

	1/5	24/4	Delta	%	Année -1
Brent ICE	22.9	21.6	1.3	6.2%	71.7
WTI Nymex	15.8	3.9	11.8	302.0%	63.0

Après un Avril noir, un peu d'espoir en Mai. Le Brent remonte à 23 \$/b

Avec l'entrée en vigueur en mai de l'accord OPEP+ sur la baisse de la production de pétrole, le marché renoue avec une tendance haussière. En moyenne hebdomadaire, le Brent pour livraison en juillet gagne +1,3 \$/b à 22,9 \$/b. Après avoir coté, pour la première fois, à un prix négatif (-37,6 \$/b), il y a deux semaines, le WTI à New York est en forte hausse de +11,8 \$/b pour s'établir à 15,8 \$/b (**Fig. 1 et 2**). Sur le marché physique, le Brent s'est négocié cette semaine à près de 21,0 \$/b en moyenne, en hausse de +4,6 %. Le consensus Bloomberg sur le prix du Brent pour 2020 est en baisse à 38,0 US\$/b (**Fig. 3**). Quinze semaines après le début de la crise sanitaire, le prix du pétrole brut a chuté de 59 %, une baisse qui dépasse maintenant en intensité celle observée lors de la crise économique de 2008 (**Fig. 13**).

A partir du 1er mai, l'accord de l'OPEP+ du 12 avril rentre en vigueur. Selon cet accord, 23 pays se sont engagés à réduire leur production de pétrole brut de 9,7 mb/j en mai et juin, de 7,7 mb/j au second semestre 2020 et de 5,8 mb/j de janvier 2021 à avril 2022 (par rapport au niveau de production d'octobre 2018, sauf pour l'Arabie saoudite et la Russie, pays pour lesquels la production de référence est fixée à 11 mb/j). Depuis cet accord, plusieurs pays, en dehors du pacte OPEP+, se sont engagés à réduire leur production, comme la Norvège qui a annoncé qu'elle réduirait sa production de 250 kb/j en juin et de 134 kb/j au deuxième semestre (par rapport à une production de référence de 1,859 mb/j, supérieure à la production actuelle). Aux Etats-Unis, confrontés à des difficultés économiques majeures, les compagnies réduisent significativement leur production avec une baisse globale qui pourrait atteindre, voire dépasser 2 mb/j. Cette semaine, lors de la publication des résultats trimestriels, ConocoPhillips, Exxon et Chevron ont annoncé un total de 660 kb/j de réduction de production entre 2020 et 2021. Après l'incursion du prix du WTI en territoire négatif, fin avril, l'industrie pétrolière semble enfin réagir pour éviter que cela ne se reproduise. Mais la situation globale au niveau des fondamentaux du marché et des stocks reste encore très incertaine, alors que l'OPEP, à contre-courant, vient d'augmenter sa production de +1,7 mb/j en avril, la plus forte hausse en 30 ans (**Fig. 17**).

Ces dernières années, le positionnement des stocks par rapport à leur moyenne des cinq dernières années est devenu un indicateur très utilisé pour piloter le marché pétrolier, y compris par l'OPEP+ qui y fait référence dans de nombreux communiqués de presse. Au cours des 15 dernières années, les stocks commerciaux de pétrole se sont écartés de cette moyenne de manière significative à deux reprises (**Fig. 14**): la première fois en 2009, pendant la crise économique, avec un pic de +7% au-dessus de la moyenne en mars 2009, et la seconde fois en 2015-16 avec un pic à +15% en juillet 2016. Une fois le pic atteint, le temps nécessaire pour ramener les stocks dans la moyenne a été de 9 mois en 2009 et de 21 mois en 2016. Pendant ces périodes de diminution des stocks, les prix du pétrole brut sont restés bas, en baisse d'environ 30% par rapport à la période précédant le pic. Sur la base des dernières projections de l'AIE concernant l'évolution de la demande et en supposant un respect strict du pacte de l'OPEP+, on estime que les stocks de pétrole en juin pourraient être supérieurs de 25 % à la moyenne sur cinq ans. Avec la reprise progressive de la demande au deuxième semestre de cette année, les stocks commenceront à diminuer, mais seront encore supérieurs de près de 15 % à leur moyenne en décembre. Selon les hypothèses actuelles, il faudrait plus de 24 mois pour les faire revenir dans la moyenne, ce qui devrait peser lourdement sur les prix du pétrole brut l'année prochaine.

Si, dans ces conditions, une nouvelle baisse des prix du pétrole brut ne peut être exclue, un retour à des prix futurs négatifs semble désormais écarté pour des raisons techniques suite à l'intervention du Nymex. Au-delà des aspects structurels directement liés au déséquilibre du marché pétrolier et à la saturation des capacités de stockage, la chute du prix du WTI à -38 \$/b le 20 avril dernier est également le résultat d'une spéculation historique. La faiblesse des prix du pétrole brut a en effet attiré sur le marché pétrolier un nombre record d'acteurs, désireux de spéculer sur une hausse du prix du WTI. Beaucoup d'entre eux ont investi massivement dans les Exchange Traded Products (ETF), des fonds indiciels qui reproduisent les variations du prix du pétrole. Il y a deux semaines, plus de 1,6 milliard de dollars a été investi dans le plus grand fonds ETF pétrolier américain, USO (US Oil Fund), qui gère plus de 3,6 milliards de dollars d'encours (**Fig. 12**). En avril, ce fonds détenait à lui seul 24% des contrats à terme WTI (137 mb) sur une seule échéance. En liquidant toutes ces positions quelques jours avant l'échéance du contrat à terme, ce fonds a fait basculer le WTI en territoire négatif, les contrats à terme américains reposant sur une livraison physique du brut à Cushing dont les stockages sont saturés. Afin d'éviter que cette situation ne se reproduise, l'opérateur du marché futur, CME, et sa filiale Nymex ont mis en place des mesures visant à limiter l'exposition des ETFs en les contraignant à répartir leurs positions sur plusieurs échéances et en modifiant la composition de leurs fonds. S&P Dow Jones a ainsi modifié la composition de l'un des indices les plus suivis sur les matières premières, le S&P Goldman Sachs Commodity Index, en reportant tous ses contrats WTI de juin à juillet. L'impact de ces mesures a été immédiat. Sur le contrat WTI de juin, le nombre de positions ouvertes a ainsi chuté de 46%, ce qui exclut la possibilité d'un retour vers des prix négatifs. Le Brent, lui, est préservé de ce type de manipulation du marché, les contrats à terme sur le Brent étant honorés 'en cash', ce qui signifie qu'ils ne nécessitent pas de livraison physique et ne peuvent donc pas devenir négatifs.

Si la situation des stocks pétroliers aux Etats-Unis reste préoccupante, les chiffres de cette semaine ont quelque peu rassuré les opérateurs avec une augmentation des stocks de pétrole de +8,9 mb à 528 mb, inférieure aux semaines précédentes et bien en dessous du consensus (11,9 mb) (**Fig. 7**). Au total, l'EIA estime que la capacité totale de stockage disponible est de l'ordre de 255 mb (39% de la capacité totale). La situation à Cushing, dans l'Oklahoma, où est fixé le cours du brut américain, reste en revanche beaucoup plus tendue avec des stocks en augmentation de +3,6 mb à 63 mb et un taux d'utilisation des stockages proche de 81%. Les stocks ont augmenté pour la première fois depuis 5 semaines, malgré la baisse de la production américaine (-100 kb/j), la légère diminution des importations nettes (-47kb/j) et l'augmentation des quantités de pétrole brut traité en raffinerie (+305 kb/j). Du côté des produits, les stocks d'essence ont baissé de 3,7 mb (contrairement aux prévisions de +2,5 mb), tandis que les stocks de distillats

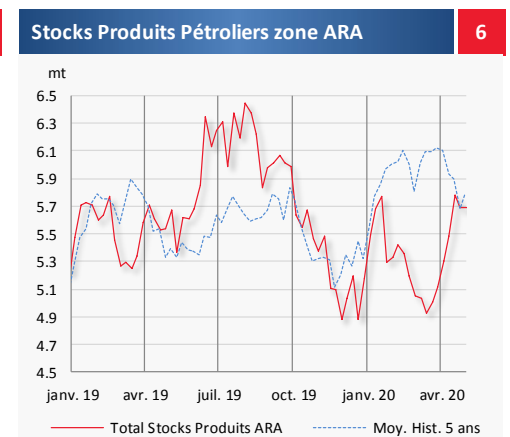
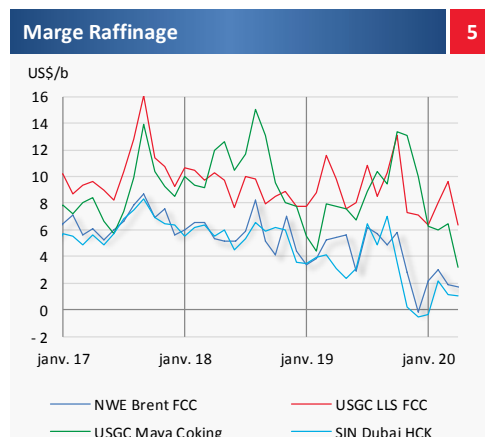
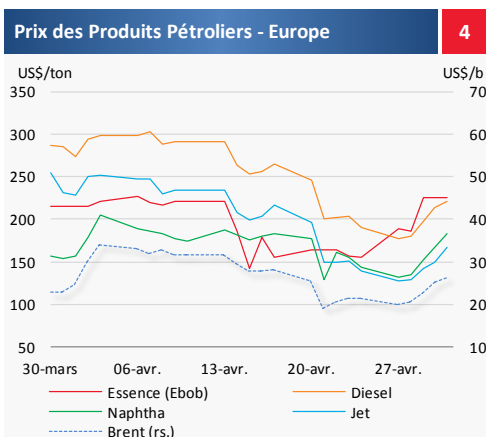
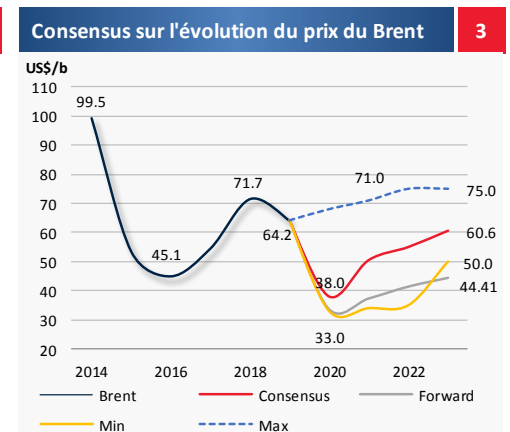
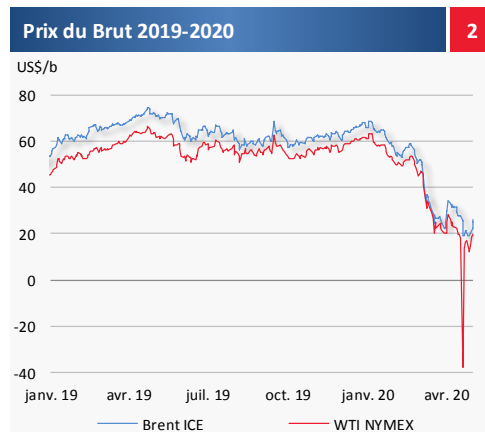
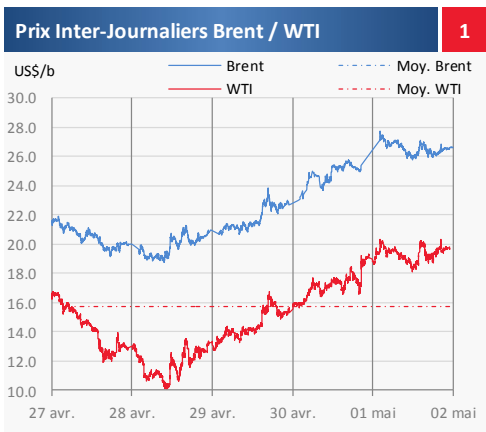
	1/5	24/4	Delta	%	Année -1
Brent ICE	22.9	21.6	1.3	6.2%	71.7
WTI Nymex	15.8	3.9	11.8	302.0%	63.0

ont augmenté de 5,1 mb. Dans l'ensemble, les stocks commerciaux pétroliers américains dépassent actuellement les 1,4 Gb, au-delà du record de 2016 (**Fig. 8**).

La production de pétrole brut aux Etats-Unis est tombée à 12,1 mb/j, ce qui correspond à une baisse de près de 1 mb/j en un mois (**Fig. 9**). Le nombre de plateformes de forage en activité a encore reculé de 60 unités pour atteindre 378 unités. La situation sur les sites d'exploitation de pétrole de schiste est préoccupante. Face à la baisse du prix du brut, tous les producteurs ont annoncé des coupes budgétaires importantes de 42 % (vs. 2019), selon Rystad et le nombre de sociétés déposant le bilan est en augmentation (on en comptabilisait 7 au 1^{er} avril, dont Whiting Petroleum Corporation, un des plus grands producteurs de la région de Bakken dans le Dakota du Nord et selon Reuters, Chesapeake Energy Corp serait également sur le point de déposer son bilan). Dans ce contexte, on estime que la production américaine pourrait tomber à 10-11 mb/j d'ici à la fin de l'année et le premier trimestre 2021. Le gouvernement américain multiplie les plans pour soutenir l'industrie pétrolière, principalement sous la forme de prêts, mais également en louant des capacités de stockage de pétrole brut au sein de la réserve stratégique (SPR). Neuf sociétés, dont Chevron et Exxon, ont déjà accepté de stocker 23 mb dans la réserve fédérale.

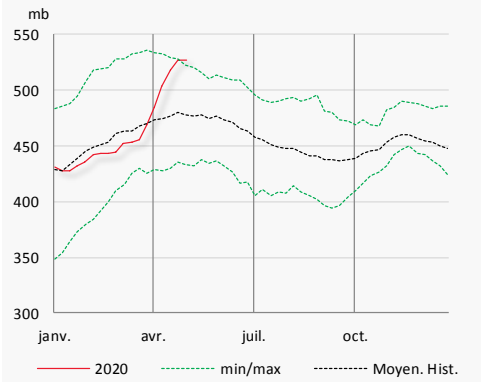
La hausse des prix du pétrole brut cette semaine est également due à la mise en œuvre de plans nationaux de "déconfinement" dans de nombreux pays, à même de permettre un redémarrage de l'activité économique et des transports, et donc de la demande de pétrole. On peut mesurer quasiment en temps réel l'impact de ces plans nationaux avec les données recueillies par les téléphones portables et les systèmes GPS des voitures. Apple a mis en ligne les données enregistrées sur ses serveurs pour plusieurs pays et villes (à l'exception de la Chine). Ces données montrent qu'après une baisse de 80 % des déplacements en voiture, la tendance est à la reprise en Europe et aux États-Unis, avec toutefois une grande disparité entre les pays : faible reprise en France, en Italie et au Royaume-Uni et forte reprise en Allemagne et aux États-Unis (**Fig. 15**). Le seul pays où les déplacements en voiture sont en baisse est le Japon, qui a récemment renforcé les mesures de restriction des déplacements. En Chine, Bloomberg estime que le trafic dans les principales villes est actuellement comparable à 2019, mais inférieur au niveau précédant la crise (les mesures de restriction à Beijing ont été assouplies la semaine dernière). Pour le secteur aérien, les sites de suivi des vols montrent également une très légère reprise au cours des deux dernières semaines (**Fig. 16**), laissant penser que le point bas a été atteint.

La légère augmentation de la demande ne s'est pas encore répercutée sur les prix des produits pétroliers. Sur le marché NWE, les prix ont évolué cette semaine de manière dispersée, avec une forte hausse du prix de l'essence (+22%) et une baisse du prix du diesel (-5%) et du kérosène (-9%) (**Fig. 4**). Alors que les prix de l'essence se redressent, le crack essence en Europe reste négatif pour la septième semaine consécutive (**Fig. 11**), dans un marché excédentaire malgré la fermeture de nombreuses raffineries dans le monde (il y aurait plus de 9 mb/j de capacité de raffinage à l'arrêt – **Fig. 18**). Le crack diesel, qui avait bien résisté à la crise, est en forte baisse depuis 4 semaines, sous l'effet d'une forte augmentation des stocks (+9% cette semaine dans la zone ARA). Dans ce contexte, les marges de raffinage à la fin avril sont inférieures de 68 % à celles de l'année dernière en Europe et en Asie, et de 35 % aux États-Unis (**Fig. 5**).

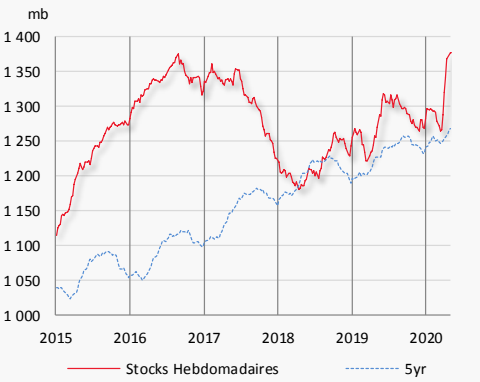


	1/5	24/4	Delta	%	Année -1
Brent ICE	22.9	21.6	1.3	6.2%	71.7
WTI Nymex	15.8	3.9	11.8	302.0%	63.0

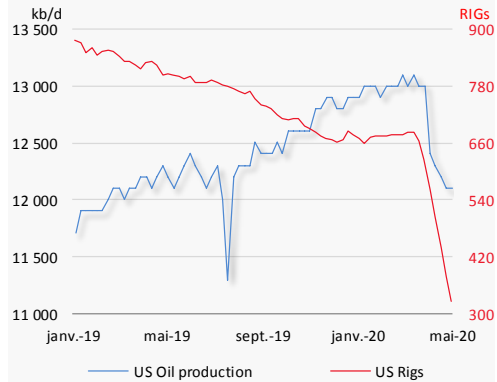
Stocks Pétrole Brut USA 7



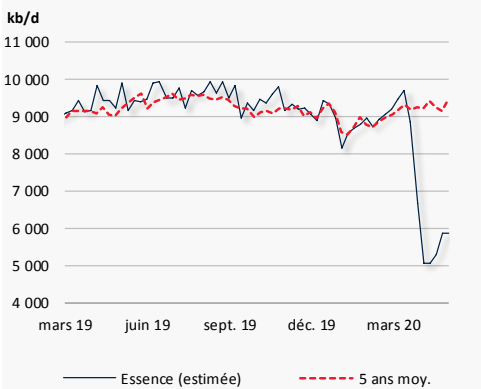
Stocks Pétrole + Produits (excl. SPR) USA 8



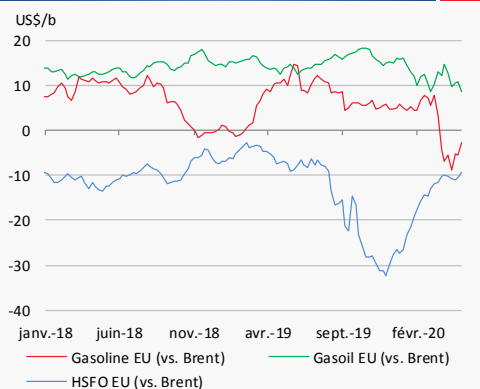
Production Pétrole USA 9



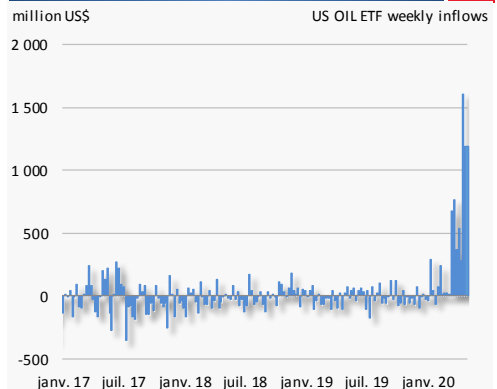
Consommation Essence USA 10



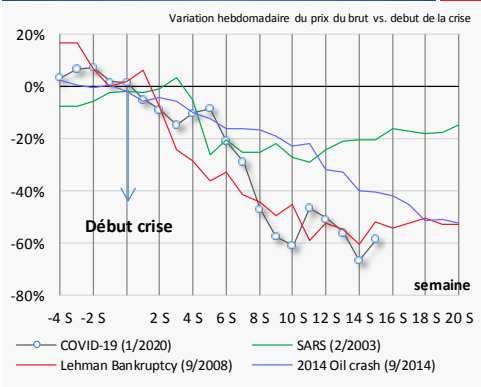
Crack Spread Essence 11



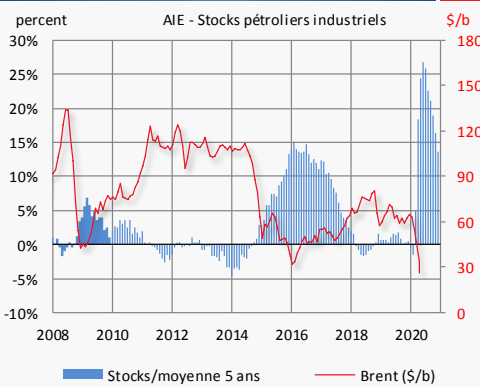
Investissement Fonds US OIL 12



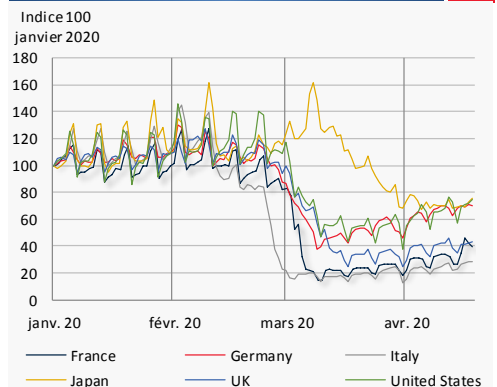
Evolution prix du brut au cours de crises 13



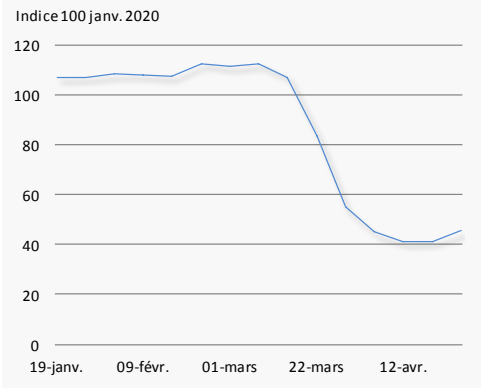
Evolution des stocks pétroliers 14



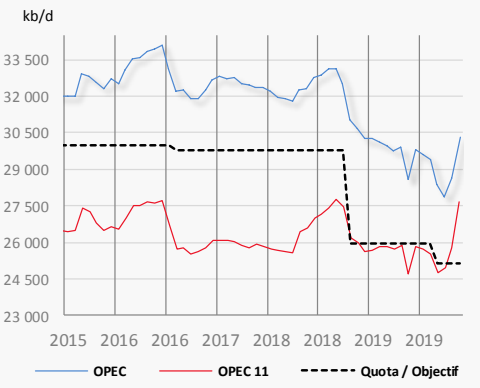
Evolution des déplacements en voiture 15



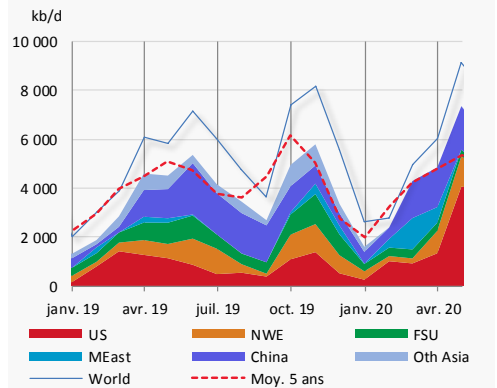
Suivi des vols 16



Production OPEP 17



Arrêts Raffineries 18



	1/5	24/4	Delta	%	Année -1
Brent ICE	22.9	21.6	1.3	6.2%	71.7
WTI Nymex	15.8	3.9	11.8	302.0%	63.0

AIE Avril 2020	2018	1Q19	2Q19	3Q19	4Q19	2019	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	2020	19-18	20-19
OCDE	47.9	47.6	47.0	48.1	47.7	47.6	45.3	32.7	44.1	45.5	41.9	-0.3	-5.7
non-OCDE	51.2	51.3	52.2	52.5	53.0	52.2	48.0	43.4	51.0	52.1	48.6	1.1	-3.6
<i>Dont Chine</i>	13.0	13.0	13.7	13.8	14.1	13.7	11.3	12.4	13.7	13.7	12.8	0.7	-0.9
Demande totale (mb/j)	99.1	98.9	99.2	100.5	100.7	99.8	93.3	76.1	95.0	97.6	90.5	0.8	-9.30
Offre non-OPEP	63.5	64.5	65.1	65.8	66.8	65.5	66.705	62.4	62.2	61.7	63.2	2.1	-2.3
Offre OPEP (NGLs)	5.5	5.5	5.5	5.4	5.4	5.4	5.425	5.2	5.2	5.2	5.2	-0.1	-0.2
Offre OPEP (Brut)	31.4	30.1	29.6	29.0	29.3	29.5	28.280	25.9	24.4	24.4	25.7	-1.9	-3.7
Offre totale (mb/j)	100.3	100.1	100.1	100.2	101.5	100.5	100.4	93.5	91.7	91.2	94.2	0.2	-6.3
Differences (+/-)	1.3	1.2	0.9	-0.4	0.8	0.6	7.1	17.4	-3.3	-6.4	3.7	-0.6	3.0

Avec accord OPEP

EIA -STEO Avril 2020	2018	1Q19	2Q19	3Q19	4Q19	2019	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	2020	19-18	20-19
OCDE	47.5	47.4	46.7	47.8	47.5	47.4	44.5	39.1	45.6	46.6	43.9	-0.1	-3.4
non-OCDE	52.4	52.6	53.5	53.6	53.8	53.4	50.0	49.0	53.0	54.3	51.6	1.0	-1.8
<i>Dont Chine</i>	13.9	14.4	14.7	14.4	14.6	14.5	12.3	13.1	14.4	14.9	13.7	0.6	-0.9
Demande totale (mb/j)	99.9	100.0	100.2	101.4	101.3	100.8	94.4	88.0	98.7	100.9	95.5	0.8	-5.2
Offre non-OPEP	63.4	64.8	65.4	66.2	67.2	65.9	66.9	65.4	65.1	65.2	65.7	2.5	-0.2
Offre OPEP (NGLs)	5.3	5.5	5.4	5.2	5.3	5.4	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	0.0	-0.3
Offre OPEP (Brut)	32.0	29.9	29.5	28.6	29.0	29.3	28.1	25.7	24.2	24.2	25.6	-2.7	-3.7
Offre totale (mb/j)	100.7	100.3	100.3	100.1	101.6	100.6	100.1	99.4	98.7	99.3	99.4	-0.1	-1.2
Differences (+/-)	0.8	0.3	0.1	-1.3	0.3	-0.2	5.7	11.4	0.1	-1.6	3.9	-1.0	4.1

Avec accord OPEP

OPEP Avril 2020	2018	1Q19	2Q19	3Q19	4Q19	2019	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	2020	19-18	20-19
OCDE	48.0	47.7	47.1	48.5	48.3	47.9	45.5	38.4	45.2	46.5	43.9	-0.1	-4.0
non-OCDE	50.8	51.0	51.4	52.1	52.5	51.8	47.4	48.3	49.1	50.8	48.9	0.9	-2.9
<i>Dont Chine</i>	12.7	12.6	13.2	13.0	13.5	13.1	10.3	12.7	12.6	13.4	12.2	0.4	-0.8
Demande totale (mb/j)	98.8	98.8	98.6	100.5	100.8	99.7	92.9	86.7	94.3	97.3	92.8	0.8	-6.8
Offre non-OPEP	63.0	64.3	64.4	64.8	66.3	65.0	66.6	62.1	62.7	62.5	63.5	2.0	-1.5
Offre OPEP (NGLs)	4.8	4.8	4.8	4.7	4.9	4.8	4.9	4.8	4.8	4.8	4.8	0.0	0.0
Offre OPEP (Brut)	31.3	30.0	29.5	28.9	29.1	29.3	28.3	25.9	24.4	24.4	25.7	-2.0	-3.6
Offre totale (mb/j)	99.1	99.1	98.6	98.3	100.3	99.1	99.8	92.8	91.9	91.7	94.1	0.0	-5.0
Differences (+/-)	0.2	0.3	0.1	-2.2	-0.5	-0.6	6.8	6.1	-2.4	-5.6	1.2	-0.8	1.8

Avec accord OPEP