

Semaine	11/12	4/12	Delta	%	Année -1
Brent ICE	49.3	48.2	1.1	2.3%	64.4
WTI Nymex	46.1	45.4	0.6	1.4%	59.3

Le Brent passe le seuil des 50 \$/b, porté par un regain d'optimisme sur les marchés pétroliers.

Les prix du pétrole brut étaient en hausse la semaine dernière, pour la sixième semaine consécutive. En moyenne hebdomadaire, le Brent sur le marché à terme de Londres a gagné +1,1 \$/b (+2,3%) à 49,3 \$/b (**Fig. 1 et 2**). Pour la première fois depuis le mois de mars, le Brent a franchi la semaine dernière le seuil des 50 \$/b, porté par l'optimisme suscité par la mise en place de campagnes de vaccination en Europe et aux États-Unis, régions les plus touchées par la pandémie. Le WTI suit la même tendance et gagne sur la semaine +0,6 \$/b (+1,4 %) à 46,1 \$/b. Pour 2021, la valeur médiane du consensus Bloomberg pour le prix du Brent est de 48 \$/b, mais certains analystes sont beaucoup plus optimistes, comme Citigroup avec une estimation à 52 \$/b ou BNP Paribas avec 56 \$/b (**Fig 3**).

Même si la situation est loin d'être revenue à la normale, un certain nombre de signaux positifs se multiplient au niveau mondial, mais avec de fortes divergences selon les zones géographiques. Ainsi, l'indice composite des directeurs d'achat (PMI) se stabilise au niveau mondial (**Fig. 11**), avec des hausses aux États-Unis (+4,1 %) et en Chine (+3,2 %), mais chute fortement en zone euro, l'indice passant de 50,0 à 45,3 (avec une baisse en France de 14,5 % à 40,6). Avec l'assouplissement des mesures de confinement, les indices de circulation routière se redressent dans toutes les régions du monde (**Fig. 13**) mais particulièrement en Asie où la reprise est considérée comme presque complète. En Chine et au Japon, deuxième et quatrième consommateurs mondiaux de pétrole, la consommation d'essence est revenue au niveau précédant la crise et en Inde, le raffineur IOC a indiqué qu'il exploitait désormais ses raffineries à pleine capacité pour répondre à la demande locale. La décision prise début décembre par l'OPEP+ d'augmenter la production de 0,5 mb/j en janvier 2021 (au lieu de 1,9 mb/j initialement prévu) et de maintenir une surveillance mensuelle stricte du marché pétrolier a finalement été bien accueillie par les marchés et interprétée comme la preuve que le pire de la crise de la demande provoquée par la pandémie est désormais derrière nous.

Cette vague d'optimisme se reflète également sur les marchés financiers avec une structure des prix du pétrole brut en déport ou « backwardation », les contrats à court terme se négociant à un prix plus élevé que les contrats à plus long terme (**Fig. 10**). Cette structure de prix attire de nouveau les spéculateurs avec des investissements dans les fonds pétroliers en forte hausse. En un mois, les positions longues nettes des acteurs financiers (Managed Money) sur le WTI et le Brent ont progressé de +46% pour atteindre cette semaine les 600 millions de barils, au même niveau que cet été avant la deuxième vague de COVID-19 (**Fig. 6**). Cette structure pousse également les sociétés qui stockent le pétrole brut physique à le remettre sur le marché. Les stocks flottants (**Fig. 14**) sont d'ailleurs en forte baisse cette semaine (-15 %). Sur le marché des produits pétroliers, on note également une belle progression du crack-spread diesel (différence entre le prix du diesel et le prix du brut) de plus de 8% aux Etats-Unis et en Asie et de plus de 10% en Europe, ce qui est principalement dû à une reprise de l'activité industrielle et du fret routier (**Fig. 15**).

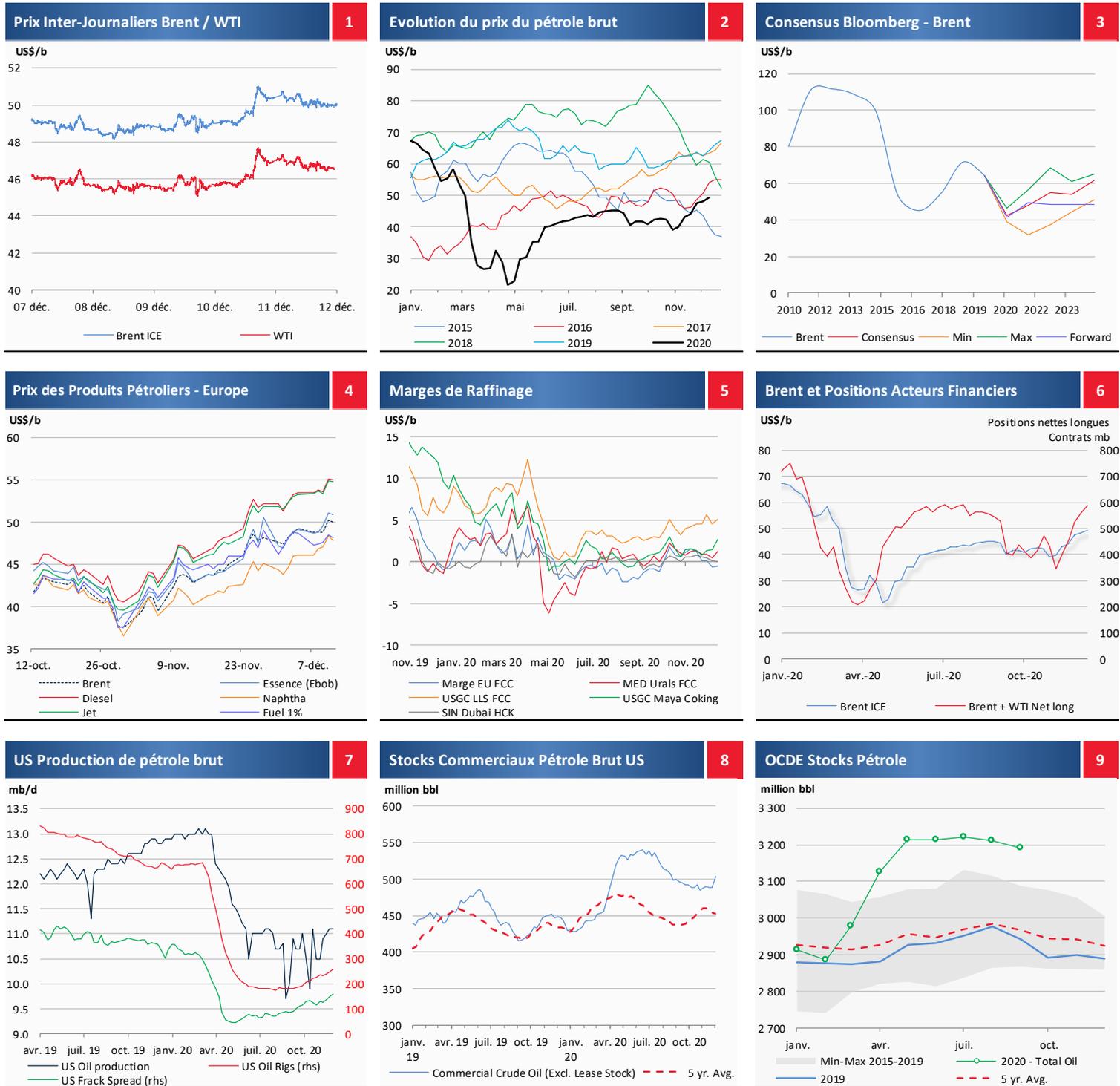
Avec une demande de pétrole qui repart (avec une hausse de + 6 mb/j attendue l'année prochaine) et une production mondiale sous contrôle de l'OPEP+ (la production américaine ne devrait pas se redresser l'année prochaine et devrait culminer à environ 11 mb/j), la situation générale des stocks pétroliers reste le principal facteur susceptible de freiner la remontée des prix. Dans son rapport hebdomadaire, l'Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA) fait état d'une augmentation de +15,2 mb des stocks de pétrole brut, la plus forte hausse depuis le mois d'avril. Cette hausse des stocks de pétrole brut est principalement due à une augmentation des importations (principalement du Canada, de l'Arabie Saoudite et du Mexique) et à une diminution des exportations, alors que l'activité des raffineries n'a que légèrement augmenté (+1,7 point de base à 79,9 %, en baisse de 10,7 points de base par rapport à l'année dernière) et que la production de pétrole brut est restée stable à 11,1 mb/j. Les stocks de produits ont également augmenté (+4 mb pour l'essence et +5 mb pour le diesel). En Europe, en zone ARA, les stocks de produits pétroliers sont également orientés à la hausse (+2,1%), la diminution des stocks d'essence n'ayant pas compensé l'augmentation des stocks de diesel (+5,4%) et de jet (+11,8%).

Toutefois, il est important de rappeler que les chiffres sur les stocks publiés par les différentes agences ne donnent qu'une vision très partielle de la situation globale. Selon le dernier rapport de l'AIE, au premier semestre de l'année, la balance pétrolière (différence entre la production et la demande) était de 1 396 mb. Sur la même période, l'augmentation des stocks OCDE a été de 345 mb (25% du total) et les stockages en mer et le pétrole brut en transit ont augmenté de 106 mb (+ 8% du total). Le reste, soit 945 mb (68% du total) est répertorié par l'AIE dans un compte « divers pour équilibrer », également appelé "barils manquants" (**Fig. 12**). Le volume de « barils manquants » au cours du premier semestre 2020 est le plus élevé jamais enregistré depuis les années 90. Selon une étude du Oxford Institute for Energy Studies, plus de la moitié de ces barils manquants sont actuellement stockés en Chine dans des stockages stratégiques et commerciaux et à la Bourse internationale de l'énergie de Shanghai (INE). Profitant des prix faibles du brut pour constituer ses stocks, la Chine détiendrait actuellement entre 1000 et 1400 mb de pétrole stocké. Ces stocks opérationnels et stratégiques, correspondant à environ 90 jours des besoins d'importation du pays, ne devraient pas être remis sur le marché dans les prochains mois. En revanche, les importations de pétrole brut de la Chine devraient diminuer de manière significative.

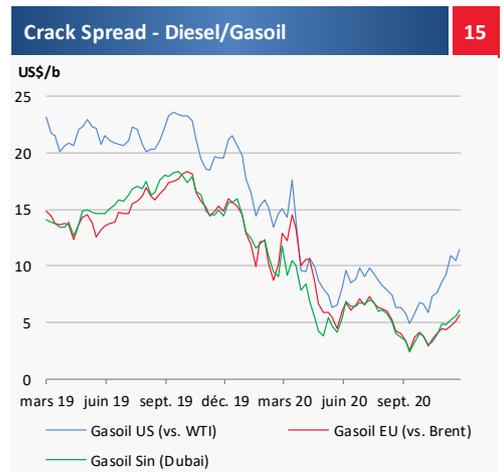
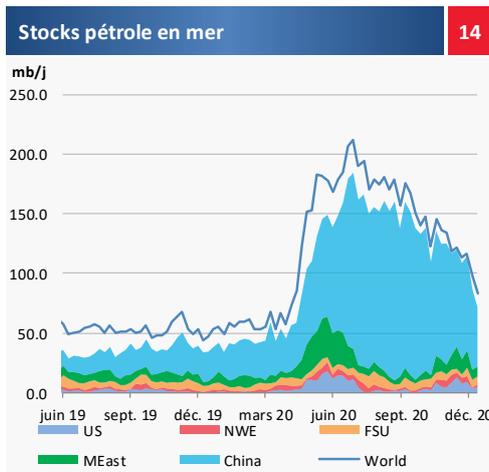
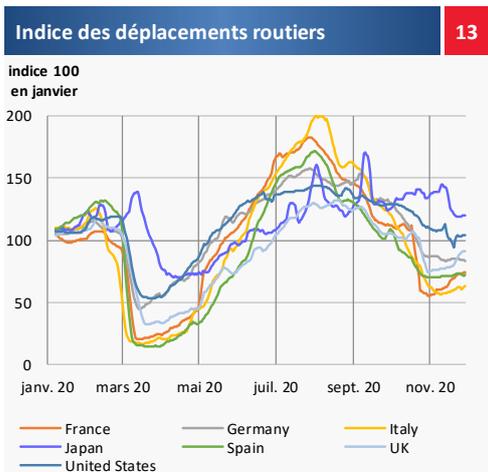
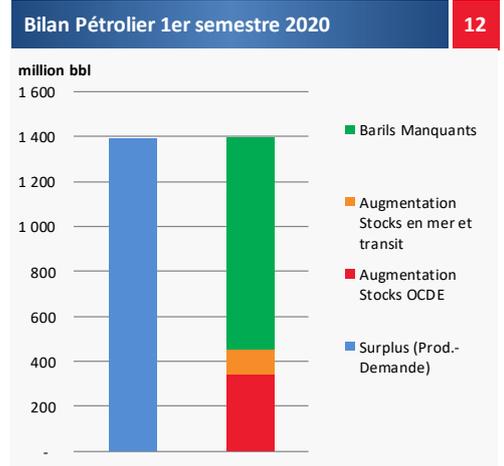
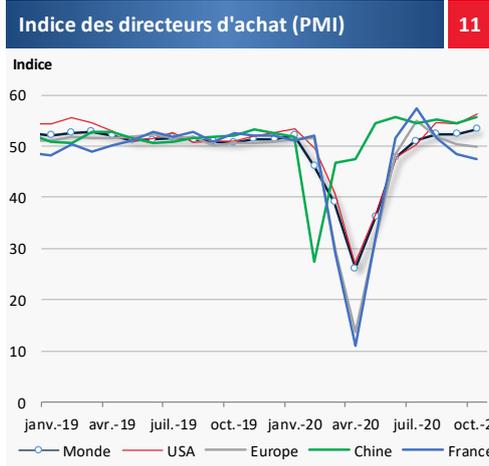
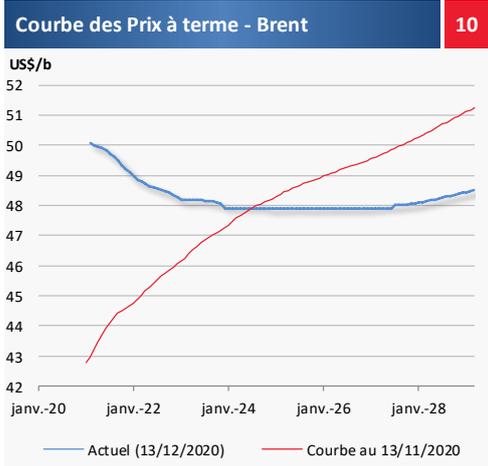
Semaine	11/12	4/12	Delta	%	Année -1
Brent ICE	49.3	48.2	1.1	2.3%	64.4
WTI Nymex	46.1	45.4	0.6	1.4%	59.3

L'autre moitié des barils manquants reste difficile à expliquer. Malgré le développement spectaculaire des moyens de suivi des opérations pétrolières (suivi des navires, utilisation d'images satellites), les statistiques pétrolières restent très imparfaites. Si ces barils manquants ne sont que des erreurs d'estimation, l'impact sur le marché pétrolier sera faible. En revanche, si ces barils manquants devaient revenir sur le marché physique, ils pourraient avoir un fort impact à la baisse sur les prix du brut.

Les prix des produits pétroliers sur le marché de Rotterdam ont progressé plus fortement que le brut, le prix de l'essence ayant augmenté de +3,7 % et celui du diesel de +6 % (Fig. 4). Dans ce contexte, la marge de raffinage (Brent/ FCC Forties) augmente de 0,1 \$/b mais reste négative à -0,48 \$/b (Fig. 5).



Semaine	11/12	4/12	Delta	%	Année -1
Brent ICE	49.3	48.2	1.1	2.3%	64.4
WTI Nymex	46.1	45.4	0.6	1.4%	59.3



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
Demande totale (mb/j)	100.1	94.0	83.0	93.2	94.9	91.3	94.9	95.8	98.4	99.1	97.1	-8.8	5.80
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
Offre totale (mb/j)	100.5	100.2	92.1	91.0	92.2	93.9	94.7	95.0	95.3	95.5	95.1	-6.6	1.3
Differences (+/-)	0.4	6.2	9.1	-2.1	-2.7	2.6	-0.2	-0.8	-3.1	-3.6	-2.0	2.2	-4.5

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 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
Demande totale (mb/j)	99.8	92.7	82.6	91.0	93.7	90.0	95.0	96.3	96.6	97.1	96.3	-9.8	6.2
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
Offre totale (mb/j)	99.8	100.2	91.5	90.3	91.7	93.4	94.2	94.3	95.0	96.4	95.0	-6.3	1.6
Differences (+/-)	-0.0	7.5	8.9	-0.7	-1.9	3.4	-0.7	-2.0	-1.6	-0.7	-1.3	3.4	-4.7