

Semaine	8/1	1/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	53.9	51.3	2.6	5.1%	66.6
WTI Nymex	50.3	48.1	2.1	4.4%	60.8

Le Brent au plus haut depuis 11 mois – Incertitudes sur la reprise de la demande

La semaine dernière, le prix spot du Brent a atteint à la clôture un sommet de 11 mois, à 56 \$/b (**Fig. 1 et 2**), soutenu par la promesse de l'Arabie saoudite de réduire sa production de 1 mb/j, un dollar faible à son plus bas niveau depuis 2018 (**Fig. 13**), et une forte hausse des marchés boursiers (**Fig. 14**). En moyenne hebdomadaire, le Brent, sur le marché à terme de Londres, a gagné +2,6 \$/b (+5,1%) pour atteindre 53,9 \$/b. Le WTI suit la même tendance et gagne sur la semaine +2,1 \$/b (+4,4 %) à 50,3 \$/b. La structure des prix du Brent en déport ou « backwardation » s'intensifie, signe que le marché pétrolier se resserre (**Fig. 11**) et le nombre de positions longues nettes est en hausse de +2,6% sur la semaine (**Fig. 6**). Pour 2021, la valeur médiane du consensus Bloomberg pour le prix du Brent est de 50 \$/b. Les économistes interrogés par l'agence de presse américaine prévoient une augmentation progressive du prix du Brent au cours des cinq prochaines années pour atteindre 62 \$/b en 2025 (**Fig. 3**).

Dans un contexte de reprise de la demande de pétrole, stimulée entre autres par le démarrage des programmes de vaccination dans de nombreuses régions du monde, l'OPEP+, lors de sa réunion du 5 janvier, a reconnu la nécessité de remettre progressivement 2 mb/j sur le marché du pétrole. Elle a également reconfirmé la décision d'augmenter la production de 0,5 mb/j à partir de janvier 2021, ajustant ainsi la réduction de la production de 7,7 mb/j à 7,2 mb/j. La surprise est venue en marge de la réunion avec l'annonce par l'Arabie saoudite d'une réduction volontaire (non enregistrée dans les quotas publiés par l'OPEP) de 1 mb/j. Pourtant, selon l'AIE et les autres agences statistiques (EIA et OPEP), le marché pétrolier devrait être déficitaire en 2021 entre 0,8 et 1,6 mb/j en moyenne (**cf. Tableau**). Dans ce contexte, l'annonce de l'Arabie saoudite a surpris les marchés, expliquant l'augmentation de +3 \$/b du prix du Brent. La position du royaume peut cependant s'expliquer du point de vue des stocks pétroliers, de l'évolution récente de la demande et de la production OPEP.

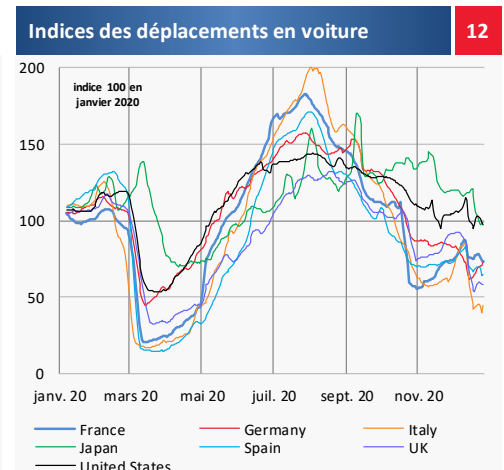
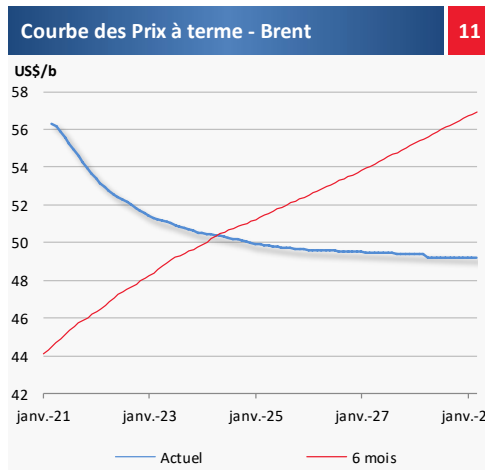
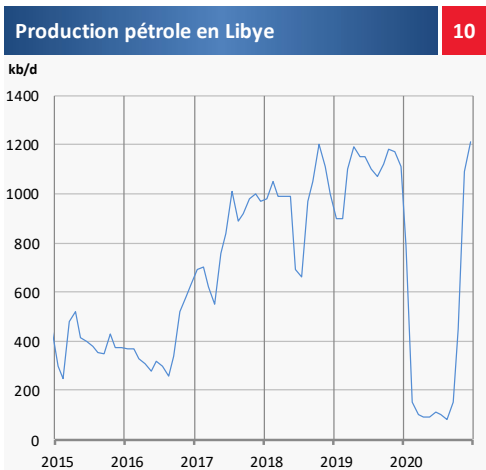
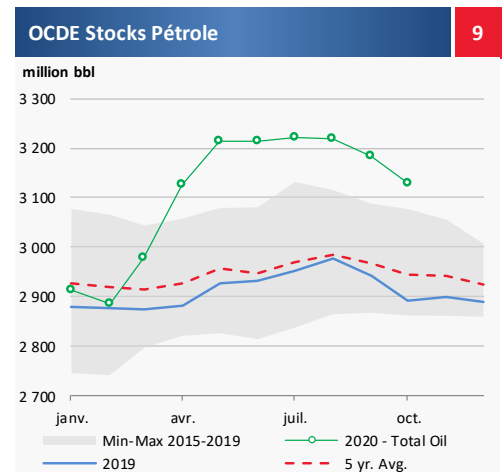
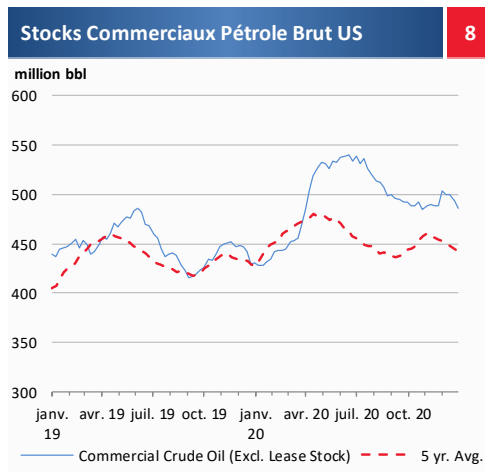
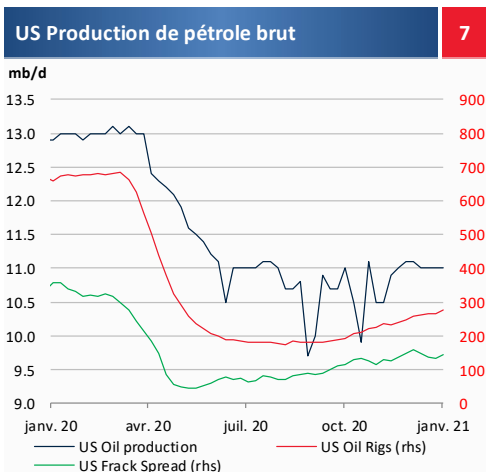
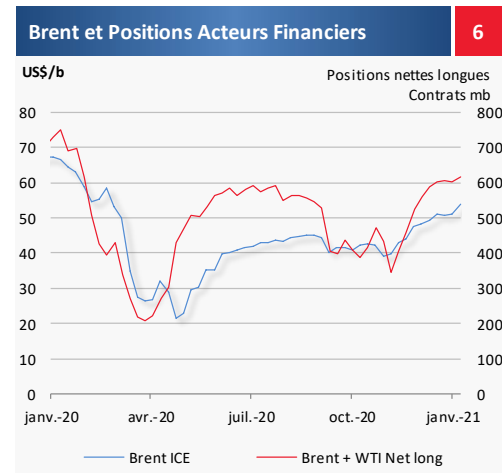
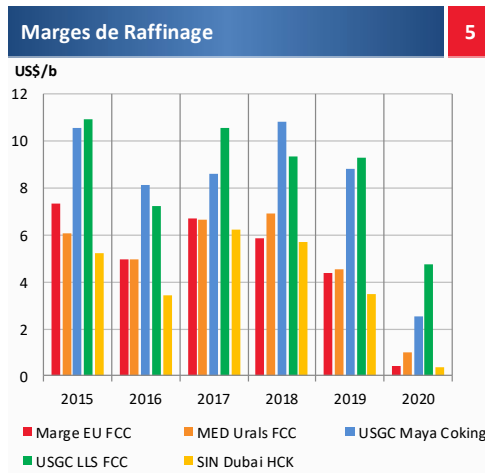
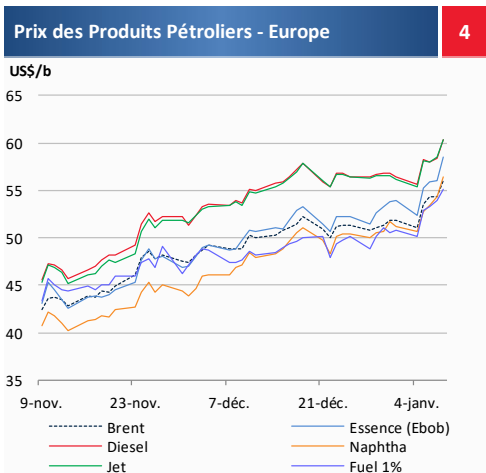
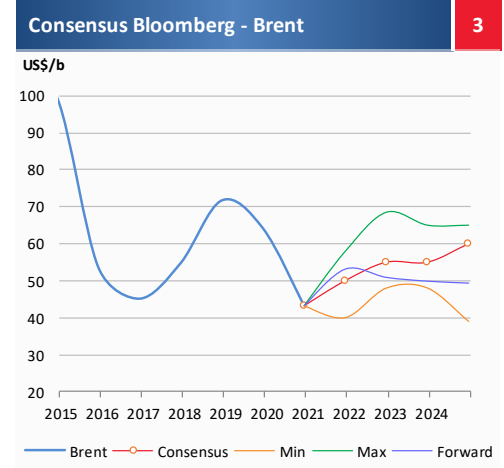
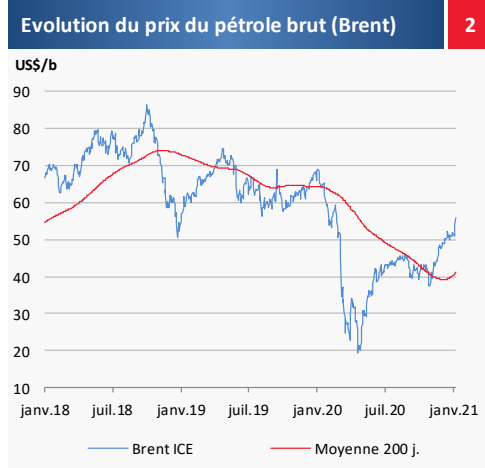
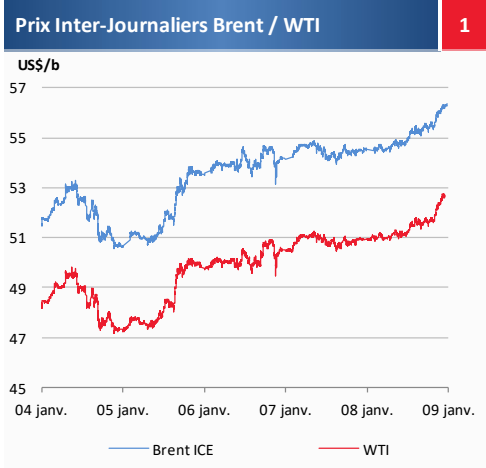
En décidant de réduire volontairement sa production, l'Arabie saoudite vise en priorité les stocks de pétrole qui se sont accumulés ces derniers mois. En effet, selon le dernier rapport de l'AIE (décembre 2020), le surplus de pétrole accumulé au cours des 3 premiers trimestres de l'année 2020 dépasse 1200 mb. Une bonne partie se trouve actuellement dans les stocks des pays de l'OCDE, dans les stockages offshore et en Chine, le reste étant plus difficile à suivre et échappant aux statistiques (voir tableau de bord du 14/12/2020). Selon les dernières données disponibles, les stocks commerciaux de l'OCDE ont baissé de 55,3 mb (1,78 mb/j) à 3 129 mb, mais restent supérieurs de plus de 183 mb à la moyenne quinquennale (**Fig. 9**). Les stocks en mer ont également diminué cette semaine (**Fig. 15**), mais sont toujours près du double des niveaux de l'année dernière. Aux États-Unis, selon les données hebdomadaires de l'Agence EIA, pour la semaine du 1er janvier, les stocks de pétrole brut ont diminué de 8 mb pour atteindre 485,5 mb, soit 48,7 mb de plus que la moyenne quinquennale (**Fig. 8**). Cette baisse s'explique par une augmentation du taux d'utilisation des raffineries (80,7 %) et une production stable à 11 mb/j (**Fig. 7**). Du côté des produits, les stocks des principaux produits pétroliers ont augmenté : +4,5 mb pour l'essence, 6,4 mb pour les distillats et 2,3 mb pour le jet.

Mais la décision de l'Arabie saoudite s'explique aussi par l'évolution de la demande. Si les campagnes de vaccination ont donné de l'espoir, la plupart des scénarios actuels n'envisagent pas de reprise avant le deuxième, voire le troisième trimestre de cette année. La récente recrudescence des cas de COVID-19 aux États-Unis, au Japon, en Chine et dans de nombreux pays européens a incité plusieurs gouvernements à renforcer les protocoles sanitaires et à restreindre à nouveau les déplacements. Les données enregistrées par les systèmes GPS des voitures le confirment, avec une tendance à la baisse et des indicateurs de nouveau inférieurs aux niveaux d'avant la crise pour la majorité des pays (**Fig. 12**). Aux États-Unis, la demande de produits pétroliers légers a baissé la semaine dernière de 14 % en glissement annuel, principalement en raison du retournement de la demande de distillats (-13 %) et de la baisse de la demande d'essence (-9 % - **Fig. 10**).

Enfin, la position de l'Arabie saoudite est également prudente compte tenu de la reprise de la production en Libye. Après être tombée à 80 kb/j en août 2020, la production a été multipliée par 15 pour atteindre 1210 kb/j en décembre, au niveau d'octobre 2018 (**Fig. 10**). Cette augmentation record, plus rapide que prévu, explique l'augmentation de la production de l'OPEP en décembre (+190 kb/j dont +120 kb/j pour la Libye).

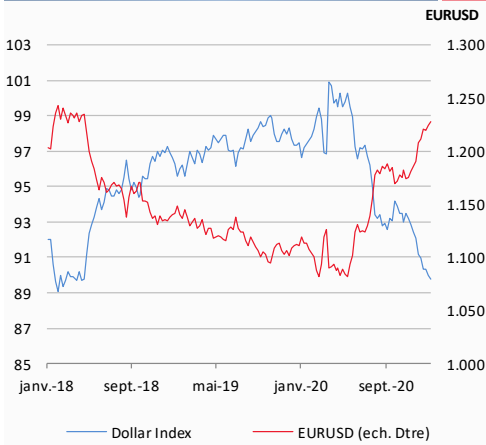
En Europe, les prix des produits pétroliers sur le marché de Rotterdam ont suivi la hausse des prix du pétrole brut, les prix de l'essence ayant augmenté de +4,8 % et ceux du diesel de +6 % (**Fig. 4**). Les stocks de produits pétroliers sont en baisse de 6 % au total, mais les stocks d'essence et de diesel sont en hausse (respectivement +5,8 % et 1,6 %). En moyenne sur l'année 2020, les marges de raffinage se sont effondrées (**Fig. 5**), la marge de raffinage européenne (FCC Brent) et asiatique (HCK Dubai) s'établissant à 0,4 \$/b et la marge de raffinage américaine (FCC LLS) à 4,7 \$/b. Les perspectives ne sont pas bonnes pour le secteur du raffinage avec le démarrage en 2021 de nouvelles raffineries au Moyen-Orient et en Asie, ce qui devrait entraîner la fermeture (ou la conversion en bioraffineries) de sites en Europe et aux États-Unis.

Semaine	8/1	1/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	53.9	51.3	2.6	5.1%	66.6
WTI Nymex	50.3	48.1	2.1	4.4%	60.8

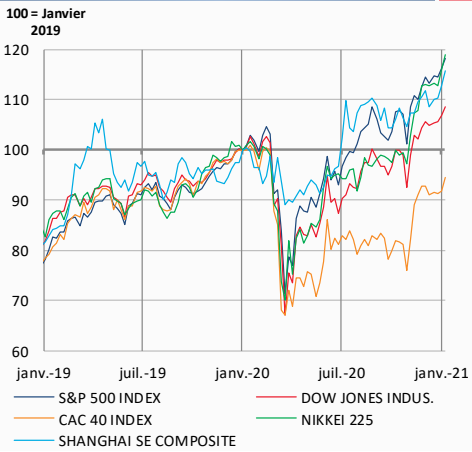


Semaine	8/1	1/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	53.9	51.3	2.6	5.1%	66.6
WTI Nymex	50.3	48.1	2.1	4.4%	60.8

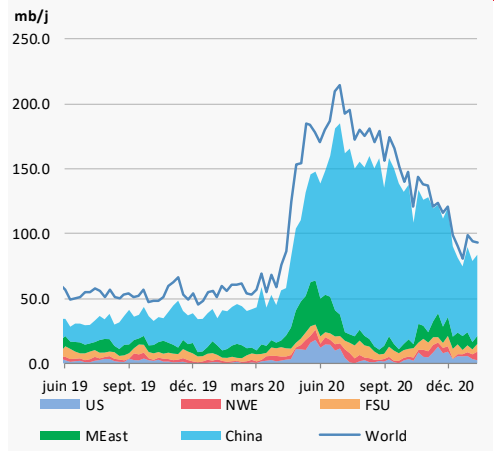
Evolution du dollar index et EURUSD **13**



Evolution Indices Boursiers **14**



Stockage Pétrole en mer **15**



AIE - OMR Dec. 2020	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.7	45.4	37.5	42.3	43.3	42.2	43.6	43.9	45.8	46.5	44.9	-5.5	2.8
non-OCDE	52.3	48.6	45.5	50.7	51.4	49.1	51.1	51.5	52.5	52.7	52.0	-3.3	2.9
<i>Dont Chine</i>	13.7	11.9	14.2	14.7	14.6	13.8	14.4	14.8	14.7	14.8	14.7	0.1	0.8
Demande totale (mb/j)	100.0	94.1	83.1	93.0	94.7	91.2	94.7	95.4	98.3	99.2	96.9	-8.8	5.69
Offre non-OPEP	65.6	66.6	61.3	61.9	62.2	63.0	62.8	63.6	63.9	63.9	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	26.1	26.5	26.5	26.5	26.5	-3.8	0.8
Offre totale (mb/j)	100.6	100.3	92.1	91.1	92.2	93.9	94.2	95.4	95.7	95.7	95.3	-6.6	1.4
Differences (+/-)	0.5	6.2	9.1	-1.9	-2.5	2.7	-0.5	-0.1	-2.6	-3.5	-1.6	2.2	-4.3

(0.20) (0.85) (3.13) (3.60) (1.96)

EIA - STEO Dec 2020	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.6	45.3	37.4	42.2	43.5	42.1	44.2	44.0	45.4	45.8	44.8	-5.5	2.7
non-OCDE	53.7	49.9	47.6	51.3	52.4	50.3	52.1	53.5	53.8	53.9	53.3	-3.4	3.0
<i>Dont Chine</i>	14.8	13.8	14.0	14.6	15.0	14.3	15.1	15.3	15.0	15.2	15.1	-0.4	0.8
Demande totale (mb/j)	101.2	95.2	85.0	93.5	95.9	92.4	96.3	97.6	99.2	99.6	98.2	-8.8	5.8
Offre non-OPEP	66.0	67.2	61.9	62.5	63.2	63.7	63.7	64.7	65.4	65.8	64.9	-2.3	1.2
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	24.9	25.6	25.7	27.3	28.5	28.7	27.5	-3.6	1.9
Offre totale (mb/j)	100.6	100.7	92.5	90.9	93.0	94.3	94.5	96.9	98.8	99.5	97.4	-6.3	3.1
Differences (+/-)	-0.6	5.5	7.5	-2.6	-2.9	1.9	-1.8	-0.6	-0.4	-0.2	-0.8	2.5	-2.7

OPEP Dec. 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	43.6	42.3	44.3	45.6	44.6	44.9	44.9	-5.5	2.6
non-OCDE	52.0	47.3	45.0	48.7	49.9	47.7	49.7	50.1	52.0	52.4	51.0	-4.3	3.3
<i>Dont Chine</i>	13.3	10.7	12.8	13.7	14.0	12.8	12.3	13.9	14.7	14.7	13.9	-0.5	1.1
Demande totale (mb/j)	99.8	92.7	82.6	91.2	93.5	90.0	94.0	95.7	96.6	97.3	95.9	-9.8	5.9
Offre non-OPEP	65.2	66.6	60.8	61.3	62.0	62.7	62.5	63.0	63.7	64.9	63.5	-2.5	0.8
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	28.2	25.6	23.8	24.6	25.6	25.9	26.2	26.2	26.2	26.2	-3.8	0.6
Offre totale (mb/j)	99.8	100.2	91.5	90.1	91.7	93.4	93.5	94.4	95.1	96.4	94.9	-6.4	1.5
Differences (+/-)	0.0	7.5	8.9	-1.0	-1.8	3.4	-0.4	-1.3	-1.5	-0.9	-1.0	3.4	-4.4