

Semaine	15/4	8/4	Delta	%	Année -1
Brent ICE	105.9	103.7	2.2	2.1%	65.5
Brent Spot	107.1	104.0	3.2	3.0%	62.2
WTI Nymex	101.5	99.2	2.4	2.4%	61.9

Le marché pétrolier se rééquilibre dans un contexte de baisse de la croissance de la demande et d'une production russe qui résiste mieux que prévu.

Les prix du pétrole étaient orientés à la hausse la semaine dernière, repassant au-dessus des 110 \$/b, les investisseurs ayant couvert leurs positions courtes avant le long week-end de Pâques et après les informations du New York Times selon lesquelles l'Union européenne préparerait un embargo sur les exportations de brut russe (**Fig. 1 et 2**). En moyenne hebdomadaire, le Brent sur le marché à terme de Londres a progressé la semaine dernière de +2,1 % à 105,9 \$/b, tout comme le WTI à New York, qui a gagné +2,4 % à 101,5 \$/b. Dans ce contexte, les économistes interrogés par Bloomberg au 18 avril ont à nouveau revu à la hausse leur prévision du prix du Brent en 2022 avec une valeur médiane de 96 \$/b pour un prix à terme de 105,8 \$/b (**Fig. 3**).

Dans son rapport mensuel publié la semaine dernière, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) a révisé sa prévision de demande mondiale de pétrole en légère baisse de 260 kb/j, à 99,4 mb/j, en raison des mesures de confinement prises en Chine et d'une demande plus faible que prévu dans les pays de l'OCDE. En ce qui concerne la Chine, après une amélioration au cours des deux premiers mois, la croissance chinoise a ralenti en mars. Les derniers indices des directeurs d'achat (PMI) signalent un affaiblissement de l'activité dans les secteurs manufacturiers et non manufacturiers et une détérioration des prévisions de la demande intérieure et internationale (le PMI composite Caixin est tombé à 43,9 en mars). Selon les économistes de BNP Paribas, le ralentissement devrait se poursuivre à court terme, en partie en raison de la nouvelle vague de Covid-19 et de la correction continue du marché dans le secteur immobilier, et en partie en raison de l'impact de la guerre en Ukraine sur les prix des matières premières et le commerce mondial. Dans ce contexte, l'AIE a révisé à la baisse ses perspectives de demande de 925 kb/j en avril et de 690 kb/j en mai, mais prévoit une reprise rapide de la demande d'ici le milieu de l'année. Au total pour 2022, la demande chinoise devrait croître de seulement 182 kb/j contre 1 223 kb/j l'an dernier.

En ce qui concerne l'offre mondiale de pétrole, les perspectives de production sont très incertaines au début du deuxième trimestre en raison de la situation en Russie. L'AIE note que jusqu'à présent, la production russe a mieux résisté que prévu aux sanctions économiques, avec une baisse de 700 kb/j de la production. Selon le vice-premier ministre russe Alexandre Novak, la production de pétrole pourrait baisser de 4 à 5 % en avril par rapport à mars, mais l'AIE envisage une perte plus importante, de l'ordre de 1,5 mb/j. Si les sanctions existantes continuent de décourager les acheteurs ou si l'interdiction du pétrole russe s'étend, les pertes pourraient alors atteindre près de 3 mb/j à partir de mai, selon l'AIE. En ce qui concerne l'OPEP+, l'AIE rapporte qu'en mars, la production totale de pétrole brut des 23 membres de l'OPEP+ est restée stable à 44,1 mb/j, les pertes de la Libye, de la Russie et du Kazakhstan étant compensées par de modestes augmentations de plusieurs membres au Moyen-Orient. Si l'on ne prend en compte que les 19 membres liés par l'accord OPEP+, la production n'a augmenté que de 40 kb/j, ce qui est loin de l'augmentation attendue de 400 kb/j. Au total, la production de l'OPEP+ a donc été inférieure de 1,5 mb/j à l'objectif en mars. Il s'agit du plus grand écart par rapport à l'objectif depuis mai 2020. Toutefois, cet écart risque de se creuser davantage, compte tenu des sanctions économiques contre la Russie et de la difficulté pour de nombreux pays d'atteindre les objectifs en raison de contraintes de capacité et de problèmes techniques. A noter également que la Libye, confrontée à une nouvelle crise politique, a annoncé hier la fermeture de son plus grand champ pétrolier (Sahara - 300 kb/j) et averti de nouvelles interruptions. Bloomberg estime que plus de la moitié de la production normale de la Libye, soit environ 1,2 mb/j, pourrait être interrompue.

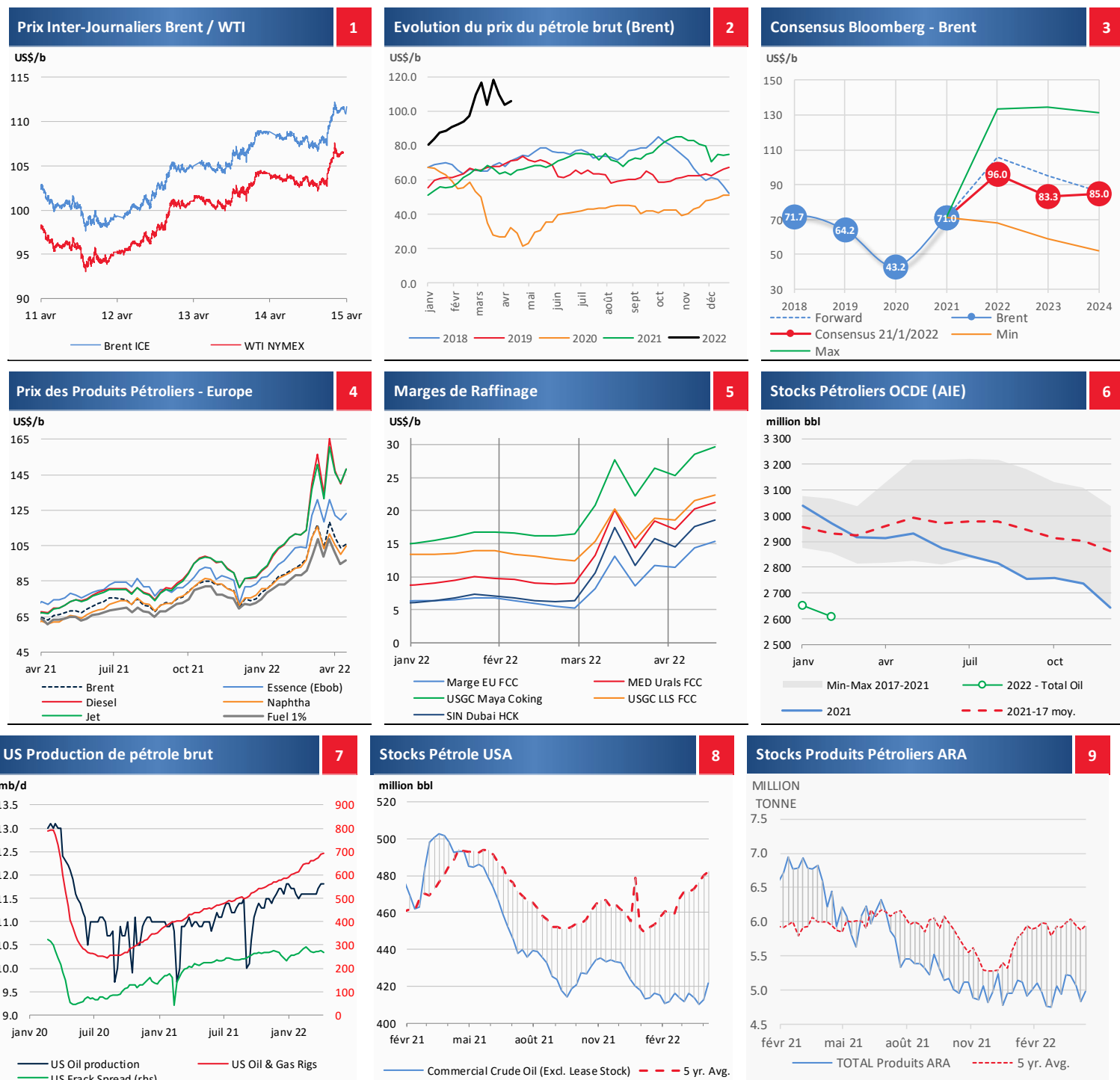
Dans ce contexte de baisse des prévisions de la demande mondiale et d'augmentation régulière de la production de l'OPEP+ et d'autres pays, le marché pétrolier devrait être assez équilibré dans les prochains mois, selon l'AIE. La libération de 180 mb des stocks stratégiques devrait également servir d'amortisseur à court terme pendant cette période de crise. Néanmoins, la nouvelle baisse des stocks pétroliers industriels en février (-42,2 mb ou 1,51 mb/j), bien en dessous de leur moyenne quinquennale (**Fig. 6**), fait craindre un risque de forte hausse des prix du brut à plus long terme si la situation géopolitique ne s'améliore pas. La simple corrélation entre le prix du brut et les stocks pétroliers (OCDE – Industrie) donne un prix d'équilibre du Brent à 108 \$/b pour le niveau de stock de février (2611 mb), proche des prix du brut actuels, confirmant que la prime géopolitique est finalement encore faible aujourd'hui (**Fig. 10**).

Selon le rapport hebdomadaire de l'EIA pour la semaine du 8 avril, les stocks américains de pétrole brut ont augmenté de 9,4 mb (**Fig. 8**), la plus forte augmentation hebdomadaire des stocks de pétrole depuis plus d'un an, mais probablement due en partie à une libération de -3,9 mb de la réserve stratégique de pétrole. Les stocks de produits pétroliers sont en baisse, en partie grâce à la croissance de la demande d'essence et à un bond des exportations nettes de distillats. La production de pétrole brut est restée stable à 11,8 mb/j et le nombre d'appareils de forage actifs a augmenté de +4 unités pour atteindre 693 (**Fig. 7**). Dans le bassin permien, on observe une forte augmentation de l'activité pour de nombreux opérateurs. Plus de 13 appareils de forage ont été installés en deux semaines, portant le nombre d'appareils (332) aux niveaux du début de 2020 (**Fig. 12**). Les permis de forage horizontal pour de nouveaux puits dans le bassin ont également

Semaine	15/4	8/4	Delta	%	Année -1
Brent ICE	105.9	103.7	2.2	2.1%	65.5
Brent Spot	107.1	104.0	3.2	3.0%	62.2
WTI Nymex	101.5	99.2	2.4	2.4%	61.9

atteint un niveau record en mars, avec 904 permis déposés jusqu'à présent cette année, selon Rystad. Les défis en termes de goulots d'étranglement des chaînes d'approvisionnement, de réseaux de transport et de pénurie de main-d'œuvre pourraient toutefois limiter la reprise de la production américaine. Pour l'AIE, qui a revu ses estimations à la baisse dans son dernier rapport, la production américaine ne dépasserait pas 12,2 mb/j de pétrole brut en moyenne cette année.

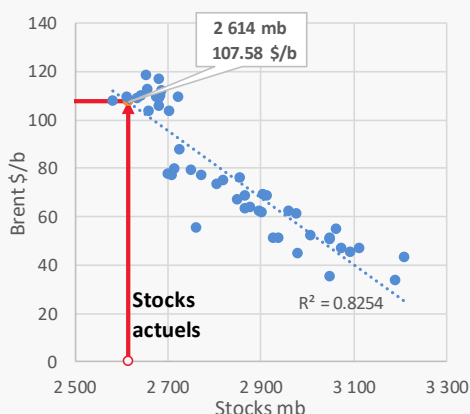
En Europe (région ARA), les stocks de produits pétroliers sont en hausse, principalement en raison de la baisse des exportations d'essence vers les Etats-Unis (Fig. 9). En avril, les importations de produits pétroliers en provenance du Moyen-Orient devraient atteindre leur plus haut niveau depuis 18 mois, sous l'effet d'une forte augmentation des importations de diesel (selon Bloomberg, les arrivées de cargaisons de diesel en avril devraient plus que doubler par rapport au mois précédent pour atteindre environ 1,58 million de tonnes, contre 609 000 tonnes en mars). Les prix des produits sur le marché international de Rotterdam ont suivi et amplifié l'évolution du prix du pétrole brut, avec une hausse de 2,9% pour l'essence et de 5,8 % pour le diesel (Fig. 4). Dans ce contexte, les marges de raffinage continuent de progresser, avec un gain de +6% de la marge FCC Brent Europe à 15,3 \$/b (Fig. 5).



Semaine	15/4	8/4	Delta	%	Année -1
Brent ICE	105.9	103.7	2.2	2.1%	65.5
Brent Spot	107.1	104.0	3.2	3.0%	62.2
WTI Nymex	101.5	99.2	2.4	2.4%	61.9

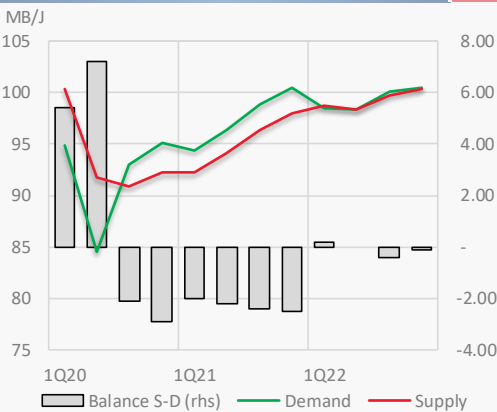
Relation Prix du Brent vs. Stocks pétroliers

10

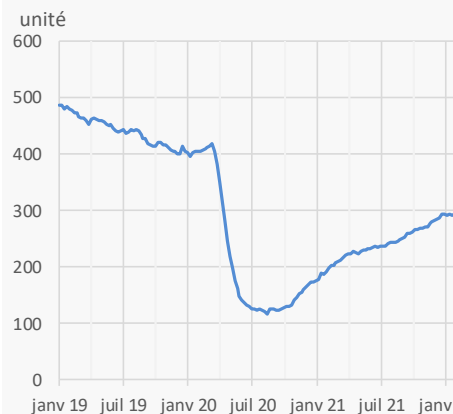


Balance Pétrolière AIE

11



Bassin permien : Plateformes de Forage



AIE - OMR avril	2019	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	1Q2022	2Q2022	3Q2022	4Q2022	2022	21-20	22-21
OCDE	47.8	42.1	42.4	44.0	45.8	46.8	44.8	45.4	45.5	46.4	46.5	45.9	2.6	1.2
non-OCDE	52.7	49.8	51.9	52.2	53.0	53.8	52.7	53.1	52.8	53.7	54.0	53.4	3.0	0.7
<i>Dont Chine</i>	13.9	14.3	15.0	15.7	15.7	15.7	15.5	15.4	15.4	16.0	16.0	15.7	1.2	0.2
Demande totale (mb/j)	100.4	91.9	94.3	96.3	98.8	100.5	97.5	98.5	98.3	100.1	100.5	99.4	5.6	1.9
Offre non-OPEP	65.6	63.0	61.9	63.5	64.3	65.0	63.7	65.0	63.7	64.4	64.8	64.5	0.7	0.8
Offre OPEP (Brut)	29.6	25.7	25.3	25.5	27.1	27.8	26.3	28.6	29.3	30.1	30.4	29.6	0.6	3.3
Offre OPEP (NGLs)	5.3	5.2	5.1	5.1	5.1	5.2	5.1	5.3	5.4	5.4	5.4	5.4	-0.1	0.3
Offre non-OPEP+ (Brut)	47.2	45.9	44.9	46.1	47.0	47.0	46.3	46.8	48.1	49.0	49.2	50.6	0.4	4.3
Offre OPEP+ (Brut)	45.9	40.6	40.0	40.5	41.9	43.3	41.4	44.0	42.3	42.7	43.1	43.0	0.8	1.6
Offre totale (mb/j)	100.6	93.9	92.3	94.1	96.4	98.0	95.2	98.7	98.3	99.7	100.4	99.3	1.3	4.1
Differences (+/-)	0.1	2.8	-2.0	-2.2	-2.4	-2.5	-2.3	0.2	-0.0	-0.4	-0.1	-0.1	-4.3	2.2

Production OPEP basée sur accords actuels

EIA -STEO avril	2019	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	1Q2022	2Q2022	3Q2022	4Q2022	2022	21-20	22-21
OCDE	47.8	41.9	42.4	44.1	45.8	46.7	44.8	45.9	45.5	46.2	46.5	46.0	2.9	1.2
non-OCDE	53.0	50.4	51.8	52.3	52.6	53.7	52.6	53.1	53.7	54.0	54.3	53.8	2.2	1.2
<i>Dont Chine</i>	14.0	14.4	15.3	15.5	15.0	15.3	15.3	15.4	15.7	15.6	15.9	15.7	0.8	0.4
Demande totale (mb/j)	100.9	92.3	94.3	96.3	98.4	100.4	97.4	99.0	99.2	100.2	100.8	99.8	5.1	2.4
Offre non-OPEP	65.6	63.5	62.2	63.8	64.3	65.2	63.9	65.2	65.5	66.3	66.6	65.9	0.4	2.0
Offre OPEP (NGLs)	5.3	5.1	5.3	5.4	5.4	5.4	5.4	5.6	5.4	5.5	5.5	5.5	0.3	0.1
Offre OPEP (Brut)	29.3	25.6	25.1	25.5	26.8	27.7	26.3	28.2	28.6	29.1	29.3	28.8	0.7	2.5
Offre totale (mb/j)	100.2	94.2	92.5	94.6	96.6	98.3	95.5	99.0	99.5	100.9	101.4	100.2	1.3	4.7
Differences (+/-)	-0.6	1.9	-1.8	-1.7	-1.8	-2.1	-1.9	0.0	0.3	0.7	0.6	0.4	-3.8	2.3

OPEP avril	2019	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	1Q2022	2Q2022	3Q2022	4Q2022	2022	21-20	22-21
OCDE	47.8	42.1	42.4	44.0	45.8	46.7	44.7	45.2	45.8	47.5	47.9	46.6	2.6	1.9
non-OCDE	52.4	48.6	51.6	51.5	51.8	53.4	52.1	53.8	53.3	53.6	54.9	53.9	3.5	1.8
<i>Dont Chine</i>	13.7	13.2	13.8	14.6	14.6	15.2	14.6	14.3	15.1	15.1	15.6	15.0	1.4	0.5
Demande totale (mb/j)	100.2	90.6	94.0	95.5	97.6	100.1	96.8	99.0	99.1	101.1	102.8	100.5	6.2	3.7
Offre non-OPEP	65.6	62.9	62.5	63.3	63.6	64.9	63.6	65.5	65.6	66.4	67.5	66.3	0.6	2.7
Offre OPEP (NGLs)	5.2	5.1	5.1	5.1	5.2	5.2	5.1	5.2	5.3	5.3	5.3	5.3	0.1	0.1
Offre OPEP (Brut)	29.4	25.7	25.2	25.6	26.9	27.7	26.3	28.4	29.3	30.1	30.4	29.5	0.7	3.2
Offre totale (mb/j)	100.2	93.6	92.8	94.0	95.7	97.8	95.1	99.1	100.2	101.8	103.2	101.1	1.4	6.0
Differences (+/-)	-0.1	3.0	-1.2	-1.6	-1.9	-2.4	-1.8	0.1	1.1	0.7	0.4	0.6	-4.8	2.4