

Semaine	19/2	12/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	63.6	61.3	2.2	3.6%	58.5
WTI Nymex	60.2	58.5	1.7	2.9%	53.1

La vague de froid aux Etats-Unis propulse le WTI au-dessus de 60\$/b, le Brent au-dessus de 65\$/b

Le baril de brut américain (WTI) a dépassé les 60 dollars à New York la semaine dernière pour la première fois depuis un an, alors qu'une vague de froid polaire historique a traversé les États-Unis jusqu'au Texas, réduisant la production américaine de pétrole brut de plus de 40% dans un marché pétrolier déjà tendu. Vu l'ampleur de cette crise, les répercussions se sont fait sentir sur tous les marchés, le Brent dépassant les 65 \$/b avant de terminer la semaine à 62,9 \$/b, avec la fin de l'épisode climatique extrême et la hausse des températures (**Fig. 1 et 2**). En moyenne hebdomadaire, le Brent, sur le marché à terme de Londres, a gagné +2,2 \$/b (+3,6%) pour atteindre 63,6 \$/b. Le WTI a gagné sur la semaine +1,7 \$/b (+2,9%) à 60,2 \$/b. La structure des prix du Brent en déport ou « backwardation » s'est encore intensifiée, avec un spread Avril-Mai qui a fait un bond de + 32% à 0,77 \$/b (**Fig. 6**), signe que le marché est à la recherche de barils supplémentaires. La valeur médiane du consensus Bloomberg pour le prix du Brent en 2021 augmente à 55,5 \$/b et 60 \$/b en 2023 (**Fig. 3**).

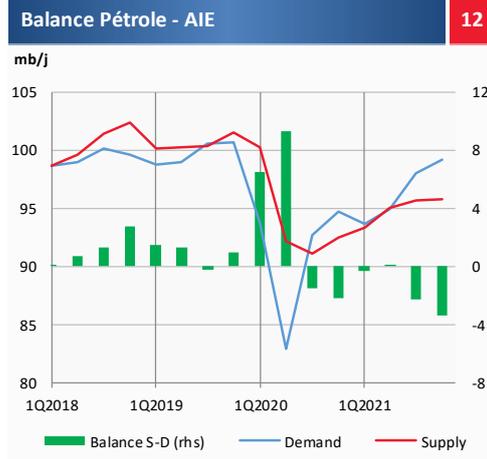
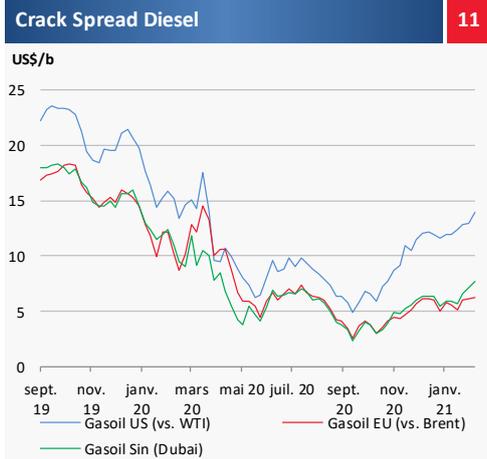
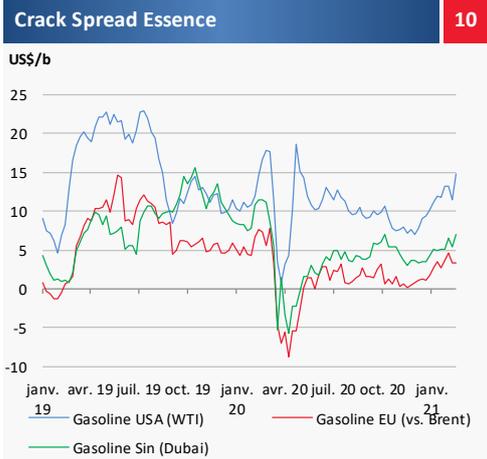
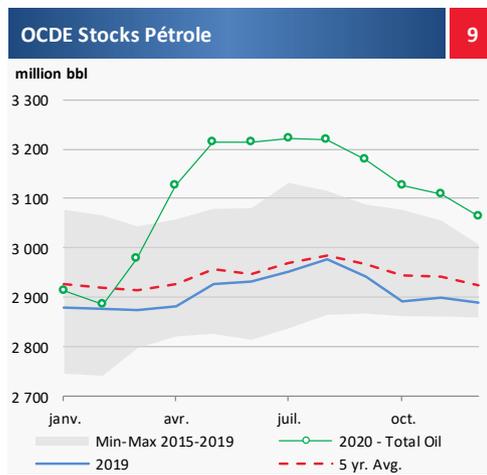
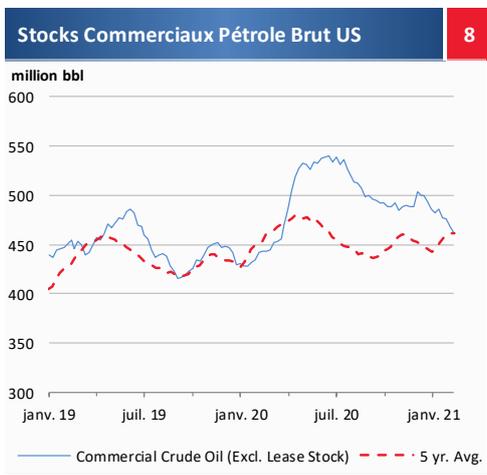
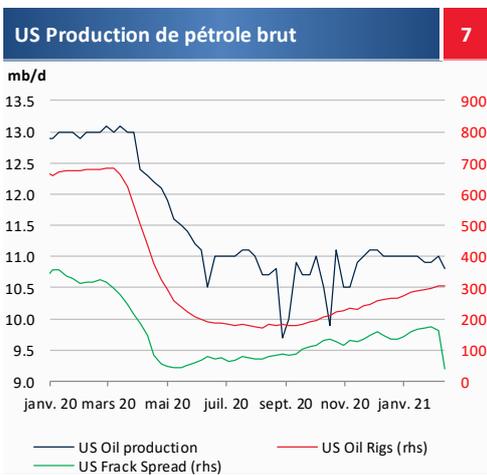
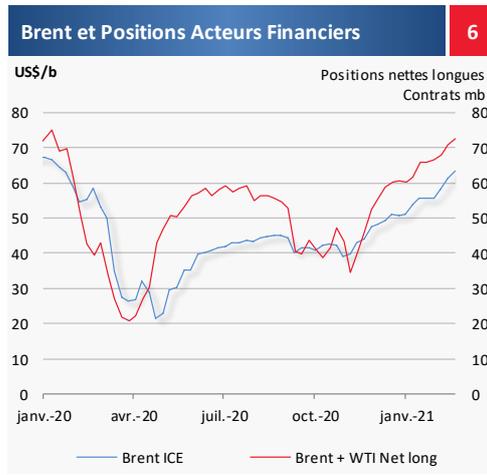
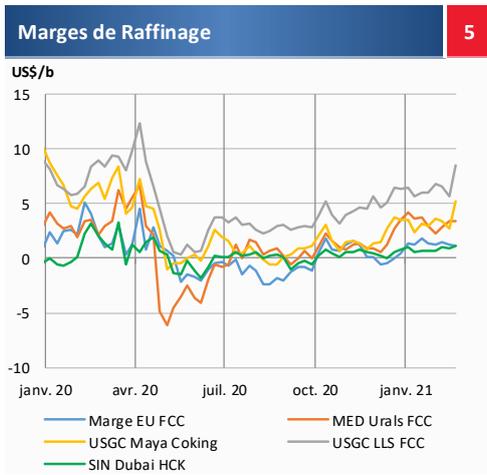
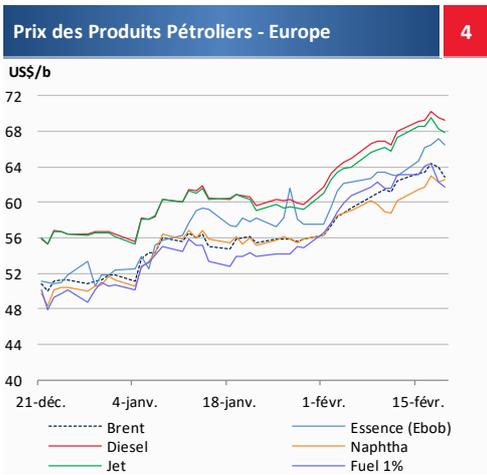
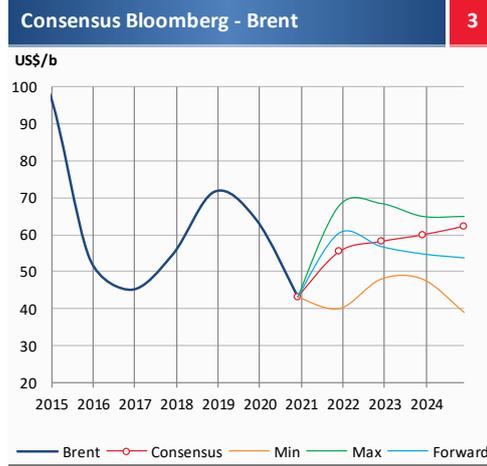
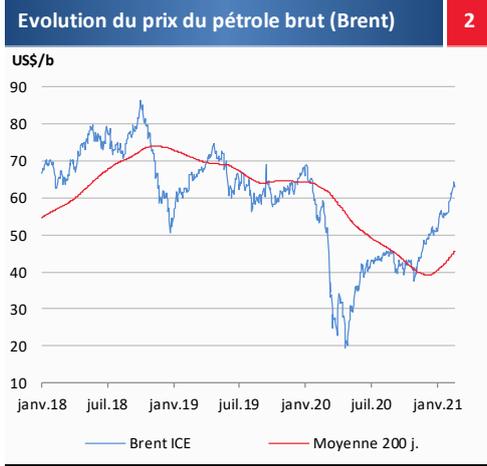
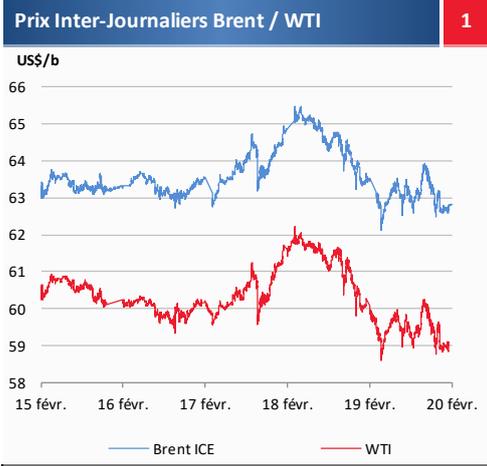
La semaine dernière, un important système météorologique hivernal caractérisé par un froid extrême s'est répandu sur une grande partie du centre des États-Unis, perturbant les systèmes énergétiques et causant de graves problèmes d'approvisionnement en eau, en carburant et en électricité, en particulier au Texas (au cœur de la crise, plus de 3 millions de personnes ont été privées d'électricité suite à une coupure électrique géante liée à un pic de consommation historique).

Le froid a également fortement perturbé la production de pétrole, qui a été réduite de près de 4 mb/j, soit 40 % de la production américaine. Les raffineries de la région ont également suspendu leur production. La vague de froid et les coupures d'électricité ont touché plus de 20 raffineries de pétrole au Texas, en Louisiane et en Oklahoma. La capacité de traitement du pétrole brut aurait diminué d'environ 5,5 mb/j (30 % de la capacité totale) selon les premières estimations. Quatre raffineries ont été particulièrement touchées et ne devraient pas redémarrer avant plusieurs semaines : Marathon Galveston Bay 585 kb/j, Exxon Baytown 580 kb/j, Exxon Beaumont 369 kb/j, Total Port Arthur 225 kb/j. Il faudra plusieurs jours pour avoir une évaluation précise de l'impact de cet épisode climatique sur la production de pétrole et de produits pétroliers aux Etats-Unis, les statistiques de l'agence EIA étant publiées avec un retard d'une semaine.

Cette crise, qui touche le premier producteur mondial de pétrole brut, survient au moment où le marché du pétrole se resserre, avec un déficit de production moyen sur l'année estimé à 1,3 mb/j, selon l'AIE (**Fig. 12**). Le resserrement du marché se mesure également par l'évolution à la baisse des stocks pétroliers. Selon le dernier rapport de l'AIE, les stocks pétroliers de l'OCDE ont reculé pour le cinquième mois consécutif, à 3 063 mb, soit 5 % de plus que la moyenne sur cinq ans (**Fig. 9**). Les stocks pétroliers américains sont également en forte baisse, tombant en dessous de la moyenne quinquennale, selon les données hebdomadaires de l'EIA pour la semaine du 12 février, avant la vague de froid (**Fig. 8**). Ces facteurs devraient donc inciter les producteurs et l'OPEP+ en particulier à augmenter leur production. Selon les derniers accords conclus en janvier, la plupart des membres de l'OPEP+ ont convenu de maintenir un approvisionnement stable tout au long du premier trimestre, tandis que l'Arabie saoudite a promis de réduire sa production ce mois-ci et le mois prochain de 1 mb/j. Alors que plusieurs pays, dont la Russie, semblent déterminés à augmenter leur production, le ministre du pétrole saoudien, le Prince Abdul Aziz bin Salman, a récemment exhorté ses collègues producteurs à être extrêmement prudents lorsqu'ils se réuniront en mars pour discuter des objectifs de production. L'incertitude quant au rééquilibrage du marché pétrolier reste donc importante et devrait continuer à soutenir les prix du pétrole brut.

En Europe, les prix des produits pétroliers sur le marché de Rotterdam ont amplifié la hausse des prix du pétrole brut, le prix de l'essence ayant augmenté de +4,9 % et celui du diesel de +3,8 % (fig. 4). Aux États-Unis, l'augmentation du prix des produits pétroliers a également été particulièrement importante. Le crack essence a ainsi bondi de +29% à 14,8 \$/b (**Fig. 10**) et le crack diesel de +8% à 14 \$/b la semaine dernière (**Fig. 11**). Dans ce contexte, les marges de raffinage aux Etats-Unis ont fait un bond, la marge FCC ayant augmenté de +48,7% à 8,5 \$/b et la marge coker ayant presque doublé pour atteindre 5,2 \$/b (**Fig. 5**). La marge européenne reste faible à 1,2 \$/b, mais la situation aux États-Unis devrait profiter aux raffineurs européens qui ont déjà commencé à réorienter leurs exportations (principalement du diesel) vers le marché nord-américain.

Semaine	19/2	12/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	63.6	61.3	2.2	3.6%	58.5
WTI Nymex	60.2	58.5	1.7	2.9%	53.1



Semaine	19/2	12/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	63.6	61.3	2.2	3.6%	58.5
WTI Nymex	60.2	58.5	1.7	2.9%	53.1

AIE - OMR Fev. 2021	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.7	45.4	37.6	42.3	43.0	42.1	43.1	43.7	45.5	46.5	44.7	-5.6	2.6
non-OCDE	52.0	48.3	45.3	50.4	51.7	48.9	50.6	51.2	52.4	52.6	51.7	-3.1	2.8
<i>Dont Chine</i>	13.7	11.8	14.2	14.7	14.9	13.9	14.3	14.8	14.9	15.1	14.8	0.3	0.9
Demande totale (mb/j)	99.7	93.8	82.9	92.7	94.7	91.0	93.7	94.9	97.9	99.2	96.4	-8.7	5.43
Offre non-OPEP	65.6	66.6	61.3	61.9	62.4	63.1	63.0	63.9	64.5	64.6	64.0	-2.6	0.9
Offre OPEP (NGLs)	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)	29.5	28.2	25.6	24.1	24.9	25.7	25.0	25.8	25.8	25.8	25.8	-3.8	0.1
Offre totale (mb/j)	100.5	100.3	92.1	91.1	92.4	94.0	93.3	95.0	95.7	95.7	95.1	-6.6	1.2
Differences (+/-)	0.8	6.5	9.3	-1.6	-2.2	3.0	-0.4	0.1	-2.2	-3.4	-1.3	2.1	-4.3

EIA - STEO Fev. 2021	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.5	45.3	37.4	42.1	42.9	41.9	43.5	43.6	44.8	45.3	44.3	-5.6	2.4
non-OCDE	53.7	50.0	47.7	51.3	52.6	50.4	52.3	53.6	53.7	53.8	53.3	-3.3	3.0
<i>Dont Chine</i>	14.8	13.8	14.0	14.5	15.0	14.3	15.0	15.2	15.0	15.3	15.1	-0.5	0.8
Demande totale (mb/j)	101.2	95.3	85.0	93.4	95.5	92.3	95.8	97.2	98.6	99.1	97.7	-8.9	5.4
Offre non-OPEP	66.0	67.2	61.9	62.4	63.1	63.6	63.7	64.9	65.6	65.8	65.0	-2.4	1.4
Offre OPEP (NGLs)	5.4	5.2	5.0	4.8	4.9	5.0	5.0	5.1	5.2	5.2	5.1	-0.4	0.1
Offre OPEP (Brut)	29.3	28.3	25.7	23.6	24.9	25.6	25.0	27.1	28.2	28.3	27.1	-3.7	1.5
Offre totale (mb/j)	100.6	100.7	92.5	90.9	92.9	94.2	93.7	97.1	99.0	99.3	97.3	-6.4	3.0
Differences (+/-)	-0.5	5.4	7.4	-2.5	-2.6	1.9	-2.1	-0.1	0.4	0.1	-0.4	2.5	-2.3

OPEP Fev. 2021	2019	1Q2020	2Q2020	3Q2020	4Q2020	2020	1Q2021	2Q2021	3Q2021	4Q2021	2021	20-19	21-20
OCDE	47.7	45.4	37.5	42.2	42.9	42.0	43.4	45.3	44.7	44.6	44.5	-5.7	2.5
non-OCDE	52.3	47.7	45.3	48.9	51.0	48.2	49.9	50.6	52.3	53.3	51.5	-4.1	3.3
<i>Dont Chine</i>	13.5	10.9	13.0	13.9	14.3	13.0	12.6	14.1	14.9	15.0	14.1	-0.4	1.1
Demande totale (mb/j)	100.0	93.1	82.8	91.2	93.9	90.3	93.2	95.9	97.0	97.9	96.1	-9.7	5.8
Offre non-OPEP	65.2	66.6	60.9	61.3	62.0	62.7	62.4	62.6	63.5	64.8	63.3	-2.5	0.7
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	28.2	25.6	23.9	24.9	25.7	25.1	25.9	25.9	25.9	25.7	-3.7	0.1
Offre totale (mb/j)	99.8	100.2	91.5	90.2	92.0	93.4	92.6	93.7	94.6	96.0	94.2	-6.4	0.8
Differences (+/-)	-0.2	7.1	8.7	-1.0	-1.9	3.2	-0.6	-2.2	-2.4	-2.0	-1.8	3.4	-5.0