

	17/4	10/4	Delta	%	Année -1
Brent ICE	29.0	32.3	-3.3	-10.3%	71.6
WTI Nymex	20.1	24.4	-4.3	-17.5%	63.8

Trop peu, trop tard, l'accord de l'OPEP+ n'arrive pas à enrayer la chute du prix du brut

Malgré un accord historique signé la semaine dernière entre l'OPEP et ses alliés, sur la réduction de la production de pétrole, les prix du brut ont continué de baisser. La publication par le FMI de perspectives alarmantes pour l'économie mondiale, en récession de 3% cette année, les rapports mensuels de l'AIE et de l'OPEP sur l'évolution du marché pétrolier et surtout l'augmentation de la production de pétrole en Arabie saoudite et dans les Emirats ont plombé les cours du brut cette semaine. En moyenne hebdomadaire, le Brent pour livraison en juin perd 3,3 \$/b à 29,0 \$/b et le WTI à New York perd 4,3 \$/b pour s'établir à 20,1 \$/b (**Fig. 1**). Sur le marché physique, le Brent s'est négocié cette semaine à 24,2 \$/b en moyenne. Le consensus Bloomberg sur le prix du Brent pour 2020 est en baisse à 41,7 US\$/b (**Fig. 3**). Treize semaines après le début de la crise, le prix du pétrole brut a chuté de 55 %, ce qui est très similaire à la crise de 2008 (**Fig. 13**).

Le 12 avril dernier, les producteurs de l'OPEP+ ont conclu un accord sans précédent par sa portée et sa durée. Les 23 nations ont en effet convenu de réduire leur production de pétrole brut de 9,7 mb/j en mai et juin, de 7,7 mb/j au second semestre 2020 et de 5,8 mb/j de janvier 2021 à avril 2022. Cet accord a ensuite été renforcé par les déclarations des ministres de l'énergie du G20 qui se sont engagés à prendre toutes les mesures nécessaires pour assurer la stabilité du marché pétrolier. Plusieurs pays, en dehors du pacte de l'OPEP+, se sont également engagés à réduire leur production, comme la Norvège qui pourrait baisser sa production de 1,9 mb/d de mai à décembre. Si l'accord a été accueilli favorablement, il a très vite été jugé insuffisant et surtout en décalage complet avec l'évolution actuelle de la demande. En effet, alors que la demande de pétrole s'effondre en avril de 29 mb/j en glissement annuel, selon l'AIE, la production de pétrole continue d'augmenter de plus de 1,3 mb/j en raison d'une production plus élevée en Arabie saoudite et aux Emirats. En mai, la baisse historique de plus de 10 mb/j, prévue dans le plan de l'OPEP+ semble également totalement insuffisante, face à une demande en baisse de 26 mb/j (en glissement annuel). Selon le scénario de l'AIE, ce n'est qu'à partir de juin que la situation commencerait à s'équilibrer avec une balance pétrolière qui s'inverserait et deviendrait négative au 2^e semestre (**Fig. 14 et Tableau**).

Dans son dernier rapport, l'AIE est plutôt pessimiste quant à l'évolution de la demande de pétrole. Pour 2020, l'Agence anticipe une baisse de la demande de 9,3 mb/j à 90,5 mb/j, effaçant ainsi près d'une décennie de croissance. En comparaison, les estimations de l'OPEP et de l'EIA sont moins alarmistes avec une demande en baisse respectivement de -7 et -5 mb/j. La différence entre les estimations des différentes Agences est particulièrement marquée au deuxième trimestre, avec une baisse de la demande estimée par l'AIE à -23 mb/j, soit près du double de celle des deux autres agences (-12 mb/j), principalement en raison de divergences d'opinions sur l'évolution de la pandémie mondiale et de la reprise de la consommation, avec la levée progressive des mesures de confinement (**Fig. 15**).

Aux Etats-Unis, les statistiques hebdomadaires, publiées par l'EIA pour la semaine du 10 avril, montrent une nouvelle augmentation significative des stocks de pétrole de +19,2 mb à 504 mb (**Fig. 7**), soit environ 64% de la capacité totale de stockage de pétrole disponible aux Etats-Unis, estimée à 782 mb. La situation est encore plus tendue à Cushing, dans l'Oklahoma, où est fixé le cours du WTI, avec des stocks en augmentation de +5,7 mb à 55 mb et un taux d'utilisation des stockages proche de 70%. La tension sur les stocks est cependant modérée cette semaine par une forte augmentation des exportations de pétrole brut (+21%), principalement vers la Chine et l'Inde, qui profitent de la faiblesse des prix du pétrole brut pour remplir leurs réserves stratégiques. Les stocks des principaux produits pétroliers sont également en hausse. Les stocks d'essence ont augmenté de 4,9 mb atteignant un record de 262 mb pour une demande qui, après s'être effondrée au début du mois, reste stable (**Fig. 10**). Dans l'ensemble, les stocks de pétrole brut et des principaux produits ont connu une croissance sans précédent de +78 mb (**Fig. 8**) sur les quatre dernières semaines.

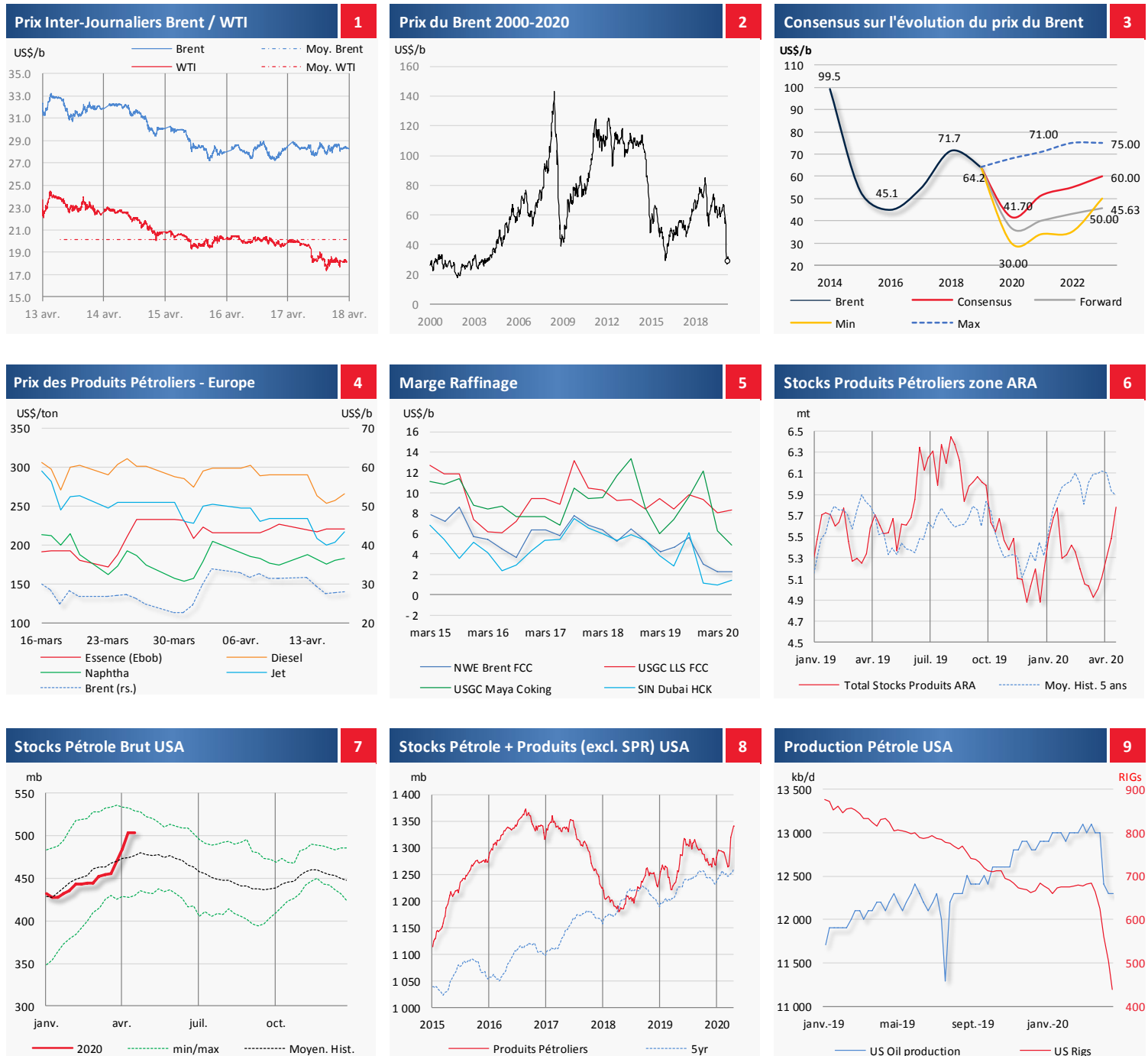
La production de pétrole brut aux Etats-Unis est en très légère baisse de 100 kb/j à 12,3 mb/j (**Fig. 9**) avec un nombre de plateformes de forage en activité en chute de 66 unités à 438 (retour au niveau de 2016). Dans sa dernière analyse (datée du 7 avril, avant l'accord OPEP+), l'agence américaine prévoit pour 2020 une baisse de 4% (-470 kb/j) à 11,8 mb/j de la production domestique. Compte tenu des prix actuels du WTI et de la baisse du prix de certains bruts texans sous les 2 \$/b (et même négatifs parfois), une baisse plus prononcée de la production devrait être observée. En effet, selon la dernière enquête auprès des producteurs texans (Dallas Fed Energy Survey), les prix du WTI doivent se situer en moyenne entre 23 et 36 \$/b pour couvrir *a minima* les frais d'exploitation des puits existants. La baisse de la production américaine due aux seules conditions du marché pourrait cependant prendre plus de temps que prévu car un certain nombre de producteurs utilisent des instruments financiers tels que des swaps ou des options pour couvrir au moins une partie de leur production contre les baisses de prix (selon Bloomberg, environ 22 % de la production américaine sont couverts avec un prix WTI moyen de 56,6 \$/b). Même si ces instruments financiers ne couvrent pas l'ensemble de la production ni la baisse totale des prix du brut, cela pourrait expliquer la relative résilience actuelle de la production américaine. C'est dans ce contexte que la Texas Railroad Commission (TRC), l'organisme de régulation du secteur pétrolier au Texas, a tenu des auditions la semaine dernière pour étudier les mesures à mettre en place pour réduire rapidement la production de pétrole. Si certaines compagnies comme Pioneer Natural Resources et Parsley Energy sont favorables aux quotas de production, la majorité des producteurs y est fortement opposée, privilégiant le marché libre comme meilleur organe de régulation. Une nouvelle réunion de la TRC doit se tenir cette semaine.

	17/4	10/4	Delta	%	Année -1
Brent ICE	29.0	32.3	-3.3	-10.3%	71.6
WTI Nymex	20.1	24.4	-4.3	-17.5%	63.8

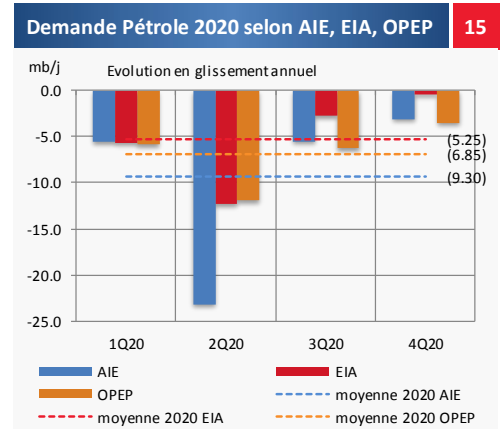
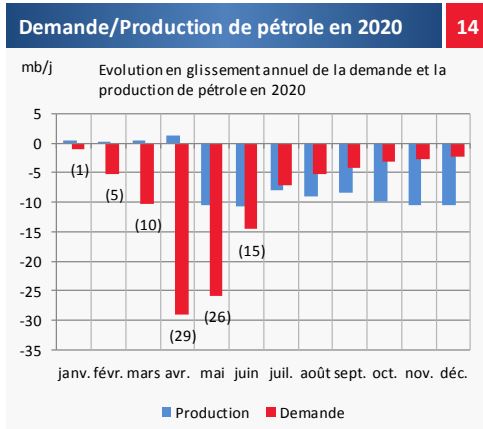
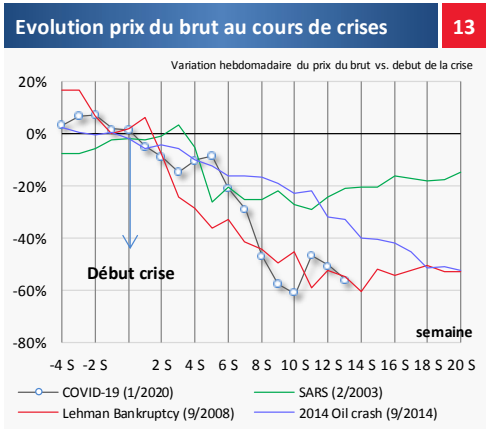
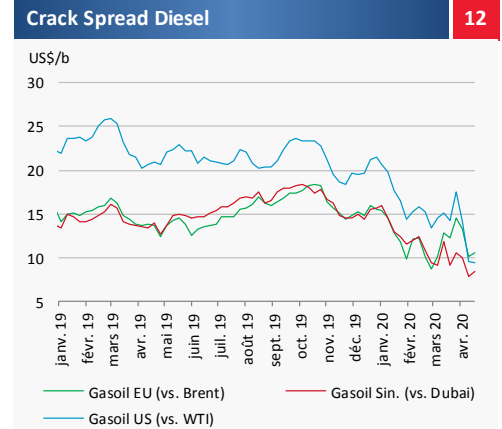
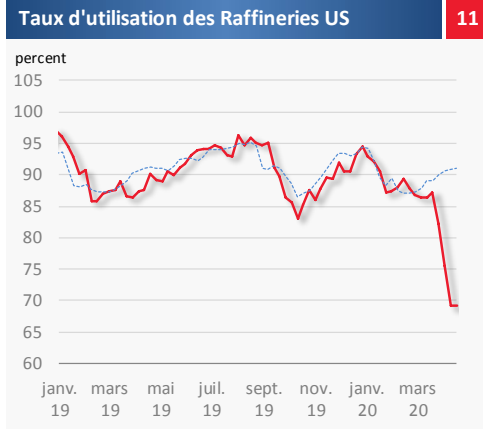
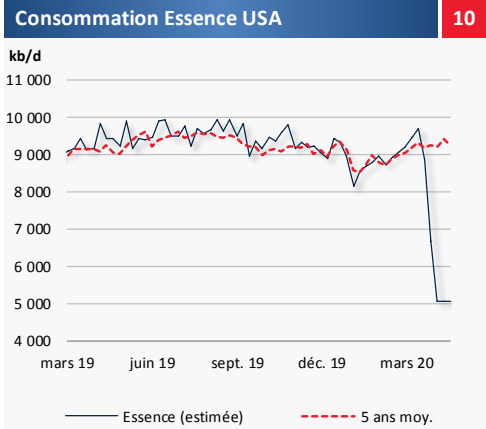
En Europe, les stocks de produits pétroliers dans la zone ARA ont fortement augmenté de +5%, la demande ayant baissé de 6,5 mb/j en avril (Fig. 6). Cette augmentation des stocks s'explique principalement par une hausse de 12% des stocks d'essence et de kérosène.

Les prix des principaux produits pétroliers sur le marché NWE sont en baisse de 10% en moyenne (-9,7% pour le diesel, -11% pour le jet), le prix de l'essence restant pratiquement stable (Fig. 4). Face à la baisse de la demande, la situation pour les raffineurs se complique. Aux Etats-Unis, le taux d'utilisation des raffineries est tombé à 69%. En Europe, ce taux devrait tomber à 50% pour le 2^e trimestre, selon les estimations de l'AIE. Si certaines raffineries ont avancé leurs programmes de maintenance de printemps, beaucoup ont dû reporter ces opérations en raison des restrictions de déplacement, des mesures de confinement du personnel et des problèmes logistiques. En moyenne sur le premier trimestre, les marges de raffinage sont en baisse, en glissement annuel, de 43% en Europe, 15% aux Etats-Unis et 74% en Asie (Fig. 5).

En affectant à la fois l'amont et l'aval pétrolier, la crise actuelle devrait avoir un impact très négatif sur les résultats trimestriels à venir des compagnies pétrolières et parapétrolières, à l'image du groupe Schlumberger qui accuse une perte nette de 7,4 milliards de dollars au premier trimestre de l'année.



	17/4	10/4	Delta	%	Année -1
Brent ICE	29.0	32.3	-3.3	-10.3%	71.6
WTI Nymex	20.1	24.4	-4.3	-17.5%	63.8



AIE Avril 2020	2018	1Q19	2Q19	3Q19	4Q19	2019	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	2020	19-18	20-19
OCDE	47.9	47.6	47.0	48.1	47.7	47.6	45.3	32.7	44.1	45.5	41.9	-0.3	-5.7
non-OCDE	51.2	51.3	52.2	52.5	53.0	52.2	48.0	43.4	51.0	52.1	48.6	1.1	-3.6
<i>Dont Chine</i>	13.0	13.0	13.7	13.8	14.1	13.7	11.3	12.4	13.7	13.7	12.8	0.7	-0.9
Demande totale (mb/j)	99.1	98.9	99.2	100.5	100.7	99.8	93.3	76.1	95.0	97.6	90.5	0.8	-9.30
Offre non-OPEP	63.5	64.5	65.1	65.8	66.8	65.5	66.7	62.4	62.2	61.7	63.2	2.1	-2.3
Offre OPEP (NGLs)	5.5	5.5	5.5	5.4	5.4	5.4	5.4	5.2	5.2	5.2	5.2	-0.1	-0.2
Offre OPEP (Brut)	31.4	30.1	29.6	29.0	29.3	29.5	28.3	25.9	24.4	24.4	25.7	-1.9	-3.7
Offre totale (mb/j)	100.3	100.1	100.1	100.2	101.5	100.5	100.4	93.5	91.7	91.2	94.2	0.2	-6.3
Differences (+/-)	1.3	1.2	0.9	-0.4	0.8	0.6	7.1	17.4	-3.3	-6.4	3.7	-0.6	3.0

EIA - STEO Avril 2020	2018	1Q19	2Q19	3Q19	4Q19	2019	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	2020	19-18	20-19
OCDE	47.5	47.4	46.7	47.8	47.5	47.4	44.5	39.1	45.6	46.6	43.9	-0.1	-3.4
non-OCDE	52.4	52.6	53.5	53.6	53.8	53.4	50.0	49.0	53.0	54.3	51.6	1.0	-1.8
<i>Dont Chine</i>	13.9	14.4	14.7	14.4	14.6	14.5	12.3	13.1	14.4	14.9	13.7	0.6	-0.9
Demande totale (mb/j)	99.9	100.0	100.2	101.4	101.3	100.8	94.4	88.0	98.7	100.9	95.5	0.8	-5.2
Offre non-OPEP	63.4	64.8	65.4	66.2	67.2	65.9	66.9	65.4	65.1	65.2	65.7	2.5	-0.2
Offre OPEP (NGLs)	5.3	5.5	5.4	5.2	5.3	5.4	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	0.0	-0.3
Offre OPEP (Brut)	32.0	29.9	29.5	28.6	29.0	29.3	28.1	25.7	24.2	24.2	25.6	-2.7	-3.7
Offre totale (mb/j)	100.7	100.3	100.3	100.1	101.6	100.6	100.1	99.4	98.7	99.3	99.4	-0.1	-1.2
Differences (+/-)	0.8	0.3	0.1	-1.3	0.3	-0.2	5.7	11.4	0.1	-1.6	3.9	-1.0	4.1

OPEP Avril 2020	2018	1Q19	2Q19	3Q19	4Q19	2019	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	2020	19-18	20-19
OCDE	48.0	47.7	47.1	48.5	48.3	47.9	45.5	38.4	45.2	46.5	43.9	-0.1	-4.0
non-OCDE	50.8	51.0	51.4	52.1	52.5	51.8	47.4	48.3	49.1	50.8	48.9	0.9	-2.9
<i>Dont Chine</i>	12.7	12.6	13.2	13.0	13.5	13.1	10.3	12.7	12.6	13.4	12.2	0.4	-0.8
Demande totale (mb/j)	98.8	98.8	98.6	100.5	100.8	99.7	92.9	86.7	94.3	97.3	92.8	0.8	-6.8
Offre non-OPEP	63.0	64.3	64.4	64.8	66.3	65.0	66.6	62.1	62.7	62.5	63.5	2.0	-1.5
Offre OPEP (NGLs)	4.8	4.8	4.8	4.7	4.9	4.8	4.9	4.8	4.8	4.8	4.8	0.0	0.0
Offre OPEP (Brut)	31.3	30.0	29.5	28.9	29.1	29.3	28.3	25.9	24.4	24.4	25.7	-2.0	-3.6
Offre totale (mb/j)	99.1	99.1	98.6	98.3	100.3	99.1	99.8	92.8	91.9	91.7	94.1	0.0	-5.0
Differences (+/-)	0.2	0.3	0.1	-2.2	-0.5	-0.6	6.8	6.1	-2.4	-5.6	1.2	-0.8	1.8

Avec accord OPEP