

Semaine	13/11	6/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	43.2	40.1	3.2	7.9%	62.4
WTI Nymex	40.9	37.9	3.0	7.8%	57.1

## L'annonce d'un vaccin contre la COVID-19 fait bondir temporairement le prix du Brent

Suite à l'annonce par les laboratoires Pfizer et Biontech d'un vaccin contre la Covid-19 potentiellement très efficace, le prix du Brent a fait un bond lundi dernier de +7,5 % pour atteindre 42,4 \$/b. Cette nouvelle a soutenu les prix du brut tout au long de la semaine, le Brent ayant même dépassé temporairement 45 \$/b en milieu de semaine (**Fig. 1 et 2**). Les prix ont cependant légèrement baissé après la publication des rapports mensuels des agences statistiques (AIE, OPEP et EIA) qui ont révisé à la baisse leurs prévisions de demande de pétrole à court terme pour les troisième et quatrième trimestres de 2020 ainsi que pour le premier trimestre de 2021. En moyenne hebdomadaire, le Brent gagne +3,2 \$/b (+7,9 %) à 43,2 \$/b. Le WTI gagne +3,0 \$/b à 40,9 \$/b. Les économistes interrogés par Bloomberg sur l'évolution du prix du Brent restent prudents avec un consensus stable à 42,3 \$/b pour 2020 et 48,0 \$/b pour 2021 (**Fig 3**).

Dans son rapport mensuel, publié la semaine dernière, l'AIE indique qu'il est bien trop tôt pour savoir comment et quand les vaccins contre la COVID permettront un retour à la vie normale. Faisant l'hypothèse d'une disponibilité généralisée d'un vaccin d'ici le milieu de l'année prochaine, l'Agence a révisé à la hausse ses prévisions de demande pour le second semestre 2021 de +0,25 mb/j. Mais pour le court terme, face à la reprise de la pandémie et aux nouvelles mesures de confinement, l'AIE révisé à la baisse ses prévisions de croissance de la demande. L'Agence s'attend désormais à ce que la demande diminue de 8,8 mb/j cette année contre 8,4 mb/j le mois dernier. La demande pour le premier semestre 2021 a également été révisée à la baisse de 0,5 mb/j en moyenne. En 2021, la demande de pétrole devrait atteindre 97,1 mb/j selon l'AIE, soit une augmentation de 5,8 mb/j par rapport à 2020, principalement sous l'impulsion de la demande des pays non membres de l'OCDE (principalement la Chine et l'Inde). Le scénario de l'AIE est partagé par les autres agences (EIA et OPEP), qui ont révisé à la baisse leur scénario de demande pour 2020 (-8,6 mb/j pour l'EIA et -9,8 mb/j pour l'OPEP) et prévoient pour 2021 une croissance d'environ 6 mb/j (**cf. Tableau**).

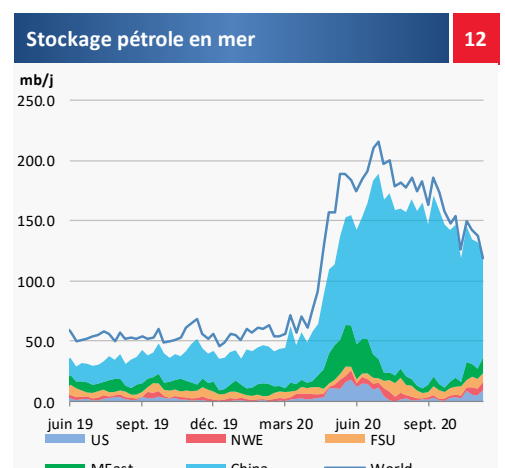
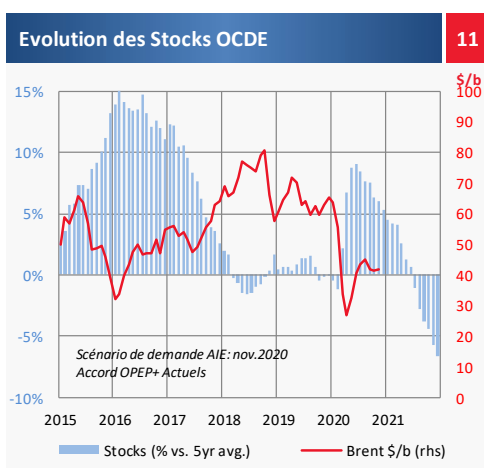
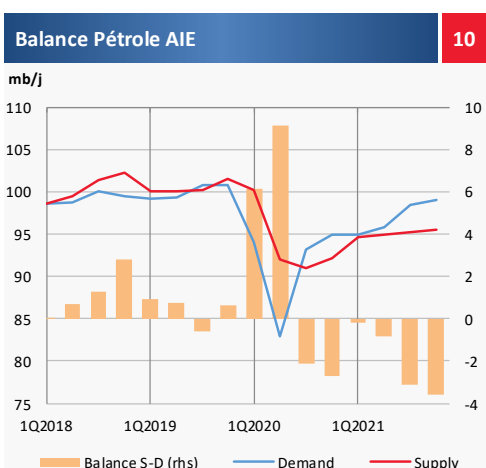
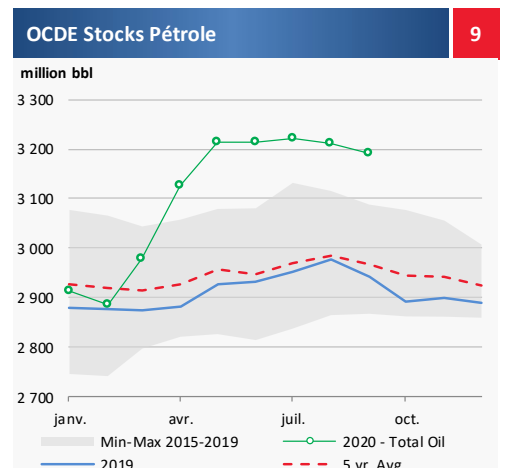
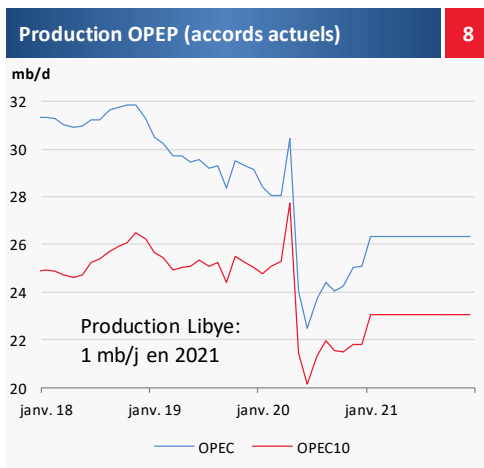
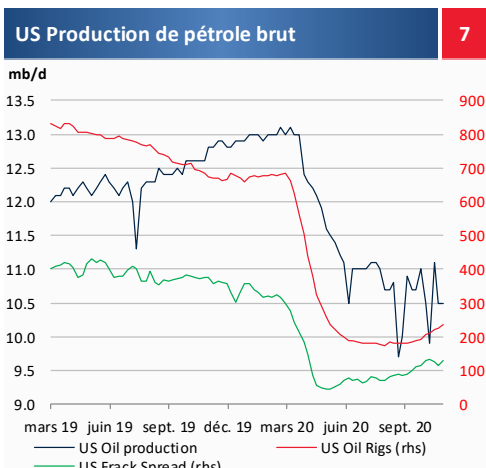
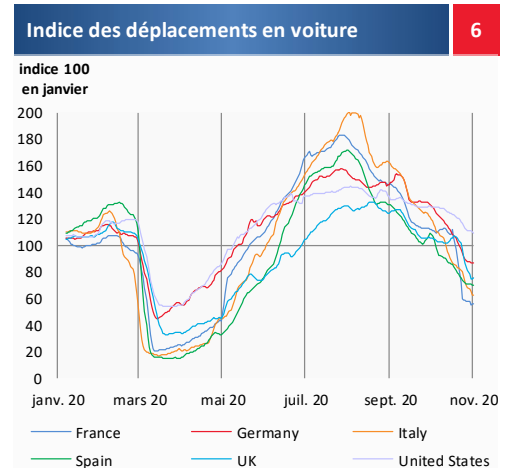
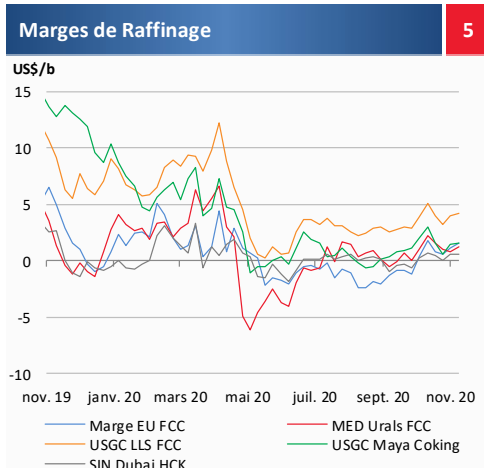
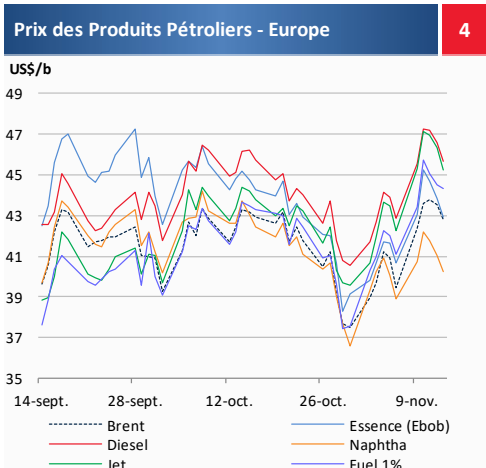
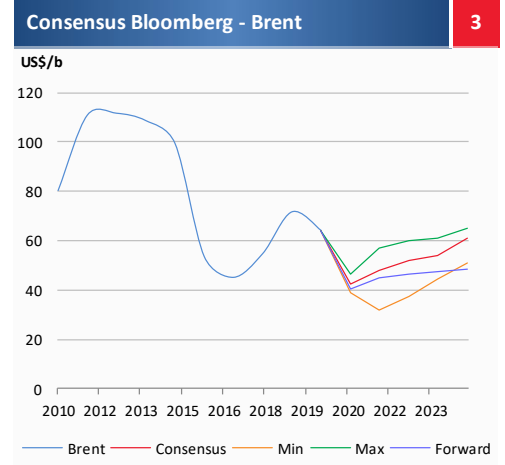
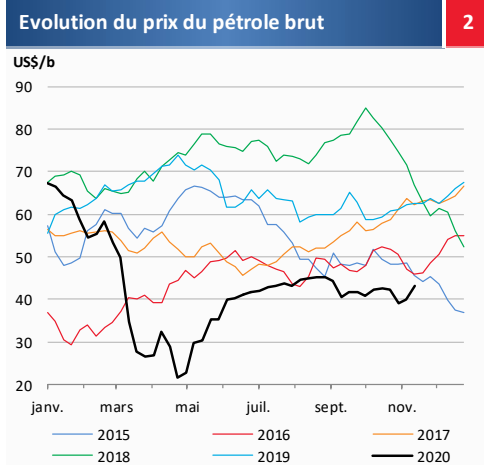
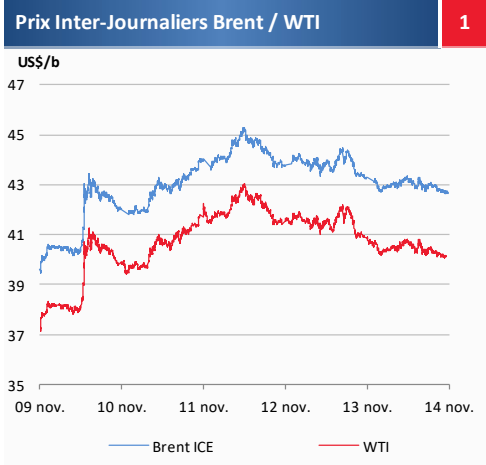
En ce qui concerne la production de pétrole, l'AIE note que celle des pays de l'OPEP+ est restée pratiquement stable au mois d'octobre avec un taux de respect des accords de réduction de la production de 103% (**Fig. 8**). Cependant, face à une reprise de la production en Libye (950 kb/j en novembre et potentiellement 1 mb/j début 2020) et aux Etats-Unis (après une saison cyclonique record avec plus de 29 tempêtes/ouragans enregistrés), le rééquilibrage du marché pétrolier reste un défi que les pays de l'OPEP+ devront relever lors de leur prochaine réunion (30/11 – 1/12) et qui devrait très certainement conduire à un report de l'augmentation de la production du groupe initialement prévue en janvier (+2 mb/j) (**Fig. 8**). Pour 2021, le contexte devrait être cependant plus favorable au cartel avec une très faible croissance de la production de pétrole brut hors pays OPEP (+480 kb/j), compte tenu des réductions d'investissements annoncées par les compagnies. L'AIE estime ainsi que la production de pétrole brut aux Etats-Unis devrait baisser de 0,9 mb/j en 2020 et de 0,5 mb/j en 2021 à 10,8 mb/j (**cf. Tableau**).

En ce qui concerne les stocks pétroliers, la situation s'améliore lentement, mais les excédents restent importants (**Fig. 9**). En septembre, l'AIE estime les stocks pétroliers de l'OCDE à 3 192 mb, soit 8 % de plus que la moyenne des cinq dernières années. Sur la base du scénario de demande de l'AIE et des accords actuels de l'OPEP+, les stocks OCDE resteront au-dessus de la moyenne des cinq dernières années jusqu'à la fin du premier semestre 2021 (**Fig. 11**). Cette estimation ne tient cependant pas compte du stockage en mer qui, malgré une baisse significative enregistrée à l'été 2020, reste très élevé, notamment en Asie (**Fig. 12**).

Les prix des produits pétroliers sur le marché de Rotterdam ont globalement suivi le prix du brut, le prix de l'essence ayant augmenté de +7,5% et celui du diesel de +6% (**Fig. 4**). Dans ce contexte, les marges de raffinage se sont légèrement redressées, la marge de raffinage européenne (Brent/ FCC Forties) ayant augmenté de 0,38 \$/b pour atteindre 1,57 \$/b. (**Fig. 5**).

Après avoir annoncé récemment les fermetures définitives des raffineries Convent (240 kb/j) dans le Golfe du Mexique et Tabangao (100 kb/j) aux Philippines, Shell a annoncé, la semaine dernière, qu'elle réduirait de moitié la capacité de traitement du brut de sa raffinerie Pulau Bukom (500 kb/j) à Singapour d'ici la fin de l'année 2023. Ces fermetures (et conversions de sites en bio raffineries) s'inscrivent dans la stratégie du groupe, présentée lors des résultats trimestriels, visant à réduire son implication dans le secteur aval pétrolier et de passer de quatorze raffineries et usines pétrochimiques à six "parcs" principaux, essentiellement des complexes de raffinage intégrés (raffinage + pétrochimie). Au niveau mondial, les fermetures de capacités de raffinage annoncées cette année par les compagnies pétrolières dépassent 1,8 mb/j. Malgré ce contexte difficile pour le secteur pétrolier aval, l'expansion des capacités de raffinage et de pétrochimie au niveau mondial se poursuit. D'ici 2025, et sur la base uniquement des projets en cours de construction, on estime que la capacité mondiale de raffinage augmentera de +6 mb/j, et la capacité de production chimique de +17,4 mt.

Semaine	13/11	6/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	43.2	40.1	3.2	7.9%	62.4
WTI Nymex	40.9	37.9	3.0	7.8%	57.1



Semaine	13/11	6/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	43.2	40.1	3.2	7.9%	62.4
WTI Nymex	40.9	37.9	3.0	7.8%	57.1

AIE - OMR Nov. 2020	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.7	45.4	37.6	42.5	43.5	42.2	43.8	44.2	46.0	46.3	45.1	-5.5	2.8
non-OCDE	52.3	48.6	45.4	50.7	51.4	49.0	51.1	51.6	52.5	52.8	52.0	-3.3	3.0
<i>Dont Chine</i>	13.7	11.9	14.2	14.6	14.5	13.8	14.3	14.7	14.6	14.8	14.6	0.1	0.8
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>100.1</b>	<b>94.0</b>	<b>83.0</b>	<b>93.2</b>	<b>94.9</b>	<b>91.3</b>	<b>94.9</b>	<b>95.8</b>	<b>98.4</b>	<b>99.1</b>	<b>97.1</b>	<b>-8.8</b>	<b>5.80</b>
Offre non-OPEP	65.5	66.6	61.2	61.9	62.2	63.0	63.1	63.3	63.6	63.8	63.5	-2.6	0.5
Offre OPEP (NGLs)	5.4	5.4	5.2	5.1	5.2	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	24.8	25.7	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	-3.8	0.7
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>100.5</b>	<b>100.2</b>	<b>92.1</b>	<b>91.0</b>	<b>92.2</b>	<b>93.9</b>	<b>94.7</b>	<b>95.0</b>	<b>95.3</b>	<b>95.5</b>	<b>95.1</b>	<b>-6.6</b>	<b>1.3</b>
<b>Differences (+/-)</b>	<b>0.4</b>	<b>6.2</b>	<b>9.1</b>	<b>-2.1</b>	<b>-2.7</b>	<b>2.6</b>	<b>-0.2</b>	<b>-0.8</b>	<b>-3.1</b>	<b>-3.6</b>	<b>-2.0</b>	<b>2.2</b>	<b>-4.5</b>

EIA - STEO Nov. 2020	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.6	45.3	37.5	42.4	43.9	42.3	44.6	44.3	45.5	46.0	45.1	-5.3	2.8
non-OCDE	53.9	50.1	47.9	51.7	52.8	50.6	52.5	53.9	54.2	54.3	53.7	-3.3	3.1
<i>Dont Chine</i>	14.5	13.5	13.7	14.3	14.9	14.1	15.0	15.2	15.0	15.2	15.1	-0.4	1.0
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>101.5</b>	<b>95.5</b>	<b>85.4</b>	<b>94.1</b>	<b>96.7</b>	<b>92.9</b>	<b>97.1</b>	<b>98.2</b>	<b>99.7</b>	<b>100.2</b>	<b>98.8</b>	<b>-8.6</b>	<b>5.9</b>
Offre non-OPEP	66.0	67.2	61.9	62.6	63.3	63.8	63.9	64.6	65.3	65.8	64.9	-2.2	1.1
Offre OPEP (NGLs)	5.4	5.2	5.0	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	25.4	25.7	27.4	28.5	29.1	29.1	28.5	-3.5	2.8
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>100.6</b>	<b>100.7</b>	<b>92.5</b>	<b>91.0</b>	<b>93.6</b>	<b>94.4</b>	<b>96.3</b>	<b>98.0</b>	<b>99.4</b>	<b>99.9</b>	<b>98.4</b>	<b>-6.2</b>	<b>3.9</b>
<b>Differences (+/-)</b>	<b>-0.9</b>	<b>5.2</b>	<b>7.1</b>	<b>-3.0</b>	<b>-3.2</b>	<b>1.5</b>	<b>-0.8</b>	<b>-0.2</b>	<b>-0.3</b>	<b>-0.3</b>	<b>-0.4</b>	<b>2.5</b>	<b>-2.0</b>

OPEP Nov. 2020	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.7	45.4	37.6	42.9	43.9	42.4	45.3	46.2	45.2	44.8	45.4	-5.3	2.9
non-OCDE	52.0	47.3	45.0	48.1	49.8	47.6	49.7	50.1	51.4	52.3	50.9	-4.5	3.3
<i>Dont Chine</i>	13.3	10.7	12.8	13.4	13.9	12.7	12.3	13.9	14.4	14.6	13.8	-0.6	1.1
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>99.8</b>	<b>92.7</b>	<b>82.6</b>	<b>91.0</b>	<b>93.7</b>	<b>90.0</b>	<b>95.0</b>	<b>96.3</b>	<b>96.6</b>	<b>97.1</b>	<b>96.3</b>	<b>-9.8</b>	<b>6.2</b>
Offre non-OPEP	65.2	66.6	60.8	61.5	62.1	62.7	63.0	63.0	63.7	65.0	63.7	-2.4	0.9
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	28.3	25.6	23.8	24.6	25.6	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	-3.8	0.5
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>99.8</b>	<b>100.2</b>	<b>91.5</b>	<b>90.3</b>	<b>91.7</b>	<b>93.4</b>	<b>94.2</b>	<b>94.3</b>	<b>95.0</b>	<b>96.4</b>	<b>95.0</b>	<b>-6.3</b>	<b>1.6</b>
<b>Differences (+/-)</b>	<b>-0.0</b>	<b>7.5</b>	<b>8.9</b>	<b>-0.7</b>	<b>-1.9</b>	<b>3.4</b>	<b>-0.7</b>	<b>-2.0</b>	<b>-1.6</b>	<b>-0.7</b>	<b>-1.3</b>	<b>3.4</b>	<b>-4.7</b>