

Semaine	4/9	28/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	44.4	45.4	-1.0	-2.1%	60.0
WTI Nymex	41.6	43.1	-1.5	-3.4%	55.8

Baisse des cours du pétrole brut face à l'anémie de la demande

La tendance sur les marchés pétroliers était fortement baissière la semaine dernière (**Fig. 1**). La chute des marchés actions (-3,5% pour le S&P500 jeudi dernier), un léger raffermissement du dollar, mais surtout l'incertitude quant à l'évolution inquiétante de la situation sanitaire dans le monde et l'anémie de la demande de pétrole continuent de peser sur les prix. Le Brent a terminé la semaine à son plus bas niveau en deux mois et le prix du WTI est retombé sous les 40 \$/b. En moyenne hebdomadaire, le Brent a perdu 1,0 \$/b pour atteindre 44,4 \$/b et le WTI a perdu 1,5 \$/b à 41,6 \$/b. Le consensus des économistes interrogés par Bloomberg sur le prix du Brent reste stable à 42 \$/b pour 2020 et 47,5 \$/b pour 2021 (**Fig. 3**).

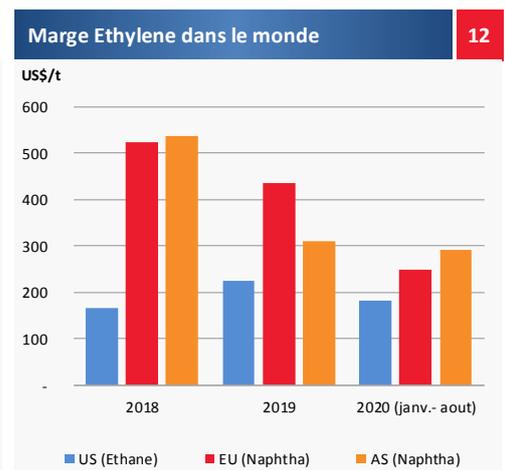
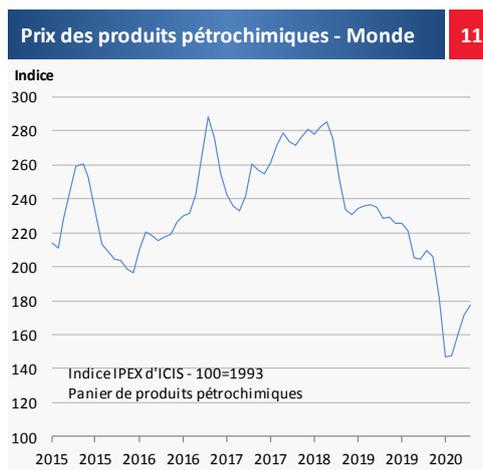
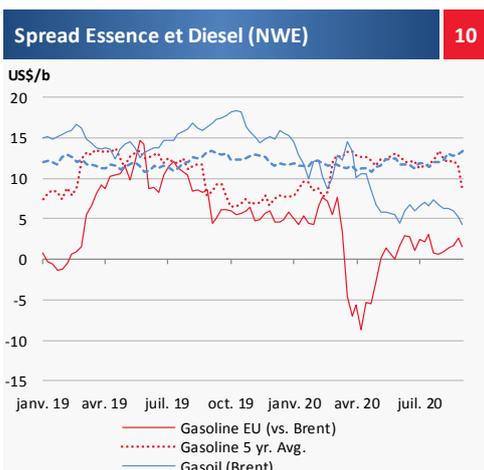
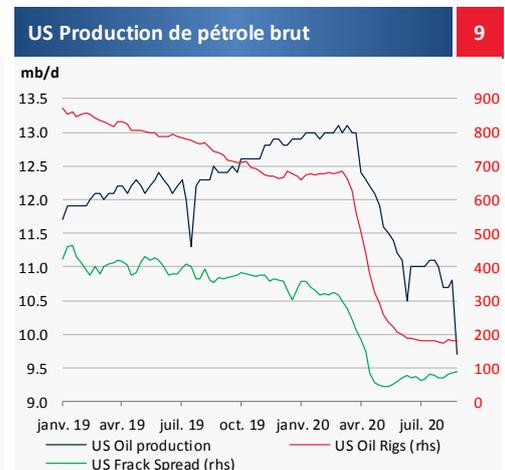
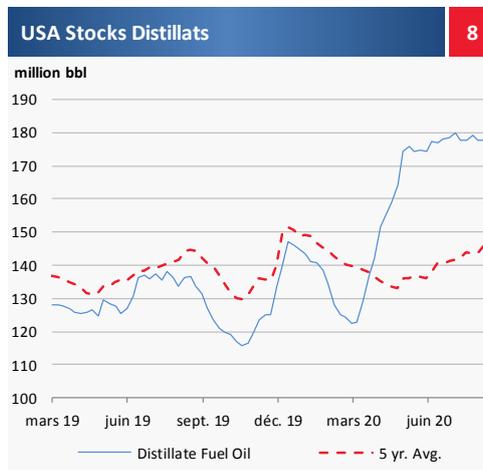
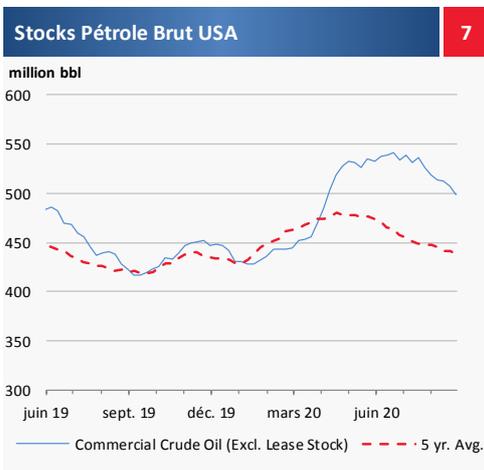
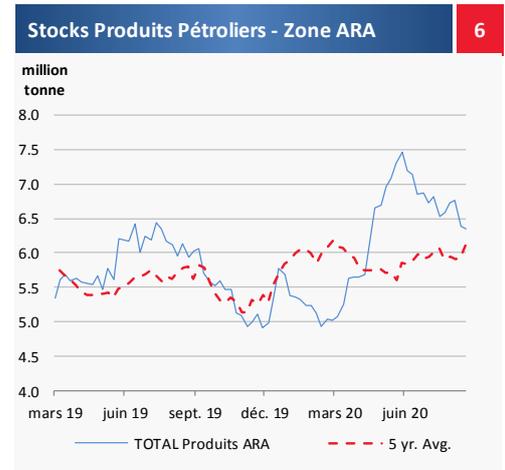
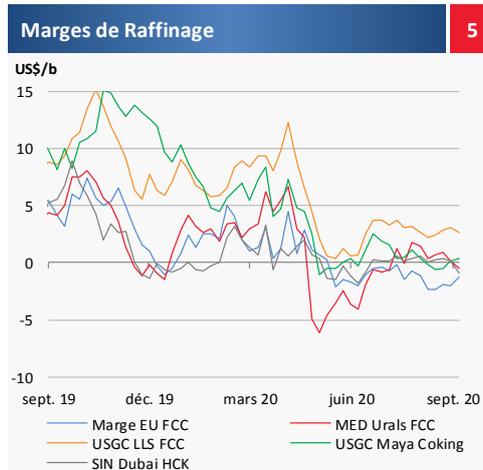
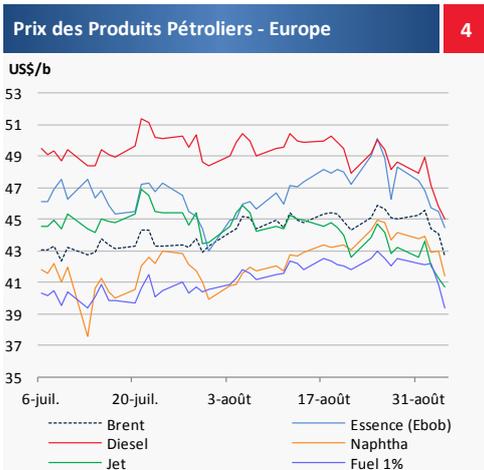
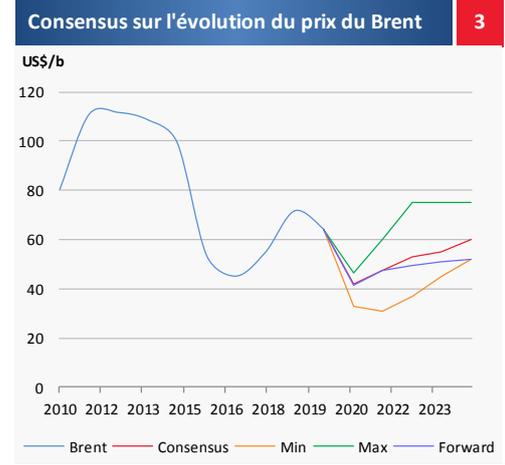
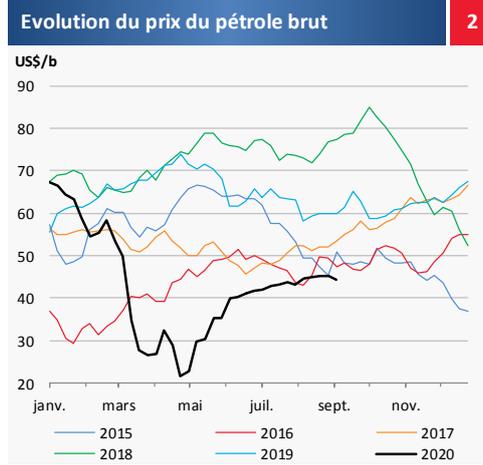
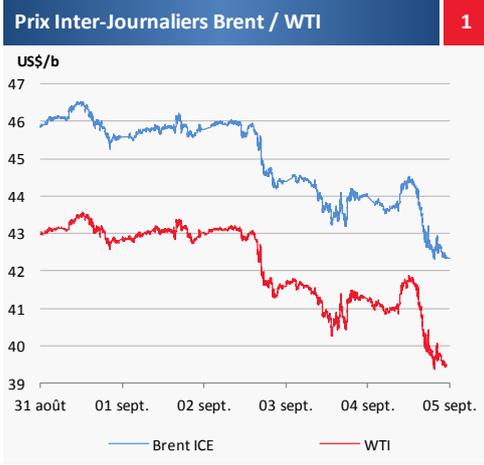
Aux États-Unis, les stocks de pétrole brut ont baissé de 9,4 mb, selon les statistiques hebdomadaires publiées par l'EIA pour la semaine du 28 août (**Fig. 7**). La baisse est particulièrement importante dans le PADD3 (-8,1 mb) suite aux ouragans Laura et Marco qui ont provoqué une baisse de la production de brut de 1,1 mb/j et la fermeture de nombreuses raffineries. Avec une production moyenne de 9,7 mb/j, la production américaine de brut est passée sous la barre des 10 mb/j pour la première fois depuis janvier 2018. Cependant, les stocks commerciaux de pétrole brut restent supérieurs de 61 mb (14%) à leur moyenne sur cinq ans. La fermeture temporaire de raffineries (taux d'utilisation de 76,7 % contre 82 % la semaine dernière) et la fermeture de nombreux ports dans le golfe du Mexique ont également contribué à la baisse des stocks d'essence (-4,3 mb) et de distillats (-1,7 mb). Si les stocks d'essence sont proches de leur moyenne quinquennale (4 % au-dessus), la situation est très différente pour les stocks de distillats qui restent supérieurs de plus de 22 % à leur moyenne à cinq ans (**Fig. 8**). La baisse des stocks de pétrole brut et de produits pétroliers aux États-Unis n'est donc pas le signe d'une reprise de la consommation qui, bien au contraire, continue à baisser avec une demande en produits pétroliers légers (essence, distillats, carburacteur/kérosène) en recul de 4%.

En ce qui concerne la production de pétrole brut aux États-Unis, le nombre d'appareils de forage est en très légère hausse (+1 à 181) et l'indice Frac Spread Count (nombre d'équipements utilisés par les sociétés de services pour la fracturation hydraulique) est en constante augmentation depuis trois semaines (**Fig. 9**). Ceci semble indiquer une reprise de l'activité dans les bassins de production de pétrole de schiste et notamment dans le bassin permien. Selon les dernières données de l'EIA, la production de pétrole de schiste était de 6,6 mb/j en juillet contre 8,2 mb/j au début de l'année. Toutefois, les perspectives pour le pétrole de schiste restent très incertaines. Cette semaine, Schlumberger a annoncé la vente de ses actifs de fracturation nord-américains à Liberty Oilfield Services Inc. Après avoir annoncé fin juillet la suppression de près d'un quart de ses effectifs, il s'agit d'un véritable changement de stratégie pour Schlumberger qui avait acquis les unités de fracturation de Weatherford il y a seulement trois ans.

Sur le marché des produits pétroliers en Europe, les prix sont en baisse de 5,3 % pour l'essence et de 4,3 % pour le diesel (**Fig. 4**) malgré la diminution des stocks de produits pétroliers (-0,6 % en zone ARA) qui se rapprochent de leur moyenne historique sur les 5 dernières années (**Fig. 6**). Les spreads brut-produits continuent de baisser pour atteindre 1,5 \$/b pour l'essence et 4,2 \$/b pour le diesel (**Fig. 10**). Dans ce contexte, la marge de raffinage européenne (Brent/Forties FCC) reste négative (-1,3 \$/b) pour la dix-septième semaine consécutive (**Fig. 5**). Les marges de raffinage américaines et asiatiques sont également en baisse cette semaine. Depuis quelques semaines, les annonces de fermeture de raffineries s'intensifient. En Europe, Gunvor a annoncé en août la fermeture de sa raffinerie d'Anvers (115 kb/j) et Total a annoncé qu'il envisageait la conversion de sa raffinerie de Grandpuits (93 kb/j) en bio-raffinerie. Aux États-Unis, Marathon envisage la fermeture de sa raffinerie de Martinez (166 kb/j) en Californie, Phillips 66 a annoncé la conversion de sa raffinerie de San Francisco (120 kb/j) en bio-raffinerie et HollyFrontier a fermé sa raffinerie de Cheyenne, dans le Wyoming (52 kb/j).

Si la baisse du prix du pétrole brut touche également le secteur de la pétrochimie, avec des prix de produits globalement en baisse de 21 % par rapport à l'année dernière (Fig. 11), le prix de l'éthylène sur les principaux marchés internationaux retrouve son niveau d'avant la crise, sous l'effet d'une légère reprise de la demande de plastiques et de produits d'hygiène, liée à la crise sanitaire. Les marges pétrochimiques se redressent, en particulier en Asie et en Europe, avec une industrie pétrochimique sur naphta plus compétitive par rapport à l'industrie pétrochimique américaine, principalement sur éthane (**Fig. 12**).

Semaine	4/9	28/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	44.4	45.4	-1.0	-2.1%	60.0
WTI Nymex	41.6	43.1	-1.5	-3.4%	55.8



Semaine	4/9	28/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	44.4	45.4	-1.0	-2.1%	60.0
WTI Nymex	41.6	43.1	-1.5	-3.4%	55.8

AIE - OMR Aout 2020	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.7	45.4	37.7	43.9	45.4	43.1	45.0	44.7	46.7	46.5	45.7	-4.5	2.6
non-OCDE	52.4	48.7	45.5	49.8	51.3	48.8	50.4	51.1	51.9	52.1	51.4	-3.5	2.6
<i>Dont Chine</i>	13.7	11.9	14.2	14.1	14.2	13.6	14.1	14.3	14.3	14.4	14.3	-0.1	0.7
Demande totale (mb/j)	100.0	94.1	83.2	93.8	96.7	92.0	95.4	95.8	98.6	99	97.1	-8.1	5.19
Offre non-OPEP	65.6	66.8	61.0	61.5	62.0	62.8	62.7	63.2	63.7	63.8	63.4	-2.8	0.5
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	25.8	24.2	24.4	25.6	25.7	25.7	25.7	25.7	25.7	-3.8	0.0
Offre totale (mb/j)	100.6	100.4	92.0	90.8	91.5	93.7	93.7	94.2	94.6	94.7	94.3	-6.9	0.7
Differences (+/-)	0.6	6.3	8.7	-3.0	-5.1	1.7	-1.7	-1.7	-3.9	-4.0	-2.8	1.1	-4.5

EIA - STEO Aout 2020	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.5	45.3	37.5	43.3	44.8	42.7	45.2	44.9	46.3	46.5	45.7	-4.8	3.0
non-OCDE	53.8	49.6	47.5	51.7	52.9	50.4	53.4	54.7	54.8	54.9	54.4	-3.3	4.0
<i>Dont Chine</i>	14.5	13.2	13.4	14.3	14.8	13.9	15.4	15.6	15.3	15.6	15.5	-0.6	1.5
Demande totale (mb/j)	101.2	94.8	85.0	95.0	97.7	93.1	98.6	99.6	101.1	101.4	100.2	-8.1	7.0
Offre non-OPEP	66.0	67.2	61.5	62.2	63.6	63.6	63.8	65.0	65.9	66.4	65.3	-2.4	1.6
Offre OPEP (NGLs)	5.4	5.3	4.7	4.7	4.7	4.9	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	-0.5	-0.1
Offre OPEP (Brut)	29.3	28.3	25.7	23.5	25.6	25.8	28.2	29.6	29.7	29.7	29.3	-3.5	3.5
Offre totale (mb/j)	100.6	100.7	91.9	90.4	94.0	94.2	96.8	99.4	100.4	100.9	99.4	-6.4	5.1
Differences (+/-)	-0.6	5.9	6.9	-4.6	-3.8	1.1	-1.9	-0.2	-0.7	-0.5	-0.8	1.7	-1.9

OPEP Aout 2020	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.9	45.4	36.0	44.1	45.8	42.8	46.4	45.7	46.5	46.8	46.4	-5.0	3.5
non-OCDE	51.8	47.3	45.8	48.0	50.1	47.8	50.1	51.1	51.3	52.5	51.3	-4.0	3.5
<i>Dont Chine</i>	13.1	10.7	12.7	12.7	13.6	12.4	12.3	13.8	13.7	14.3	13.5	-0.6	1.1
Demande totale (mb/j)	99.7	92.7	81.8	92.1	95.8	90.6	96.5	96.8	97.8	99.3	97.6	-9.0	7.0
Offre non-OPEP	65.0	66.5	60.6	60.3	61.1	62.1	62.4	62.3	63.1	64.5	63.1	-2.9	1.0
Offre OPEP (NGLs)	5.3	5.4	5.1	5.1	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	24.2	24.4	25.6	25.7	25.7	25.7	25.7	25.7	-3.7	0.0
Offre totale (mb/j)	99.6	100.2	91.2	89.6	90.6	92.9	93.3	93.2	94.0	95.4	94.0	-6.7	1.1
Differences (+/-)	-0.1	7.5	9.4	-2.5	-5.2	2.3	-3.2	-3.6	-3.8	-3.9	-3.6	2.3	-5.9