.

Graphique 9 : Production américaine de pétrole de schiste et interruptions de production imprévues dans le monde, dont celles des pays de l'OPEP



Sources : Energy Information Administration, Agence internationale de l'énergie et calculs de la Banque du Canada

Dernière observation : juillet 2017

La décision de l'OPEP a accentué la chute des prix du pétrole

La décision de l'OPEP de s'abstenir de réduire la production de pétrole, en novembre 2014, a également favorisé le recul des prix du pétrole. Même si elle a pris les marchés par surprise, cette décision allait globalement dans le sens du comportement adopté par l'Arabie saoudite — principal joueur dans tout accord de l'OPEP — depuis l'effondrement des prix du pétrole, en 1986 (Fattouh, Poudineh et Sen, 2015). Plusieurs études ont été réalisées pour modéliser plus formellement le processus décisionnel de l'Arabie saoudite et de l'OPEP (pour un exemple récent, voir Behar et Ritz, 2017). Ces modèles tiennent généralement pour acquis que certaines conditions minimales doivent être réunies pour que l'Arabie saoudite signe un accord de réduction de la production. Ces conditions peuvent être résumées ainsi :

1. La capacité des autres membres de l'OPEP d'augmenter leur propre production doit être limitée, car autrement, ces pays pourraient neutraliser l'effet d'une baisse de production de la part de l'Arabie saoudite.
2. La capacité des producteurs non membres de l'OPEP d'augmenter leur propre production en réponse à une réduction doit être limitée et bien comprise.
3. Le choc sur le marché du pétrole doit être considéré comme temporaire, ce qui favorise l'intégration d'une date d'échéance à l'accord (Dale, 2015).

Ces conditions n'étaient pas présentes entre novembre 2014 et septembre 2016. Au sein de l'OPEP, l'Iran était sur la voie de se libérer des sanctions économiques qui frappaient ses exportations de pétrole, et l'Iraq se débarrassait enfin des goulots d'étranglement infrastructurels qui duraient depuis 2003. En fait, entre 2011 et 2014, la production pétrolière de l'Iraq s'était déjà accrue d'environ 0,7 million de barils par jour, ce qui a contribué à l'offre excédentaire globale. En conséquence, aucun de ces deux pays n'était prêt à envisager d'accord officiel qui aurait eu pour effet

de restreindre la production en novembre 2014. À l'extérieur de l'OPEP, le pétrole de schiste des États-Unis était sans contredit en train de changer la nature du marché. Dans ces conditions, l'Arabie saoudite semblait encline à laisser les prix descendre suffisamment pour ralentir la croissance de la production des pays non membres de l'OPEP, et à augmenter la sienne en dépit de la baisse des prix. Bien que paradoxale, cette décision était probablement la décision rationnelle à prendre pour maximiser le revenu, d'autant plus que le niveau des prix nécessaire pour agir sur la production des pays non membres était incertain. Un raisonnement analogue permet d'expliquer pourquoi les rencontres de l'OPEP de décembre 2015 et d'avril 2016 n'ont pas débouché sur des accords officiels ni sur une orientation quant aux mesures à prendre.

À la réunion de septembre 2016 de l'OPEP, les conditions avaient changé. De fait, la production de l'Iran et de l'Iraq plafonnait et il était devenu moins probable que ces pays puissent facilement contrebalancer d'éventuelles réductions de la production. Par ailleurs, à l'époque, on pensait mieux comprendre la nature de la courbe d'offre de pétrole de schiste américain. Ainsi, en décembre 2016, avec le concours de l'Arabie saoudite, un accord de réduction de la production de 1,8 million de barils par jour a été orchestré entre les producteurs membres et non membres de l'OPEP. Cet accord avait comme objectif limité de réduire les stocks de pétrole qui s'étaient accumulés au cours des trois années précédentes, pour les ramener à leur valeur moyenne sur cinq ans. On ne sait toutefois pas si cet objectif pourra être atteint, compte tenu des progrès technologiques actuellement réalisés dans l'exploitation de pétrole de schiste aux États-Unis.

Perspectives d'avenir

Certaines des tendances que nous avons mentionnées plus haut sont encore en train de se dessiner, si bien qu'une grande incertitude demeure quant à l'évolution future des prix du pétrole. Nous présentons ci-après les principaux événements qui pourraient influencer sur le marché du pétrole dans un avenir rapproché.

La technologie d'extraction du pétrole de schiste pourrait être adoptée à l'échelle mondiale

Les États-Unis sont à l'heure actuelle le seul pays à avoir accru massivement sa production pétrolière en misant sur l'exploitation des gisements de pétrole de schiste, mais la situation pourrait changer. D'importants gisements de pétrole de schiste ont été repérés en Argentine, en Chine et en Russie, où leur exploitation s'est heurtée dans une certaine mesure à un contexte politique et réglementaire défavorable (Alquist et Guénette, 2013). Si cette situation venait à changer, l'exploitation du pétrole de schiste pourrait se développer rapidement à l'extérieur de l'Amérique du Nord. En outre, une bonne partie des techniques de forage de puits de pétrole de schiste récemment mises au point sont déjà utilisées au Canada et en Russie et pourraient aussi servir dans l'exploitation de puits classiques (Farchy, 2016; Tertzakian, 2017). Si ces techniques continuent de se répandre, les possibilités de hausse des prix du pétrole pourraient être réduites à long terme.

Les nouvelles technologies et les mesures prises par les pouvoirs publics pourraient faire baisser la demande

Certains participants au marché craignent de plus en plus que la demande de brut plafonne dans un avenir rapproché et se mette à diminuer sur plusieurs décennies, ce qui aurait une incidence à la baisse sur les prix du pétrole. Les nouvelles technologies, notamment les véhicules électriques, pourraient faire chuter la demande de pétrole. Par exemple, l'Agence internationale de l'énergie dit s'attendre à ce que le nombre de véhicules électriques soit multiplié par vingt d'ici dix ans, ce qui ferait reculer de 0,3 million de barils par jour la demande de pétrole (Agence internationale de l'énergie, 2016). Les perspectives de pénétration des véhicules électriques demeurent très incertaines, étant donné qu'il est difficile de prévoir le rythme d'évolution de la technologie et le degré de soutien que les gouvernements lui accorderont⁹.

Par le passé, ce sont les motivations économiques qui ont alimenté les efforts d'accroissement de l'efficacité énergétique, mais les politiques environnementales pourraient prendre de l'importance à cet égard dans l'avenir. Malgré la récente prise de distance des États-Unis, la plupart des pays se sont engagés à atténuer, voire à renverser, les effets de la consommation de produits de base sur la qualité de l'air et de l'eau et sur le climat, encore plus depuis l'accord conclu lors de la 21^e Conférence des parties à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, en décembre 2015. Si les gouvernements des pays signataires mettent en œuvre les changements de réglementation auxquels ils se sont engagés, notamment concernant la tarification du carbone, ces efforts pourraient ralentir la consommation de pétrole dans l'avenir.

Le rythme actuel des dépenses d'investissement liées au pétrole pourrait ne pas suffire à répondre à la demande future

Comme l'illustre le **Graphique 5**, en règle générale, les dépenses d'investissement liées au pétrole suivent étroitement les prix du pétrole. Le recul des prix du pétrole observé depuis 2014 fait craindre que les dépenses d'investissement soient maintenant si anémiques que l'offre future pourrait ne pas suffire à répondre à la demande, ce qui pourrait faire flamber les prix du pétrole. Compte tenu du rythme de diminution de la production issue des champs pétrolifères classiques et de la hausse soutenue de la demande, stimulée par l'essor économique des économies de marché émergentes, l'Agence internationale de l'énergie a calculé qu'il pourrait y avoir un manque de 22 millions de barils de pétrole par jour d'ici 2025, au-delà de ce que les gisements de pétrole de schiste des États-Unis seront en mesure de fournir (Agence internationale de l'énergie, 2016). Pour qu'une quantité aussi colossale puisse être produite, il faudrait que les nouveaux projets pétroliers sanctionnés reviennent aux niveaux atteints dans les années 1970, et il faudrait sans doute aussi une remontée importante des prix du pétrole afin que la production puisse répondre à la demande.

⁹ Par exemple, les gouvernements de France et du Royaume-Uni se sont récemment engagés à bannir la vente de véhicules diesel et à essence à compter de 2040, ce qui porte à croire que les décisions futures des dirigeants politiques pourraient avoir une grande incidence sur la pénétration des véhicules électriques.

Conclusion

Dans le présent article, nous faisons valoir que tant des facteurs d'offre que des facteurs de demande ont contribué à la chute marquée des prix du pétrole en 2014. Le fait que l'offre a tardé à réagir à une période de prix relevés, la croissance étonnante de la production américaine de pétrole de schiste et la décision de l'OPEP de maintenir ses niveaux de production ont joué un rôle de premier plan dans la baisse des prix du pétrole au départ. La faiblesse des prix a également été favorisée par une croissance mondiale moins rapide que prévu, de même que par les préoccupations liées à l'économie chinoise au début de 2016.

Ouvrages et articles cités

- Agence internationale de l'énergie (2016). *World Energy Outlook 2016*.
- Almoguera, P., C. C. Douglas et A. M. Herrera (2011). « Testing for the Cartel in OPEC: Non-Cooperative Collusion or Just Non-Cooperative? », *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 27, n° 1, p. 144-168.
- Alquist, R., et O. Coibion (2014). *Commodity-Price Comovement and Global Economic Activity*, document de travail n° 20003, National Bureau of Economic Research.
- Alquist, R., et J.-D. Guénette (2013). *A Blessing in Disguise: The Implications of High Global Oil Prices for the North American Market*, document de travail du personnel n° 2013-23, Banque du Canada.
- Banque du Canada (2015). *Rapport sur la politique monétaire*, janvier, p. 29-31.
- Behar, A., et R. Ritz (2017). « OPEC vs US Shale: Analyzing the Shift to a Market-Share Strategy », *Energy Economics*, vol. 63, p. 185-198.
- Bernanke, B. S. (2016). « The Relationship Between Stocks and Oil Prices », *Ben Bernanke's Blog*, Brookings Institution, 16 février. Billet de blogue.
- Bilgin, D., et R. Ellwanger (2017). *A Dynamic Factor Model for Commodity Prices*, note analytique du personnel n° 2017-12, Banque du Canada.
- Büyükhahin, B., K. Mo et K. Zmitrowicz (2016). « Les supercycles des prix des produits de base : que sont-ils et que nous réservent-ils? », *Revue de la Banque du Canada*, automne, p. 39-52.
- Dale, S. (2015). *New Economics of Oil*, discours prononcé au colloque annuel de la Society of Business Economists, Londres (Royaume-Uni), 13 octobre.
- Delle Chiaie, S., L. Ferrara et D. Giannone (2015). *Common Factors of Commodity Prices*, document de travail n° 645, Banque de France.

- Energy Information Administration (EIA) (2012). *Pad Drilling and Rig Mobility Lead to More Efficient Drilling*.
- (2017). *How Much Shale (Tight) Oil Is Produced in the United States?*
- Farchy, J. (2016). « Russia: Siberian Spring », *Financial Times*, 21 septembre.
- Fattouh, B., R. Poudineh et A. Sen (2015). *The Dynamics of the Revenue Maximization—Market Share Trade-off: Saudi Arabia's Oil Policy in the 2014-2015 Price Fall*, The Oxford Institute for Energy Studies (OIES), coll. « WPM », n° 61.
- Golombek, R., A. Irarrazabal et L. Ma (2014). *OPEC's Market Power: An Empirical Dominant Firm Model for the Oil Market*, document de travail n° 2014-03, Banque de Norvège.
- Hamilton, J. (2014). « Oil Prices as an Indicator of Global Economic Conditions », *Econbrowser*.
- Huppman, D. (2013). *Endogenous Shifts in OPEC Market Power: A Stackleberg Oligopoly with Fringe*, document d'analyse n° 1313, DIW Berlin.
- Kilian, L., et D. P. Murphy (2014). « The Role of Inventories and Speculative Trading in the Global Market for Crude Oil », *Journal of Applied Econometrics*, vol. 29, n° 3, p. 454-478.
- Kleinberg, R., S. Paltsev, C. Ebinger, D. Hobbs et T. Boersma (2016). *Tight Oil Development Economics: Benchmarks, Breakeven Points and Inelasticities*, document de travail n° 2016-012, Center for Energy and Environmental Policy Research, Massachusetts Institute of Technology.
- Rystad Energy (2016). *Shale Breakeven Prices Have Dropped ~50%, but Not for Long*.
- Tertzakian, P. (2017). « Why Shale Basins Are Set to Replace the Oil Sands as Canada's New Investment Magnets », *Financial Post*, 26 avril.