

Semaine	30/10	23/10	Delta	%	Année -1
Brent ICE	39.2	42.4	-3.2	-7.5%	61.1
WTI Nymex	37.5	40.6	-3.1	-7.5%	55.4

Face aux incertitudes liées aux élections américaines et à la résurgence des cas de COVID-19, le pétrole plonge sous les 40 \$/b

Les prix du pétrole brut ont enregistré une forte baisse la semaine dernière. En moyenne hebdomadaire, le Brent perd 3,2 \$/b et repasse sous les 40 \$/b à 39,2 \$/b (**Fig. 1 & 2**). Le WTI perd 3,1 \$/b à 37,5 \$/b. Le pétrole suit la tendance générale des marchés financiers qui, face aux incertitudes liées aux élections américaines et à la résurgence des cas de COVID-19 dans le monde, ont connu leur plus forte baisse depuis le mois de mars (Dow Jones -6,5% - **Fig 3**). Le consensus des économistes interrogés par Bloomberg sur le prix du Brent reste stable à 42,3 \$/b pour 2020 et 48,9 \$/b pour 2021.

Malgré la publication de bons indices économiques pour le troisième trimestre (PIB des États-Unis : +33,1%, PIB de la zone euro : +12,7%), la reprise de la pandémie, justifiant la mise en place de mesures drastiques de confinement des populations, obère tout espoir d'une reprise économique durable à court terme et d'une reprise de la demande de pétrole, qui devait augmenter au quatrième trimestre de 0,6 mb/j selon l'AIE (1,7 mb/j selon l'OPEP – **cf. Tableau**). Déjà, les premières données enregistrées par les GPS montrent que les déplacements en voiture en Europe ont fortement baissé, avec un indice des déplacements à fin octobre comparable à celui de juin dernier (**Fig. 6**). Pour certains pays européens, comme l'Italie et l'Espagne, l'indice est même retombé en dessous du niveau de janvier, avant la pandémie.

Face à la faiblesse de la demande, l'augmentation de l'offre mondiale de pétrole avec le retour accéléré de la production de pétrole en Libye (800 kb/j actuellement et un objectif de 1,3 mb/j début 2021) et peut-être en Iran (certains analystes estiment qu'une victoire démocrate aux États-Unis pourrait entraîner un assouplissement de l'embargo et une reprise des exportations) menace aussi la stabilité des prix du brut et la politique de l'OPEP+. Dans ce contexte, l'organisation pourrait être amenée, lors de sa prochaine réunion début décembre, à reporter l'augmentation de sa production prévue pour janvier (+1,2 mb/j).

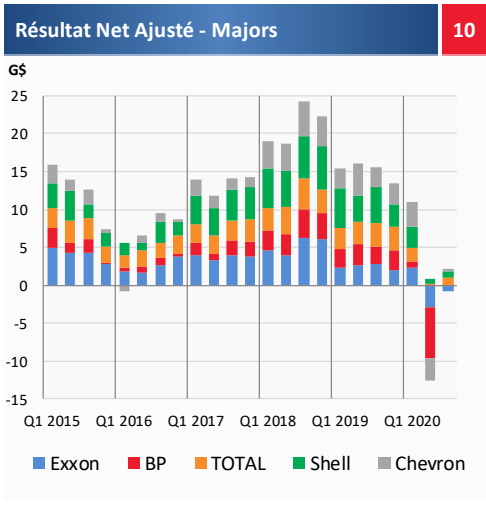
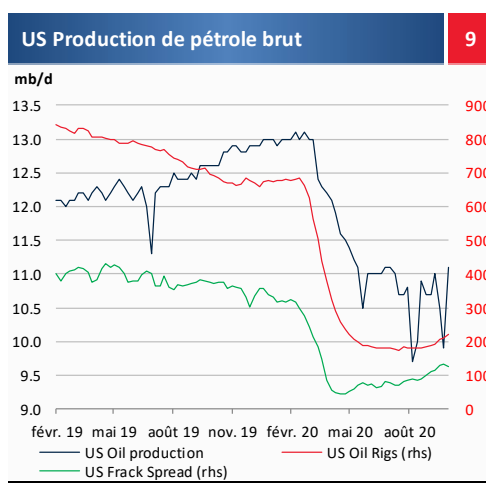
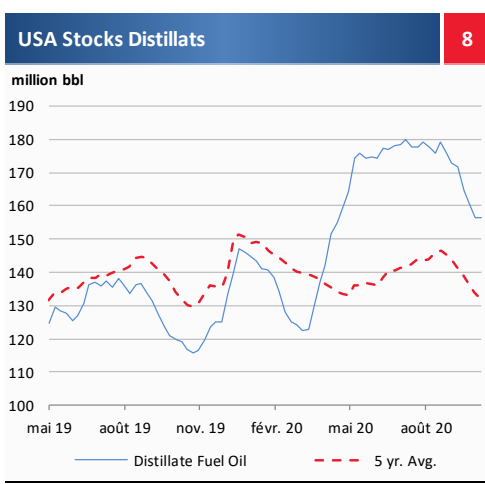
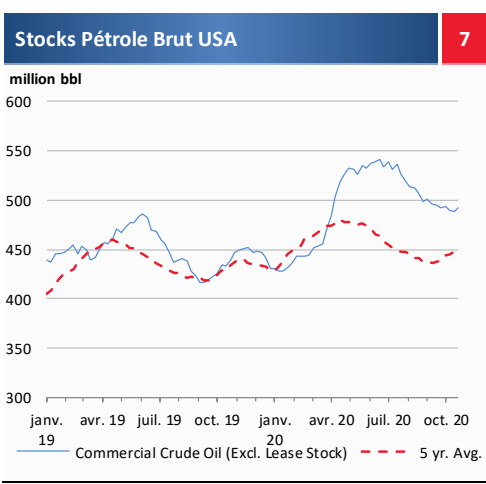
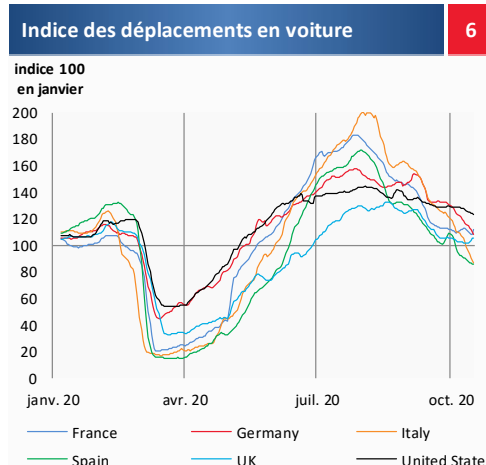
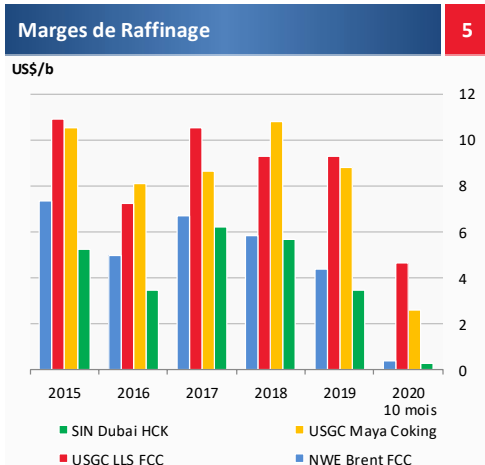
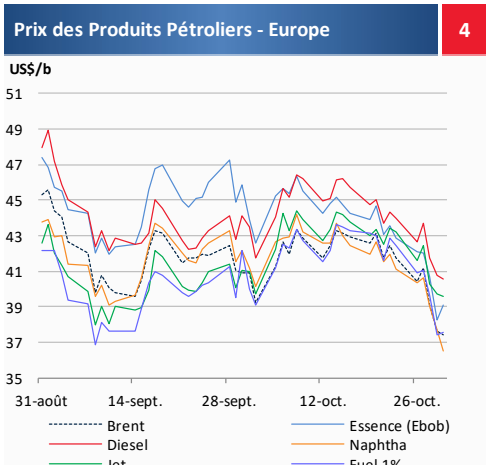
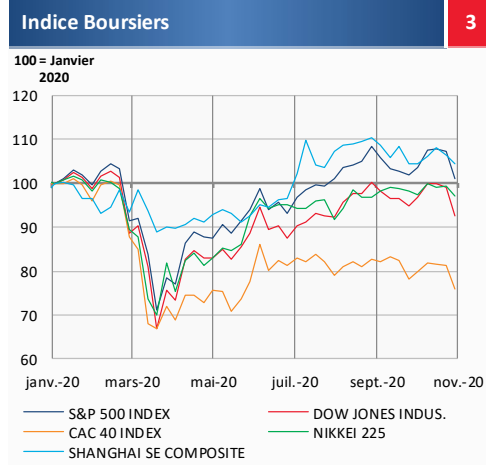
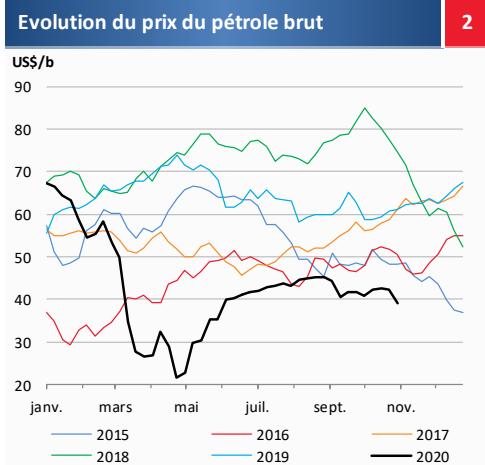
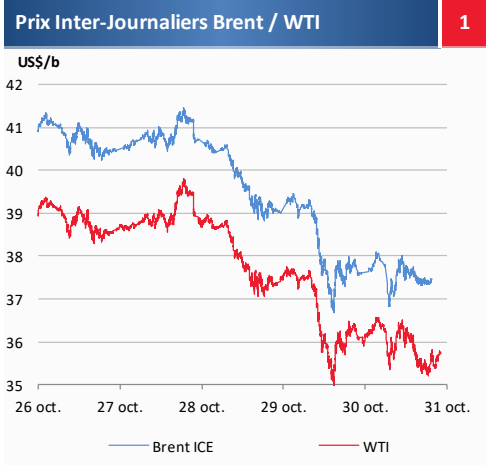
Aux États-Unis, les stocks de pétrole brut sont en hausse de +4,3 mb, selon les statistiques hebdomadaires publiées par l'EIA pour la semaine du 23 octobre (**Fig. 7**). A ce niveau, les stocks sont 8,5% au-dessus de la moyenne de ces cinq dernières années. Cette augmentation des stocks a été le fait d'un fort rebond de la production pétrolière américaine (+1,2 mb/j à 11,1 mb/j) après le passage de plusieurs ouragans ces dernières semaines dans le Golfe du Mexique (**Fig. 9**). Le nombre de plateformes de forage en activité continue de progresser, en hausse de +9 unités à 296. En ce qui concerne les produits, les stocks de distillats ont fortement baissé de 4,5 mb (**Fig. 8**) et les stocks d'essence de 0,9 mb, dépassant les attentes des analystes. Au final, l'estimation de la demande intérieure pour les principaux produits pétroliers (essence, jet et diesel), est en hausse de +7,4 % par rapport à la semaine dernière mais en retrait de 13 % par rapport à l'année dernière.

En Europe (zone ARA), les stocks de produits pétroliers sont en baisse de 4 % , principalement en raison de la baisse des stocks d'essence (-8 %) et de gasoil (-6 %). Les prix des produits pétroliers sur le marché de Rotterdam ont globalement suivi la baisse du prix du brut, les prix de l'essence ayant baissé de 7,3 % et ceux du diesel de 5,6 % (**Fig. 4**). Dans ce contexte, les marges de raffinage reculent de nouveau. La marge de raffinage européen (Brent/Forties FCC) perd 0.17 \$/b à 0,65 \$/b. En moyenne sur les 10 premiers mois de l'année, la marge de raffinage européen s'établit à 0,40 \$/b, le niveau le plus bas jamais observé depuis plus de dix ans. La tendance est la même sur les autres marchés internationaux, avec une marge américaine (LSS FCC) à 4,7 \$/b, une marge américaine (Maya Coking) à 2,6 \$/b et une marge asiatique (Dubai HCK) à 0,3 \$/b (**Fig. 5**).

La semaine dernière, les majors pétrolières ont publié leurs résultats financiers pour le troisième trimestre (**Fig. 10, 11 et 12**). Après avoir enregistré un résultat net ajusté total de -12 milliards de dollars au second trimestre, les cinq majors (Exxon, Chevron, BP, Shell et Total) ont réussi à limiter leurs pertes avec un résultat net total positif de 1,3 milliard de dollars (en baisse de 92 % par rapport au 3T2019). Dans un contexte de prix du brut et du gaz particulièrement difficile, les majors ont dépassé les attentes des analystes (prix du brut en moyenne de 43 \$/b en baisse de 30 % par rapport au 3T 2019 et prix du gaz sur les marchés américain et européen, en recul de 9 % et 23 % respectivement). Seul Exxon a enregistré un résultat net négatif (-0,8 G\$) ce trimestre, principalement en raison des mauvais résultats du segment Amont aux États-Unis où le groupe a enregistré une perte de 681 millions de dollars. Sous l'effet de la politique de quotas de l'OPEP+ et la faiblesse des prix du brut, la production de pétrole brut des majors est au total de 9,1 mb/j, en baisse de 8 % par rapport au troisième trimestre 2019 (baisse de 16% pour TOTAL).

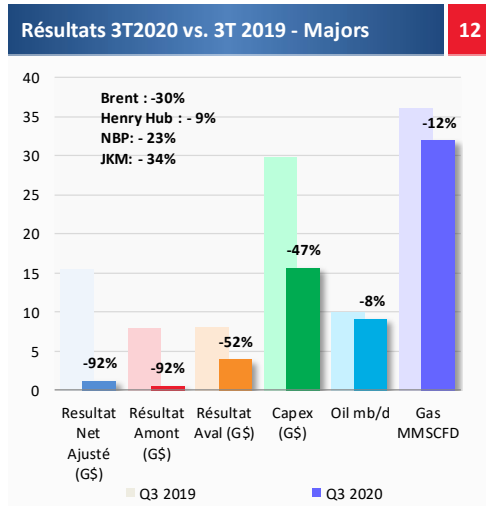
Malgré des marges de raffinage historiquement faibles, le segment Aval a fait preuve d'une meilleure résistance grâce à une reprise des ventes de carburants, aux activités de trading et à la pétrochimie. Ces résultats sont également dus à une discipline stricte en matière de dépenses, avec une baisse de 47 % des dépenses d'investissement et un contrôle rigoureux des coûts d'exploitation. Toutefois, cette politique de réduction des coûts aura un impact sur l'emploi dans le monde entier : Shell a annoncé la suppression de 7 000 à 9 000 emplois d'ici 2022 ; Exxon a annoncé la suppression de plus de 14 000 emplois (15 % de ses effectifs totaux) ; Chevron a dévoilé en mai dernier un plan visant à supprimer de 4 500 à 6 750 emplois.

Semaine	30/10	23/10	Delta	%	Année -1
Brent ICE	39.2	42.4	-3.2	-7.5%	61.1
WTI Nymex	37.5	40.6	-3.1	-7.5%	55.4



Résultats 3T2020 vs. 3T 2019 - Majors

G\$	Exxon	BP	Chevron	Shell	Total	Majors
Résultat net Ajusté	3T19: 2.9	2.3	2.6	4.8	3.0	15.5
3T20: -0.8	0.1	0.2	1.0	0.8	1.3	
Var.	-96%	-92%	-80%	-72%	-92%	
Résultat Amont	3T19: 2.2	2.1	2.7	0.9	2.5	10.4
3T20: -0.4	0.9	0.2	-0.9	0.8	0.7	
Var.	-59%	-91%	-67%	-94%		
Résultat Aval/Chimie	3T19: 1.5	1.9	0.8	2.2	1.7	8.0
3T20: 0.4	0.6	0.3	1.9	0.6	3.9	
Var.	-71%	-66%	-65%	-11%	-64%	-52%
Capex	3T19: 7.7	3.9	5.0	6.0	7.1	29.7
3T20: 4.1	2.5	2.6	3.7	2.7	15.7	
Var.	-46%	-36%	-48%	-38%	-62%	-47%
Oil Production mb/d	0: 2.4	2.1	1.830	1.9	1.7	10.0
3T19: 2.3	2.0	1.7	1.7	1.4	9.1	
Var.	-4%	-7%	-7%	-9%	-16%	-8%
Gas Production MMSCFD	3T19: 9.0	9.0	7.2	9.7	1.3	36.2
3T20: 8.3	7.7	6.7	8.0	1.3	31.9	
Var.	-8%	-15%	-6%	-18%	-3%	-12%



Semaine	30/10	23/10	Delta	%	Année -1
Brent ICE	39.2	42.4	-3.2	-7.5%	61.1
WTI Nymex	37.5	40.6	-3.1	-7.5%	55.4

AIE - OMR Oct. 2020	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.7	45.4	37.6	43.2	45.0	42.8	44.7	44.7	46.2	46.4	45.5	-4.9	2.7
non-OCDE	52.3	48.6	45.4	50.4	51.2	48.9	50.9	51.5	52.1	52.4	51.7	-3.4	2.8
<i>Dont Chine</i>	13.7	11.9	14.2	14.4	14.3	13.7	14.2	14.5	14.4	14.6	14.4	0.0	0.7
Demande totale (mb/j)	100.1	94.1	83.0	93.6	96.1	91.7	95.6	96.1	98.2	98.8	97.2	-8.4	5.48
Offre non-OPEP	65.6	66.7	61.4	62.1	62.2	63.1	63.1	63.5	63.8	63.7	63.5	-2.6	0.4
Offre OPEP (NGLs)	5.4	5.4	5.2	5.1	5.1	5.2	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	-0.2	0.1
Offre OPEP (Brut)	29.5	28.2	25.6	24.1	24.3	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	-3.9	0.0
Offre totale (mb/j)	100.6	100.3	92.2	91.3	91.6	93.8	93.9	94.3	94.6	94.6	94.4	-6.7	0.5
Differences (+/-)	0.5	6.2	9.2	-2.3	-4.5	2.1	-1.7	-1.8	-3.6	-4.2	-2.8	1.6	-4.9

EIA - STEO Oct. 2020	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.6	45.3	37.4	42.6	44.3	42.4	45.0	44.9	45.9	46.1	45.5	-5.2	3.1
non-OCDE	53.9	49.8	47.7	51.6	52.7	50.4	52.5	53.8	54.1	54.1	53.6	-3.4	3.2
<i>Dont Chine</i>	14.5	13.2	13.4	14.3	14.8	13.9	14.8	15.0	14.8	15.0	14.9	-0.6	1.0
Demande totale (mb/j)	101.5	95.1	85.1	94.2	97.1	92.8	97.5	98.7	99.9	100.2	99.1	-8.6	6.3
Offre non-OPEP	66.0	67.2	61.9	62.6	63.5	63.8	64.0	64.8	65.6	66.0	65.1	-2.2	1.3
Offre OPEP (NGLs)	5.4	5.3	4.9	4.8	4.9	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	-0.4	0.0
Offre OPEP (Brut)	29.3	28.3	25.7	23.6	25.7	25.8	27.8	29.0	29.1	29.1	28.7	-3.5	2.9
Offre totale (mb/j)	100.7	100.8	92.5	91.1	94.1	94.6	96.8	98.7	99.6	100.1	98.8	-6.1	4.2
Differences (+/-)	-0.8	5.7	7.4	-3.1	-3.0	1.8	-0.7	0.0	-0.3	-0.1	-0.3	2.5	-2.0

OPEP Oct. 2020	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.7	45.4	37.6	43.3	45.4	42.9	45.7	46.9	45.6	46.3	46.1	-4.8	3.2
non-OCDE	52.0	47.3	45.0	47.7	49.5	47.4	49.7	50.1	51.0	52.0	50.7	-4.6	3.3
<i>Dont Chine</i>	13.3	10.7	12.8	13.0	13.6	12.5	12.3	13.9	14.0	14.3	13.6	-0.8	1.1
Demande totale (mb/j)	99.8	92.7	82.6	91.0	94.9	90.3	95.4	97.0	96.6	98.3	96.8	-9.5	6.5
Offre non-OPEP	65.2	66.6	60.8	61.5	62.3	62.8	63.0	62.9	63.7	65.1	63.7	-2.4	0.9
Offre OPEP (NGLs)	5.3	5.4	5.1	5.0	5.1	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	-0.1	0.1
Offre OPEP (Brut)	29.3	28.3	25.6	23.8	24.1	25.4	25.3	25.3	25.3	25.3	25.3	-3.9	-0.1
Offre totale (mb/j)	99.8	100.2	91.5	90.4	91.5	93.4	93.5	93.5	94.3	95.6	94.2	-6.4	0.9
Differences (+/-)	-0.0	7.5	8.9	-0.6	-3.4	3.1	-1.9	-3.5	-2.3	-2.6	-2.6	3.1	-5.7