

Semaine	19/3	12/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	66.6	68.5	-1.9	-2.7%	27.8
WTI Nymex	63.2	65.0	-1.8	-2.8%	24.7

## Retour à la réalité pour le marché pétrolier. Le Brent en baisse à 67 \$/b

L'optimisme qui prévalait sur le marché pétrolier depuis le début de l'année s'est fortement refroidi cette semaine, face à la recrudescence des cas de Covid, avec ce qui ressemble à une troisième vague pandémique en Europe et suite à la publication d'un rapport de l'AIE sur l'évolution de la demande de pétrole à moyen terme. En moyenne hebdomadaire, le Brent sur le marché à terme de Londres a perdu 1,9 \$/b (-2,7%) pour atteindre 66,6 \$/b. Le WTI a suivi la même tendance avec une baisse de 1,8 \$/b (-2,8%) pour atteindre 63,2 \$/b (**Fig. 1 et 2**). Les économistes interrogés par Bloomberg restent cependant optimistes, avec un prix du Brent en 2021 en hausse à 60,2 \$/b et 61 \$/b en 2022 (**Fig. 3**).

Après l'euphorie des dernières semaines, portée par les bonnes nouvelles de la reprise économique, le marché pétrolier semble faire une pause. Plusieurs facteurs ont contribué à mettre fin à une hausse de plus de 30% des prix du pétrole brut depuis le début de l'année :

1. L'extension des mesures de confinement mises en place pour lutter contre la propagation du COVID-19 dans plusieurs pays et régions d'Europe. Les indices de mobilité des véhicules calculés à partir des données GPS stagnent en dessous des niveaux d'avant la crise en Europe, voire diminuent fortement dans certains pays comme l'Italie, contrairement aux États-Unis et au Japon où la mobilité augmente fortement (**Fig. 12**)
2. La baisse attendue de la consommation en Asie. En Asie, les experts s'attendent à une baisse significative des importations de pétrole à court terme en prévision d'une période d'entretien intense des raffineries au deuxième trimestre (**Fig. 14**)
3. La hausse du dollar. La Réserve fédérale s'est engagée la semaine dernière à maintenir une politique de soutien ferme à l'économie américaine et a confirmé qu'elle ne relèvera pas ses taux d'intérêt avant 2023. La Fed a également relevé ses perspectives économiques, ce qui a dopé le dollar, lequel a pesé sur les prix du pétrole brut (**Fig. 13**)
4. La vente de positions longues sur les marchés financiers. Plusieurs gestionnaires de fonds ont réduit la semaine dernière leurs positions longues sur le pétrole, affaiblissant la structure en backwardation du Brent. L'écart M1-M2 est tombé à 0,18 \$/b vendredi dernier, soit une baisse de 66 % (**Fig. 11**)
5. Une correction du marché suite à une hausse des prix basée davantage sur les attentes que sur les fondamentaux du marché. Notre analyse de l'évolution des prix du brut à travers l'évolution des stocks montre clairement que le prix du brut depuis février évoluait bien au-dessus du prix d'équilibre (**Fig. 10**)
6. La publication du rapport mensuel de l'AIE et du rapport Oil 2021 dans lequel l'Agence ne prévoit pas un nouveau cycle haussier des prix du pétrole

Selon les trois principales agences pétrolières mondiales, l'AIE, l'EIA et l'OPEP, la croissance annuelle de la demande mondiale de pétrole en 2021 devrait se situer autour de 5,5-5,9 mb/d (**cf. Tableaux**). La vision très prudente de l'AIE depuis près d'un an sur la reprise de la consommation mondiale semble faire consensus (pour rappel, en juillet dernier, l'EIA et l'OPEP estimaient la croissance mondiale en 2021 à +7 mb/j contre +5,3 mb/j pour l'AIE. Malgré le coup de fouet donné à la demande par le vortex polaire cet hiver et l'accélération de l'activité économique avec le début des campagnes de vaccination, les perspectives d'une forte croissance de la demande au premier trimestre de l'année se sont estompées. Les trois agences prévoient maintenant une demande de pétrole au premier trimestre au même niveau que l'année dernière, avant que la pandémie ne commence à avoir un impact sur la consommation de pétrole. Sans surprise, la demande devrait afficher une forte croissance en glissement annuel au deuxième trimestre. Mais malgré une augmentation d'environ 12 mb/j, elle ne permettrait de récupérer qu'une partie (75 %) de la demande perdue. Au troisième trimestre, les trois agences voient une récupération entre 60 % et 65 % des pertes de l'année dernière. Cette fourchette s'élargit pour atteindre entre 60 % et 75 % au quatrième trimestre.

En ce qui concerne l'offre de pétrole en 2021, les avis des agences sont plus mitigés. L'EIA et l'OPEP estiment que les producteurs non OPEP (principalement les producteurs de schiste américains) réagiront à la hausse des prix du brut en investissant davantage et en augmentant leur production. L'EIA a ainsi relevé ce mois-ci de près de 500 kb/j sa prévision d'offre non-OPEP pour le second semestre 2021. Au total pour l'année 2021, l'EIA s'attend à ce que la production non-OPEP augmente de 1,5 mb/j, tandis que l'OPEP prévoit une augmentation de 1 mb/j. L'AIE reste beaucoup plus prudente sur ce point, avec une augmentation de la production non-OPEP limitée à 0,8 mb/j (**cf. Tableaux**).

En janvier, les stocks commerciaux de pétrole de l'OCDE ont diminué de 14,2 mb, soit 0,5 mb/j selon l'AIE (**Fig. 6**). Si l'OPEP maintient sa production comme prévu, la baisse des stocks devrait s'accroître au deuxième trimestre. Les stocks de pétrole de l'OCDE pourraient ainsi revenir dans la moyenne des cinq dernières années plus rapidement que prévu, d'ici avril, avec un impact significatif sur le prix d'équilibre du pétrole brut qui, selon ces hypothèses, pourrait dépasser 70 \$/b à la fin de l'année (**Fig. 10**).

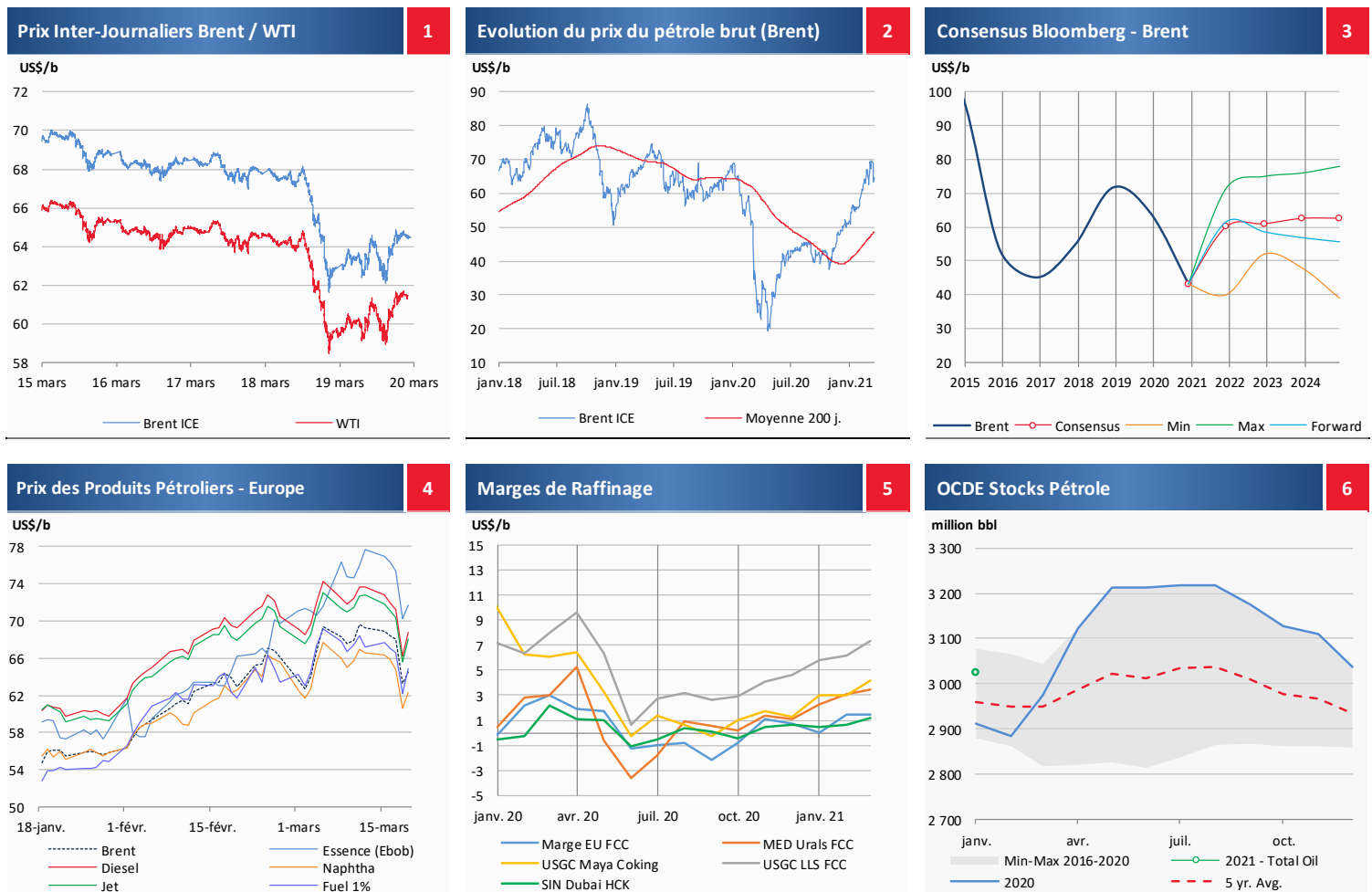
L'AIE a également publié le 17 mars son rapport annuel sur le pétrole (Oil 2021), dans lequel elle envisage une hausse de la consommation mondiale d'ici 2026 à 104,1 mb/j (+0,6% par an), principalement portée par la Chine, l'Inde et les pays

Semaine	19/3	12/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	66.6	68.5	-1.9	-2.7%	27.8
WTI Nymex	63.2	65.0	-1.8	-2.8%	24.7

asiatiques avec au total 90% de l'augmentation de la demande (**Fig. 15**). L'impact de la pandémie sur la demande de pétrole sera significatif jusqu'en 2023, avec une demande estimée à 101,2 mb/j, légèrement supérieure à celle de 2019 (99,7 mb/j). Après 2023, les mesures prises pour mettre en œuvre la transition énergétique devraient ralentir la croissance de la demande, notamment dans les pays de l'OCDE. Concernant l'offre de pétrole, l'Agence note que le marché pétrolier restera suffisamment approvisionné, contrairement à la vision récente de plusieurs grandes institutions financières. Mais en l'absence de nouveaux investissements dans l'amont pétrolier, la réserve de capacité de production s'érodera lentement. En 2026, la capacité de production de réserve effective mondiale (hors Iran) pourrait tomber à 2,4 mb/j, son plus bas niveau depuis 2016. Concernant le secteur du raffinage, face à la baisse du taux d'utilisation des raffineries, le secteur devrait subir d'importantes réorganisations et restructurations qui pourraient entraîner la fermeture de plus de 6 mb/j de capacités.

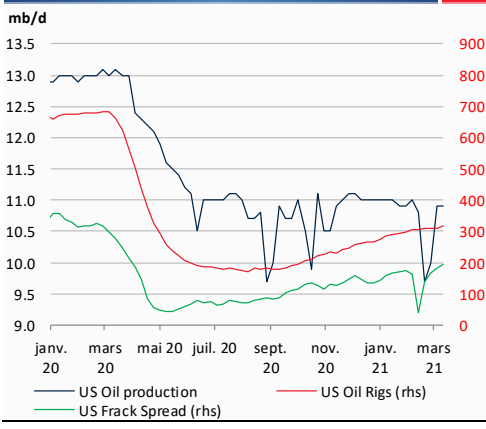
Aux États-Unis, les stocks de pétrole brut sont en hausse de 2,4 mb selon les données hebdomadaires publiées par l'agence américaine EIA pour la semaine du 21 mars (**Fig. 8**). L'activité des raffineries américaines reprend, après les arrêts causés par la vague de froid au Texas le mois dernier, avec un traitement du brut en hausse de +1,1 mb/j et une utilisation en hausse de 7,1 points de base à 76,1%. Toutefois, l'activité reste encore bien inférieure à la moyenne pour cette période de l'année (habituellement autour de 89 %). La production de pétrole brut est restée inchangée à 10,9 mb/j, mais le nombre d'appareils de forage en activité a augmenté de +9 unités à 411, tout comme l'indice Frac Spread Count, qui a augmenté de 13 unités à 195, ce qui devrait faire augmenter la production dans les semaines à venir. (**Fig. 7**).

En Europe, les prix des produits pétroliers sur le marché de Rotterdam ont suivi la baisse des prix du brut avec un prix de l'essence en baisse de 2,3% et un prix du diesel en recul de 3,6% (**Fig. 4**). Globalement, le marché essence reste tendu, suite aux fermetures des raffineries américaines dans le Golfe, expliquant la forte montée du crack essence européen (+20%) la semaine dernière à 9,6 \$/b, son plus haut niveau depuis août 2019. Dans ce contexte et malgré la chute du brut, la marge de raffinage européenne se maintient à 1,43 \$/b (**Fig. 5**).

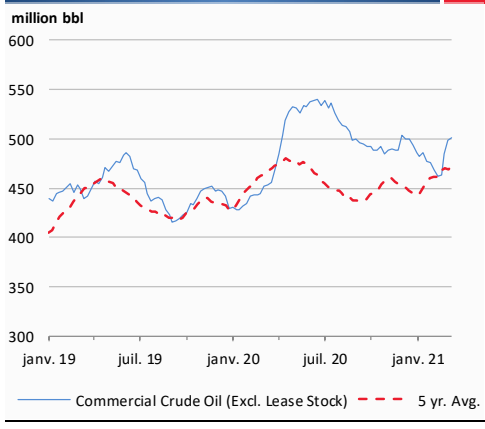


Semaine	19/3	12/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	66.6	68.5	-1.9	-2.7%	27.8
WTI Nymex	63.2	65.0	-1.8	-2.8%	24.7

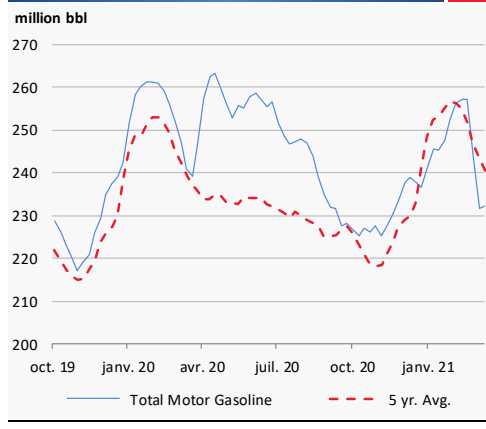
**US Production de pétrole brut** 7



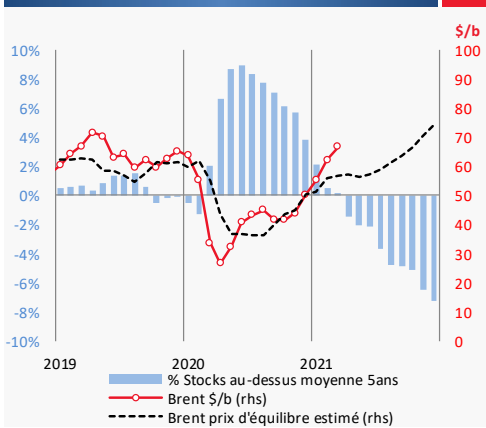
**Stocks Commerciaux Pétrole Brut US** 8



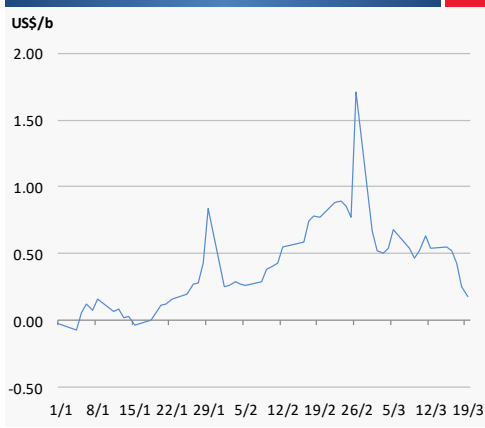
**Stocks commerciaux essence US** 9



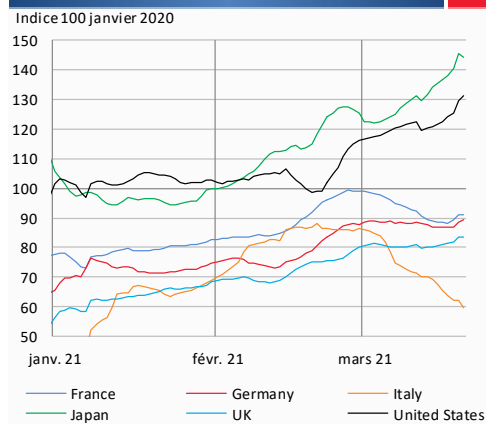
**Prix du Brent et Evolution des Stocks** 10



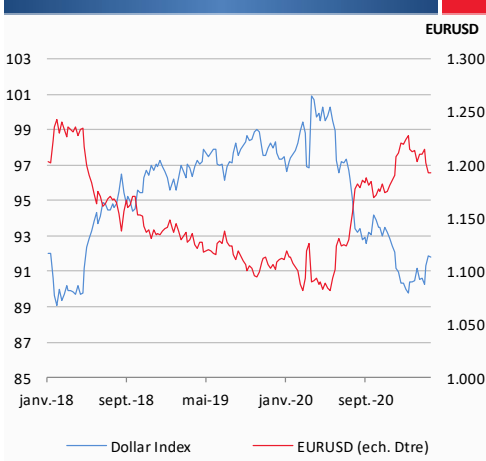
**Brent Spread (M1-M2)** 11



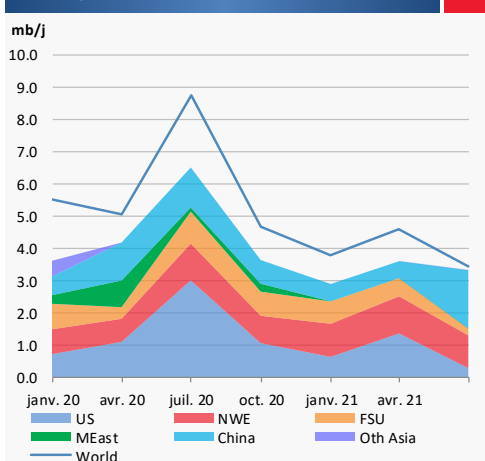
**Indice Mobilité (Voiture)** 12



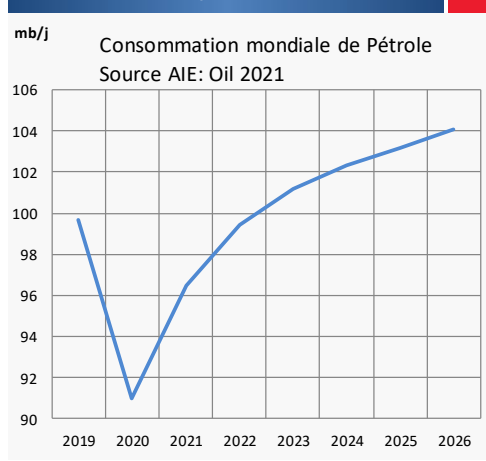
**Evolution du Dollar** 13



**Arrêts pour maintenance des raffineries** 14



**Consommation de pétrole** 15



Semaine	19/3	12/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	66.6	68.5	-1.9	-2.7%	27.8
WTI Nymex	63.2	65.0	-1.8	-2.8%	24.7

AIE - OMR Mar. 2021	2018	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	48.0	47.7	45.4	37.6	42.3	43.1	42.1	43.3	43.8	45.4	46.5	44.7	-5.6	2.7
non-OCDE	51.3	52.0	48.3	45.3	50.4	51.7	48.9	50.7	51.1	52.3	52.7	51.7	-3.1	2.8
<i>Dont Chine</i>	13.0	13.7	11.8	14.2	14.7	14.9	13.9	14.3	14.7	14.9	15.1	14.8	0.3	0.8
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>99.3</b>	<b>99.7</b>	<b>93.8</b>	<b>82.9</b>	<b>92.7</b>	<b>94.7</b>	<b>91.0</b>	<b>93.9</b>	<b>94.9</b>	<b>97.7</b>	<b>99.2</b>	<b>96.5</b>	<b>-8.7</b>	<b>5.45</b>
Offre non-OPEP	63.6	65.6	66.7	61.3	61.9	62.4	63.1	62.5	63.9	64.5	64.6	63.9	-2.5	0.8
Offre OPEP (NGLs)	5.5	5.4	5.4	5.2	5.1	5.2	5.2	5.2	5.3	5.3	5.3	5.3	-0.2	0.1
Offre OPEP (Brut)	31.4	29.5	28.2	25.6	24.1	24.9	25.7	25.1	25.6	25.9	25.9	25.9	-3.8	0.3
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>100.5</b>	<b>100.5</b>	<b>100.2</b>	<b>92.1</b>	<b>91.1</b>	<b>92.4</b>	<b>93.9</b>	<b>92.8</b>	<b>94.8</b>	<b>95.8</b>	<b>95.8</b>	<b>95.1</b>	<b>-6.6</b>	<b>1.2</b>
Differences (+/-)	1.1	0.8	6.5	9.2	-1.6	-2.4	2.9	-1.2	-0.1	-2.0	-3.4	-1.4	2.1	-4.3

12.09

EIA - STEO Mar. 2021	2019	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.8	47.5	45.3	37.4	42.1	42.9	41.9	43.3	43.7	45.1	45.5	44.4	-5.6	2.5
non-OCDE	52.2	53.7	49.8	47.5	51.2	52.5	50.2	51.9	53.3	53.5	53.7	53.1	-3.4	2.9
<i>Dont Chine</i>	13.9	14.8	13.8	14.0	14.6	15.0	14.3	14.9	15.3	15.0	15.4	15.1	-0.4	0.8
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>100.1</b>	<b>101.2</b>	<b>95.1</b>	<b>85.0</b>	<b>93.3</b>	<b>95.4</b>	<b>92.2</b>	<b>95.2</b>	<b>97.0</b>	<b>98.6</b>	<b>99.1</b>	<b>97.5</b>	<b>-9.0</b>	<b>5.3</b>
Offre non-OPEP	64.1	66.0	67.2	61.9	62.5	63.0	63.6	63.2	65.0	66.1	66.3	65.2	-2.4	1.5
Offre OPEP (NGLs)	5.3	5.4	5.2	4.9	4.8	4.9	5.0	5.0	5.1	5.2	5.2	5.1	-0.4	0.1
Offre OPEP (Brut)	31.4	29.3	28.3	25.7	23.6	24.9	25.6	25.1	26.3	27.8	28.0	26.8	-3.7	1.2
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>100.8</b>	<b>100.7</b>	<b>100.7</b>	<b>92.5</b>	<b>90.9</b>	<b>92.8</b>	<b>94.2</b>	<b>93.4</b>	<b>96.4</b>	<b>99.0</b>	<b>99.5</b>	<b>97.1</b>	<b>-6.4</b>	<b>2.9</b>
Differences (+/-)	0.8	-0.5	5.6	7.5	-2.3	-2.6	2.0	-1.9	-0.6	0.4	0.4	-0.4	2.6	-2.5

12.54

OPEP Mars. 2021	2019	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	25.7	47.7	45.4	37.6	42.3	43.0	42.1	43.3	44.7	45.1	45.4	44.6	-5.6	2.6
non-OCDE	-19.2	52.3	47.7	45.5	48.9	51.2	48.3	49.7	50.9	52.4	53.5	51.6	-4.0	3.3
<i>Dont Chine</i>	8.9	13.5	10.9	13.2	13.9	14.3	13.1	12.6	14.3	14.9	15.0	14.2	-0.4	1.1
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>6.5</b>	<b>100.0</b>	<b>93.1</b>	<b>83.1</b>	<b>91.2</b>	<b>94.1</b>	<b>90.4</b>	<b>93.0</b>	<b>95.6</b>	<b>97.4</b>	<b>98.9</b>	<b>96.3</b>	<b>-9.6</b>	<b>5.9</b>
Offre non-OPEP	16.7	65.4	66.8	61.0	61.4	62.2	62.9	62.6	63.0	64.2	65.3	63.8	-2.6	1.0
Offre OPEP (NGLs)	3.8	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)	28.3	29.3	28.2	25.6	23.9	24.9	25.7	25.2	25.7	26.0	26.0	25.7	-3.7	0.1
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>48.8</b>	<b>100.0</b>	<b>100.3</b>	<b>91.7</b>	<b>90.3</b>	<b>92.2</b>	<b>93.6</b>	<b>92.9</b>	<b>93.9</b>	<b>95.5</b>	<b>96.7</b>	<b>94.7</b>	<b>-6.4</b>	<b>1.1</b>
Differences (+/-)	42.3	0.0	7.3	8.6	-0.9	-2.0	3.3	-0.1	-1.7	-2.0	-2.2	-1.5	3.2	-4.8