

Semaine	28/5	21/5	Delta	%	Année -1
Brent ICE	69.0	67.3	1.7	2.6%	35.4
WTI Nymex	66.3	64.2	2.1	3.4%	34.1

Le Brent en hausse à 69 \$/b avant la réunion de l'OPEP+

Malgré la possibilité d'un retour de l'offre pétrolière iranienne sur le marché, les prix du pétrole ont augmenté la semaine dernière, portés par l'optimisme d'une reprise de la demande de pétrole en Europe avec l'accélération des campagnes de vaccination et par la "driving season" sur le point de commencer aux États-Unis. En moyenne hebdomadaire, le Brent sur le marché à terme de Londres a gagné +1,7 \$/b (+2,6 %) pour atteindre 69 \$/b. Le WTI a suivi la même tendance avec une hausse de +2,1 \$/b (+3,4%) pour atteindre 66,3 \$/b (**Fig. 1 et 2**). Sur les marchés à terme, en revanche, les investisseurs se replient avec une baisse significative des positions nettes (**Fig. 12**). Ce mouvement est général pour toutes les matières premières (pétrole, gaz, métaux, agriculture). Selon les données de la Commodity Futures Trading Commission et de l'ICE, les fonds spéculatifs ont enregistré cette semaine leur plus forte baisse depuis novembre, ce qui pourrait annoncer une pause dans ce rallye haussier, qualifié par certains experts de supercycle. Dans ce contexte, les économistes interrogés par Bloomberg restent prudents, avec un prix du Brent stable en 2021 à 65 \$/b en 2021 et 2022 (**Fig. 3**).

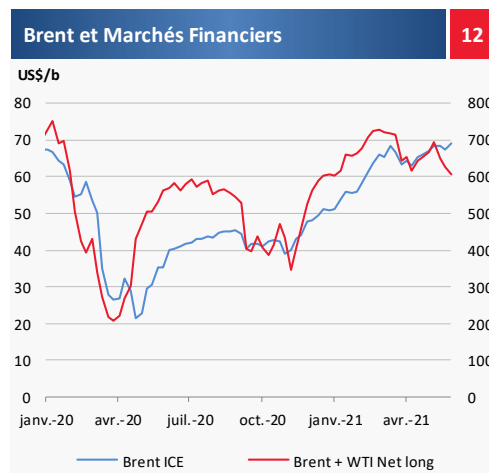
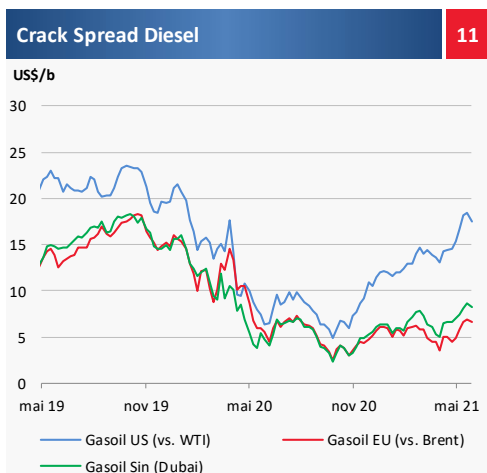
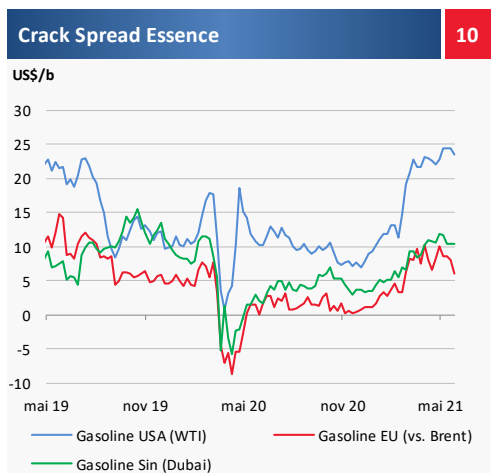
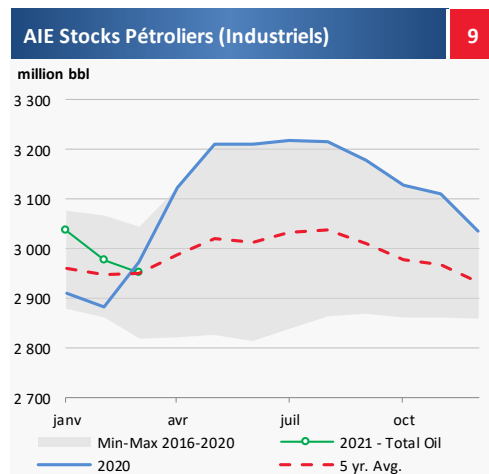
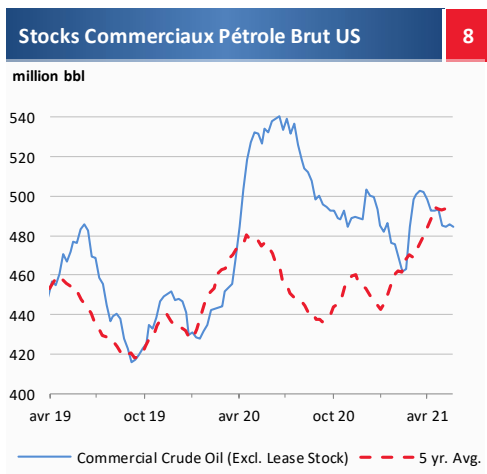
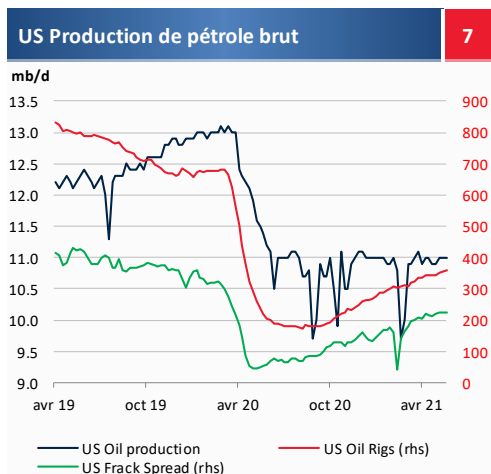
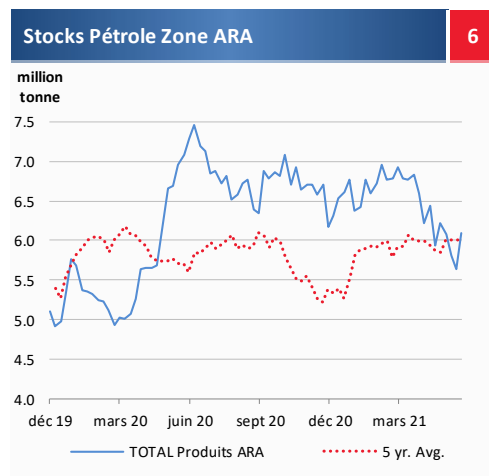
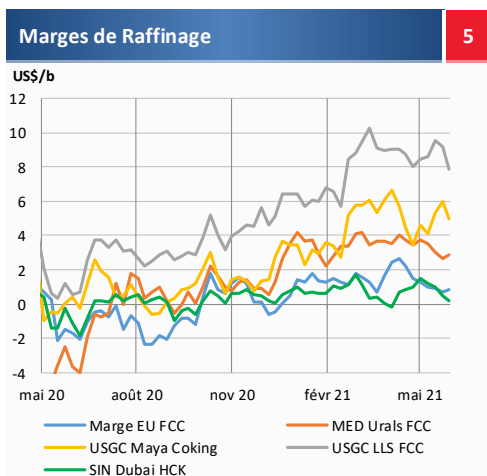
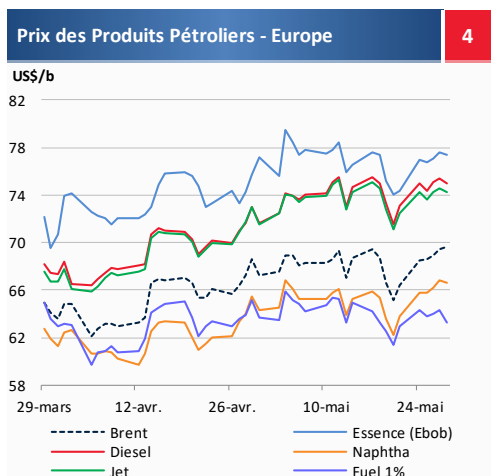
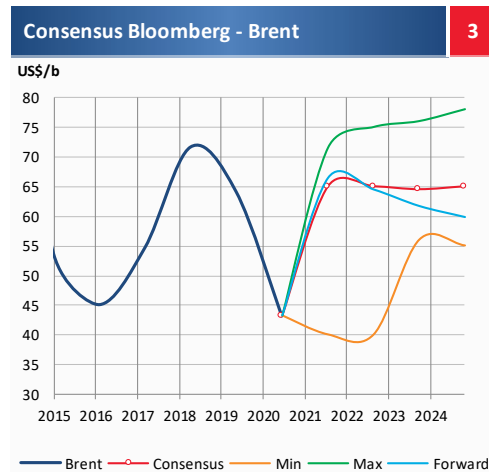
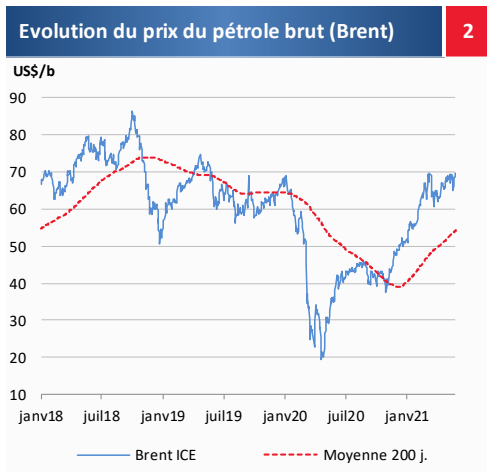
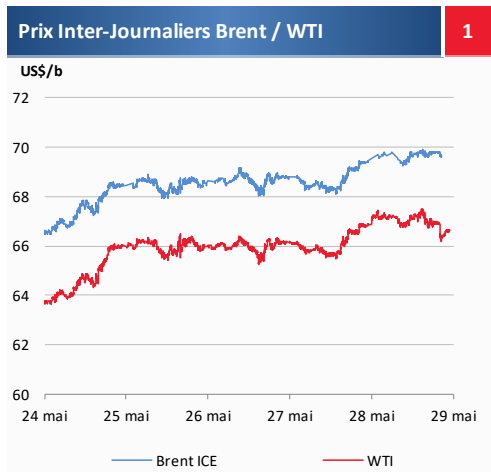
Mardi prochain, l'OPEP+ devrait annoncer une augmentation de la production d'environ 840 kb/j en juillet, conformément à l'accord actuel. Cette réunion est particulièrement attendue par les observateurs car elle marque la fin de l'accord d'avril visant à ramener progressivement plus de 2 mb/j sur le marché. On s'attend donc à ce que cette nouvelle réunion de l'OPEP+ en dise plus sur la stratégie du cartel pour les mois à venir. La stratégie de la Russie sera également intéressante à suivre étant donné les récents désaccords avec l'Arabie Saoudite. En effet, cette augmentation de 840 kb/j est insuffisante pour combler le déficit de production attendu au second semestre compte tenu de l'augmentation de la demande (**cf. Tableau**) et pourrait inciter un certain nombre de pays, dont la Russie, à vouloir augmenter significativement leur production. Pour répondre à cette demande, les pays de l'OPEP disposent d'une capacité de réserve importante (environ 6-7 mb/j) et d'un potentiel de 1,5 mb/j en Iran, sous réserve de l'évolution des discussions portant sur le volet nucléaire, même si la probable nomination de l'ultraconservateur Ebrahim Raïssi aux prochaines élections présidentielles (18 juin) risque de retarder le rapprochement avec les USA.

Si toute l'attention des observateurs est aujourd'hui focalisée sur l'OPEP+, c'est également parce que la situation des pays non-OPEP+ est actuellement totalement figée, y compris aux États-Unis. En effet, malgré un prix du brut proche de 70 \$/b, les compagnies pétrolières ne se précipitent pas pour augmenter leur production. Selon l'AIE, l'augmentation de la production non-OPEP en 2021 serait de 0,8 mb/j, soit la plus faible augmentation (hors ralentissement) depuis 2012. Même dans le Permien, le prolifique bassin de schiste au centre du boom énergétique américain, les entreprises hésitent à relancer leurs investissements. Cela est dû en grande partie aux pressions exercées par les banques pour qu'elles dépensent moins et versent plus de dividendes aux actionnaires, ainsi qu'aux pressions exercées par leurs actionnaires activistes lors des assemblées générales. La nomination cette semaine de deux administrateurs du fonds activiste pro-climat Engine No. 1, soutenu par le fonds d'investissement Blackrock, au conseil d'administration d'EXXON et une décision de justice néerlandaise exigeant que Royal Dutch Shell suive les accords de Paris et réduise sa production de CO2 de 45% d'ici 2030, illustrent les pressions et le changement de paradigme économique auxquels les compagnies pétrolières sont actuellement confrontées. Dans ce contexte, TOTAL a cependant su convaincre ses actionnaires. Malgré les difficultés, la résolution sur le climat présentée par TOTAL lors de son assemblée générale annuelle a recueilli 91,8% de votes favorables. En se rebaptisant TotalEnergies, le Groupe affirme désormais s'orienter vers une base énergétique beaucoup plus large, en mettant l'accent sur l'électrification et en devenant à terme l'une des "majors de l'énergie verte".

Aux États-Unis, selon les données hebdomadaires de l'EIA, les stocks de pétrole ont diminué de 1,7 mb pour la semaine du 21 mai (**Fig. 8**). Les stocks des principaux produits pétroliers ont également diminué de 1,7 mb pour l'essence et de 3,0 mb pour le diesel, confirmant la reprise économique. Le taux d'utilisation des raffineries a augmenté pour atteindre 87 % mais reste légèrement inférieur à la moyenne quinquennale pour cette période (88,2 %). Le nombre d'appareils de forage en activité aux États-Unis a augmenté de +2 unités pour atteindre 457, mais la production est restée stable à 11 mb/j (**Fig. 7**).

En Europe (zone ARA), les stocks de produits pétroliers ont augmenté légèrement au-dessus de la moyenne historique des 5 dernières années (**Fig. 6**), en raison d'une augmentation des stocks d'essence (+4%) et de diesel (+8,5%) en préparation de la saison estivale. Les prix des produits pétroliers sur le marché de Rotterdam n'ont pas suivi le rythme de la hausse des prix du pétrole brut, les prix de l'essence et du diesel ayant augmenté de +1,8-1,9% contre une hausse de +2,6% pour le pétrole brut (**Fig. 4**). La marge de raffinage européenne (FCC Brent) est cependant en légère hausse de +0,1 \$/b à 0,83 \$/b, principalement en raison d'une remontée des crack-spreads sur le jet (**Fig. 5**). Malgré l'arrivée de la saison estivale et la hausse des prix des carburants, les raffineurs européens ne prévoient pas d'amélioration significative de leurs marges de raffinage à court terme, compte tenu des stocks importants de produits pétroliers constitués ces derniers mois.

Semaine	28/5	21/5	Delta	%	Année -1
Brent ICE	69.0	67.3	1.7	2.6%	35.4
WTI Nymex	66.3	64.2	2.1	3.4%	34.1



Semaine	28/5	21/5	Delta	%	Année -1
Brent ICE	69.0	67.3	1.7	2.6%	35.4
WTI Nymex	66.3	64.2	2.1	3.4%	34.1

AIE - OMR Mai 2021	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.7	45.4	37.6	42.3	43.0	42.1	42.1	44.3	45.8	46.6	44.7	-5.6	2.6
non-OCDE	52.0	48.4	45.3	50.4	51.7	48.9	51.1	50.4	52.5	53.0	51.7	-3.1	2.8
<i>Dont Chine</i>	13.7	11.9	14.2	14.7	14.9	13.9	14.7	15.0	15.1	15.2	15.0	0.2	1.1
Demande totale (mb/j)	99.7	93.8	82.9	92.7	94.7	91.0	93.1	94.6	98.3	99.6	96.4	-8.7	5.42
Offre non-OPEP	65.6	66.7	61.3	61.9	62.4	63.1	62.0	63.7	64.9	64.9	63.9	-2.5	0.8
Offre OPEP (NGLs)	5.4	5.4	5.1	5.0	5.1	5.2	5.2	5.2	5.3	5.3	5.2	-0.2	0.1
Offre OPEP (Brut)	29.5	28.2	25.6	24.1	24.9	25.7	25.2	26.2	27.5	27.5	26.6	-3.8	0.9
Offre totale (mb/j)	100.5	100.2	92.1	91.0	92.4	93.9	92.3	95.1	97.6	97.6	95.7	-6.6	1.8
Differences (+/-)	0.8	6.4	9.2	-1.6	-2.3	2.9	-0.8	0.5	-0.6	-2.0	-0.8	2.1	-3.7

12.08

EIA - STEO Mai 2021	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.5	45.3	37.4	42.1	42.8	41.9	42.5	43.8	45.0	45.8	44.3	-5.6	2.3
non-OCDE	53.4	50.2	47.5	51.2	52.6	50.4	52.3	53.2	53.9	54.3	53.4	-3.0	3.1
<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	-0.3	0.9
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	-8.6	5.4
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	-2.4	0.9
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	-0.3	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	-3.7	1.3
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	-6.4	2.4
Differences (+/-)	-0.3	5.2	7.6	-2.3	-2.6	2.0	-2.1	-1.4	-0.0	-0.4	-1.0	2.2	-3.0

11.72

OPEP Mai 2021	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.7	45.5	37.6	42.3	43.0	42.1	43.2	44.3	45.5	46.0	44.8	-5.6	2.7
non-OCDE	52.3	48.1	45.5	48.9	51.2	48.4	50.1	50.5	52.4	53.7	51.7	-3.9	3.3
<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	83.1	91.2	94.2	90.5	93.3	94.8	97.9	99.7	96.5	-9.5	6.0
Offre non-OPEP	65.4	66.8	61.1	61.5	62.3	62.9	62.4	63.1	64.0	64.9	63.6	-2.5	0.7
Offre OPEP (NGLs)	5.3	5.4	5.1	5.0	5.1	5.1	5.1	5.2	5.2	5.3	5.2	-0.1	0.1
Offre OPEP (Brut)	29.3	28.2	25.6	23.9	24.9	25.7	25.1	26.1	27.4	27.4	26.5	-3.7	0.9
Offre totale (mb/j)	100.0	100.4	91.7	90.4	92.3	93.7	92.6	94.4	96.6	97.6	95.3	-6.3	1.7
Differences (+/-)	0.0	6.9	8.7	-0.8	-1.9	3.2	-0.7	-0.4	-1.3	-2.1	-1.1	3.1	-4.3