

	15/5	8/5	Delta	%	Année -1
Brent ICE	30.5	29.7	0.8	2.8%	71.6
WTI Nymex	26.4	23.5	3.0	12.8%	62.1

## Le Brent au-dessus de 30 \$/b. La remontée des prix sera longue.

Pour la troisième semaine consécutive, le prix du pétrole brut est en hausse, dépassant 30 \$/b en moyenne hebdomadaire, pour la première fois depuis la mi-mars. La hausse des prix du pétrole brut s'est accélérée sur la fin de la semaine dernière avec la publication du rapport de l'AIE, faisant état de prévisions un peu moins pessimistes concernant la baisse de la demande en 2020 et de premiers signes de rééquilibrage du marché pétrolier (**Fig. 1**). En moyenne hebdomadaire, le Brent pour livraison en juillet gagne +0,8 \$/b à 30,5 \$/b. A New York, le WTI pour livraison en juin augmente de + 3,0 \$/b pour s'établir à 26,4 \$/b (**Fig. 2**). Le consensus Bloomberg sur le prix du Brent reste stable à 38,0 \$/b pour 2020 et 50,5 \$/b pour 2021 (**Fig. 3**). Dix-sept semaines après le début de la crise sanitaire, le prix du pétrole brut a perdu la moitié de sa valeur et semble suivre la même trajectoire que celle observée lors de la crise économique de 2008, celle d'une lente remontée (**Fig. 12**).

Cette semaine, l'AIE, l'EIA et l'OPEP ont publié leur analyse mensuelle du marché pétrolier. Les trois agences semblent s'accorder sur la baisse historique de la demande en 2020 qui devrait être de -9,1 mb/j pour l'OPEP, -8,6 mb/j pour l'AIE et -8,1 mb/j pour l'EIA (**Fig. 14 et Tableaux**). Par rapport au mois dernier, l'AIE a révisé légèrement à la hausse ses prévisions de demande mondiale de pétrole pour cette année, en raison d'une évolution plus rapide des mesures de déconfinement et d'une augmentation importante des déplacements en voiture dans de nombreux pays. Les données recueillies par les téléphones portables et les systèmes GPS des voitures mis en ligne par Apple pour plusieurs pays et villes montrent en effet une reprise significative des déplacements en voiture, principalement aux Etats-Unis, en Allemagne et en France (l'indice a gagné plus de 30 points depuis le déconfinement du 11 mai – **Fig. 13**). Cette augmentation, plus rapide que prévue des déplacements en voiture, s'explique par la préférence des usagers pour les transports individuels au détriment des transports publics, jugés moins sûrs face à la pandémie.

Le marché réagit également positivement au programme de réduction de la production de pétrole de l'OPEP+. Après avoir augmenté leur production en avril, l'Arabie saoudite et la Russie semblent désormais déterminées à mettre en place l'accord de l'OPEP+ le plus rapidement possible. Pour rappel, cet accord prévoit une réduction de la production de 9,7 mb/j en mai et juin (par rapport au niveau de production d'octobre 2018, sauf pour l'Arabie saoudite et la Russie, pays pour lesquels la production de référence est fixée à 11 mb/j). D'après les informations sur le suivi des tankers et les données collectées auprès des raffineurs et des traders, cet objectif pourrait être atteint bien avant la fin du mois. L'Arabie saoudite a également annoncé la semaine dernière qu'elle réduirait sa production de pétrole en juin d'un million de barils par jour en plus de l'accord, pour atteindre 7,5 mb/j, son plus bas niveau de production depuis 2002. Le revirement stratégique de l'Arabie saoudite, qui après avoir initié une guerre des prix en début d'année fait tout son possible pour contribuer au redressement des cours du brut, s'explique à la lumière des difficultés économiques auxquelles le pays est confronté. Touché par la pandémie avec près de 50 000 cas déclarés, le taux de chômage, actuellement de 12%, est en forte hausse avec un PIB qui devrait baisser de 4,5 % pour un déficit public qui atteindrait 12,5% du PIB cette année, selon Moody's. Face à la baisse des recettes pétrolières, le gouvernement a mis en œuvre un plan d'austérité sans précédent la semaine dernière, triplant la TVA à 15 %, interrompant les prestations versées aux ménages et permettant aux entreprises de licencier des travailleurs et de réduire les salaires de 40 %. Au-delà de ces considérations économiques, le revirement saoudien s'explique également par la pression politique américaine qui, après avoir menacé de suspendre l'aide militaire américaine et de retirer quatre batteries américaines de missiles anti-missiles Patriot, a finalement annoncé la signature de deux importants contrats (2 milliards de dollars) avec l'armée saoudienne pour la livraison de nouveaux missiles.

Toutefois, si le marché se rééquilibre, la situation des stocks de pétrole risque de peser longtemps sur les prix du brut. Selon l'AIE, les stocks de pétrole (pétrole brut + produits pétroliers) des pays de l'OCDE s'élevaient à 4,6 milliards de barils à la fin du mois d'avril, en comptabilisant les stocks commerciaux et gouvernementaux (**Fig. 8**). La capacité totale de stockage à terre estimée par l'agence dans 78 pays est de 6,7 milliards de barils. En considérant un volume utile de stockage de l'ordre de 5,7 milliards de barils, les stocks sont donc actuellement remplis à 80%. Sur la base des dernières projections de l'AIE, on estime que les stocks pétroliers devraient continuer d'augmenter en juin pour dépasser de près de 20 % leur moyenne sur cinq ans avant de redescendre progressivement au deuxième semestre. A la fin de l'année, les stocks devraient être encore supérieurs de + 3% à leur moyenne sur cinq ans (**Fig. 11**).

Aux USA, l'EIA, dans son rapport annuel, anticipe une baisse importante de la production américaine de pétrole brut au deuxième trimestre 2020, de l'ordre de 0,5 mb/j par mois, et une production annuelle moyenne de 11,7 mb/j en 2020 (vs. 12,2 en 2019). La production devrait continuer à baisser jusqu'en mars 2021 pour atteindre 10,7 mb/j, puis augmenter légèrement en réponse à la hausse prévue des prix du pétrole brut. En 2021, la production américaine devrait être en moyenne de 10,9 mb/j. Les statistiques hebdomadaires font état d'une baisse de la production de 300 kb/j à 11,6 mb/j pour un nombre de plateformes de forage en chute de 34 unités à 258 (**Fig. 9**). Les stocks commerciaux de pétrole brut sont en baisse de 0,7 mb (**Fig. 7**) auquel s'ajoute 1,19 mb de pétrole stocké dans la réserve fédérale (SPR). Dans l'ensemble, les stocks américains sont remplis à 60 % et la situation à Cushing s'améliore très légèrement avec 79 % de la capacité de stockage utilisée (contre 83 % la semaine dernière).

Sur le marché Européen, les prix des produits pétroliers sont en légère hausse (+1,4% pour l'essence, +2% pour le diesel), mais les stocks, qui ont fortement augmenté de 18 % depuis le début du mois, pèsent sur les prix (**Fig. 4 & 6**). Dans ce contexte, les marges de raffinage diminuent fortement et deviennent même négatives dans de nombreuses régions du monde (**Fig. 5**), ce qui incite les raffineurs à réduire leurs opérations (le taux d'utilisation des raffineries américaines est tombé à 67,9% contre 91% en moyenne à cette époque de l'année). Après avoir chuté au plus bas avec l'arrêt des liaisons aériennes, le prix du jet est en forte augmentation cette semaine (+10%), porté par l'anticipation d'une prochaine reprise des vols avec la réouverture des frontières dans plusieurs pays

	15/5	8/5	Delta	%	Année -1
Brent ICE	30.5	29.7	0.8	2.8%	71.6
WTI Nymex	26.4	23.5	3.0	12.8%	62.1

et l'arrivée de la saison estivale (l'Italie a annoncé la réouverture de ses frontières avec les pays de l'espace Schengen à partir du 3 juin).

Comme anticipé, les résultats financiers des majors pétrolières au premier trimestre 2020 sont en forte baisse (**Fig. 15**). Dans un contexte de baisse du prix du pétrole brut (-20% sur la période 1T20 vs. 1T19) et du prix du gaz (-50% en Europe et -35% aux Etats-Unis), le résultat net des cinq majors (Exxon, Chevron, Shell, BP, Total) est négatif à -1,4 milliard de dollars (contre un bénéfice de 17 milliards de dollars au 1T19). La baisse a été particulièrement importante pour BP avec une perte trimestrielle de plus de 4 milliards de dollars, le plus mauvais résultat du groupe depuis la fin de l'année 2015. Le segment amont des majors a été le plus touché avec une baisse globale de 49%, tandis que le segment aval a mieux résisté avec une baisse de 29%. Dans ce contexte incertain, la production d'hydrocarbures a légèrement augmenté (+1%) par rapport au 1T19, mais avec des écarts importants entre les sociétés (Total a augmenté sa production de +5% avec notamment le démarrage de nouveaux projets au Nigeria et en mer du Nord et Chevron a battu un nouveau record de production grâce aux schistes américains et à la production de gaz naturel). Les investissements ont augmenté de 4% (vs. 1T19), tirés par TOTAL (+22%) avec des prises de participation dans des projets gaziers en Inde (Adani Gas limited) et en Russie (Artic LNG 2).

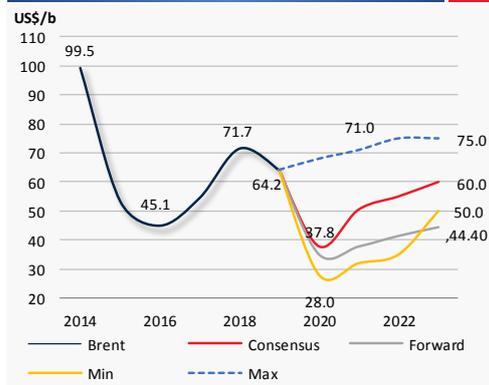
**Prix Inter-Journaliers Brent / WTI** 1



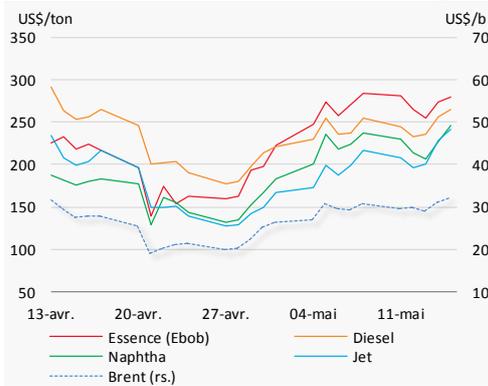
**Prix du Brut 2019-2020** 2



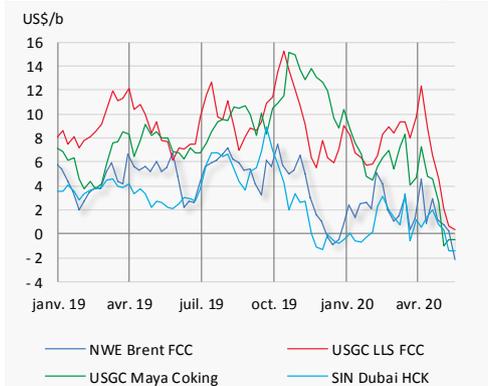
**Consensus sur l'évolution du prix du Brent** 3



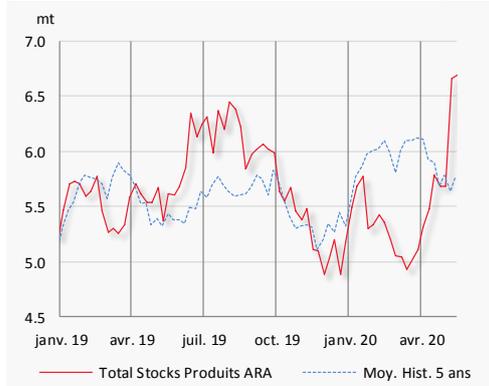
**Prix des Produits Pétroliers - Europe** 4



**Marges de Raffinage** 5



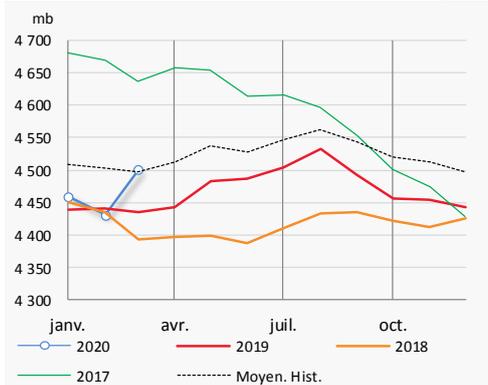
**Stocks Produits Pétroliers zone ARA** 6



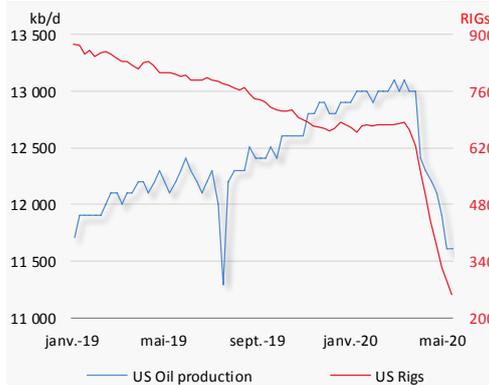
**Stocks Pétrole Brut USA** 7



**AIE Stocks Pétrole (Industrie + Gouvernt.)** 8

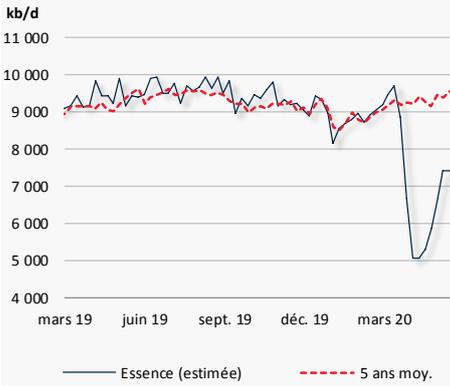


**Production Pétrole USA** 9

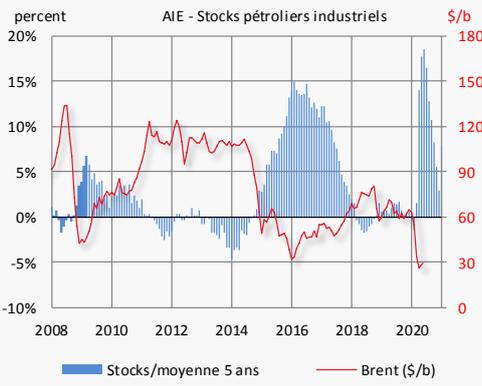


	15/5	8/5	Delta	%	Année -1
Brent ICE	30.5	29.7	0.8	2.8%	71.6
WTI Nymex	26.4	23.5	3.0	12.8%	62.1

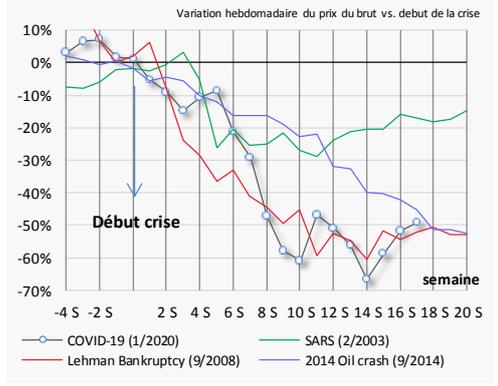
**Consommation Essence USA 10**



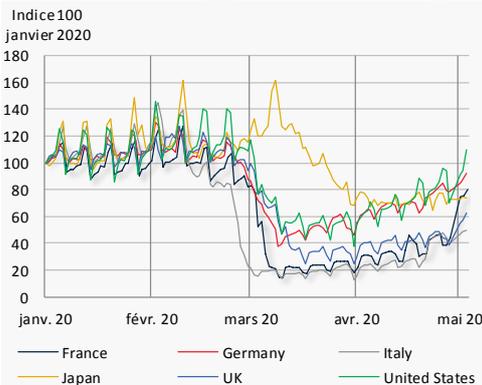
**Evolution des stocks pétroliers 11**



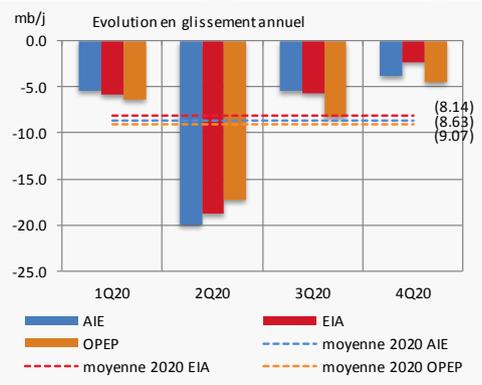
**Evolution prix du brut au cours de crises 12**



**Evolution des déplacements en voiture 13**



**Demande Pétrole 2020 selon AIE, EIA, OPEP 14**



**Résultats Financiers des Majors 15**

GS	Exxon	BP	Chevron	Shell	Total	Majors
<b>Résultat net</b>	1T19: 2.4	2.9	2.6	6.0	3.1	17.0
	1T20: -0.6	-4.4	3.6	0.0	0.0	-1.4
Var.	-126%	-249%	36%	-100%	-99%	-108%
<b>Résultat Amont</b>	1T19: 2.9	2.9	3.1	1.7	1.7	12.4
	1T20: 0.5	1.9	2.9	0.3	0.7	6.3
Var.	-81%	-36%	-7%	-83%	-59%	-49%
<b>Résultat Aval/Chimie</b>	1T19: 0.3	1.7	0.3	1.8	0.8	4.8
	1T20: -0.5	0.9	1.1	1.5	0.4	3.4
Var.	-278%	-47%	338%	-17%	-49%	-29%
<b>Capex</b>	1T19: 6.9	3.6	3.0	5.1	3.6	22.2
	1T20: 7.1	3.5	3.1	5.0	4.4	23.2
Var.	4%	-3%	6%	-3%	22%	4%
<b>Production mbep/j</b>	1T19: 4.0	3.8	3.0	3.8	2.9	17.5
	1T20: 4.0	3.7	3.2	3.7	3.1	17.8
Var.	2%	-3%	6%	-1%	5%	1%

AIE Mai 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	36.2	44.9	45.8	43.1	-0.3	-4.5
non-OCDE	51.2	51.3	52.2	52.5	53.0	52.3	48.2	43.1	50.2	51.1	48.2	1.1	-4.1
<i>Dont Chine</i>	13.0	13.0	13.7	13.8	14.1	13.7	11.7	12.7	13.2	13.2	12.7	0.7	-1.0
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>99.1</b>	<b>98.9</b>	<b>99.2</b>	<b>100.5</b>	<b>100.7</b>	<b>99.9</b>	<b>93.5</b>	<b>79.3</b>	<b>95.1</b>	<b>96.9</b>	<b>91.2</b>	<b>0.8</b>	<b>-8.63</b>
Offre non-OPEP	63.5	64.5	65.1	65.8	66.8	65.5	66.519	61.0	60.7	60.9	62.3	2.1	-3.3
Offre OPEP (NGLs)	5.5	5.5	5.5	5.4	5.4	5.4	5.425	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	28.21	25.8	24.5	24.5	25.8	-1.9	-3.7
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>100.3</b>	<b>100.1</b>	<b>100.1</b>	<b>100.2</b>	<b>101.5</b>	<b>100.5</b>	<b>100.2</b>	<b>91.9</b>	<b>90.3</b>	<b>90.6</b>	<b>93.3</b>	<b>0.1</b>	<b>-7.2</b>
<b>Differences (+/-)</b>	<b>1.3</b>	<b>1.2</b>	<b>0.9</b>	<b>-0.4</b>	<b>0.8</b>	<b>0.6</b>	<b>6.6</b>	<b>12.7</b>	<b>-4.7</b>	<b>-6.3</b>	<b>2.0</b>	<b>-0.7</b>	<b>1.4</b>

Avec accord OPEP

EIA -STEO Mai 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	44.3	36.3	43.5	45.1	42.3	-0.1	-5.1
non-OCDE	52.4	52.6	53.5	53.6	53.8	53.4	49.9	45.2	52.2	53.9	50.3	1.0	-3.1
<i>Dont Chine</i>	13.9	14.4	14.7	14.4	14.6	14.5	12.3	13.0	14.4	14.9	13.6	0.6	-0.9
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>99.9</b>	<b>100.0</b>	<b>100.3</b>	<b>101.4</b>	<b>101.3</b>	<b>100.7</b>	<b>94.2</b>	<b>81.5</b>	<b>95.7</b>	<b>99.0</b>	<b>92.6</b>	<b>0.8</b>	<b>-8.1</b>
Offre non-OPEP	63.4	64.9	65.5	66.2	67.3	66.0	67.2	61.8	62.5	62.9	63.6	2.5	-2.3
Offre OPEP (NGLs)	5.3	5.5	5.4	5.3	5.2	5.3	5.3	5.0	4.9	4.9	5.0	0.0	-0.3
Offre OPEP (Brut)	32.0	29.9	29.5	28.6	29.0	29.3	28.3	26.2	25.2	26.6	26.6	-2.7	-2.7
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>100.7</b>	<b>100.3</b>	<b>100.4</b>	<b>100.1</b>	<b>101.5</b>	<b>100.6</b>	<b>100.8</b>	<b>93.0</b>	<b>92.6</b>	<b>94.4</b>	<b>95.2</b>	<b>-0.1</b>	<b>-5.4</b>
<b>Differences (+/-)</b>	<b>0.8</b>	<b>0.3</b>	<b>0.1</b>	<b>-1.3</b>	<b>0.2</b>	<b>-0.2</b>	<b>6.6</b>	<b>11.5</b>	<b>-3.1</b>	<b>-4.6</b>	<b>2.6</b>	<b>-1.0</b>	<b>2.8</b>

Avec accord OPEP

OPEP Mai 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	45.3	34.9	44.4	46.2	42.7	-0.1	-5.2
non-OCDE	50.8	51.0	51.4	52.1	52.5	51.8	47.1	46.4	47.9	50.1	47.9	0.9	-3.9
<i>Dont Chine</i>	12.7	12.6	13.2	13.0	13.5	13.1	10.3	12.5	12.4	13.3	12.1	0.4	-1.0
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>98.8</b>	<b>98.8</b>	<b>98.6</b>	<b>100.5</b>	<b>100.8</b>	<b>99.7</b>	<b>92.4</b>	<b>81.3</b>	<b>92.3</b>	<b>96.3</b>	<b>90.6</b>	<b>0.8</b>	<b>-9.1</b>
Offre non-OPEP	63.0	64.4	64.4	64.9	66.4	65.0	66.5	59.7	59.6	60.3	61.5	2.0	-3.5
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	29.4	28.9	29.1	29.3	28.3	25.8	24.9	26.3	26.3	-2.0	-3.0
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>99.1</b>	<b>99.1</b>	<b>98.7</b>	<b>98.4</b>	<b>100.4</b>	<b>99.2</b>	<b>99.6</b>	<b>90.4</b>	<b>89.3</b>	<b>91.4</b>	<b>92.7</b>	<b>0.1</b>	<b>-6.5</b>
<b>Differences (+/-)</b>	<b>0.3</b>	<b>0.4</b>	<b>0.1</b>	<b>-2.1</b>	<b>-0.4</b>	<b>-0.5</b>	<b>7.2</b>	<b>9.1</b>	<b>-3.0</b>	<b>-4.9</b>	<b>2.1</b>	<b>-0.8</b>	<b>2.6</b>

Avec accord OPEP