

Semaine	30/4	23/4	Delta	%	Année -1
Brent ICE	67.0	66.1	0.9	1.4%	22.9
WTI Nymex	63.5	62.2	1.3	2.1%	15.8

Le prix du Brent remonte à 67\$/b, soutenu par le redémarrage de l'économie mondiale

Malgré la flambée des cas de COVID dans plusieurs pays dont l'Inde, le Brésil et le Japon, et la décision de l'OPEP+ d'augmenter sa production de brut, les acteurs sur le marché pétrolier sont restés optimistes la semaine dernière quant à l'évolution de la demande de pétrole. Dans ce contexte, les prix du brut ont poursuivi leur remontée (**Fig. 1 et 2**). En moyenne hebdomadaire, le Brent sur le marché à terme de Londres a gagné 0,9 \$/b (+1,4 %) pour atteindre 67 \$/b. Le WTI a suivi la même tendance avec une hausse de +1,3 \$/b (+2,1%) pour atteindre 63,5 \$/b. Les économistes interrogés par Bloomberg maintiennent leurs scénarios de prix du Brent pour 2021 à 64 \$/b (en moyenne sur les 4 premiers mois de l'année, le Brent est à 62,3 \$/b) et à 65 \$/b en 2022 (**Fig. 3**). Un autre facteur haussier pour les prix du pétrole est la faiblesse du dollar, qui a encore chuté de 2,5 % en avril par rapport aux principales devises (vendredi dernier le cours de l'euro dollar dépassait les 1,20\$ - **Fig 10**). D'une manière générale, le marché des matières premières est dans une forte tendance haussière. L'indice Bloomberg Commodity enregistre actuellement le plus fort déport en 15 ans, signe de tensions et de pénuries sur les marchés physiques des principales matières premières. Le prix du cuivre, dont la demande reflète la santé de l'économie mondiale, a ainsi dépassé les 10 000 \$/t pour la première fois en 10 ans, soutenu par la demande chinoise (**Fig. 12**)

Mardi dernier, les ministres de l'OPEP+ ont décidé de maintenir l'augmentation progressive de leur production de brut décidée au début du mois (+2,1 mb/j au cours des trois prochains mois). Bien que la recrudescence des cas de Covid dans certains pays et notamment en Inde puisse retarder la reprise de la demande de pétrole, l'OPEP+ note que l'économie mondiale, toujours soutenue par des niveaux sans précédent de soutien monétaire et fiscal, devrait accélérer au second semestre et la demande de pétrole croître de +4,3 mb/d (**cf. Tableau**). En Inde, l'indice de mobilité des véhicules a pratiquement été divisé par deux passant de 130 début avril à 67 vendredi dernier (**Fig. 11**), reflétant la fulgurance de la nouvelle vague de Covid-19 à laquelle le pays est confronté. Selon le consultant Rystad, la demande de pétrole en Inde pourrait baisser de 575 kb/j en avril et de 915 kb/j en mai, pour atteindre 3,9 mb/j.

Aux Etats-Unis, alors que les grandes villes préparent leur réouverture (New York vise une réouverture complète le 1er juillet), la consommation de produits pétroliers légers (essence, diesel et carburacteur) a augmenté de +1,8% à 14,4 mb/j, selon les données hebdomadaires de l'EIA pour la semaine du 23 avril. Les stocks de pétrole brut ont très légèrement augmenté +90 kb, mais restent inférieurs à la moyenne quinquennale (**Fig. 8**) tandis que les stocks de diesel ont fortement diminué +3,3 mb/j, confirmant la réalité de la reprise économique. Les faits marquants de la semaine ont été les importations de pétrole brut qui ont bondi de +1,2 mb/j (majoritairement en provenance du Canada) pour atteindre le plus haut niveau depuis juillet 2020 et les opérations de raffinage qui ont augmenté avec un taux d'utilisation de 85,4% (**Fig. 9**). La production de pétrole brut a légèrement diminué de 100 kb/j pour atteindre 10,9 mb/j, tout comme le nombre d'appareils de forage en activité qui a baissé d'une unité pour atteindre 342 (**Fig. 7**). La tendance reste cependant haussière.

En Europe (zone ARA), les stocks de produits pétroliers ont augmenté de 5 % (**Fig. 6**), sous l'effet de la hausse des stocks de jet (+36 %) et de diesel (+30%). Les prix des produits pétroliers sur le marché de Rotterdam ont suivi la hausse des prix du pétrole brut, les prix de l'essence ayant augmenté de +1,4 % et ceux du diesel de +2 % (**Fig. 4**). Dans ce contexte, la marge de raffinage européenne (FCC Brent) baisse de 16 % à 1,3 \$/b, alors que les marges américaines repartent à la hausse avec une progression de +35% % pour la marge coker (4,6 \$/b) et +6% pour la marge FCC à 8,5 \$/b (**Fig. 5**).

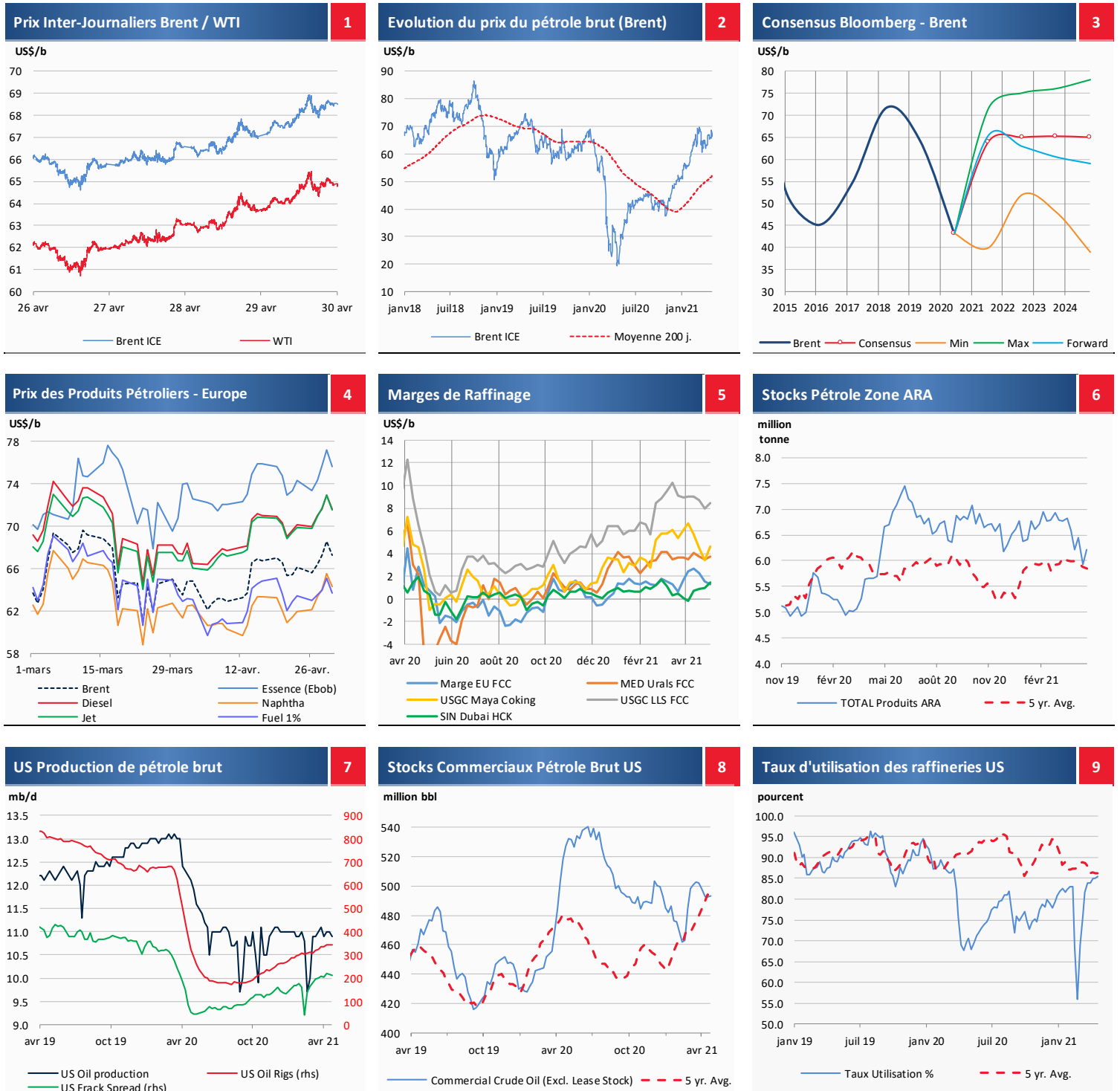
La reprise du marché pétrolier a un impact positif sur les résultats financiers des grandes compagnies pétrolières (**Fig. 13 et 14**). Au premier trimestre, les résultats financiers des 5 majors pétrolières (Exxon, Chevron, BP, Shell et Total) ont augmenté de +21%, sous l'effet d'une hausse des prix du pétrole brut de +21% et d'une augmentation des prix du gaz de +46% aux Etats-Unis, +91% en Europe et +39% en Asie, en glissement annuel. Au total, la production des Majors au 1T21 a baissé de 10 % à 9,3 mb/j.

Dans l'ensemble, les résultats des Majors ont dépassé les attentes des analystes, notamment pour BP avec un bénéfice net ajusté en hausse de +232% à 2,6 milliards de dollars. Le groupe explique que ses résultats sont dus à une performance "exceptionnelle" dans la distribution et le négoce de gaz. Le bénéfice net ajusté de Total est également en forte hausse de 69% à 3 G\$, grâce à de très bons résultats dans le segment amont (2 G\$ de bénéfice net ajusté). Le GNL et les énergies renouvelables représentent désormais un tiers des revenus du groupe (985 M\$), en ligne avec la stratégie de diversification du Groupe sur le marché de l'électricité (la capacité de production d'électricité renouvelable est en hausse de +60% à 7,8 GW).

Les résultats des Majors dans le segment aval sont stables mais restent faibles, impactés par la baisse des marges de raffinage, la baisse de la demande de produits pétroliers et la fermeture de nombreuses raffineries suite à la tempête hivernale au Texas. Le secteur de la chimie, qui a bien résisté à la crise sanitaire, avec des marges éthylène en hausse de +66% aux USA et de +88% en Asie, a surtout profité à Shell et Exxon qui ont enregistré une hausse de leurs résultats dans

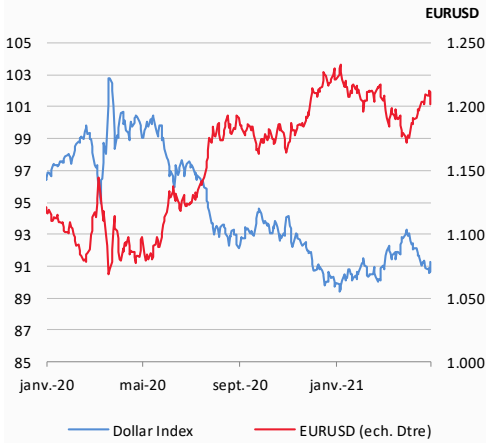
Semaine	30/4	23/4	Delta	%	Année -1
Brent ICE	67.0	66.1	0.9	1.4%	22.9
WTI Nymex	63.5	62.2	1.3	2.1%	15.8

la chimie de +254% et +883% respectivement. Les Majors ont également maintenu un contrôle strict de leurs dépenses, avec des investissements en baisse de 27% à 18 G\$. La baisse des dépenses d'investissements a été particulièrement forte pour EXXON (-4 milliards de dollars) et Chevron (-2 milliards de dollars). Total a annoncé que ses investissements pour l'année étaient prévus entre 12 et 13 G\$ dont plus d'un quart serait consacré aux énergies renouvelables et à l'électricité.

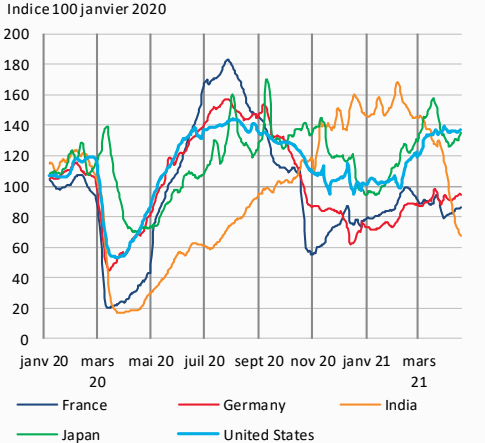


Semaine	30/4	23/4	Delta	%	Année -1
Brent ICE	67.0	66.1	0.9	1.4%	22.9
WTI Nymex	63.5	62.2	1.3	2.1%	15.8

Evolution du Dollar **10**



Ventes de Véhicules Particuliers **11**



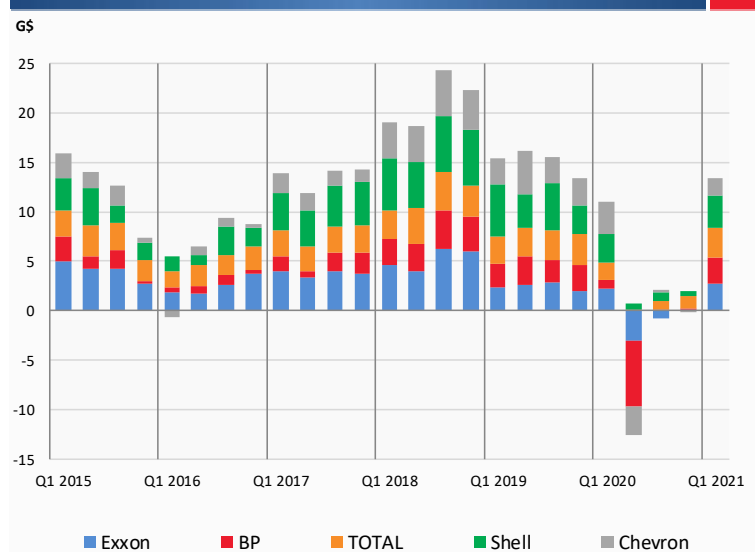
Prix du Cuivre - LME (3M) **12**



Résultats Financiers Majors Pétrolières **13**

G\$	Exxon	BP	Chevron	Shell	Total	Majors	
Résultat net Ajusté	1T20: 2.3	0.8	3.4	2.9	1.8	11.1	
	1T21: 2.8	2.6	1.7	3.2	3.0	13.4	
	Var.:	21%	232%	-49%	13%	69%	21%
Résultat Amont	1T20: 0.5	0.9	2.9	0.3	0.8	5.4	
	1T21: 2.6	1.6	2.4	1.0	2.0	9.4	
	Var.:	376%	75%	-20%	231%	155%	74%
Résultat Aval/Chimie	1T20: -0.5	0.9	1.1	1.5	0.8	3.8	
	1T21: 1.0	0.7	0.0	1.6	0.5	3.8	
	Var.:	-29%	-100%	6%	-30%	0%	0%
Capex	1T20: 7.1	3.5	4.4	5.0	4.8	24.9	
	1T21: 3.1	3.8	2.5	4.0	4.8	18.2	
	Var.:	-56%	7%	-43%	-20%	0%	-27%
Oil Production mb/d	1T20: 2.5	2.2	1.966	1.9	1.7	10.3	
	1T21: 2.3	1.9	1.8	1.7	1.5	9.3	
	Var.:	-9%	-13%	-7%	-10%	-11%	-10%
Gas Production MMSCFD	1T20: 9.3	8.6	7.6	10.2	7.5	43.2	
	1T21: 9.1	7.7	7.7	9.7	7.3	41.5	
	Var.:	-2%	-11%	2%	-5%	-2%	-4%

Evolution du Résultat Net Ajusté des Majors Pétrolières **14**



AIE - OMR Mar. 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	42.9	44.1	45.7	46.6	44.8	-5.6	2.7
non-OCDE	52.0	48.3	45.3	50.3	51.7	48.9	50.8	51.1	52.5	53.0	51.9	-3.1	3.0
<i>Dont Chine</i>	13.7	11.8	14.2	14.7	14.9	13.9	14.5	14.9	15.1	15.3	14.9	0.2	1.0
Demande totale (mb/j)	99.7	93.7	82.9	92.6	94.7	91.0	93.7	95.1	98.3	99.5	96.7	-8.7	5.69
Offre non-OPEP	65.6	66.7	61.3	61.9	62.4	63.1	62.3	63.7	64.6	64.7	63.8	-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	26.7	28.1	28.1	28.1	-3.8	2.4
Offre totale (mb/j)	100.5	100.2	92.1	91.1	92.4	93.9	92.6	95.7	98.0	98.0	97.2	-6.6	3.2
Differences (+/-)	0.8	6.5	9.2	-1.6	-2.3	2.9	-1.1	0.6	-0.3	-1.5	0.5	2.2	-2.5

12.06

EIA - STEO Mar. 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	43.2	43.5	45.0	45.6	44.3	-5.6	2.4
non-OCDE	53.7	50.1	47.4	51.1	52.5	50.3	52.1	53.3	53.7	54.2	53.3	-3.4	3.1
<i>Dont Chine</i>	14.8	13.8	14.0	14.6	15.0	14.3	15.0	15.3	15.1	15.4	15.2	-0.4	0.9
Demande totale (mb/j)	101.2	95.4	84.8	93.2	95.3	92.2	95.3	96.8	98.7	99.8	97.7	-9.0	5.5
Offre non-OPEP	66.0	67.3	61.9	62.5	63.0	63.7	63.0	64.5	65.8	66.1	64.8	-2.3	1.2
Offre OPEP (NGLs)	5.4	5.2	4.9	4.8	4.9	5.0	5.1	5.1	5.2	5.3	5.2	-0.4	0.2
Offre OPEP (Brut)	29.3	28.3	25.7	23.6	24.9	25.6	25.1	25.8	27.6	28.1	26.7	-3.7	1.1
Offre totale (mb/j)	100.6	100.8	92.5	91.0	92.8	94.3	93.2	95.4	98.6	99.4	96.7	-6.4	2.4
Differences (+/-)	-0.6	5.4	7.7	-2.3	-2.5	2.1	-2.1	-1.5	-0.1	-0.3	-1.0	2.7	-3.1