

## Le marché pétrolier en territoire inconnu L'analyse d'IFPEN

Entre crise économique d'une ampleur exceptionnelle, évolution sociétale, accélération potentielle de la transition écologique, baisse historique des investissements en exploration/production, le monde pétrolier entre à l'évidence dans une nouvelle ère. L'idée d'un prix du pétrole faible pour longtemps (« lower for longer ») devient à nouveau envisageable comme la possibilité d'être confronté à des envolées ponctuelles des prix si l'offre n'est pas au rendez-vous. Le contexte actuel est caractérisé par un prix du pétrole historiquement bas, estimé autour de 40 \$/b en moyenne pour les cotations de 2020, ce qui ne s'est jamais produit depuis 2008 (Fig. 1). En termes de croissance économique au niveau mondial, les données sont spectaculaires, caractérisées par une baisse de richesse estimée à 7 000 G\$ en 2020 (9% du PIB) et à 6 000 G\$ (7 % du PIB) en 2021 (Fig. 2). Mais rien n'est établi avec évidence dans un contexte d'incertitude sur l'évolution de la pandémie. C'est sur ces bases qu'il convient de tenter d'imaginer le « monde d'après » pour le secteur pétrolier.

Figure 1 : Prix journalier et annuel du Brent en \$/b – 2008 à 2020

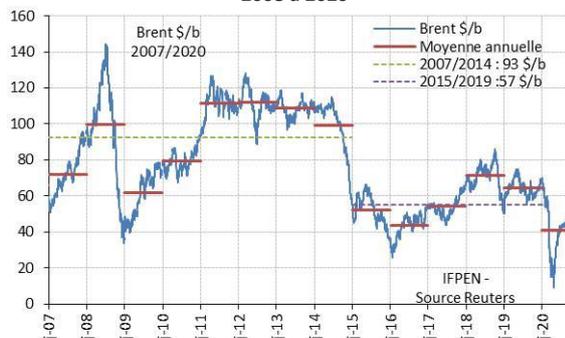
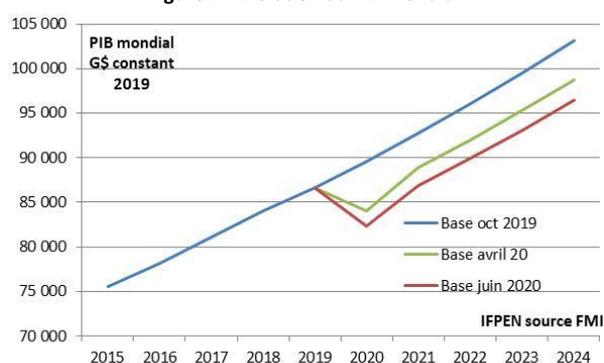


Figure 2 : Evolution du PIB mondial



### Une baisse sensible de la demande pétrolière en 2020 et 2021

La crise sanitaire liée à la Covid-19 a eu des effets considérables sur la demande pétrolière, en retrait par rapport à 2019 de 6 % au 1<sup>er</sup> trimestre 2020 et de 17 % au 2<sup>ème</sup> trimestre<sup>1</sup>. Le recul devrait être moins marqué pour les deux derniers trimestres 2020 (- 6% et - 3 % respectivement d'après l'AIE). Cette anticipation a permis de ramener le cours du pétrole autour de 40 \$/b (38/46 \$/b) à partir de début juin, niveau relativement faible par rapport au prix moyen de 2019 (64 \$/b). C'est néanmoins bien au-dessus des évolutions constatées lors des confinements massifs mis en place au niveau mondial de mars à mai (10 à 30 \$/b).

En moyenne annuelle, la demande pétrolière se situerait à 92 Mb/j en 2020, en recul de 8 Mb/j par rapport à 2019 et de 10 Mb/j par rapport à ce qui était anticipé en janvier (Fig. 3). Pour 2021, en supposant une reprise économique progressive, scénario plutôt privilégié par les marchés financiers (annexe 1), la demande sera plus soutenue (97,1 Mb/j), mais restera toujours inférieure à celle de 2019 (- 3 Mb/j) ou à ce que ce l'on pouvait anticiper avant la crise du Covid-19 (- 4 Mb/j).

<sup>1</sup> En France, le recul de la consommation de produits pétroliers par rapport à 2019 a atteint 14 % en mars, 40 % en avril et 23 % en mai (effet du confinement du 17 mars au 11 mai). En juin, après le confinement, la demande reste encore inférieure de 22 % à celle de l'an passé. Pour l'ensemble des pays OCDE, elle est inférieure de 13 %.

Cette moindre croissance de la demande sous l'effet de la crise liée au Covid-19 soulève la question légitime de savoir si cela va accélérer le déclin de la demande pétrolière et rapprocher la date du pic de demande pétrolière (annexe 2).

Figure 3 : Demande pétrolière mondiale de 2016 à 2021  
anticipations de janvier et d'août 2020

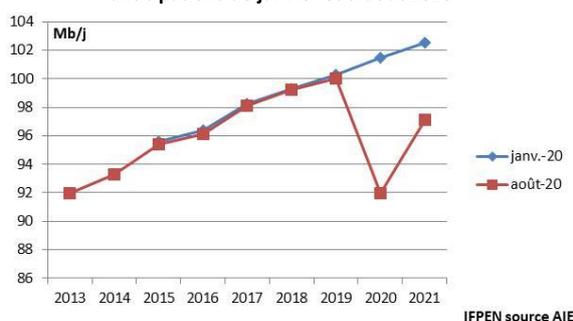
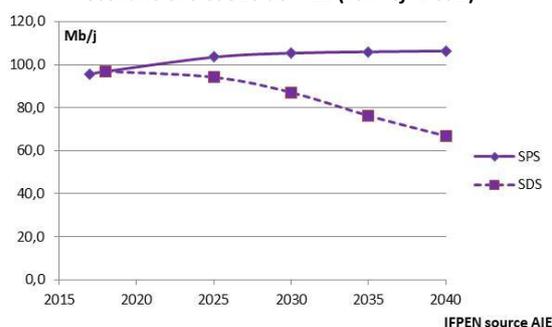


Figure 4 : Demande mondiale de pétrole jusqu'en 2040  
Scénario SPS et SDS de l'AIE (voir réf. 1 et 2)



### Le pic de la demande pétrolière se rapproche-t-il plus vite que prévu ?

Avant la crise, l'AIE envisageait deux scénarios dénommés « SPS » et « SDS »<sup>2</sup>. Le premier, en ligne avec les engagements pris lors des accords de Paris<sup>3</sup>, permet de suivre une trajectoire cohérente avec la limitation de l'augmentation de la température en dessous de 3 °C par rapport au niveau préindustriel (2,7 °C à 3,2 °C avec une probabilité de réalisation de 50% à 66%). Le deuxième s'inscrit dans le cadre des objectifs des accords de Paris visant à maintenir la hausse des températures bien en-deçà des 2 °C, la cible « optimale » se situant à 1,5 °C.

Dans le premier scénario, la consommation stagne au niveau de 106 Mb/j à partir de 2030 (Fig. 4). Dans le second, la consommation, qui aurait dû régresser dès le début de l'année 2020, est inférieure de 40 Mb/j en 2040 par rapport au scénario précédent. Le pic de la demande pétrolière, qui pourrait se produire dans les toutes prochaines années, faisait donc partie des hypothèses déjà envisagées avant la crise.

La crise du Covid-19 pourrait nous faire entrer dans un scénario intermédiaire pour plusieurs raisons. C'est d'abord lié au recul extrêmement important du PIB mondial par rapport à ce qui était anticipé fin 2019. Si l'on se fonde sur la corrélation entre PIB et consommation de pétrole (Fig. 5), la baisse tendancielle liée à ce seul facteur se situe entre 3 et 4 Mb/j (Fig. 6). Cette corrélation est évidemment à considérer avec précaution puisque la crise liée à la Covid-19 implique des ruptures en termes d'activité. Cela donne néanmoins un ordre de grandeur des effets directs liés à la perte de richesse.

<sup>2</sup> « Stated Policies Scenario » ou SPS et « Sustainable Development Scénario » ou SDS.

<sup>3</sup> Ces engagements sont définis par les "Contributions déterminées au niveau national" (CDN) présentées par chaque pays lors de la COP21.

Figure 5 : Corrélation entre PIB mondial et consommation de pétrole - 2010/2019

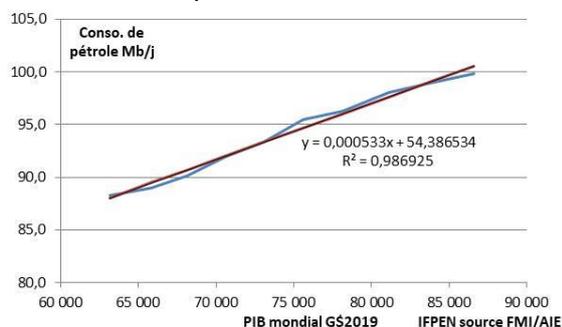
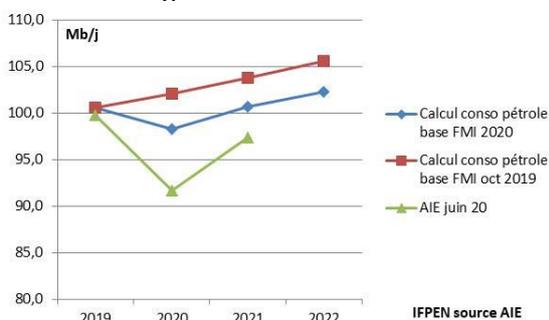


Figure 6 : Consommation de pétrole calculée à partir de deux hypothèses du PIB et base AIE



C'est la spécificité de cette crise de mettre « sur pause » des secteurs du fait des nouvelles barrières sanitaires. Cela a été le cas bien sûr lors du confinement, mais cela reste vrai pour certains secteurs affectés par la distanciation physique : transport individuel et collectif, transport maritime et aérien, tourisme, secteur culturel... Ces facteurs expliquent une baisse plus importante de la consommation pétrolière anticipée par l'AIE en 2020 et 2021 par rapport à la simple corrélation avec le PIB.

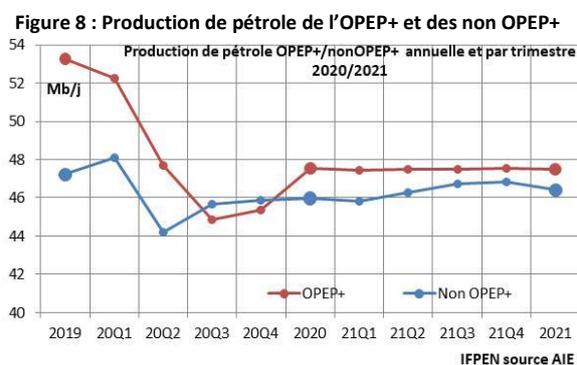
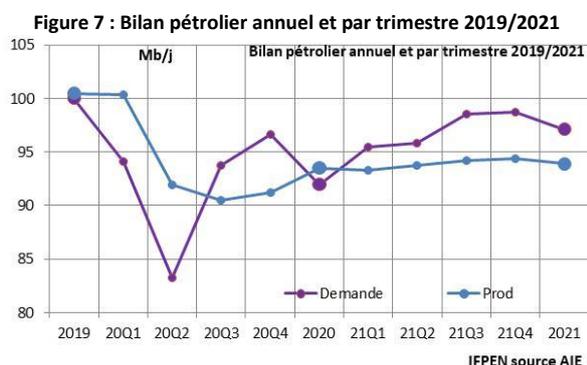
Les perspectives pour le long terme font l'objet de débats contradictoires. Certains estiment un retour à une consommation à plus de 100 Mb/j une fois la pandémie passée. D'autres considèrent que le pic de la demande pétrolière est proche (2/3 ans) voire déjà atteint en raison des effets de la crise et des changements probablement accélérés de comportement (télétravail, voyage, achat responsable...). Ces différences d'appréciation dépendent aussi des hypothèses retenues concernant les secteurs du transport (routier, aérien et maritime) et de la pétrochimie (annexe 3).

En tout état de cause, la crise liée au Covid-19 est susceptible de définir un chemin nouveau se situant, pour la demande pétrolière, entre le scénario SPS et le scénario SDS. Cela résulterait à la fois d'un changement sociétal accélérant la transition écologique, mais aussi d'une moindre demande en raison de la baisse du pouvoir d'achat.

### La production mondiale s'ajuste à l'évolution de la demande.

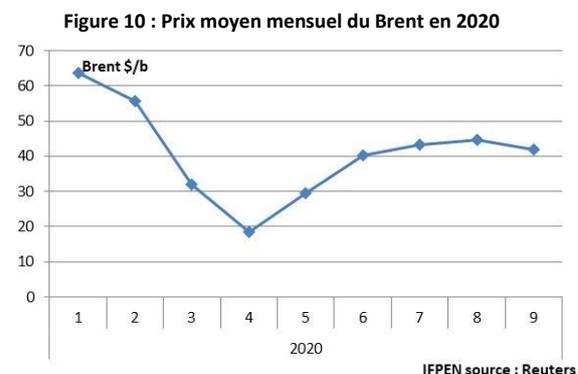
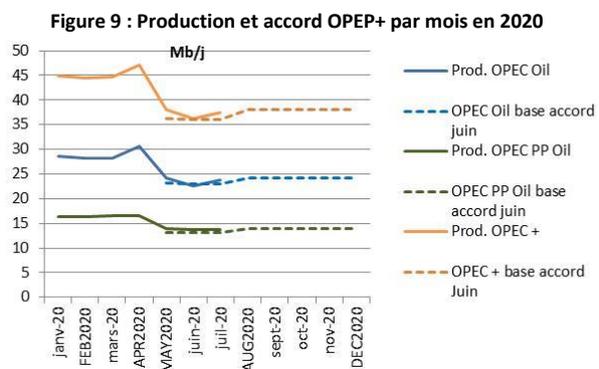
La baisse de la demande a été de 6 Mb/j au 1<sup>er</sup> trimestre 2020 par rapport à 2019 (référence dans le reste du paragraphe), puis de 17 Mb/j au second. Elle a conduit à réduire la production mondiale (Fig. 7) faute de débouchés en termes de demande mais aussi de stockage<sup>4</sup>. Globalement, la production mondiale a diminué de 8,6 Mb/j au 2<sup>ème</sup> trimestre, dont 5,6 Mb/j du fait de l'OPEP+ et 3,0 Mb/j pour les pays « non OPEP+ » (Fig. 8).

<sup>4</sup> La surproduction a entraîné ponctuellement le prix du pétrole en territoire négatif, phénomène plus courant dans le secteur électrique.



Pour l'OPEP+<sup>5</sup>, après un conflit interne début mars entre russes et saoudiens en raison de considérations géopolitiques et stratégiques divergentes (voir [TB du 16/04/2020](#)), un accord a pu être trouvé début avril pour réduire fortement la production en mai. L'accord, amendé en juin, prévoit une progression de la production par étapes, la première de 2 Mb/j ayant eu lieu début août, la seconde de 1,9 Mb/j étant prévue en janvier 2021.

Ces hausses accompagnent la progression attendue de la demande et ne déstabilisent donc pas l'équilibre offre/demande, sauf à imaginer une nouvelle crise. De ce fait, et compte tenu du respect assez scrupuleux de l'accord OPEP+ (léger dépassement en juillet ; Fig. 9), le prix du Brent évolue depuis juin dernier autour des 40 \$/b<sup>6</sup> (Fig. 10). Cela reste faible par rapport aux 60 \$/b atteints en ce début d'année, mais c'est supérieur aux moyennes mensuelles à moins de 30 \$/b observées entre mars et mai.



La politique OPEP+ est donc couronnée de succès en termes de soutien, même minime, des cours du pétrole au prix d'un effort financier important mais inévitable (annexe 4). Ce succès a été favorisé par les baisses subies par certains pays producteurs, en particulier le Canada et les Etats-Unis (Fig. 11). Les reculs ont atteint respectivement 0,6 Mb/j et 1,5 Mb/j au 2<sup>ème</sup> trimestre par rapport aux moyennes de 2019 (5,5 Mb/j et 17,2 Mb/j, LGN inclus<sup>7</sup>).

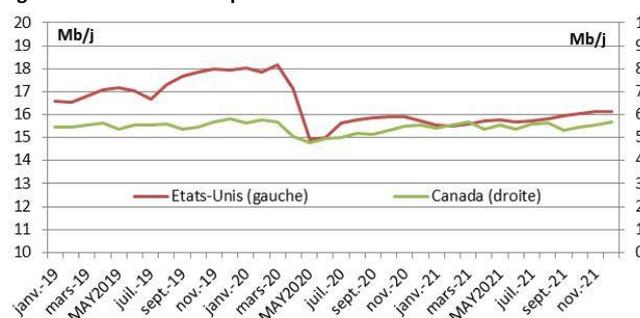
<sup>5</sup> L'OPEP+ associe l'OPEP, dont l'Arabie saoudite, à 10 autres pays dont la Russie.

<sup>6</sup> Il convient de souligner le recul sensible des prix depuis le 4 septembre (38,5 \$/b le 8) sous l'effet des inquiétudes avec la remontée des cas de contamination au Covid-19.

<sup>7</sup> LGN : liquides de gaz naturels, liquides pétroliers produits avec des gisements gaziers. Ils représentent 4,8 Mb/j aux Etats-Unis.

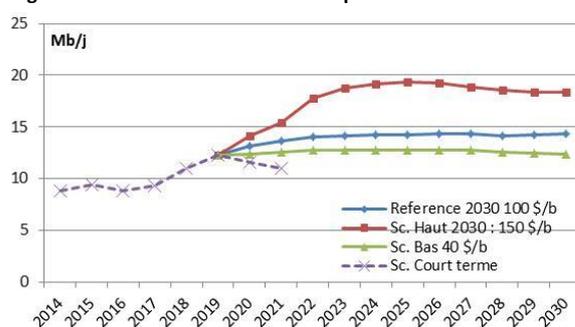
Les projections pour les prochains mois tablent sur une baisse modérée de la production américaine de pétrole qui atteindrait, en moyenne annuelle, 11,3 Mb/j en 2020 et 11,1 Mb/j en 2021 contre 12,2 Mb/j en 2019 (Fig. 12). Il est intéressant de comparer ces données avec les prévisions de long terme faites en début d'année (avant la crise), tenant compte d'un scénario à 40 \$/b pour le prix du pétrole, ordre de grandeur du prix actuel. La production annuelle a été estimée à un niveau supérieur par rapport à ce que l'on anticipe aujourd'hui<sup>8</sup>, ce qui souligne la difficulté à prévoir l'évolution de la production des « shale oil ». Dans ce cadre, une baisse plus prononcée dans les prochains mois reste un scénario envisageable (annexe 5), ce qui pourrait modifier les conditions d'équilibre du marché.

Figure 11 : Production de pétrole et LGN des Etats-Unis et du Canada



IFPEN source AIE

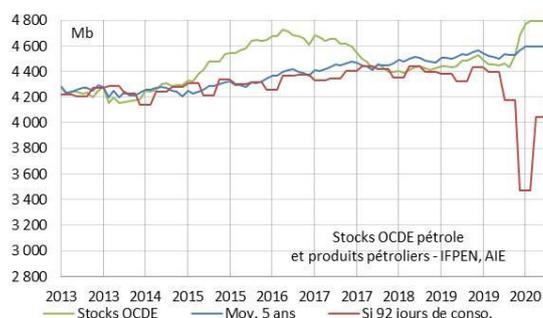
Figure 12 : Production américaine de pétrole – 2014 à 2030



IFPEN source EIA

Sur la base des scénarios actuels, le bilan offre/demande au niveau mondial, largement excédentaire au 2<sup>ème</sup> trimestre, serait en déficit à partir du 3<sup>ème</sup> trimestre 2020, mais également en 2021, ce qui devrait soutenir les cours du pétrole. Les excédents cumulés en 2020 (+ 1,6 Mb/j en moyenne soit +570 Mb) pourraient ainsi être largement compensés par le déficit attendu en 2021 (-3,2 Mb/j soit - 1180 Mb). La différence en volume (- 610 Mb) permettrait de réduire les excédents détenus par les pays OCDE qui se situent à 600 Mb en juin par rapport au seuil de 90 jours de consommation (base 2021 à 45,7 Mb/j contre 37,7 Mb/j au 2<sup>ème</sup> trimestre ; Fig. 13).

Figure 13 : Stocks de pétrole et de produits pétroliers des pays OCDE



Mais cela suppose une cohésion de l'OPEP+ afin de respecter l'accord de réduction de l'offre conclu en juin dernier. Ils y ont à l'évidence intérêt mais des différends, portant par exemple sur la stratégie

<sup>8</sup> + 0,8 Mb/j pour 2020 et + 1,5 Mb/j pour 2021.

à suivre vis-à-vis de de l'offre américaine, ne sont pas à exclure comme ce fut le cas début mars. Par ailleurs, trois pays OPEP ne sont pas concernés par cet accord, l'Iran, la Libye et le Venezuela, dont le niveau de production dépendra du contexte national et international.

### Le moyen et le long terme, entre crises possibles et transition écologique

Les opérateurs pétroliers ont fortement réduit les investissements du secteur amont (exploration/production) qui pourraient, d'après l'AIE, être en retrait de 28 % cette année par rapport à 2019 (à coût des services et des équipements constant) et de 40 % par rapport à 2014, année du maximum atteint au cours de ces dix dernières années. Les indicateurs de l'activité de forage confirment cette tendance au niveau mondial avec un nombre de « rigs » actifs au plus bas dans toutes les régions du monde (-38% au niveau mondial par rapport à 2019 ; Fig. 14), que ce soit pour le pétrole ou le gaz naturel (Fig. 15).

Figure 14 : Nombre de rigs actifs dans le monde depuis 2004

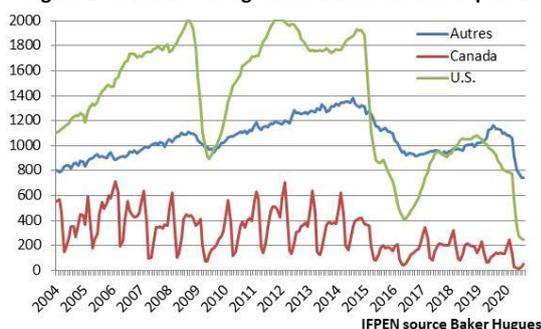
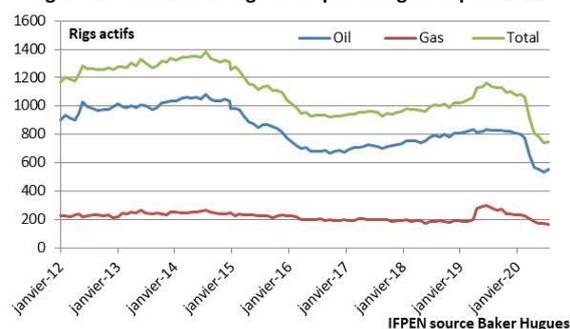


Figure 15 : Nombre de rigs actifs par énergies depuis 2012



Les niveaux d'investissement actuels sont même inférieurs à ce qu'il faudrait pour équilibrer la demande pétrolière dans les deux scénarios AIE (SPS et SDS), situation qui fait peser un risque sur l'approvisionnement pétrolier à un horizon de trois à cinq ans. Tout dépendra néanmoins de l'ampleur de la reprise économique et de la relance de ces investissements à l'avenir, en particulier dans le secteur des « shale oil » très réactif.

Plusieurs facteurs peuvent expliquer cette baisse des investissements :

- l'idée d'une baisse structurelle de la croissance de la demande pétrolière, laquelle pourrait être inférieure aux tendances imaginées avant la crise (effet économique et effet transition) ; cela n'incite pas à accumuler des réserves pétrolières susceptibles de devenir, dans un avenir proche, des « actifs échoués », c'est-à-dire non valorisables. Les dépréciations d'actifs consenties par plusieurs compagnies pétrolières au deuxième trimestre traduisent ce risque.
- la faiblesse potentiellement durable du prix du pétrole, résultat d'une demande en berne, ce qui n'incite pas à relancer l'exploration/production ;
- les capacités excédentaires détenues par l'OPEP+ qui se situent à + 4 Mb/j, écart entre l'offre probable de 2020 par rapport à celle de 2019 ;

- les disponibilités potentielles que ce soit en Iran, en Libye ou au Venezuela en supposant des évolutions de nature politique (en lien en particulier avec l'élection américaine de novembre ...).
- la réactivité à la fois forte et rapide de la production des « shale oil » au niveau des investissements. Les « shale oil » peuvent jouer un rôle d'amortisseur en situation de tension sur l'offre.
- la pression « sociétale » sur les compagnies pétrolières occidentales et sur les banques afin de réduire les investissements dans les énergies fossiles.

D'un point de vue de la transition écologique, cela peut apparaître comme un bienfait. Mais c'est aussi porteur de crises économiques potentielles pour les pays importateurs du fait de leur difficulté à mettre en œuvre rapidement des solutions alternatives au pétrole. Il existe en effet une grande inertie pour faire évoluer structurellement les secteurs du transport ou de la pétrochimie et pour renforcer les solutions alternatives. La transition pour remplacer le pétrole prendra du temps.

### **Hors crise ponctuelle envisageable, des prix du pétrole modérés par l'effet de la crise et de la transition écologique**

Le Covid-19 a provoqué l'arrêt complet puis partiel de l'activité économique, créant un choc d'offre et de demande négatif (baisse de ces deux composantes). Le soutien de l'économie par différentes mesures et la reprise de l'activité ont permis une relance économique qui se confirme par certains indicateurs (Fig. 16). Mais la baisse d'activité a réduit la richesse mondiale et la reprise n'est que partielle pour le moment<sup>9</sup>. Il faudra un contrôle de la pandémie pour mettre fin à cette situation, à une échéance encore incertaine à ce jour.

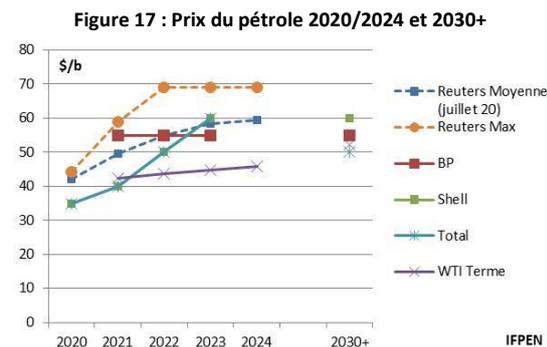
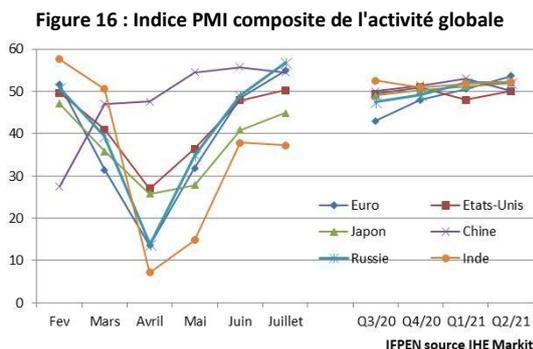
Entre temps, la demande pétrolière pourrait être inférieure à ce que l'on pouvait anticiper avant la crise. Cette anticipation traduit l'idée qu'une partie de l'activité économique restera amputée par les contraintes imposées par la présence du virus. Dans cette situation, et tant que des disponibilités côté offre existeront, le prix du pétrole restera inférieur au prix d'équilibre de long terme favorisant les investissements, que l'on peut estimer entre 60 et 70 \$/b. Il n'atteindra ou dépassera ces seuils qu'une fois l'équilibre du marché rétabli nécessitant à nouveau des investissements en amont.

De fortes hausses du prix du pétrole ne sont pourtant pas à exclure que ce soit pour des raisons d'instabilité géopolitique mais aussi en raison du sous-investissement constaté depuis 2015 dans le secteur de l'exploration/production. L'ampleur d'un nouveau choc pétrolier pourrait cependant être limitée par la souplesse offerte par le développement des « shale oil ». Il faudra toutefois trouver le « bon réglage » pour éviter un excès d'offre, à l'image de ce qui s'est produit en 2015. L'OPEP+ et les producteurs américains détiennent les clefs pour assurer une trajectoire plus stable du prix du pétrole. Cela reste néanmoins une gageure alors que l'Histoire nous enseigne que le prix de cette énergie suit une trajectoire instable depuis les années 1970.

---

<sup>9</sup> Dans une note publiée fin juillet concernant le suivi de l'effet de la Covid-19 avec des données à haute fréquence, la Banque de France évoque une reprise en « aile d'oiseau ». Le rebond très important de l'activité depuis fin mars reste néanmoins inférieur à ce qu'il était avant le confinement.

La plupart des anticipations actuelles des prix ne retiennent pas un scénario de crise. Elles se placent dans un scénario plutôt traditionnel de gestion de l'offre par l'OPEP+ d'une part, et de reprise progressive de l'activité économique et donc de la demande pétrolière d'autre part. Le prix du pétrole pourrait, dans ce contexte, progresser régulièrement pour atteindre 60 \$/b d'ici 2024, voire 70 \$/b dans un scénario haut. Pour le long terme, les perspectives situent ce prix entre 50 et 60 \$/b (Fig. 17).



C'est l'effet de la transition écologique qui transparait dans cette tendance, confirmant que le monde pétrolier a bien intégré la rupture qui se prépare. Trois stratégies se dessinent dans cet environnement pour les compagnies pétrolières :

- modèle « pétrole et gaz » adapté à un prix modéré et à une demande stagnante ou en recul pour le pétrole et plus soutenue pour le gaz naturel ;
- diversification renforcée vers le « multi-énergies » ;
- rupture radicale pour s'orienter vers un modèle « vert ».

Dans ces deux derniers modèles, les options de diversification envisagées sont larges incluant : les bioénergies dont les biocarburants avancés et le biométhane, l'électricité « verte », le stockage de l'électricité, les bornes de distribution pour les véhicules électriques, le captage-stockage du CO<sub>2</sub> ou l'hydrogène. Ces différentes options dessinent probablement les contours du monde énergétique de demain.

### Annexe 1 : quels scénarios économiques pour l'après Covid-19 ?

Le titre du dernier rapport du FMI datant de juin résume bien la situation : « Une crise sans précédent, une reprise incertaine ». Le FMI table désormais sur une baisse de 4,9 % du PIB mondial en 2020 et une reprise de 5,4 % en 2021 contre respectivement 3,3 et 3,4 % anticipés en janvier dernier (Fig. 18). La reprise en 2021 ne sera pas suffisante pour rattraper la croissance perdue par rapport à ce que l'on anticipait. Le PIB de 2021 sera juste équivalent à celui de 2019, faisant perdre deux ans à l'économie mondiale.

De nombreux paramètres détermineront les évolutions futures :

- le contrôle de la pandémie. Ce n'est pas encore le cas avec une hausse sensible du nombre de cas aux Etats-Unis, une reprise dans l'Eur5 (Allemagne, Espagne, France, Italie, Royaume-Uni) et une progression très élevée dans le reste du monde hors Chine (Fig. 20 et 21) La hausse quotidienne des décès est faible en Eur5 et en Chine mais encore soutenue aux Etats-Unis et très importante dans le reste du monde.
- le niveau des plans de soutien, en particulier aux Etats-Unis (Cares Act...) et en Europe (plan de relance...) visant à compenser les pertes de richesse et d'activité (voir fig. 1). Ces plans, qui assurent un soutien à l'économie, sont bien accueillis par les marchés financiers néanmoins très volatils (repli sensible depuis le 4 septembre). L'EuroStoxx 50 et le Dow Jones, après une forte chute en mars, se rapprochent depuis des niveaux atteints en début d'année (Fig. 19). Des indicateurs à analyser avec prudence alors que l'importance des liquidités injectées peut favoriser des « bulles financières ».
- l'évolution des tensions commerciales entre les Etats-Unis et la Chine, évolution qui s'inscrit dans un climat de défiance, porteur de l'espoir plus large de diversification des sources d'approvisionnements, voire de ré-industrialisation suite aux faiblesses révélées par la Covid-19. Une évolution qui prendra du temps, susceptible par ailleurs d'accroître les coûts et de réduire les échanges mondiaux.
- les modalités de gestion du « bilan » à savoir la forte croissance des déficits budgétaires et des dettes publiques et privées, sujets pour le moyen et le long terme. Le FMI souligne ainsi que, « dans un contexte de faible inflation et d'endettement élevé (en particulier dans les économies avancées), une demande globale faible et prolongée pourrait entraîner une nouvelle désinflation et des difficultés pour assurer le service de la dette qui, à leur tour, pèseront davantage sur l'activité ».

Figure 18 : Prévisions du FMI pour la croissance mondiale

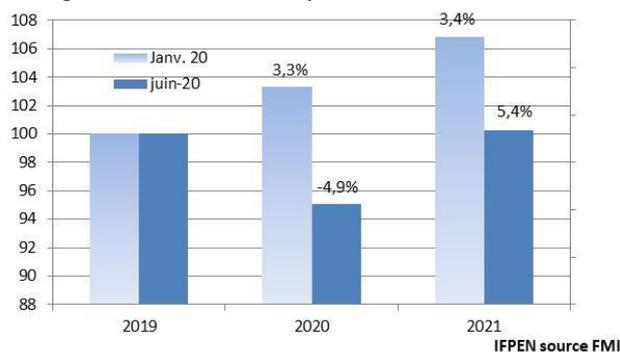
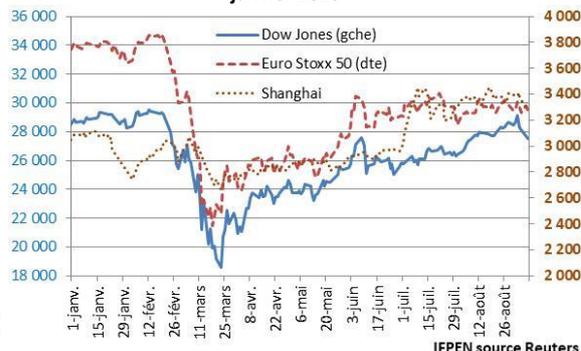
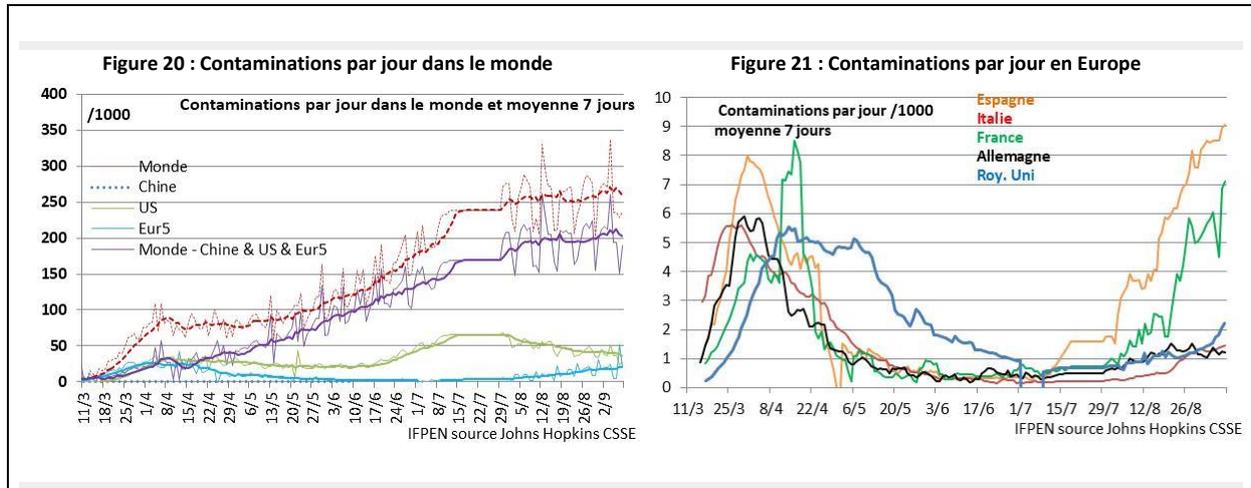


Figure 19 : Evolutions de trois indicateurs financiers depuis janvier 2020





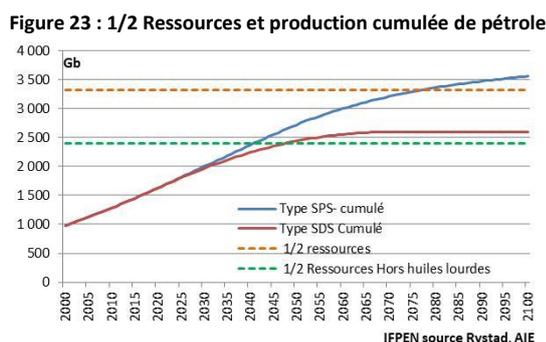
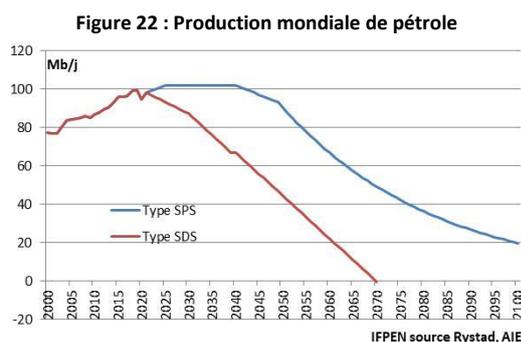
**Annexe 2 : Est-il possible d'évaluer la date du pic de production pétrolière ?**

De nombreuses analyses annoncent l'approche imminente du pic de production. Elles se fondent en particulier sur le pic de production du pétrole conventionnel pour souligner l'imminence du risque. Ce pic est intervenu autour de 2008 d'après les données de l'AIE ou de Rystad, deux sources qui font autorité en la matière.

Mais cette notion a peu de sens si on ne tient pas compte des raisons de ce pic. Il s'agit moins d'une contrainte sur les ressources que d'un redéploiement de l'offre vers de nouvelles disponibilités, les liquides de gaz naturel (LGN voir réf. 4), les huiles de schiste mais aussi les biocarburants. L'offre dite « conventionnelle », qui reste une notion arbitraire et qui a évolué dans sa définition, a perdu de ce fait des parts de marché dans le total.

Afin d'essayer de définir une date envisageable, il faut confronter la production cumulée aux ressources totales disponibles (avec ou sans huiles lourdes dont le développement devient incertain). Il est assez facile de démontrer que si la production cumulée se rapproche de la moitié des ressources disponibles, alors elle ne pourra que diminuer par la suite, définissant ainsi la date du pic. Il reste que les ressources disponibles sont une notion floue qui évolue dans le temps avec l'évolution des techniques.

Si l'on s'en tient aux données de l'AIE, à fin 2018 les ressources totales ultimes sont évaluées à 6600 Gb (hors kérogène) et à 4800 Gb si l'on exclut les huiles lourdes<sup>10</sup>. Cela implique un pic autour de 2070 dans le premier cas et vers 2040 dans le second dans le scénario type « SPS » (demande en plateau puis baisse ; Fig. 22 et 23). Il ne s'agit donc pas d'un risque imminent mais cela doit inciter à favoriser la transition écologique pour le secteur pétrolier. Dans un scénario type SDS qui implique une réduction forte et rapide de la demande, cette problématique du pic de l'offre ne se pose plus avec la même acuité.



<sup>10</sup> Ces chiffres incluent la production cumulée à fin 2018 qui se situe à 1550 Gb.

**Annexe 3 : Evolution de la demande pétrolière sectorielle dans les deux scénarios AIE**

Les deux scénarios AIE permettent d'estimer les effets d'une transition écologique plus ou moins rapide sur la demande sectorielle de pétrole (Fig. 24). Les différences s'expliquent par l'ampleur des mesures prises en matière d'efficacité des procédés (industries) et des motorisations (transport terrestre, aérien et maritime), par le niveau du recyclage des matériaux (pétrochimie) ainsi que par le déploiement plus ou moins important de nouvelles solutions pour la mobilité (gestion, mobilités douces, biocarburants, électrification, GNV, hydrogène, ...).

A titre d'illustration, l'efficacité renforcée des motorisations et la montée en puissance des véhicules électrifiés permettent d'espérer un recul compris entre 4 et 8 Mb/j de la demande pétrolière des véhicules individuels en 2040 par rapport à celle de 2019 (Fig. 25). Pour le secteur de la pétrochimie, un taux de recyclage du plastique plus important passant de 20 % à 35 % d'ici 2040 (15 % en 2018 au niveau mondial) permettrait de réduire de près de 2 Mb/j la demande de ce secteur.

Il existe donc des options pour avancer dans la transition du secteur pétrolier, mais leur mise en œuvre se confronte souvent à des enjeux économiques, sociaux, environnementaux voire stratégiques (exemple de la construction localisée des batteries des véhicules électriques ou du risque potentiel lié à l'usage du platine pour les véhicules à hydrogène<sup>11</sup>). Cela explique la relative lenteur du déploiement de solutions alternatives plus vertueuses d'un point de vue climatique et environnemental. Mais, en tout état de cause, la voie vers la transition écologique est tracée pour le secteur pétrolier, seul son rythme d'avancée reste encore difficile à définir.

Figure 24 : Croissance de la demande pétrolière dans deux scénarios entre 2018 et 2040

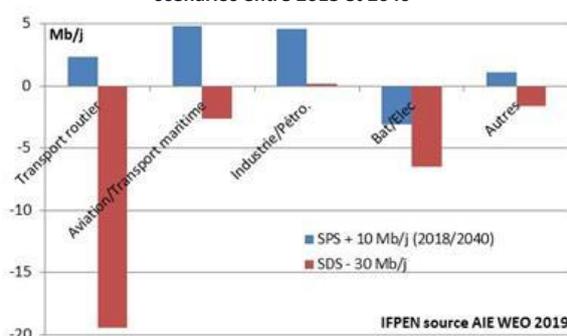
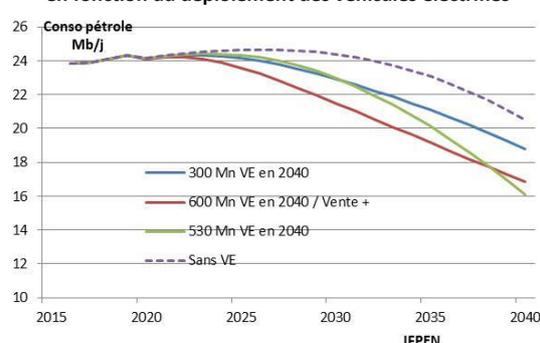


Figure 25 : Consommation de pétrole des véhicules particuliers en fonction du déploiement des véhicules électrifiés



<sup>11</sup> Il faut 27 g de platine dans une voiture PAC de 110 KW, soit 27 tonnes pour un million de véhicules. Sur la base de la production mondiale actuelle de platine (180 t), il ne serait possible de réaliser que 7 Mn de véhicules par an ce qui est très faible. Même en divisant par deux la quantité nécessaire d'une PAC, la production annuelle atteindrait 14 Mn. Les réserves mondiales sont par ailleurs faibles (13 000 T) et très concentrées (Afrique du sud et Russie).

#### Annexe 4 : Impacts économiques de la baisse des cours du pétrole

##### - Poids du pétrole dans l'économie mondiale

En 2020, le poids du pétrole (conso. x prix) dans l'économie mondiale (PIB) devrait se situer à moins de 2 % (Fig. 26). C'est un niveau extrêmement faible atteint seulement deux fois dans le passé en 1998 et 1999. Cela constitue un facteur favorable pour la relance économique, freinée toutefois par la pandémie qui limite le potentiel de croissance de certains secteurs.

##### - Revenus pétroliers de l'OPEP

La baisse des revenus de l'OPEP, en recul de 44 % par rapport à 2019 par un effet volume et un effet prix, devrait atteindre 270 G\$ en 2020, soit 10 % du PIB cumulé des pays membres. Le revenu devrait se situer à 340 G\$ inférieur de 100 G\$ à ce qu'il était en 2016 pour un prix moyen du pétrole équivalent (43 \$/b anticipé pour 2020) (Fig. 27).

Figure 26 : Ratio entre la consommation pétrolière en valeur sur le PIB mondial

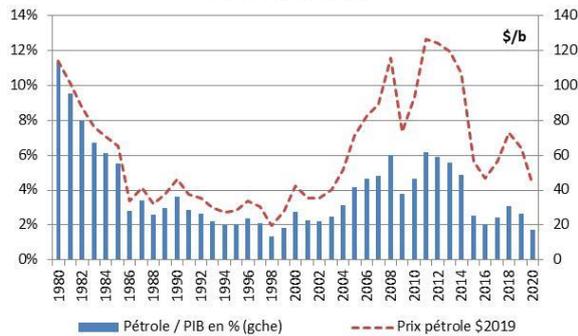
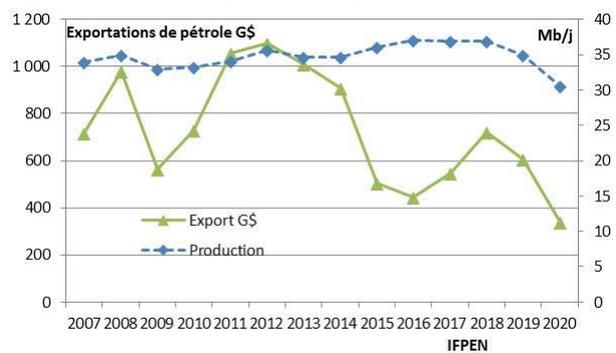


Figure 27 : Valeur des exportations de pétrole et de LGN de l'OPEP



##### - Prix des produits pétroliers sur les marchés et en France

Le recul du prix du pétrole depuis mars a entraîné mécaniquement à la baisse les cotations des produits pétroliers en Europe (Fig. 28). La baisse se situe à 13 ct €/l pour le prix moyen du Brent en 2020 (8 mois) comparé à 2019 contre 16 ct€/l pour l'essence et le gazole. Cela correspond au recul moyen observé pour les prix de vente TTC de l'essence E10 et du gazole (Fig. 29).

Figure 28 : Cotations des produits pétroliers en Europe

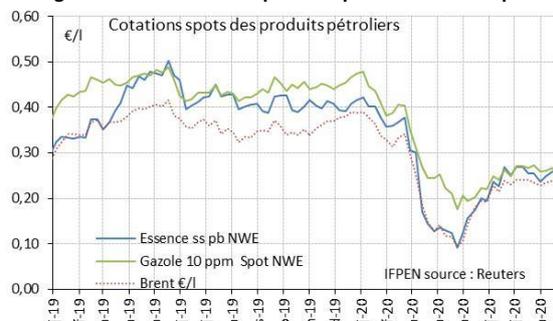
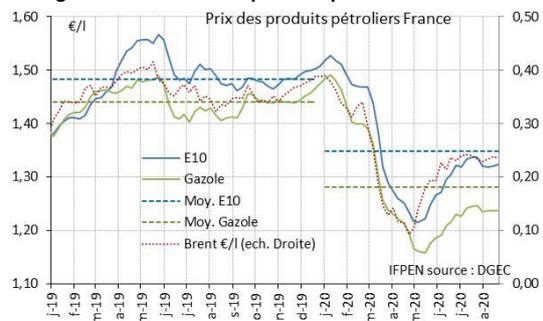


Figure 29 : Prix TTC des produits pétroliers en France



### Annexe 5 : Quelles perspectives pour les « shale oil » ?

La situation est peu brillante pour le secteur américain des « shale oil » et « shale gas ». 23 sociétés détenant 30 G\$ de dettes ont fait faillite au cours des 6 premiers mois de l'année. C'est important, mais cela reste néanmoins inférieur à ce que l'on avait connu en 2016 (70 sociétés, 56 G\$).

En termes d'activité en exploration/production, les indicateurs sont au plus bas. Le nombre d'appareils de forage actifs (rigs), qui a été divisé par un facteur proche de 4 depuis fin mars, est inférieur au minimum atteint en mai 2016 après la chute des cours du pétrole. Le repli de la production a néanmoins été assez limité se situant depuis juin à 2,3 Mb/j<sup>12</sup> par rapport au mois de mars (- 18%). Cela pourrait s'expliquer par un effet de latence entre la réduction de l'activité de forage et la baisse de la production. C'est ce que l'on avait observé en début d'année 2015 avec un impact décalé de 6 mois. La baisse observée tient compte de la fermeture de puits, avec un effet cumulé estimé à 0,7 Mb/j en mai par Rystad Energy, quand les prix du pétrole sont tombés à moins de 30 \$/b. La réserve fédérale de Dallas estime entre 23 et 36 \$/b suivant les bassins le seuil en dessous duquel la fermeture d'un puits devient souhaitable (le seuil de rentabilité d'un nouveau puits se situe quant à lui autour de 50 \$/b).

Notre modèle, fondé sur trois hypothèses concernant le nombre de rigs actifs<sup>13</sup>, met en évidence, dans tous les cas, un niveau de production dans les mois à venir un peu inférieur à ce qui est anticipé par l'EIA (Fig. 31). Le modèle IFPEN ne prend pas en compte les puits en « sommeil » et retient l'hypothèse d'une productivité par puits constante, ce qui reste incertain. Une progression, peu probable compte tenu des niveaux actuels très élevés, reste malgré tout envisageable. Ce fut le cas après 2014 dans des proportions importantes permettant de réduire les coûts et de s'adapter à un prix faible du pétrole. Les marges de manœuvre sont certainement plus faibles aujourd'hui.

Figure 30 : Production américaine de pétrole et rigs actifs

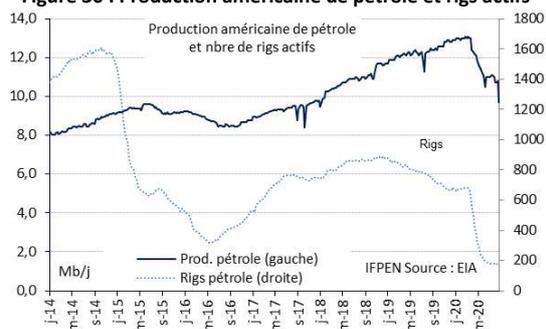
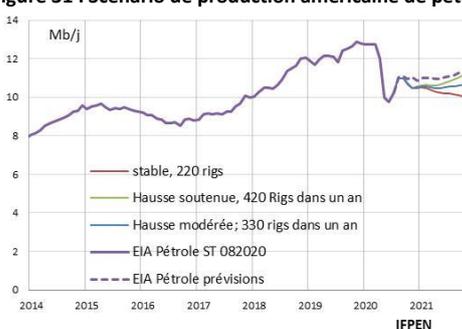


Figure 31 : Scénario de production américaine de pétrole



En dehors du prix du pétrole, de nombreux autres facteurs vont influencer ce secteur qui connaîtra une probable restructuration. Les « shale oil » (8,3 Mb/j en mars, 6,6 Mb/j en juillet sur un total de 11 Mb/j) restent stratégiques pour les Etats-Unis en termes de fourniture d'énergie, d'indépendance énergétique et de création d'emplois et de richesse. Rien n'est donc assuré concernant l'évolution de la production.

<sup>12</sup> Fin août la production est tombée à 9,7 Mb/j soit 1 Mb/j en moins par rapport à la moyenne du mois en raison du passage des ouragans.

<sup>13</sup> Les trois scénarios en termes d'activité sont les suivants ; nombre d'appareil de forage actif : stable (220 rigs), hausse modérée (330 rigs en août 2021) ou soutenue (420 rigs en août 2021).