



**HAL**  
open science

## Pétrole : chronique d'un effondrement

Céline Antonin

► **To cite this version:**

| Céline Antonin. Pétrole : chronique d'un effondrement. OFCE Policy Brief, 2020, 68. hal-03403044

**HAL Id: hal-03403044**

**<https://hal-sciencespo.archives-ouvertes.fr/hal-03403044>**

Submitted on 26 Oct 2021

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



Distributed under a Creative Commons Attribution - NonCommercial - NoDerivatives | 4.0  
International License

# PÉTROLE CHRONIQUE D'UN EFFONDREMENT

Céline Antonin

Sciences Po, OFCE

Entre début mars et fin avril 2020, les barils de Brent et de *Western Texas Intermediate* ont perdu respectivement 71 % et 73 % de leur valeur en dollars. Deux chocs concomitants sont à l'origine de cette dégringolade. D'abord, le choc de demande lié à la crise du Covid-19 a commencé par la baisse de la croissance chinoise dès la fin du mois de janvier 2020 et a été amplifié par l'extension mondiale des mesures de confinement à partir de la mi-mars. Parallèlement, un choc d'offre, né des dissensions au sein de l'OPEP+, est intervenu début mars, aggravant le déséquilibre entre offre et demande. Les pays de l'OPEP+ ont fini par signer un accord historique de baisse de production de près de 10 %, en vigueur à partir du 1<sup>er</sup> mai 2020. Pourtant, cette baisse de production est apparue insuffisante pour soutenir les prix du pétrole et le décalage entre offre et demande a continué de grever le niveau des prix.

Ce *Policy brief* rappelle tout d'abord la chronologie de la crise pétrolière du point de vue de l'offre et de la demande. Il propose ensuite des éléments de réflexion sur les perspectives de prix et d'évolution de l'industrie pétrolière. Jusqu'à l'été 2020, le prix du baril de Brent devrait rester inférieur à 30 dollars étant donné la faiblesse de la demande et les capacités de stockage limitées, puis se raffermir au rythme du redémarrage de la croissance dans les pays acheteurs. Par ailleurs, les capacités de stockage étant inégalement réparties, des goulets d'étranglement conduisant à une forte volatilité des prix sur certains marchés locaux ne sont pas à exclure. Les acteurs les plus fragilisés sont les producteurs de schiste américains. À court terme, leur situation financière et les instruments de couverture devraient leur permettre de traverser une crise ponctuelle mais au prix d'une baisse drastique des investissements en amont. C'est donc la croissance de l'offre dans les années à venir qui risque d'en pâtir – et cela augure d'un prix structurellement plus élevé qu'avant la crise, une fois que les stocks auront été apurés.

Le 20 avril 2020, le baril de *Western Texas Intermediate* (WTI), référence américaine du pétrole brut, a clôturé sur un prix de -37 dollars le baril. Si cet épiphénomène s'explique par des facteurs spécifiques au marché étatsunien, à savoir la saturation des capacités de stockage au terminal de Cushing, et le débouclage *in extremis* des positions spéculatives sur les contrats à terme de mai 2020, il est cependant révélateur de la crise pétrolière actuelle. Ainsi, entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 1<sup>er</sup> avril 2020, le prix du WTI est passé de 61 à 20 dollars, soit une division par trois. L'autre référence mondiale sur le marché du pétrole, le *Brent*, côté à Londres, a connu une baisse comparable : entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 1<sup>er</sup> avril 2020, son cours est passé de 66 à 25 dollars.

Deux chocs concomitants sont à l'origine de cette dégringolade. D'abord, l'économie chinoise – qui représente 13 % de la demande mondiale de pétrole – a fortement ralenti dès le mois de février, comme le montre l'effondrement des indices PMI publiés début mars. Par ailleurs, la propagation de l'épidémie de COVID-19 au niveau mondial a été rapide et les politiques de confinement, qui se sont généralisées à partir de la mi-mars 2020, ont largement réduit la demande de pétrole. Parallèlement, un choc d'offre est né des dissensions au sein de l'OPEP+, alliance réunissant les 13 pays membres de l'OPEP et 10 pays producteurs associés dont la Russie, qui représente 45 % de la production pétrolière mondiale. Début mars, ces dissensions ont d'abord contribué à l'effondrement des prix. Néanmoins, les pays de l'OPEP+ ont fini par signer un accord historique de baisse de production de près de 10 Mbj, soit 10 % de la production mondiale à compter du 1<sup>er</sup> mai 2020. Pour autant, cette baisse suffit-elle à réduire l'excédent de pétrole ? Combien de temps ce déséquilibre peut-il durer et a-t-on les moyens de stocker cet excédent ? Quelles seront les conséquences sur les entreprises productrices américaines, notamment les entreprises spécialisées dans le pétrole de schiste qui ont des coûts de production élevés ? Autant d'enjeux dont dépendent les perspectives de prix du pétrole.

Ce *Policy brief* rappelle tout d'abord la chronologie de la crise pétrolière du point de vue de l'offre et de la demande. Il propose ensuite des pistes de réflexion sur les perspectives de prix et d'évolution de l'industrie pétrolière : jusqu'à l'été 2020, le prix du baril de Brent devrait rester inférieur à 30 dollars étant donné la faiblesse de la demande et les capacités de stockage limitées, puis se raffermir au rythme du redémarrage de la croissance dans les pays acheteurs. À moyen terme, en revanche, la baisse des investissements en amont aura des répercussions sur l'offre de pétrole, ce qui devrait peser à la hausse sur les prix dans les années à venir.

## 1. Un effondrement inédit des cours du pétrole : une double crise d'offre et de demande

---

### L'effondrement des cours du pétrole

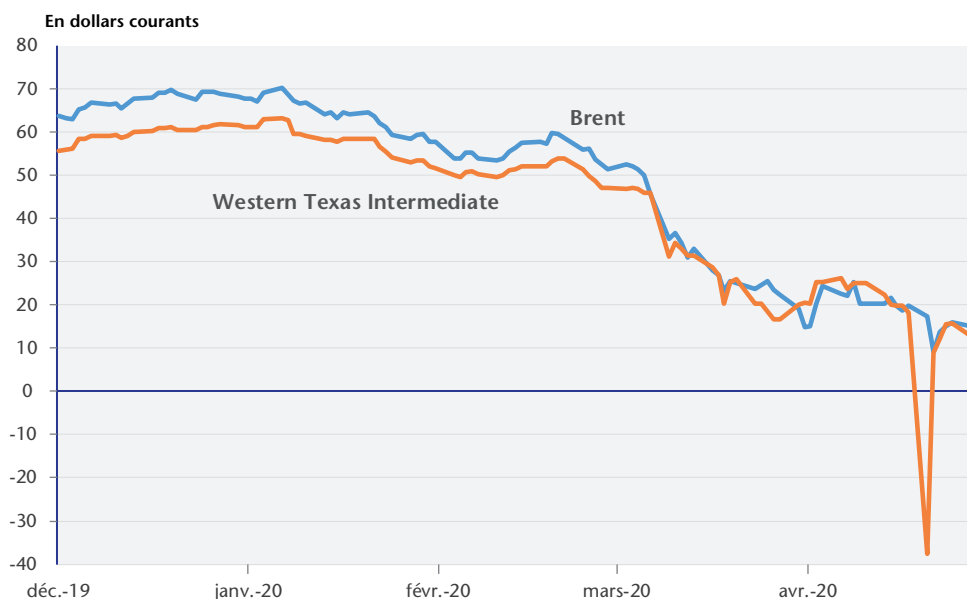
Au cours des mois de mars et avril 2020, les cours du pétrole se sont effondrés : entre le 2 mars et le 28 avril 2020, les barils de *Brent* et de *Western Texas Intermediate* ont perdu 71 % et 73 % de leur valeur en dollars (graphique 1). Cette baisse massive est la conséquence d'un double choc d'offre et de demande. En effet, après l'échec des pourparlers entre l'OPEP et la Russie sur une baisse de production, l'Arabie saoudite a

décidé de baisser son prix de vente et d'augmenter substantiellement sa production, suivie par d'autres pays de l'OPEP. L'abondance de l'offre a pesé négativement sur les cours. Cependant, ce choc d'offre reste limité à côté de l'ampleur du choc de demande. Si l'OPEP+ a la capacité d'accroître l'offre de 3,5 à 4 Mbj, la demande de pétrole pourrait quant à elle s'effondrer de 20 à 25 Mbj. Se pose ainsi la question du stockage de l'excédent de pétrole, qui va nécessiter des capacités importantes.

C'est notamment l'enjeu du stockage, et non les fondamentaux, qui explique ce qui s'est passé le 20 avril 2020, lorsque le WTI s'est échangé sur le marché à terme à -37,6 dollars. Le marché des contrats à terme est un marché sur lequel le pétrole n'est pas livré tout de suite à l'acheteur ; il lui faut attendre l'échéance du contrat. Or, étant donné la saturation des capacités de stockage à Cushing, dans l'Oklahoma, les détenteurs d'un contrat à terme ont anticipé des coûts de stockage et de transport élevés si le pétrole leur était livré physiquement. Ils ont donc préféré se délester de leurs contrats en dédommageant l'acheteur qui supportera les coûts susmentionnés. Néanmoins, pourquoi une telle effervescence ? Comme les contrats pour livraison en mai arrivaient à échéance le 21 avril, il s'agissait de la dernière limite pour vendre ses titres. Il apparaît donc que cette situation, liée à des enjeux « techniques » et spéculatifs, n'est pas représentative de l'ensemble du marché pétrolier. Ainsi, alors que le contrat WTI à échéance de mai était en territoire négatif, le contrat WTI à échéance de juin se négociait à 21 dollars<sup>1</sup>.

1. Pour une analyse plus détaillée des événements du 20 avril, voir Paul Hubert, 2020, « Comment le baril de pétrole peut-il valoir -37 dollars ? », *OFCE Le blog*, 24 avril.

Graphique 1. Prix journalier du baril de pétrole



Source : Thomson Reuters.

### Un choc d'offre : de l'OPEP+ au bras de fer OPEP/Russie

Pour comprendre ce qui se joue du côté de l'offre, il faut revenir à la naissance de l'OPEP+ en décembre 2016. Cette date marque en effet un tournant dans la politique de l'OPEP. Entre 2014 et 2016, sous l'impulsion de l'Arabie saoudite, les pays de l'OPEP ont tacitement encouragé une situation d'offre abondante, dans le but de maintenir des prix bas et d'évincer une partie de la production non-conventionnelle américaine. Or, la stratégie offensive vis-à-vis du pétrole de schiste américain n'a pas porté ses fruits, et la forte baisse des prix a largement dégradé les finances publiques saoudiennes. Par conséquent, l'Arabie saoudite a fait machine arrière et les membres de

l'OPEP se sont mis d'accord fin 2016 avec dix autres pays pétroliers – dont la Russie – pour limiter la production et soutenir les cours. Pour tenter de faire remonter les prix du baril, les pays de l'OPEP ont mobilisé à l'extérieur du cartel en associant plusieurs autres pays non membres, notamment la Russie. Deux accords de baisse de production atteignant un total de 1,4 Mbj ont été conclus fin 2016<sup>2</sup>.

À partir de décembre 2018, cette alliance de circonstance, appelée OPEP+, a décidé de baisser sa production de 1,2 Mbj, soit 2 %. Devant la faiblesse des cours, le 6 décembre 2019, l'OPEP+ a entériné une réduction supplémentaire de la production de 0,5 Mbj à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020 pour une durée initiale de 3 mois. Cet accord reposait principalement sur les pays de l'OPEP qui contribueraient aux trois quarts de la baisse de production alors qu'ils ne représentent « que » 64 % de la production de l'OPEP+. Lors de la réunion extraordinaire de l'OPEP+ du 5 mars 2020, le dialogue a tourné court, l'Arabie saoudite et la Russie ne parvenant pas à s'entendre. L'Arabie saoudite a surpris ses partenaires en proposant une importante baisse de production de 1,5 Mbj supplémentaires d'ici le 30 juin 2020, partagée entre les pays de l'OPEP (-1 Mbj) et les pays non OPEP mais membres de l'OPEP+ (-0,5 Mbj). La Russie a cependant refusé d'accepter les conditions de l'Arabie saoudite. Elle souhaitait en effet « punir » les États-Unis, d'une part pour rétorquer à la menace de sanctions américaines contre le projet de gazoduc Nord Stream 2<sup>3</sup>, d'autre part elle souhaitait réagir face à la montée en puissance de la production américaine de pétrole de schiste depuis 2010. La réunion de l'OPEP+ s'est donc soldée par un échec.

La réaction de l'Arabie saoudite a été rapide et brutale. Dès le 6 mars 2020, le pays a lancé une offensive en vendant son pétrole avec une remise de 6 à 8 dollars. Par ailleurs, il a annoncé vouloir largement augmenter sa production à partir du 1<sup>er</sup> avril : Aramco, la compagnie nationale saoudienne, a annoncé qu'elle pomperait 12,3 Mbj, soit une augmentation de presque 2,5 Mbj. Pour une fois, le cartel de l'OPEP a montré une certaine cohésion. Quelques jours après cette annonce, les Émirats arabes unis, le Koweït, l'Irak et le Nigéria ont, à leur tour, annoncé qu'ils augmenteraient également leur production.

Cependant, au vu des développements de la crise du coronavirus entre mi-mars et début avril et de la chute brutale et massive de la demande anticipée, les cours du pétrole se sont effondrés. Cette nouvelle donne mondiale a néanmoins incité la Russie à revenir autour de la table des négociations. Ainsi, le 12 avril 2020, un accord a été conclu au sein de l'OPEP+ sur une baisse historique de la production à compter du 1<sup>er</sup> mai 2020. Par rapport au niveau d'octobre 2018 – soit 50,1 Mbj –, la baisse représenterait 9,7 Mbj en mai et juin 2020, puis 7,7 Mbj du 1<sup>er</sup> juillet au 31 décembre 2020. Du 1<sup>er</sup> janvier 2021 au 31 avril 2022, la baisse serait de 5,8 Mbj. Cet accord signe donc une baisse inédite, non seulement par son ampleur mais également par sa durée.

### Un choc de demande inédit : la crise du Covid-19

Quant au choc de demande, il est également d'ampleur inédite. Selon les projections de l'Agence internationale de l'énergie, la demande de pétrole au deuxième trimestre 2020 devrait être inférieure de 23 Mbj à celle du deuxième trimestre 2019. Le choc de demande est ainsi beaucoup plus fort que le choc d'offre. Quels sont les canaux par lesquels transite ce choc de demande ? La chute des activités de transport d'une part avec des mesures de confinement ou de restrictions des déplacements qui touchent 3,9 milliards d'individus, soit 50 % de la population mondiale début avril 2020<sup>4</sup>, la chute de l'activité économique d'autre part avec des fermetures d'activités « non essentielles » (industrie, commerce de détail, ...). Comme le montre le graphique 2, 65 % de la consommation de produits pétroliers dans le monde est liée

2.

Sur le changement de stratégie de l'OPEP et de l'Arabie saoudite à partir de 2016, on pourra se reporter à Céline Antonin, 2017, « Réunion de l'OPEP : beaucoup de bruit pour rien ? », *OFCE Le blog*, 8 décembre.

3.

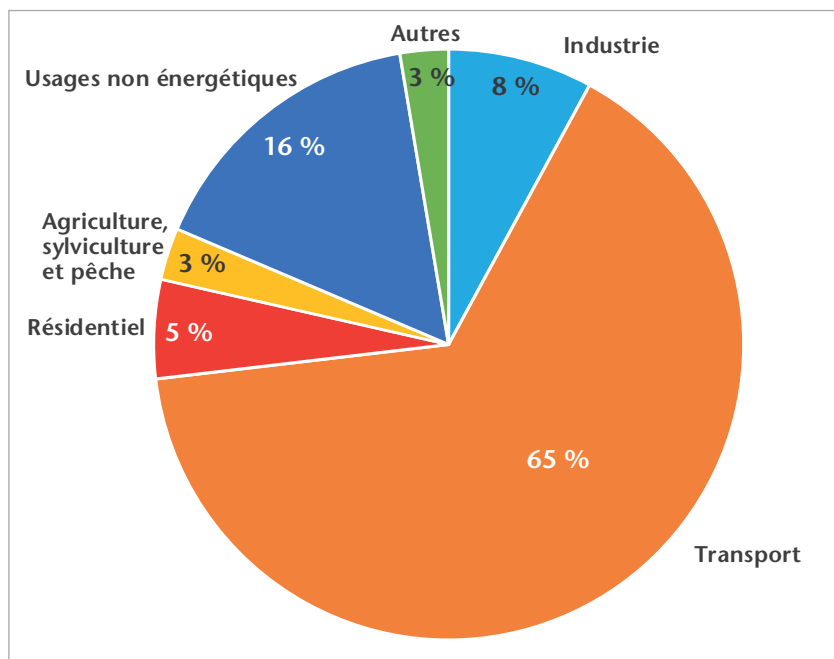
Le projet Nord Stream 2 consiste en deux lignes de gazoduc longeant le gazoduc Nord Stream et reliant la Russie à l'Allemagne via la mer Baltique. Ce gazoduc doit permettre de doubler les livraisons directes de gaz naturel russe vers l'Europe occidentale. Estimant que la dépendance des Européens au gaz russe s'en verrait largement accrue, Donald Trump a promulgué le 20 décembre 2019 une loi imposant des sanctions contre les entreprises associées à sa construction. En conséquence, l'entreprise suisse Allseas, engagée par Gazprom pour construire le gazoduc offshore, a suspendu ses travaux pour éviter les sanctions. Gazprom a néanmoins annoncé qu'il terminerait le gazoduc avec ses propres équipements, ce qui devrait retarder son achèvement d'au moins un an.

4.

Chiffre de l'AFP du 2 avril 2020.

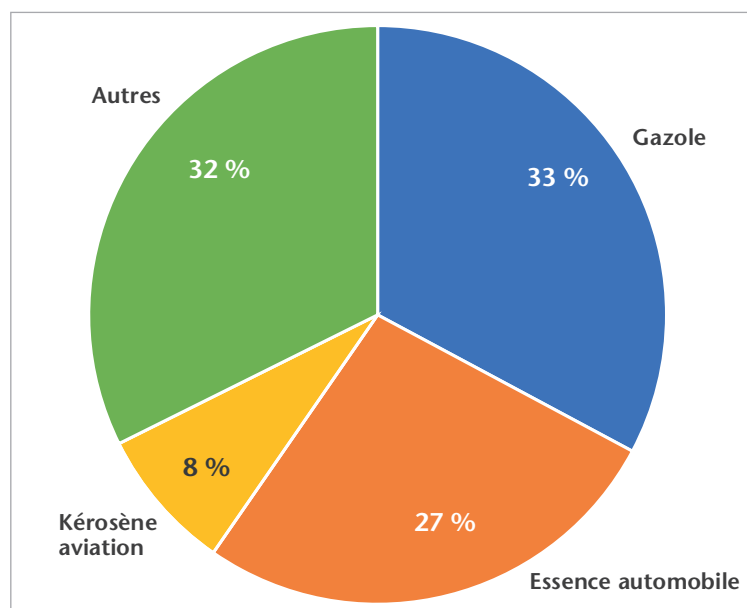
au secteur des transports, loin devant les usages non énergétiques comme la pétrochimie (16 %) et l'activité industrielle (8 %). Au sein du secteur des transports, l'essentiel de la demande de produits pétroliers est lié au transport routier et maritime : le gazole et l'essence automobile représentent à eux deux 60 % de la consommation de produits pétroliers dans le monde (graphique 3).

Graphique 2. Consommation mondiale de produits pétroliers par secteur, 2017



Source : Agence internationale de l'énergie.

Graphique 3. Consommation mondiale de produits pétroliers, par produit, 2017



Source : Agence internationale de l'énergie.

Les restrictions aux déplacements ont eu un effet immédiat sur la consommation d'essence automobile. La fermeture des frontières pour le transport de personnes en Europe, la généralisation du télétravail en Europe et en Amérique du Nord et les fermetures temporaires d'entreprises ont entraîné une baisse de la consommation d'essence. Au cours de la semaine du 22 au 29 mars 2020, les ventes d'essence aux États-Unis ont baissé de 46,6 % en volume par rapport à l'année précédente<sup>5</sup> ; en Italie, la baisse en volume est de 90 % après les mesures de confinement, et en France, elle est comprise entre 70 et 90 % selon les stations après la mise en place du confinement le 17 mars 2020. Même s'il est encore tôt pour avoir des données « dures » sur le transport ou le fret routier, au cours de la première semaine d'avril, le trafic dans les grandes métropoles mondiales a atteint en moyenne 11 % du niveau habituel, comme le montre l'indice de mobilité *City mapper* basé sur 41 grandes métropoles. Autrement dit, les déplacements individuels dans les grandes villes ont été réduits de 90 %. Quant au transport aérien, qui représente 8 % de la consommation mondiale de produits pétroliers, il a été touché de plein fouet par la pandémie. Entre début mars et début avril 2020, le trafic aérien a diminué de 70 % dans le monde et de 92 % en Europe<sup>6</sup>. L'utilisation de kérosène pourrait ainsi décroître de 90 % si des mesures de confinement identiques à l'Europe sont appliquées dans tous les pays.

5. Chiffres de l'IHS Markit. Quatre États ont déclaré le confinement avant le 22 mars et 23 États l'ont déclaré dans la semaine du 22 au 29 mars.

6. Brian Pearce, « Covid-19. Wider Economic Impact from Air Transport Collapse », IATA, 7 avril 2020, <https://www.iata.org/en/iata-repository/publications/economic-reports/covid-19-wider-economic-impact-from-air-transport-collapse/>

S'agissant des échanges commerciaux, le transport maritime joue un rôle crucial puisque 80 % du commerce mondial est acheminé par cette voie. Or, le commerce maritime ralentit sous l'effet de deux facteurs : des mesures restrictives d'accès aux ports d'une part et la baisse du commerce international liée à l'arrêt de pans entiers de l'activité industrielle ou commerciale d'autre part. Dès le mois de janvier, la Chine a mis en place plusieurs mesures de restriction dans les ports, comme la fermeture de certains entrepôts de stockage, ou une période de 14 jours de mise en quarantaine des équipages avant d'accoster. Or, la Chine joue un rôle central dans le commerce maritime mondial : 7 des 10 plus grands ports à containers – en termes de tonnage – sont chinois. Par conséquent, ces mesures sont de nature à perturber les chaînes d'approvisionnement dans le monde entier, d'autant que les pays Européens ont pris des mesures similaires à partir de mars 2020.

Dans ce contexte, les perspectives sur le marché pétrolier vont dépendre de l'ampleur et de la durée du choc de demande : s'agira-t-il d'une crise importante mais ponctuelle, ou au contraire, faudra-t-il attendre des mois avant que la situation ne revienne à la normale ? Par ailleurs, l'équilibre sur le marché pétrolier dépendra de la réactivité de l'offre à s'adapter à la baisse, à court et moyen terme : or, cette réaction de l'offre dépend elle-même du prix, les producteurs ne pouvant pas produire à perte pendant une longue durée. Se pose également la question cruciale des capacités de stockage qui sont un facteur de lissage des prix au cours du temps.

## 2. Quelles perspectives pour le baril de pétrole ?

### En 2020, un baril autour de 35 dollars qui pénalise les exportateurs de pétrole

La demande mondiale de pétrole au deuxième trimestre 2020 pourrait baisser de 23 Mbj par rapport au deuxième trimestre 2019, et de 9,3 Mbj sur l'ensemble de l'année 2020, d'après l'*Agence internationale de l'énergie* (tableau 1). Une telle baisse

sur un trimestre se traduirait par une baisse annuelle de la demande de pétrole de l'ordre de 9 %, soit une baisse jamais enregistrée depuis les années 1960. Quant à la baisse de production, elle est insuffisante à court terme pour rétablir l'équilibre avec la demande : d'après nos calculs, elle ne baisserait que de 8 Mbj au deuxième trimestre 2020. En revanche, la situation devrait s'inverser au cours de l'année 2020 et la demande devrait largement excéder l'offre au deuxième semestre. Cette hypothèse de baisse massive de production est conditionnelle au respect des annonces de l'OPEP+. Ainsi, l'OPEP+ a décrété une baisse de production concertée en mai et juin 2020, chaque pays acceptant de réduire sa production de 23 % par rapport au niveau d'octobre 2018<sup>7</sup>. Nous faisons l'hypothèse d'un respect des engagements à 100 % par les pays. Ainsi, au deuxième trimestre 2020, l'offre de pétrole des pays de l'OPEP devrait baisser de 4,5 Mbj par rapport au trimestre précédent. Pour les pays hors OPEP, la baisse serait de 2,9 Mbj, à laquelle s'ajoute une baisse de production de 0,5 Mbj des autres pays non OPEP et ne faisant pas partie de l'accord, États-Unis en tête.

Au troisième trimestre 2020, sauf revirement, on devrait observer une nouvelle baisse de production pour les pays de l'OPEP+ (de 0,6 Mbj) et pour les pays de l'OPEP+ hors OPEP (-0,4 Mbj). Du côté des producteurs tiers, le maintien d'un prix autour de 30 dollars entraînerait une nouvelle baisse de production de l'ordre de 1 Mbj. Au quatrième trimestre enfin, face à une demande plus forte, les pays de l'OPEP relâcheraient leur respect des quotas ; en revanche, les États-Unis connaîtraient une nouvelle baisse de production de l'ordre de 1,5 Mbj. Au total, on observerait de très fortes variations des stocks au premier semestre 2020, suivies d'un déstockage. Étant donné l'ampleur du stockage au premier semestre, le prix du Brent ne devrait pas excéder 40 dollars au dernier trimestre 2020.

Tableau 1. Équilibre sur le marché pétrolier

Millions de barils/jour sauf mention contraire, non cvs

	2019				2020				2019	2020
	T1	T2	T3	T4	T1	T2 (p)	T3 (p)	T4 (p)		(p)
<b>Demande mondiale</b>	100,0	100,2	101,4	101,3	94,4	77,2	95,9	98,2	100,7	91,4
<b>En taux de croissance</b>									0,8 %	-9,3 %
<b>Production mondiale</b>	100,3	100,3	100,1	101,6	100,1	92,2	90,2	90,2	100,6	93,2
<b>Dont : OPEP</b>	35,5	34,9	33,9	34,4	33,2	28,7	28,2	29,2	34,7	29,8
<b>Non OPEP</b>	64,8	65,4	66,2	67,2	66,9	63,5	62,0	61,0	65,9	63,4
<b>Variation de Stock</b>	0,3	0,1	-1,3	0,3	5,7	15,0	-5,7	-8,0	-0,2	1,8
<b>Prix du pétrole Brent en \$*</b>	<b>63,0</b>	<b>68,9</b>	<b>61,9</b>	<b>63,5</b>	<b>50,5</b>	<b>23,0</b>	<b>30,0</b>	<b>40,0</b>	<b>64,3</b>	<b>35,9</b>
<b>Taux de change 1 € = ... \$</b>	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
<b>Prix du Brent en €* </b>	55,1	61,4	55,7	57,7	48,1	22,7	22,7	27,3	57,5	33,2

Note : Les prévisions de prix du pétrole s'appuient notamment sur un modèle tenant compte du prix des contrats à terme (futures), du niveau moyen des stocks en jours de demande et d'autres indicateurs (volatilité, etc.).

\* Moyenne sur la période.

Source : Energy Information Agency, Agence internationale de l'énergie (demande), prévisions OFCE.

Avec un cours du pétrole autour de 35 dollars le baril au cours de 2020, les trois principaux protagonistes – Arabie saoudite, Russie et États-Unis – seront perdants, chacun pour des raisons différentes. Certes, le coût marginal de production d'un baril de pétrole serait de 54,6 dollars pour les États-Unis, contre 35,8 dollars pour la Russie et 10,6 dollars pour l'Arabie saoudite<sup>8</sup>. Mais ce coût marginal de production n'est pas le seul enjeu. L'Arabie saoudite dispose certes de coûts de production très bas, mais elle a besoin d'un prix élevé pour équilibrer ses finances publiques. Ainsi, elle serait d'abord fragilisée budgétairement en raison de sa très forte dépendance au pétrole, qui repré-

7.

À l'exception de l'Arabie saoudite et de la Russie, pour lesquels le niveau de production retenu pour calibrer la baisse est de 11 Mbj, de l'Irak dont la baisse de production est limitée à 1 Mbj et du Mexique qui a obtenu de ne réduire sa production que de 0,1 Mbj (contre 0,4 Mbj prévu initialement).

8.

Voir Asker, John, Allan Collard-Wexler, and Jan De Loecker (2019), « (Mis)Allocation, Market Power, and Global Oil Extraction », *American Economic Review*, 109 (4): 1568-1615.



sente 87 % des recettes de l'État et 90 % des exportations. Par ailleurs, un prix du pétrole faible déstabiliserait le pouvoir du prince héritier Mohammed Ben Salman en compromettant sa stratégie de diversification poursuivie depuis 2016<sup>9</sup>. La Russie serait également fragilisée budgétairement, mais dans une moindre mesure car sa dépendance au pétrole est moins forte que celle de l'Arabie saoudite : ainsi, elle n'a besoin « que » d'un prix du baril à 48 dollars pour équilibrer son budget, contre 84 dollars pour l'Arabie saoudite (d'après Farchy et Wallace<sup>10</sup>).

Quant aux États-Unis, les conséquences d'un pétrole bon marché sur l'économie sont ambiguës. En effet, le pays n'est exportateur net de pétrole que depuis novembre 2019 et le secteur pétrolier et gazier représente « seulement » 8 % du PIB américain. L'impact positif sur les consommateurs américains compenserait les difficultés du secteur pétrolier et le choc macroéconomique global induit par une baisse du prix du pétrole pourrait se révéler nul<sup>11</sup>. Les producteurs américains seraient néanmoins les grands perdants car ils cumulent deux fragilités. D'une part, la production de pétrole est assurée par des acteurs privés qui peuvent « facilement » faire faillite, alors que les productions russe et saoudienne sont étatisées. Par ailleurs, comme on l'a vu *supra*, ce sont les producteurs américains qui ont le coût marginal de production le plus élevé.

## Des capacités de stockage limitées et inégalement réparties

La capacité à stocker le pétrole pour lisser les fluctuations de prix au cours du temps est un enjeu crucial pour éviter un effondrement du marché du pétrole. Autrement dit, les acheteurs de pétrole pourraient profiter de cette période de pétrole bon marché pour engranger des stocks qui pourront être utilisés dans le futur et modérer ainsi une future flambée des prix. Il n'existe malheureusement pas de données de stockage mondial car il n'est pas obligatoire de communiquer les niveaux de stockage, sauf pour la réserve d'urgence de l'Agence internationale de l'énergie. Les stocks de produits bruts et raffinés peuvent être détenus par les entreprises et par les gouvernements. Ils peuvent être conservés dans des réservoirs de stockage (terminaux, parcs de stockage et réservoirs de stockage situés dans des raffineries, oléoducs), ou sous terre, dans d'anciennes mines de sel où le gouvernement américain conserve sa « *special petroleum reserve* » (réserve stratégique de pétrole). Les stocks peuvent également être détenus en mer, sur des navires ou dans des installations de stockage flottantes. Rystad Energy<sup>12</sup> estime que la capacité mondiale de stockage de pétrole brut et de produits raffinés est au total de 7,2 milliards de barils. Sur ces 7,2 milliards de barils, seuls 24 % – soit 1,7 milliard de barils – seraient encore disponibles fin mars 2020<sup>13</sup>, dont 0,8 milliard de barils pour le stockage du brut et 0,9 milliard de barils pour les produits raffinés.

Les capacités de stockage sont-elles suffisantes ? Il faut souligner que les infrastructures de transport du pétrole sont actuellement mobilisées pour être transformées en capacités de stockage, par exemple les oléoducs et les wagons de chemin de fer. En mer, les supertankers deviennent eux aussi des entrepôts flottants : le volume de pétrole stocké sur des tankers a augmenté de 25 % en mars 2020. Néanmoins, si nous croyons à une capacité de stockage restante de 0,8 milliard de barils de brut et si, comme nous l'anticipons, le différentiel offre/demande progresse de 15 millions de baril chaque jour, alors les capacités de stockage mondial de pétrole brut se rempliraient théoriquement en 53 jours, soit moins de deux mois. Ce calcul – simpliste – supposerait que les capacités de stockage soient réparties optimalement et que les infrastructures de transport suivent pour ne pas créer de goulet d'étranglement.

9.

Une étape importante de cette diversification a été l'introduction en Bourse d'Aramco, la compagnie pétrolière nationale, en décembre 2019. Une faible proportion du capital de la société – 1,5 % – a été introduite en Bourse, ce qui a permis au pays de lever 25,6 milliards de dollars, destinés à alimenter un fonds souverain finançant la diversification de l'économie saoudienne. Le gouvernement a pour objectif de poursuivre cette privatisation en ouvrant le capital de l'entreprise à hauteur de 5 %. Or, la valorisation d'Aramco, et donc la poursuite de la diversification, est intrinsèquement liée au cours du pétrole.

10.

Jack Farchy et Paul Wallace, « Petrosates Hammered by Oil Price Plunge and Pandemic's Spread », *Bloomberg*, 28 mars 2020.

11.

Voir notamment Baumeister, C. et L. Kilian (2016), « Lower Oil Prices and the U.S. Economy: Is This Time Different? » *Brookings Papers on Economic Activity*, 287-357, et Emma Hooper et Corentin Ponton (2020), « The Impact of Oil Prices on the US Economy », *Trésor-Economics*, 257.

12.

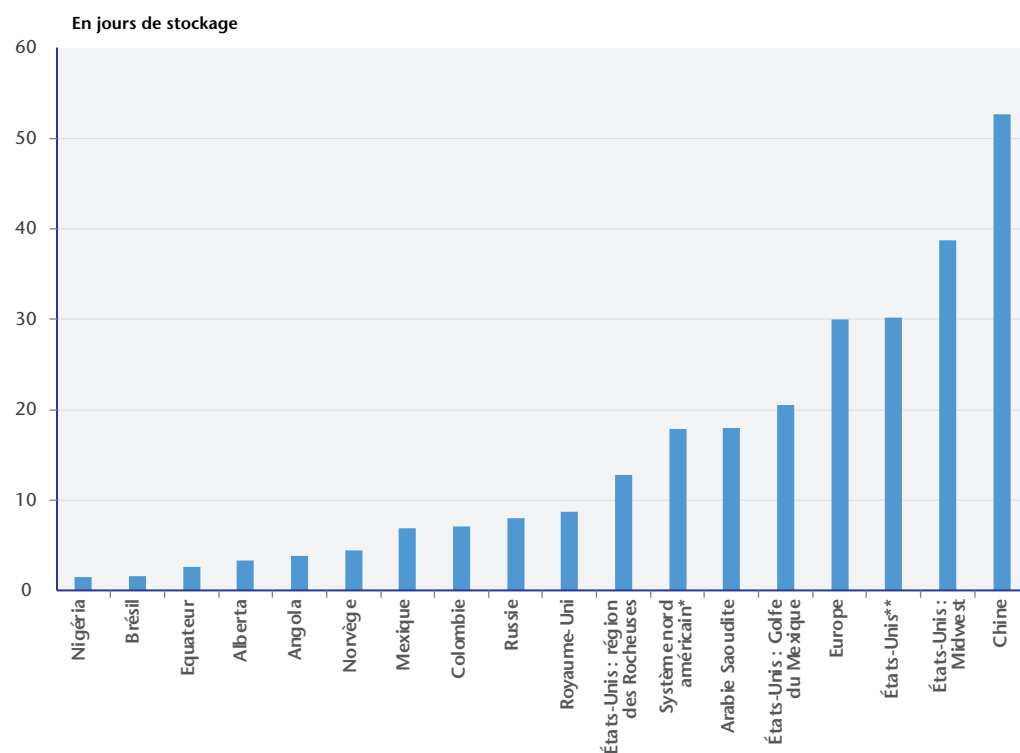
Rystad Energy, *Covid-19 Report*, 3rd edition, « Global outbreak overview and its impact on the energy sector », 24 mars 2020.

13.

En réalité, la capacité réelle de stockage serait inférieure à 1,7 milliard de barils car, pour des questions techniques, les infrastructures de stockage ne peuvent être remplies à 100 %.

Or, c'est loin d'être le cas, ce qui contribue à fragmenter le marché du pétrole. L'IHS Markit<sup>14</sup> estime le stockage régional, mesuré en jours de couverture, c'est-à-dire le nombre de jours de production de brut domestique qui peuvent être placés dans les infrastructures de stockage disponibles du pays. Le Nigeria a le nombre de jours le plus faible, avec seulement deux jours par rapport à sa production de 1,9 Mbj ; le plus élevé est celui de la Chine qui est estimé à 52 jours. Entre les deux, on trouve les États-Unis avec 30 jours, au-dessus des 8 jours de la Russie et des 18 jours de l'Arabie saoudite. Cette répartition inégale des capacités de stockage peut expliquer une régionalisation du prix du pétrole, avec des phénomènes locaux de saturation des capacités pétrolières et des prix négatifs dans certaines régions, par exemple à la mi-mars sur *Wyoming Asphalt Sour* ou le 20 avril sur le WTI.

Graphique 4. Capacités de stockage domestique du pétrole brut



\* Système nord-américain : Canada de l'Ouest, région des Rocheuses, du Golfe du Mexique et du Midwest ;

\*\* États-Unis : côte Est, Midwest, Golfe du Mexique, région des Rocheuses, côte Ouest.

Source : IHS Markit.

## Un rééquilibrage à moyen terme

Même si cela ne suffit pas, à court terme, à absorber l'abondance de pétrole, un prix du pétrole autour de 35 dollars entraînerait à moyen terme un rééquilibrage de l'offre, avec une baisse de la production américaine. De nombreux producteurs américains sont en effet endettés et ne pourraient pas supporter un prix bas, donc des pertes pendant une durée prolongée.

Rappelons que la production de pétrole de schiste se passe en deux temps : d'abord, une phase de forage puis une phase d'extraction par fracturation hydraulique. Or, avec un prix du baril à 30 dollars jusqu'à l'automne 2020, la plupart des puits de pétrole de schiste américains auront un coût de forage supérieur au prix du baril de pétrole et ne seront donc pas rentables. D'après Adams-Heard et Crowley<sup>15</sup>, seules cinq entreprises auraient un coût de forage de nouveaux puits inférieur à 30 dollars, alors que plus de 100 opérateurs seraient déficitaires. Or, le problème vient de la nature

14.

HS Markit, « Oil Storage Vulnerability: Which Countries Have the Least Capacity to Spare as Crude Demand Declines and Supplies Build Up? », 26 mars 2020.

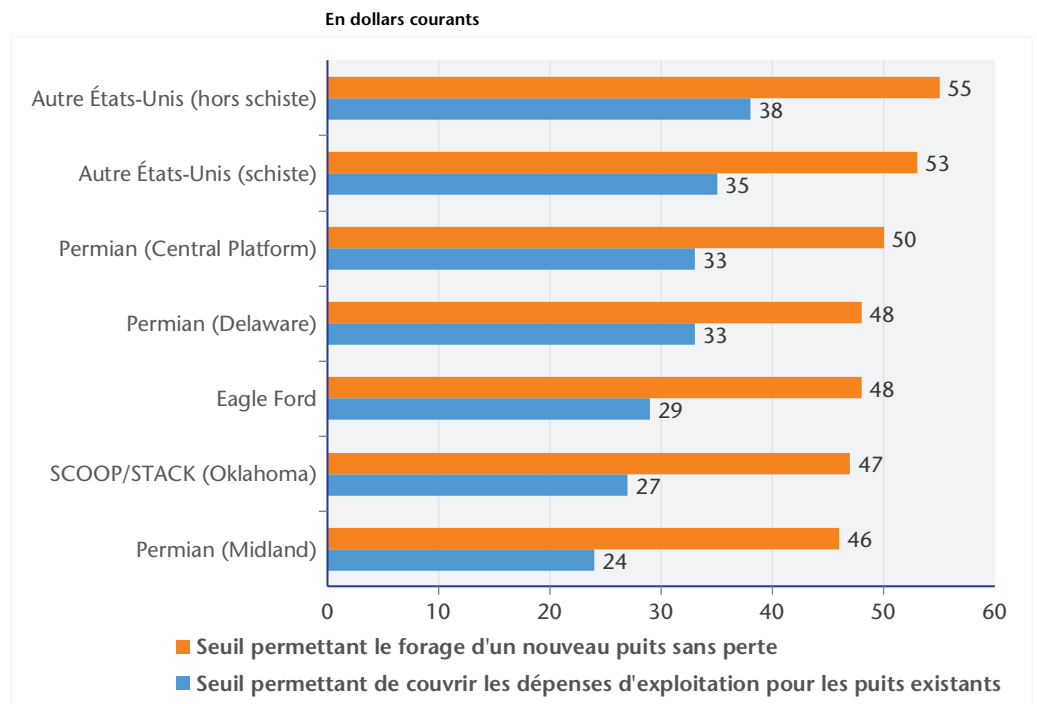
15.

Rachel Adams-Heard et Kevin Crowley, « Shale's New Reality : Almost All Wells Drilled Now Lose Money », *Bloomberg*, 9 mars 2020, figure 2 pour le seuil de rentabilité détaillé selon la localisation.

des puits de schiste : si la production est rapide à démarrer, l'épuisement est également plus rapide que dans le cas des puits conventionnels, de sorte que les foreurs doivent sans cesse forer de nouveaux puits pour maintenir la production. Si les prix restent proches de 30 dollars le baril, les producteurs seront obligés de cesser leurs activités de forage, à tel point que la production américaine de pétrole pourrait chuter de 2 Mbj – soit 15 % – de la fin 2020 à la fin 2021 selon Rystad (cité par Adams-Heard et Crowley).

En revanche, pour les puits déjà forés, les opérations d'exploitation du pétrole de schiste restent rentables lorsque le prix du WTI est inférieur à 35 dollars (graphique 5). Dans le bassin du Midland, un prix de 24 dollars/baril de WTI est suffisant pour couvrir ces dépenses d'exploitation, et certaines entreprises actives déclarent même des coûts d'exploitation inférieurs à 10 dollars/baril. Par conséquent, beaucoup de puits ayant été forés sans être achevés (*drilled but uncompleted wells, DUCs*), la production pourra continuer à un rythme soutenu pendant un certain temps par l'exploitation de ces puits déjà forés. Avec une baisse drastique du nombre de nouveaux forages et l'exploitation de ces puits inachevés, le nombre de puits forés mais non achevés devrait néanmoins baisser au deuxième semestre, ce qui entraînera une baisse de la production américaine (graphique 6).

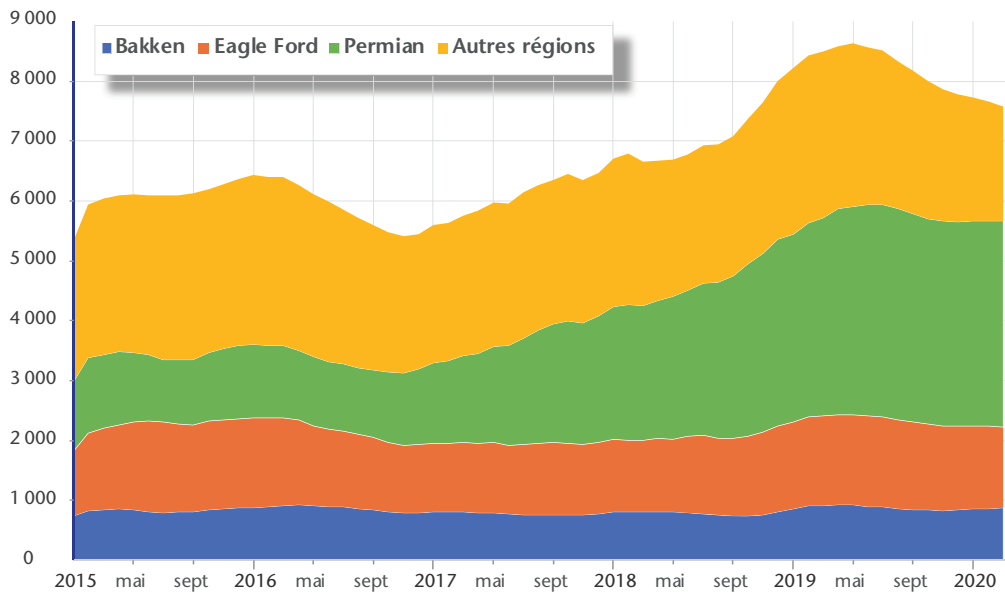
Graphique 5. Seuil de rentabilité du forage ou de l'exploitation de quelques gisements américains



Source : Dallas Fed Energy Survey.

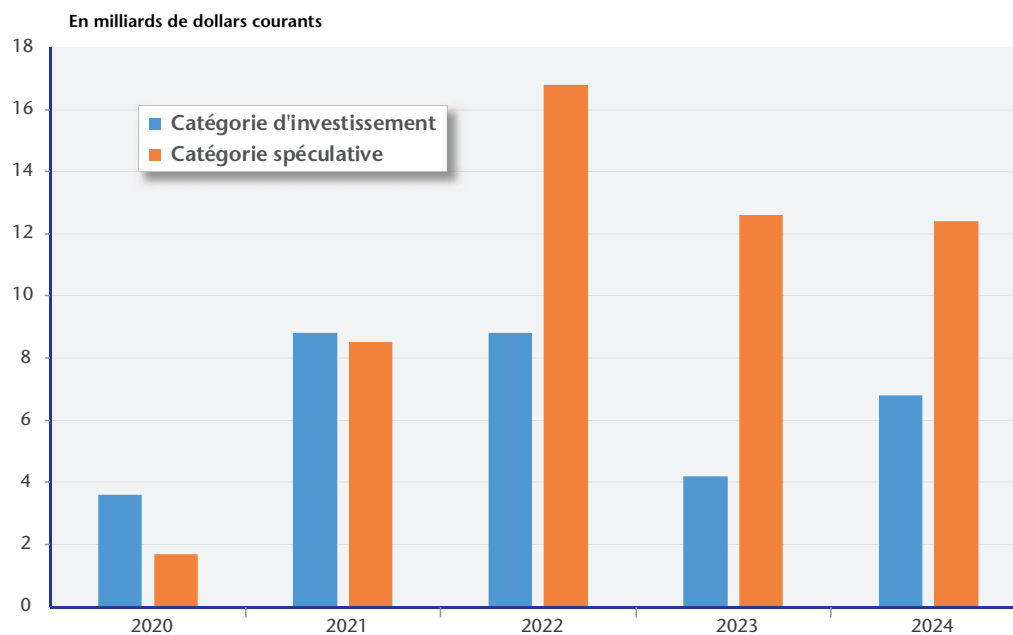
Les entreprises américaines vont-elles résister à ce choc de prix ? Comme le montre le graphique 7, les entreprises en catégorie spéculative, autrement dit ayant la situation financière la plus fragile, ont émis 62 % de la dette de 86 milliards de dollars, qui arrive à échéance entre 2020 et 2024. Cela étant, les plus importantes échéances se situent entre 2022 et 2024 : en 2022, elles doivent seulement renouveler moins de 2 milliards de dollars de dette arrivant à maturité. Par conséquent, la situation est moins critique qu'il n'y paraît.

Graphique 6. Nombre de puits forés mais non achevés



Source : EIA Drilling Productivity Report, avril 2020.

Graphique 7. Échéancier de dette



Source : Moody's Investor's Service.

Par ailleurs, les producteurs ont utilisé des instruments financiers (contrats dérivés) pour se prémunir contre le risque baissier, ce qui peut amortir leurs pertes à court terme. D'après Rystad, près de 50 % de la production de 2020 aurait été couverte pour assurer un revenu d'au moins 56 dollars par baril, ce qui rapporterait au secteur 17 milliards de dollars si le WTI avoisine les 25 dollars en 2020<sup>16</sup>. Cela étant, les producteurs se trouvent dans des situations très disparates et, malgré leur couverture, plusieurs producteurs devront réduire leurs opérations de forage mais également leurs dépenses d'investissement en capital en amont. D'ailleurs, de nombreuses compagnies annoncent des baisses de dépenses d'investissement en capital (CAPEX) pour 2020,

16.

Voir <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/low-oil-price-no-problem-us-shale-firms-are-set-to-save-up-billions-in-record-high-hedging-gains/>

17.

D'après l'Agence internationale de l'énergie (prévision d'avril 2020).

comme le montre le tableau 2. En moyenne, on s'attend à une baisse de ces dépenses de 32 % en 2020<sup>17</sup> qui pourraient atteindre leur plus bas niveau depuis 13 ans. Cela aura des conséquences sur l'équilibre du marché pétrolier à moyen terme. À titre de comparaison, rappelons que les dépenses d'investissement en capital avaient baissé de 26 % en 2015 et de 22 % en 2016 à la suite de la guerre des prix initiée par l'Arabie saoudite.

Tableau 2. Dépenses d'investissement en capital au sein des principales majors pétrolières

En milliards de dollars

	Date de l'annonce	2019	2020	Variation 2019-2020
Exxon Mobil	07/04/2020	33	23	-30%
Shell	23/03/2020	25	20	-20%
BP	01/04/2020	15	12	-20%
Chevron	24/03/2020	20	16	-20%
Total	23/03/2020	18	15	-17%
ConocoPhillips	17/03/2020	6,6	5,9	-11%

Source : Reuters.

Ainsi, le marché pétrolier est en train de vivre la crise la plus importante depuis le contrechoc pétrolier de 1986. L'évolution du prix du Brent sera intrinsèquement liée à l'ampleur de la récession et à la capacité de rebond des économies mais également à la capacité des pays producteurs à s'entendre sans comportement de passager clandestin. Depuis 2016, les États-Unis ont compté sur la gestion des quotas par les pays de l'OPEP+ pour soutenir les prix du pétrole ; aujourd'hui, ils seraient avisés de s'y associer pleinement, sous peine de subir les conséquences d'un effondrement durable des prix pétroliers dont l'industrie du schiste serait la première victime ■

**Pour citer ce document :**

Céline Antonin, 2020 : « Pétrole : chronique d'un effondrement »,  
*OFCE Policy brief* 68, 8 mai

Directeur de la publication Xavier Ragot  
Rédacteur en chef du blog et des *Policy briefs* Guillaume Allègre  
Réalisation Najette Moumimi (OFCE).

Copyright © 2020 – OFCE *policy brief* ISSN 2271-359X. All Rights Reserved.

www.ofce.sciences-po.fr  @ofceparis