

Semaine	6/8	30/7	Delta	%	Année -1
Brent ICE	71.5	75.2	-3.7	-4.9%	44.7
WTI Nymex	69.5	72.7	-3.2	-4.4%	41.6

Le Brent en baisse devant l'augmentation du nombre de cas de variant Delta en Asie

Après la forte hausse fin juillet qui a propulsé le prix du Brent au-dessus de 76 \$/b, les prix du pétrole ont reculé cette semaine dans un contexte de hausse des stocks pétroliers aux Etats-Unis et d'une augmentation inquiétante de nouveaux cas de variants Delta dans plusieurs pays dont la Chine. En moyenne hebdomadaire, le Brent sur le marché à terme de Londres a perdu 3,7 \$/b (-4,9%, la plus forte baisse depuis mars), pour atteindre 71,5 \$/b. Le WTI a suivi la même tendance avec une baisse de 3,2 \$/b (-4,4%) à 69,5 \$/b (**Fig. 1 et 2**). Le consensus des économistes interrogés par Bloomberg sur le prix du Brent en 2021 est en légère hausse à 68,1 \$/b et 66,9 \$/b en 2022 (**Fig. 3**).

Face à une résurgence des cas de Covid19 portée par la progression du variant Delta, la Chine a imposé la semaine dernière de nouvelles mesures de restriction de déplacement y compris l'annulation de certains vols et services ferroviaires. Ces nouvelles mesures ont provoqué une forte baisse du marché pétrolier en début de semaine dernière, jetant un doute sur la vigueur de la reprise de la demande de pétrole au moment où les pays de l'OPEP+ ont décidé d'augmenter leur production de 0,4 mb/j par mois jusqu'à 5,8 mb/j. Malgré le défi posé par le variant Delta, l'accélération des campagnes de vaccination dans le monde devrait en limiter l'impact et le retour à la normalisation économique devrait se poursuivre. La publication des indices PMI IHS Markit la semaine dernière le confirme, avec un indice composite mondial de 55,7 et 60,2 en Europe, soit la plus forte croissance de l'activité dans la zone euro depuis vingt et un ans. Toutes les régions du monde affichent un indice bien supérieur à 50, traduisant une accélération du rythme d'expansion des économies même si l'activité manufacturière commence à souffrir des goulets d'étranglement dans les chaînes d'approvisionnement et de la hausse record des prix d'achat des matières premières (l'indice Bloomberg Commodity, BCOM, a augmenté de plus de 20 % depuis le début de l'année, retrouvant ainsi les niveaux de 2015).

Aux États-Unis, selon les données hebdomadaires de l'EIA pour la semaine du 30 juillet, les stocks de pétrole brut ont augmenté de 3,6 mb (**Fig. 8**), en partie en raison d'une baisse significative des exportations. Du côté des produits, les stocks d'essence ont diminué de 5,3 mb (contre un consensus de -1,5 mb - **Fig. 9**), tandis que les stocks de distillats ont augmenté de 0,8 mb (contre un consensus de -0,5). Par rapport à 2019, la moyenne sur quatre semaines de la demande implicite de produits légers est restée inchangée en retrait de -3 % pour la troisième semaine consécutive, l'essence restant stable à -1 %, les distillats passant de 0 à -3 % et le carburéacteur/kérosène passant de -19 à -16 %. En Europe (ARA), les stocks de pétrole ont baissé de 8,6 % et les stocks de produits pétroliers ont légèrement augmenté de +2,2 % (**Fig. 6**), sous l'effet de l'augmentation des stocks de naphta, de fioul et de carburéacteur/kérosène. Les stocks d'essence, en revanche, sont en baisse pour la quatrième semaine consécutive, à leur plus bas niveau depuis fin 2019, expliquant la hausse de +63 % des prix internationaux de l'essence depuis le début de l'année (**Fig. 4**). Les marges de raffinage restent faibles mais en progression à 1,72 \$/b en Europe (+0.7 \$/b), 1,02 \$/b en Asie et 8,8 \$/b aux États-Unis (7,2 \$/b pour la marge coker US) (**Fig. 5**).

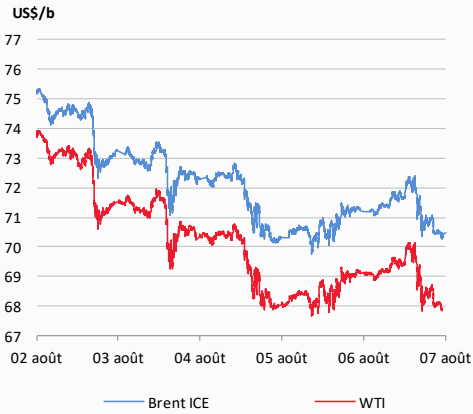
Malgré la faiblesse des marges de raffinage, les résultats financiers des majors pétrolières se sont fortement redressés au deuxième trimestre. Dans un contexte de hausse de +13% des prix du pétrole et de +36% des prix du gaz en Europe (+49% pour le GNL en Asie) au deuxième trimestre, les cinq majors (Exxon, Chevron, BP, Shell, TotalEnergies) ont poursuivi leur redressement financier entamé au premier trimestre avec un bénéfice net total de +20,3 milliards de dollars (**Fig. 10 et 11**), en hausse de près de 50% par rapport au premier trimestre (et contre une perte de -15 milliards de dollars au 2T 2020). Les résultats ont été particulièrement bons pour les majors européennes, notamment Shell et TotalEnergies, qui ont largement dépassé les attentes des actionnaires avec des bénéfices nets respectifs de 5,5 milliards et 4,2 milliards de dollars. Si la production de pétrole et de gaz est en légère baisse par rapport au premier trimestre, les résultats du segment amont dépassent les 13 milliards de dollars, un niveau supérieur à celui de 2019, avant la pandémie. Le secteur aval est également en forte hausse (+74% par rapport au T1 2021 et +93% sur un an) avec la reprise de la consommation de produits pétroliers et de produits pétrochimiques. C'est d'ailleurs dans le secteur de la chimie qu'ExxonMobil a réalisé un résultat trimestriel record (2,3 milliards de dollars) grâce à l'augmentation des marges de polyéthylène et de polypropylène dans le bassin atlantique en raison de la forte demande d'emballages et de produits d'hygiène.

Cependant, les investissements des majors restent modérés à 17 milliards de dollars, en baisse de 7% par rapport au trimestre précédent, les majors préférant réduire leur dette et reprendre leurs programmes de rachat d'actions. Les majors ont également poursuivi leurs ventes d'actifs ce trimestre, se retirant progressivement des actifs les moins rentables pour investir dans les énergies renouvelables, même si ces investissements restent très faibles en comparaison. Sur la période 2015-2020, les majors ont vendu plus de 138 milliards de dollars d'actifs (dont plus de 50 milliards pour Shell) et investi 29 milliards dans les énergies bas carbone (dont 16 milliards pour TotalEnergies) (**Fig. 12**). Malgré ces bons résultats financiers, les cours des actions des majors n'ont que peu progressé, signe que pour les actionnaires le secteur reste confronté à des défis majeurs : à court terme, la propagation du variant Delta pourrait ralentir la reprise de la demande ; à plus long terme, la capacité des majors à s'adapter à une évolution mondiale vers une énergie plus sobre en carbone reste à démontrer.

Semaine	6/8	30/7	Delta	%	Année -1
Brent ICE	71.5	75.2	-3.7	-4.9%	44.7
WTI Nymex	69.5	72.7	-3.2	-4.4%	41.6

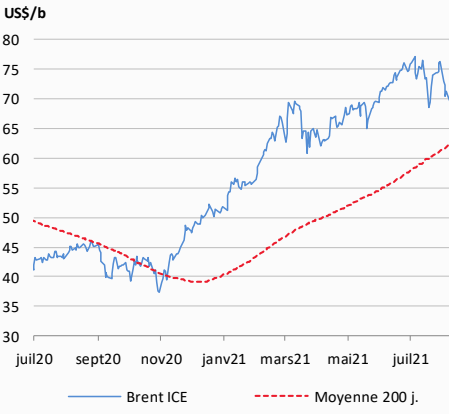
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI

1



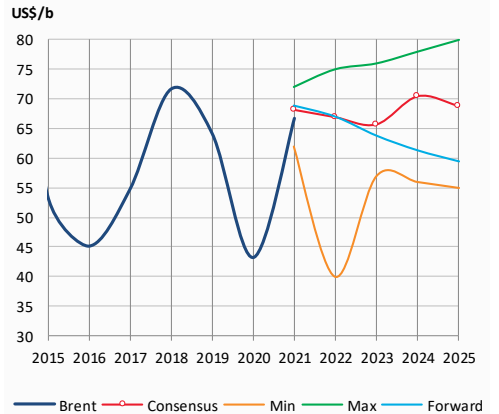
Evolution du prix du pétrole brut (Brent)

2



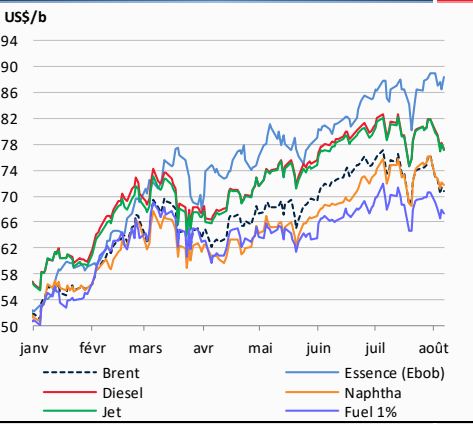
Consensus Bloomberg - Brent

3



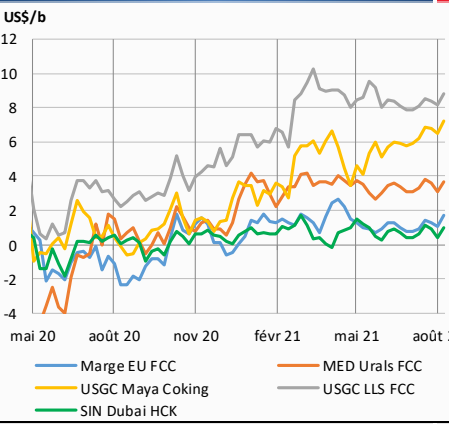
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



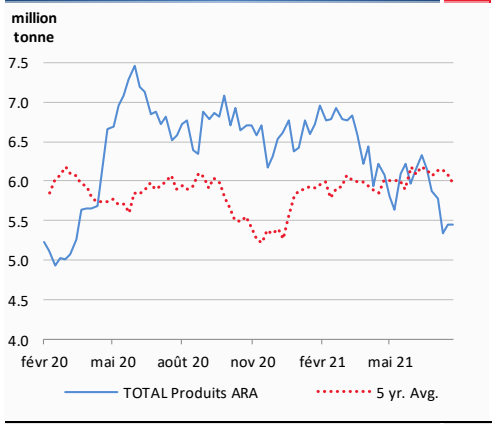
Marges de Raffinage

5



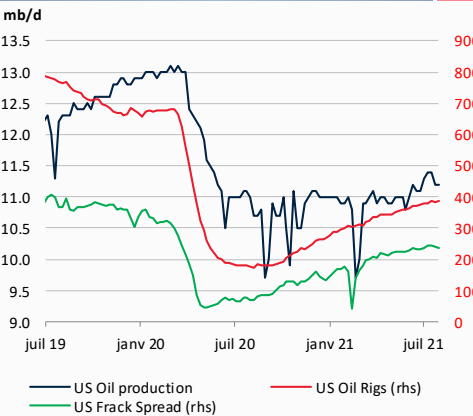
Stocks Pétrole Zone ARA

6



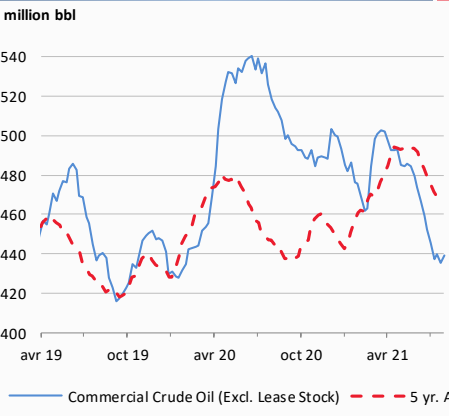
US Production de pétrole brut

7



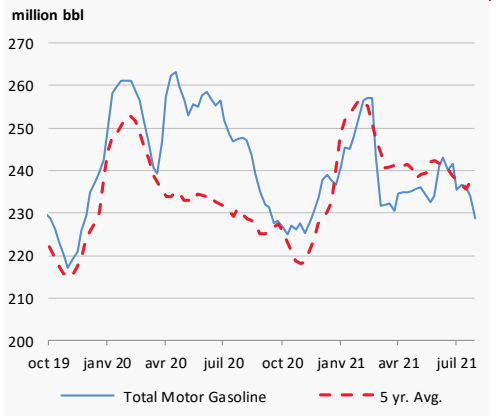
Stocks Commerciaux Pétrole Brut US

8



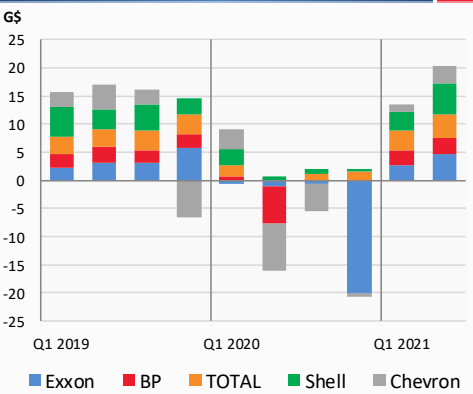
Stocks Commerciaux Essence US

9



Résultat Net Ajusté - Majors

10



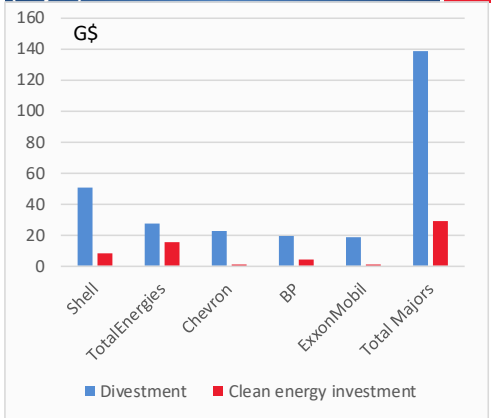
Résultats 2T2021 / 2T 2020 Majors

11

G\$	Exxon	BP	Chevron	Shell	Total	Majors
Résultat net Ajusté	2T20 -1.1	-6.7	-8.3	0.6	0.1	-15.3
2T21	4.7	2.8	3.1	5.5	4.2	20.3
Var.				767%	2908%	
Résultat Amont	2T20 -1.9	-7.7	-6.1	-1.5	-0.2	-17.4
2T21	3.2	2.2	3.2	2.5	2.2	13.3
Var.						
Résultat Aval/Chimie	2T20 -0.3	1.4	-1.0	2.6	0.7	3.5
2T21	2.1	0.8	0.8	2.0	0.9	6.7
Var.		-41%		-25%	32%	93%
Capex	2T20 5.3	3.0	3.3	3.6	3.3	18.6
2T21	3.8	2.5	2.8	4.4	3.5	17.0
Var.	-29%	-17%	-16%	21%	8%	-8%
Oil Production mb/d	2T20 2.3	2.2	1.824	1.8	1.6	9.7
2T21	2.2	1.8	1.8	1.7	1.5	9.0
Var.	-5%	-19%	1%	-5%	-6%	-7%
Gas Production MMSCFD	2T20 7.9	7.9	6.9	9.0	7.0	38.8
2T21	8.2	7.7	7.6	8.5	7.0	39.0
Var.	4%	-3%	10%	-5%	0%	1%

Investissement Energies Renouvelables (Majors)

12



Semaine	6/8	30/7	Delta	%	Année -1
Brent ICE	71.5	75.2	-3.7	-4.9%	44.7
WTI Nymex	69.5	72.7	-3.2	-4.4%	41.6

AIE - OMR Juillet 2021	2019	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	1Q2022	2Q2022	3Q2022	4Q2022	2022	21-20	22-21
OCDE	47.7	42.1	42.3	43.9	46.0	46.5	44.7	45.3	45.7	46.6	46.2	45.9	2.6	1.3
non-OCDE	52.0	49.0	51.3	50.8	52.0	52.9	51.8	52.9	53.0	53.7	54.4	53.5	2.8	1.8
<i>Dont Chine</i>	13.7	13.9	14.7	15.1	15.1	15.3	15.1	15.3	15.7	15.6	15.8	15.6	1.2	0.5
Demande totale (mb/j)	99.7	91.1	93.6	94.7	98.1	99.4	96.4	98.2	98.7	100.3	100.6	99.5	5.4	3.0
Offre non-OPEP	65.6	63.0	61.9	63.7	65.0	65.0	63.9	64.8	65.5	66.2	66.2	65.7	0.9	1.8
Offre OPEP (NGLs)	5.4	5.2	5.2	5.3	5.3	5.3	5.3	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	0.1	0.2
Offre OPEP (Brut)	29.6	25.7	25.3	25.5	27.6	28.8	26.8	29.2	29.2	29.2	29.2	29.2	1.1	2.4
Offre totale (mb/j)	100.6	93.9	92.4	94.5	97.9	99.1	96.0	99.5	100.3	100.9	100.9	100.4	2.1	4.4
Differences (+/-)	0.9	2.8	-1.2	-0.2	-0.1	-0.2	-0.4	1.3	1.6	0.7	0.3	1.0	-3.3	1.4

EIA -STEO Juillet 2021	2019	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	1Q2022	2Q2022	3Q2022	4Q2022	2022	21-20	22-21
OCDE	47.5	41.9	42.2	44.0	45.4	46.0	44.4	45.6	45.4	46.4	46.5	46.0	2.5	1.6
non-OCDE	53.4	50.4	52.3	52.8	53.7	54.2	53.2	54.2	55.6	55.8	55.9	55.4	2.8	2.1
<i>Dont Chine</i>	14.8	14.4	15.0	15.5	15.2	15.5	15.3	15.8	16.1	15.8	16.0	15.9	0.9	0.6
Demande totale (mb/j)	100.9	92.3	94.5	96.7	99.0	100.2	97.6	99.8	101.0	102.1	102.4	101.4	5.3	3.7
Offre non-OPEP	66.0	63.5	62.3	64.3	65.6	65.9	64.5	65.8	67.5	68.5	68.8	67.7	1.0	3.1
Offre OPEP (NGLs)	5.4	5.1	5.3	5.3	5.3	5.4	5.3	5.6	5.5	5.5	5.5	5.5	0.2	0.2
Offre OPEP (Brut)	29.3	25.6	25.1	25.5	27.8	28.7	26.8	28.6	28.6	28.6	28.6	28.6	1.2	1.9
Offre totale (mb/j)	100.6	94.2	92.7	95.1	98.8	99.9	96.6	100.0	101.6	102.6	103.0	101.8	2.4	5.2
Differences (+/-)	-0.3	1.9	-1.8	-1.7	-0.2	-0.2	-1.0	0.1	0.6	0.5	0.6	0.4	-2.9	1.4

OPEP Juillet 2021	2019	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	1Q2022	2Q2022	3Q2022	4Q2022	2022	20-19	21-20
OCDE	47.7	42.1	42.6	44.6	45.6	46.0	44.7	44.6	46.1	47.0	47.2	46.3	2.7	1.5
non-OCDE	52.3	52.3	50.2	50.7	52.6	53.9	51.9	52.5	52.4	54.1	55.4	53.6	-0.4	1.8
<i>Dont Chine</i>	13.5	13.2	13.0	14.3	14.9	15.0	14.3	13.5	14.8	15.3	15.4	14.8	1.1	0.5
Demande totale (mb/j)	100.0	90.6	92.8	95.3	98.2	99.8	96.6	97.0	98.5	101.2	102.6	99.9	6.0	3.3
Offre non-OPEP	65.5	62.9	62.4	63.1	64.5	65.0	63.8	65.4	65.3	65.7	67.0	65.9	0.8	2.1
Offre OPEP (NGLs)	5.2	5.0	5.1	5.1	5.2	5.2	5.2	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	0.1	0.1
Offre OPEP (Brut)	29.4	25.6	25.1	25.5	27.6	28.8	26.8	29.2	29.2	29.2	29.2	29.2	1.1	2.4
Offre totale (mb/j)	100.1	93.6	92.6	93.7	97.3	99.1	95.7	99.8	99.8	100.2	101.6	100.4	2.1	4.7
Differences (+/-)	0.1	3.0	-0.2	-1.6	-0.9	-0.8	-0.9	2.8	1.3	-1.0	-1.1	0.5	-3.9	1.4