

Semaine	25/6	18/6	Delta	%	Année -1
Brent ICE	75.3	73.6	1.8	2.4%	41.6
WTI Nymex	73.4	71.6	1.9	2.6%	39.2

Le Brent dépasse les 75 \$/b avant la réunion de l'OPEP dans un contexte de forte demande et de baisse des stocks pétroliers.

Le pétrole a dépassé les 75 \$/b à Londres la semaine dernière pour la première fois depuis plus de deux ans, la reprise économique s'accéléralant dans de nombreuses régions du monde et les stocks de pétrole brut diminuant. Tout l'attention des acteurs du marché pétrolier est désormais tournée vers la réunion de l'OPEP+, jeudi prochain qui devrait annoncer ses nouveaux quotas de production pour le mois d'août et au-delà. Néanmoins, pour une grande majorité d'entre eux, la situation devrait continuer de se tendre au cours de l'été et les prix continuer de progresser. En moyenne hebdomadaire, le Brent sur le marché à terme de Londres a gagné +1,8 \$/b (+2,4 %) pour atteindre 75,3 \$/b. Le WTI a suivi la même tendance avec une hausse de +1,9 \$/b (+2,6 %) pour atteindre 73,4 \$/b (**Fig. 1 et 2**). Plusieurs institutions financières ont revu à la hausse leur scénario de prix de pétrole la semaine dernière, notamment Goldman Sacks, qui voit le Brent atteindre 80 \$/b cet été en raison de la reprise rapide de la demande et Bank of America avec un prix du Brent qui pourrait dépasser les 100 \$/b d'ici l'année prochaine. Ces scénarios ont été repris également par Darren Woods d'Exxon, Patrick Pouyanne de TotalEnergies et Ben van Beurden de Shell qui ont déclaré la semaine dernière, lors du Qatar Economic Forum que l'on pouvait s'attendre à ce que le prix du Brent atteigne prochainement 100 \$/b en raison de la tension de l'offre provoquée par la baisse des investissements dans la production même si la volatilité du marché pourrait également exercer une pression baissière sur les prix.

Jusqu'à présent, il y a eu peu d'informations sur la position de l'OPEP face à la hausse des prix du brut, si ce n'est une déclaration du prince Abdulaziz bin Salman la semaine dernière indiquant qu'il était prêt à prendre des mesures qui contribueraient à "tempérer les pressions inflationnistes croissantes". L'Arabie saoudite reste toutefois très prudente quant aux perspectives de reprise économique et se méfie de la spéculation et des projections trop optimistes des analystes. Dans sa déclaration, le prince Abdulaziz a certes pris note de la baisse des stocks mondiaux de pétrole et de meilleures prévisions de la demande pour le second semestre de cette année et pour 2022. Mais il a également ajouté que l'OPEP+ ne pouvait pas exclure un éventuel retour des cas de Covid (principalement lié au développement du variant Delta dans de nombreux pays). Il a également cité la relance potentielle de la production iranienne et vénézuélienne comme une incertitude que le cartel devait prendre en compte. Quelle que soit la décision de l'OPEP+ cette semaine, pour les analystes, il est peu probable qu'elle suffise à réduire le déséquilibre pétrolier estimé à plus de 1,2mb/j au second semestre, selon l'AIE (**voir tableau**). En résumé, le marché devrait continuer à se tendre et les prix du brut à augmenter.

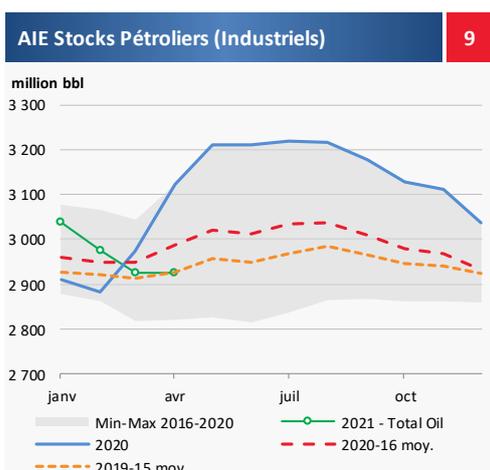
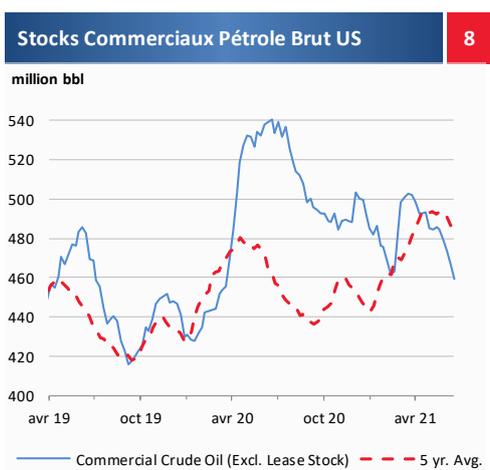
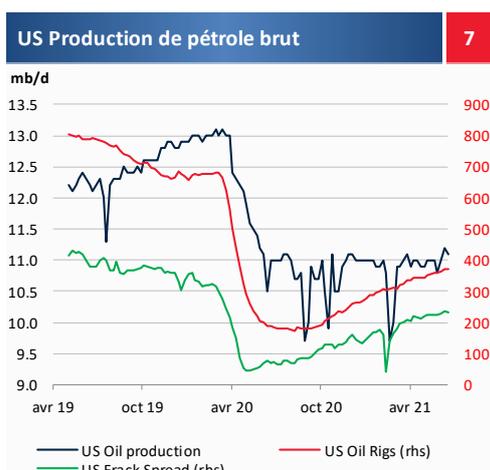
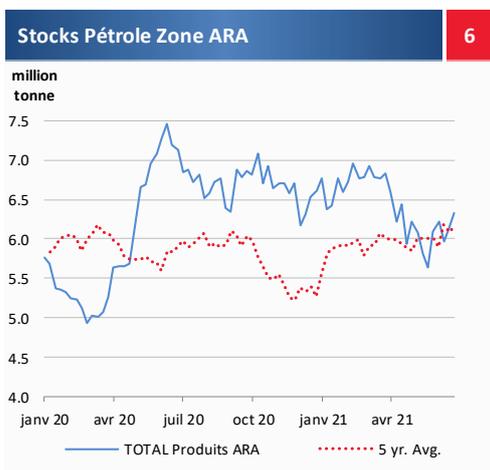
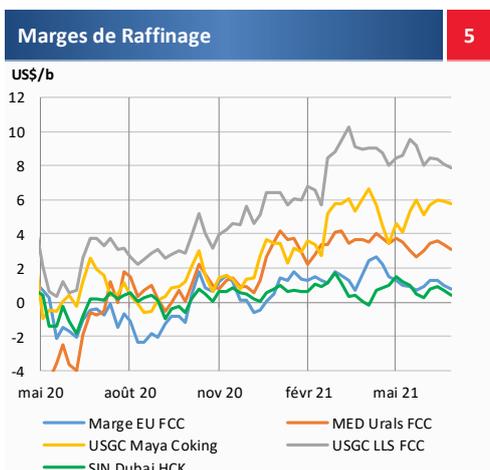
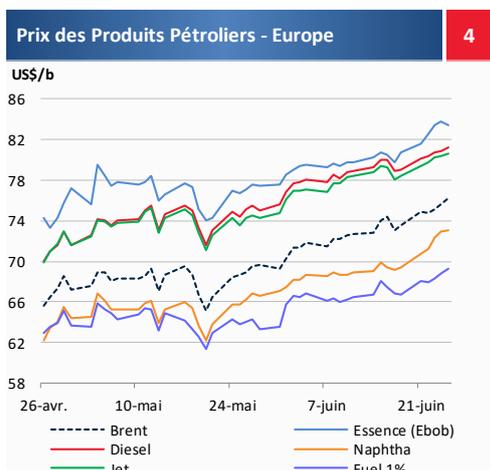
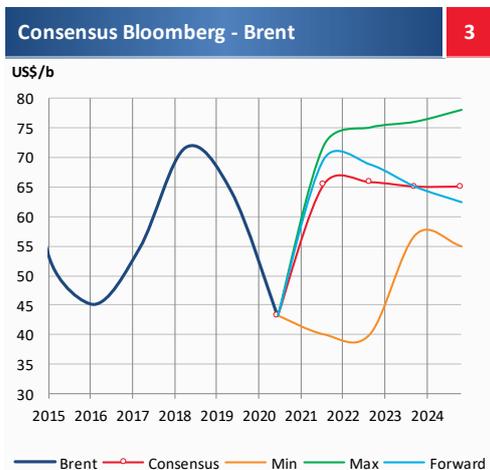
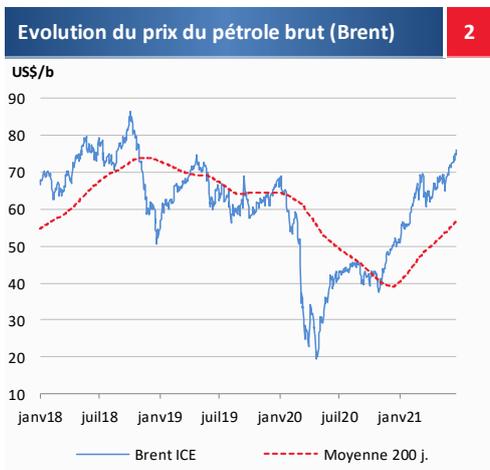
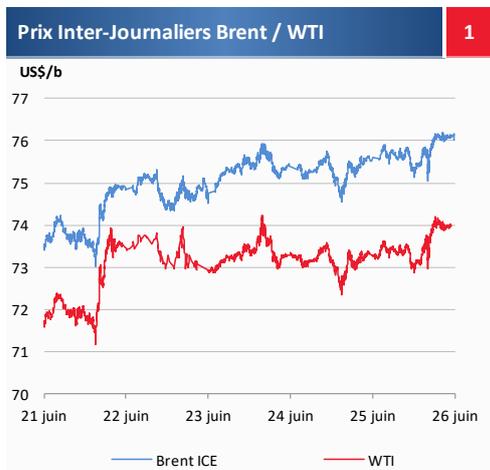
Aux Etats-Unis, selon les données hebdomadaires de l'EIA pour la semaine du 18 juin, les stocks de pétrole brut ont diminué de 7,6 mb (**Fig. 8**) et sont inférieurs de 24 mb à la moyenne quinquennale. Du côté des produits, les stocks d'essence ont baissé pour la première fois en quatre semaines de 2,9 mb (contre un consensus de +1,1) et sont de nouveau inférieurs à la moyenne sur cinq ans, tandis que les stocks de distillats ont augmenté de +1,8 mb. La demande de produits légers sur quatre semaines reste en recul de 7 % par rapport à 2019 (-6% pour l'essence, -2% pour le diesel et -26% pour le jet/kérosène). La production de pétrole brut baisse de 100 kb/j à 11,1 mb/j tandis que le nombre de plateformes de forage en activité reste stable à 470 (**Fig. 7**) Selon l'enquête de la Fed de Dallas auprès de plus de 150 compagnies pétrolières, publiée le 23 juin, l'activité du secteur pétrolier et gazier américain a continué de croître fortement au deuxième trimestre, avec des dépenses d'investissement plus élevées mais des pressions importantes sur les coûts. Pour les entreprises de services pétroliers, l'indice du coût des intrants est actuellement à son plus haut niveau depuis 2016 et l'indice des coûts d'exploration et de production est revenu aux niveaux de 2018 (**Fig. 10**).

Cette augmentation des coûts ne se limite pas aux États-Unis ou à l'industrie pétrolière en amont. Elle est mondiale et se retrouve tout au long de la chaîne pétrolière et gazière. L'indice des coûts IHS UCCI, qui suit les coûts de 28 projets onshore, offshore, de pipelines et de GNL dans le monde, montre que les augmentations de coûts (capex et opex) ont été particulièrement fortes au premier trimestre, l'indice ayant déjà retrouvé les niveaux d'avant la crise. Malgré cette forte augmentation des coûts, les compagnies pétrolières cotées en bourse devraient voir leur cash-flow libre atteindre un niveau record de 348 milliards de dollars en 2021, soit 37 milliards de plus qu'en 2008, lorsque le prix du pétrole était en moyenne de 100 \$/b, selon Rystad. Ces bénéfices élevés s'expliquent toutefois par un faible niveau d'investissement, qui ne devrait augmenter que d'environ 2 % en 2021, dans un contexte de réorientation stratégique des grandes compagnies pétrolières et d'une diversification de leurs activités vers les énergies renouvelables. Même le secteur du schiste américain devrait être rentable cette année grâce à l'augmentation du prix du brut, une meilleure discipline financière et une optimisation opérationnelle. Dans le secteur aval, la tendance sur les coûts est similaire avec une hausse extrêmement rapide (en « U ») de l'indice IHS DCCI, qui suit les coûts de construction d'un portefeuille de 40 projets de construction de raffineries et de complexes pétrochimiques (**Fig. 11**).

En Europe (ARA), les stocks de produits pétroliers sont en légère hausse de +1,4 % (Fig. 6), portés par l'augmentation des stocks de diesel (+3,5 %) et de carburacteur/kérosène (+11,2 %). Les stocks d'essence, en revanche, sont en baisse pour la troisième semaine consécutive, à leur plus bas niveau depuis fin 2019, expliquant la hausse de +3,2% des prix internationaux

Semaine	25/6	18/6	Delta	%	Année -1
Brent ICE	75.3	73.6	1.8	2.4%	41.6
WTI Nymex	73.4	71.6	1.9	2.6%	39.2

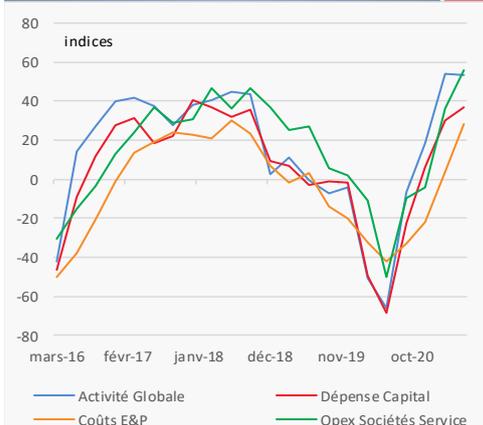
de l'essence (contre +2,4% pour le Brent - **Fig. 4**). Depuis le début de l'année, le prix du Brent est en hausse de +50%, contre 52% pour le prix de l'essence à Rotterdam et seulement 40% pour le diesel. Dans ce contexte, la marge de raffinage européenne reste très faible à 0,8 \$/b (**Fig. 5**), malgré un soutien important des ventes pour le secteur de la pétrochimie, avec des prix du naphta en hausse de +55% en moyenne depuis le début de l'année.



Semaine	25/6	18/6	Delta	%	Année -1
Brent ICE	75.3	73.6	1.8	2.4%	41.6
WTI Nymex	73.4	71.6	1.9	2.6%	39.2

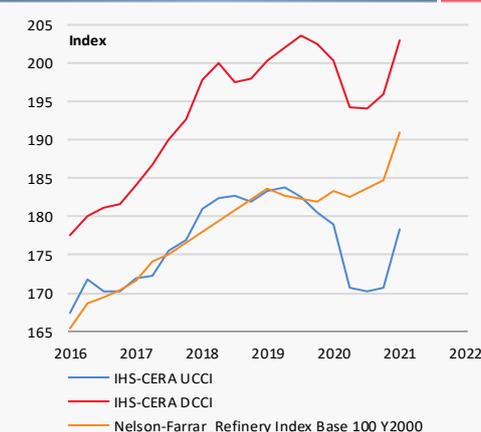
Enquête de la Fed de Dallas

10



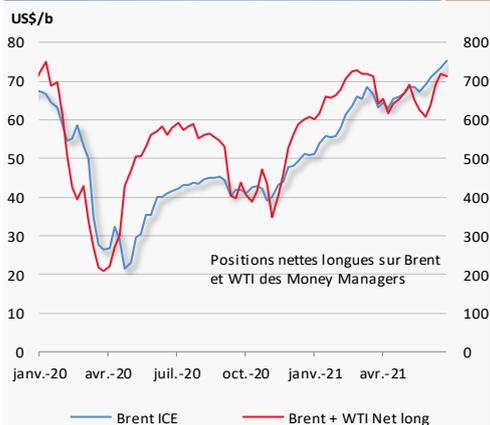
Indices IHS / Indices Nelson Farrar

11



Brent et Positions Nettes Longues

12



AIE - OMR Juin 2021	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	1Q2022	2Q2022	3Q2022	4Q2022	2022	20-19	21-20	22-21
OCDE	47.7	45.4	37.6	42.3	43.0	42.1	42.3	44.5	45.9	46.3	44.8	45.5	45.8	46.8	46.2	46.1	-5.6	2.7	1.3
non-OCDE	52.0	48.5	45.3	50.4	51.6	49.0	51.0	50.4	52.0	53.0	51.6	52.8	52.8	53.6	54.4	53.4	-3.0	2.7	1.8
<i>Dont Chine</i>	13.7	11.9	14.2	14.7	14.9	13.9	14.7	15.1	15.1	15.3	15.0	15.3	15.6	15.4	15.7	15.5	0.2	1.1	0.5
Demande totale (mb/j)	99.7	93.9	82.9	92.6	94.6	91.0	93.3	94.9	98.0	99.3	96.4	98.3	98.6	100.3	100.6	99.5	-8.6	5.4	3.1
Offre non-OPEP	65.6	66.7	61.3	61.9	62.4	63.1	62.0	63.7	65.0	65.0	63.9	64.8	65.4	66.2	66.1	65.7	-2.5	0.9	1.7
Offre OPEP (NGLs)	5.4	5.4	5.1	5.1	5.1	5.2	5.2	5.3	5.3	5.3	5.3	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	-0.2	0.1	0.2
Offre OPEP (Brut)	29.6	28.2	25.6	24.1	24.9	25.7	25.2	25.7	27.1	27.1	26.3	27.1	27.1	27.1	27.1	27.1	-3.9	0.6	0.8
Offre totale (mb/j)	100.6	100.2	92.0	91.1	92.4	93.9	92.4	94.7	97.4	97.4	95.5	97.5	98.1	98.8	98.7	98.3	-6.7	1.6	2.7
Differences (+/-)	1.0	6.3	9.1	-1.6	-2.2	2.9	-0.9	-0.1	-0.5	-1.9	-0.9	-0.8	-0.5	-1.6	-1.9	-1.2	1.9	-3.8	-0.3

EIA - STEO Juin 2021	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	1Q2022	2Q2022	3Q2022	4Q2022	2022	20-19	21-20	22-21
OCDE	47.5	45.3	37.4	42.1	42.8	41.9	42.5	43.8	45.0	45.8	44.3	45.6	45.3	46.3	46.4	45.9	-5.6	2.3	1.6
non-OCDE	53.4	50.2	47.5	51.2	52.6	50.4	52.3	53.2	53.9	54.3	53.4	54.5	55.8	55.9	56.0	55.5	-3.0	3.1	2.1
<i>Dont Chine</i>	14.8	13.9	14.1	14.7	15.1	14.4	15.1	15.5	15.2	15.5	15.3	15.8	16.0	15.7	15.9	15.9	-0.3	0.9	0.5
Demande totale (mb/j)	100.9	95.5	84.9	93.3	95.4	92.3	94.8	97.0	98.9	100.0	97.7	100.0	101.1	102.2	102.4	101.4	-8.6	5.4	3.7
Offre non-OPEP	66.0	67.2	61.8	62.4	62.8	63.6	62.3	64.4	65.5	65.7	64.5	65.4	67.3	68.2	68.6	67.4	-2.4	0.9	2.9
Offre OPEP (NGLs)	5.4	5.2	5.1	5.0	5.1	5.1	5.3	5.2	5.3	5.4	5.3	5.6	5.5	5.5	5.5	5.5	-0.3	0.2	0.2
Offre OPEP (Brut)	29.3	28.3	25.7	23.6	24.9	25.6	25.1	25.9	28.1	28.5	26.9	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5	-3.7	1.3	1.6
Offre totale (mb/j)	100.6	100.6	92.5	91.1	92.8	94.3	92.7	95.5	98.9	99.6	96.7	99.5	101.2	102.2	102.6	101.4	-6.4	2.4	4.7
Differences (+/-)	-0.3	5.2	7.6	-2.3	-2.6	2.0	-2.1	-1.4	-0.0	-0.4	-1.0	-0.6	0.1	-0.0	0.2	-0.1	2.2	-3.0	0.9

OPEP Juin 2021	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	1Q2022	2Q2022	3Q2022	4Q2022	2022	21-20	20-19	21-20
OCDE	47.7	45.4	37.6	42.3	43.0	42.1	42.8	44.5	45.5	46.0	44.7						-5.6	2.7	
non-OCDE	52.3	48.0	45.7	49.1	51.3	52.3	48.0	45.7	49.1	51.3	48.6						0.0	-3.7	
<i>Dont Chine</i>	13.5	11.3	13.2	13.9	14.3	13.2	13.0	14.3	14.9	15.0	14.3						-0.3	1.1	
Demande totale (mb/j)	100.0	93.5	83.3	91.4	94.3	90.6	92.9	95.3	98.2	99.8	96.6						-9.3	6.0	
Offre non-OPEP	65.4	66.8	61.1	61.5	62.3	62.9	62.4	63.1	64.3	65.1	63.7						-2.5	0.8	
Offre OPEP (NGLs)	5.2	5.2	5.2	5.0	4.8	5.0	5.1	5.1	5.2	5.3	5.2						-0.2	0.1	
Offre OPEP (Brut)	29.3	28.2	25.6	23.9	24.9	25.6	25.1	25.7	27.1	27.1	26.3						-3.7	0.6	
Offre totale (mb/j)	100.0	100.2	91.8	90.3	92.0	93.6	92.6	93.9	96.6	97.5	95.2						-6.4	1.6	
Differences (+/-)	0.0	6.7	8.6	-1.1	-2.2	3.0	-0.3	-1.3	-1.6	-2.3	-1.4						2.9	-4.4	