

Semaine	31/3	24/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	78.8	75.3	3.5	4.6%	109.7
Brent Spot	77.9	74.3	3.7	4.9%	118.7
WTI Nymex	73.8	69.4	4.4	6.3%	103.5

Le conflit entre la Turquie et l'Irak fait remonter le Brent à près de 79 \$/b Réduction surprise de la production OPEP+

Après avoir chuté il a deux semaines à leur niveau le plus bas depuis décembre 2021, suite à la crise bancaire provoquée par la faillite de la Silicon Valley Bank aux États-Unis et l'effondrement boursier du Crédit suisse, les prix du pétrole brut sont repartis à la hausse. En moyenne hebdomadaire, le Brent a gagné +3,5 \$/b à 78,8 \$/b et le WTI est en hausse de 6,3 % à 63,8 \$/b (Fig. 1 & 2). Les principaux moteurs de la hausse des prix de la semaine dernière ont été une nouvelle baisse des stocks de pétrole aux États-Unis et l'arrêt des exportations de pétrole brut de la région du Kurdistan irakien. Le consensus des économistes interrogés par Bloomberg vendredi dernier (31 mars) est en léger repli avec un prix du Brent en 2023 à 86 \$/b et 88 \$/b en 2024 (Fig. 3). L'annonce surprise d'hier selon laquelle l'Arabie saoudite et d'autres producteurs de pétrole de l'OPEP+ réduiront leur production de 1,15 Mb/j en mai prochain devrait toutefois ramener rapidement les prix à leurs niveaux d'avant la crise.

La résolution d'un conflit de neuf ans sur le pétrole kurde fait craindre un regain de tensions en Irak

Le 25 mars, la Chambre de commerce internationale (CCI), basée à Paris a rendu sa décision sur un différend qui oppose l'Irak et la Turquie depuis 2014. La CCI estime en effet que la Turquie, en important du pétrole du Kurdistan sans l'autorisation du gouvernement fédéral irakien, a violé un accord bilatéral de 1973 avec l'Irak. Le différend remonte à 2014, lorsque le gouvernement régional du Kurdistan a relié ses champs pétroliers à l'oléoduc existant entre l'Irak et la Turquie (Fig. 10). Cet oléoduc transporte le brut du champ de Kirkouk, dans le nord de l'Irak, jusqu'au port turc de Ceyhan. À la suite de cette décision de justice, la Turquie a immédiatement demandé à l'opérateur public d'oléoducs Botas de suspendre toutes les importations de brut kurde vers le port méditerranéen de Ceyhan. Au moment de la décision de justice, l'oléoduc transportait environ 445 000 b/j, dont 370 000 b/j provenaient des champs contrôlés par le gouvernement régional du Kurdistan (GRK) et quelque 75 000 b/j de champs contrôlés par Bagdad. Le port de Ceyhan a cessé toutes les opérations de chargement du brut kurde, qui est actuellement stocké sur des pétroliers en attendant la résolution du conflit (les trois principaux acheteurs de pétrole kurde sont Israël, la Croatie et l'Italie). Les négociations qui ont débuté entre le gouvernement régional du Kurdistan et le gouvernement fédéral irakien portent sur les nouvelles modalités d'exportation du pétrole par l'oléoduc Kirkouk-Ceyhan et la mise en place d'une loi nationale sur les hydrocarbures, trop longtemps repoussée. Après plusieurs réunions entre les responsables irakiens et kurdes, un accord initial a été conclu le weekend dernier. Les exportations de pétrole via Ceyhan devraient donc reprendre. L'accord restera en vigueur jusqu'à ce que le Parlement irakien approuve le projet de loi sur le pétrole et le gaz.

La décision arbitrale porte un coup potentiellement fatal aux exportations pétrolières indépendantes du Kurdistan irakien et in fine à tout espoir d'indépendance de cette région. Le gouvernement régional du Kurdistan dépend en effet presque entièrement des exportations de pétrole pour équilibrer ses dépenses. L'arrêt des exportations par le nord de l'Irak donne au gouvernement fédéral un levier important pour reprendre le contrôle des ressources du pays, ce qui pourrait être une source de tension. Les efforts de négociation d'une loi nationale sur les hydrocarbures risquent également d'être entravés par des conflits internes au Kurdistan. Alors que la majeure partie de la production pétrolière de la région est contrôlée par le Parti démocratique du Kurdistan (PDK), les réserves de gaz naturel sont situées sur un territoire contrôlé par l'Union patriotique du Kurdistan (UPK), un parti rival. Les représentants de l'UPK ont jusqu'à présent été exclus des pourparlers entre le gouvernement régional du Kurdistan et le gouvernement de Bagdad.

Baisse surprise de la production OPEP+

L'OPEP+ a annoncé dimanche dernier une réduction surprise de sa production de pétrole, contrairement à ses dernières déclarations qui prônaient le statu quo. L'Arabie saoudite a déclaré qu'elle réduirait son offre de 500 kb/j à partir de mai. D'autres membres, dont l'Irak, le Koweït, les Émirats arabes unis, l'Algérie, mais aussi le Kazakhstan et Oman, lui ont emboîté le pas. La Russie a indiqué que la réduction de production qu'elle a mise en œuvre de mars à juin (-500 kb/j) se poursuivrait jusqu'à la fin de l'année 2023. Au total, l'impact des réductions annoncées, à partir de mai, sera d'environ 1,1 Mb/j. À partir de juillet, avec l'extension de la réduction de l'offre de la Russie, la réduction de la production devrait s'élever à 1,6 Mb/j. À la fin du mois de mars, l'OPEP10 produisait 24,8 mb/j pour un quota de 25,4 mb/j (Fig. 11).

Il s'agit d'une baisse de production significative dans un marché qui est certes excédentaire au premier semestre, mais qui, selon l'OPEP et l'AIE, devrait se tendre au second semestre avec l'accélération de la croissance de la demande chinoise (L'AIE prévoit un déficit d'offre de -1,5 Mb/j au second semestre – cf. Tableau). S'il est encore trop tôt pour mesurer l'impact de cette décision, elle pourrait raviver les pressions inflationnistes dans le monde, forcer les banques centrales à maintenir les taux d'intérêt plus élevés plus longtemps et amplifier ainsi le risque de récession. Cette décision pourrait également raviver les tensions (déjà très vives) entre les États-Unis et l'Arabie saoudite, d'autant plus que la réserve stratégique américaine est à son plus bas niveau depuis 1983, ce qui limite le pouvoir de réaction des États-Unis (Fig. 12).

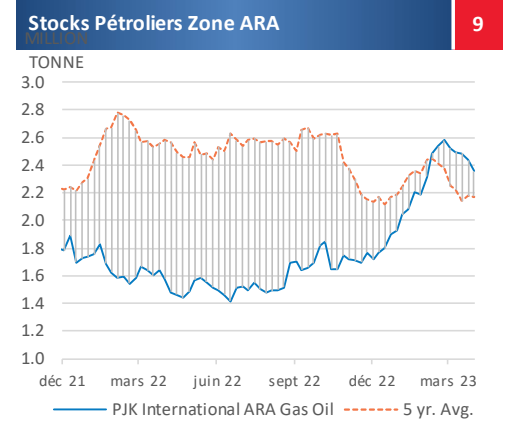
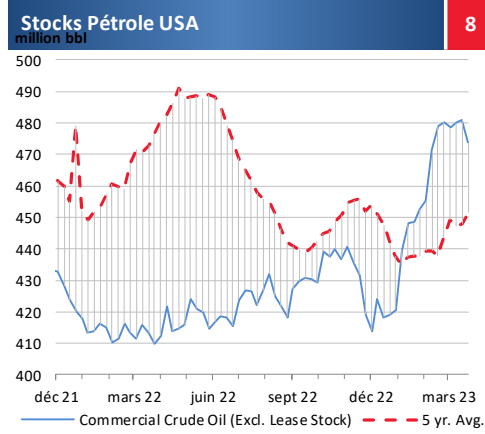
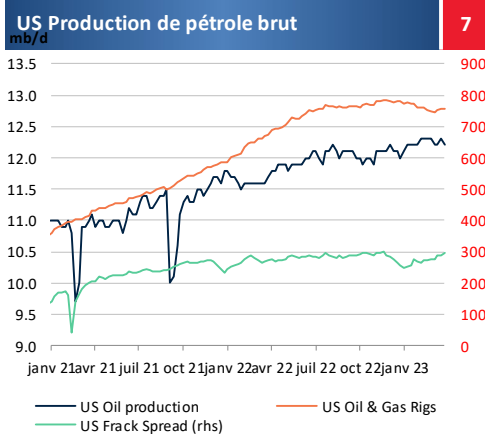
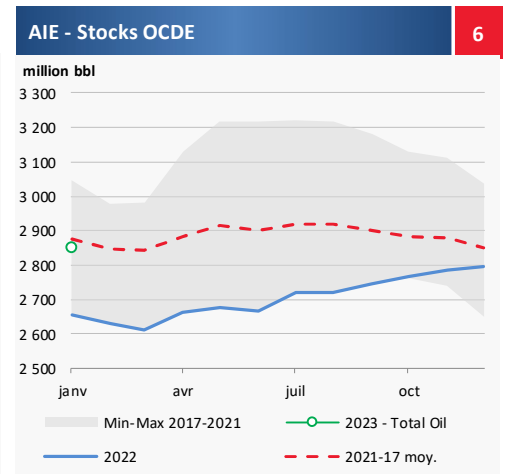
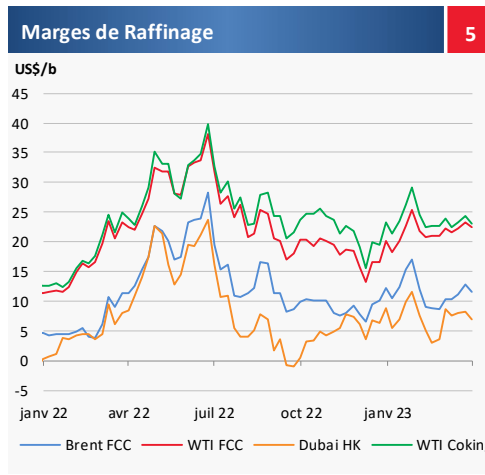
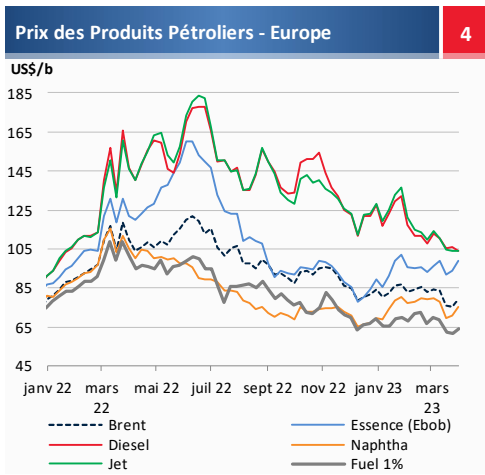
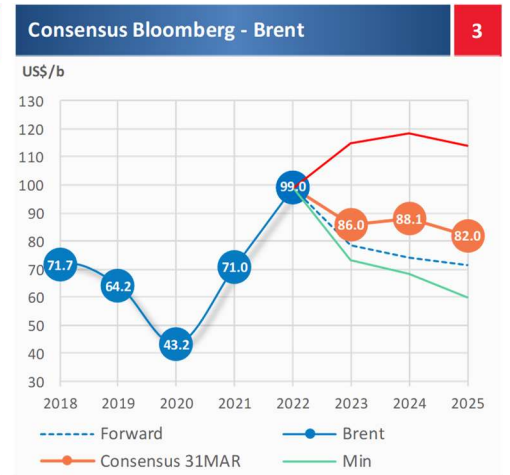
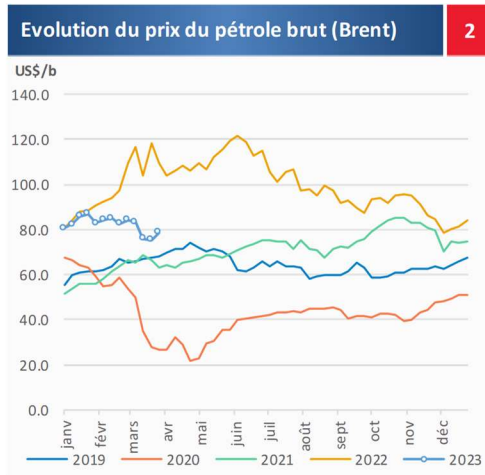
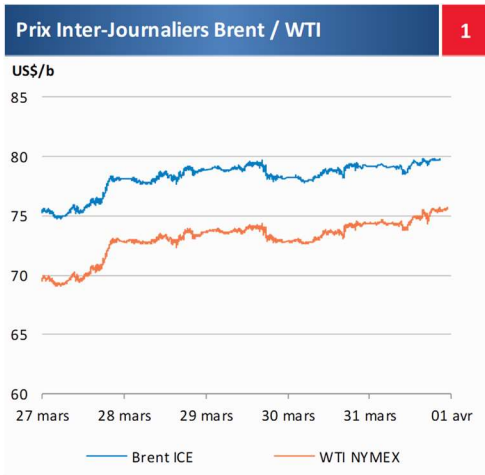
Semaine	31/3	24/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	78.8	75.3	3.5	4.6%	109.7
Brent Spot	77.9	74.3	3.7	4.9%	118.7
WTI Nymex	73.8	69.4	4.4	6.3%	103.5

Baisse important des stocks de brut aux USA

Les stocks commerciaux de pétrole brut ont baissé de 7,5 Mb la semaine dernière (contre un consensus de +1,8 Mb), soit la plus forte baisse depuis le début de l'année et ramenant les stocks à leur niveau de début février (**Fig. 8**). Cette baisse est principalement due à la diminution des importations de brut qui a plus que compensé la baisse des exportations, à l'augmentation du traitement en raffinerie (+438 kb/j avec un taux d'utilisation en hausse à 90,3%) et à une baisse de la production nationale de brut de 100 kb/j à 12,2 Mb/j (**Fig. 7**). Les stocks d'essence ont baissé pour la sixième semaine consécutive (-2,9 Mb), tandis que les stocks de distillats sont restés pratiquement stables (+282 kb/j).

Europe : Prix de l'essence en hausse, en baisse pour le diesel

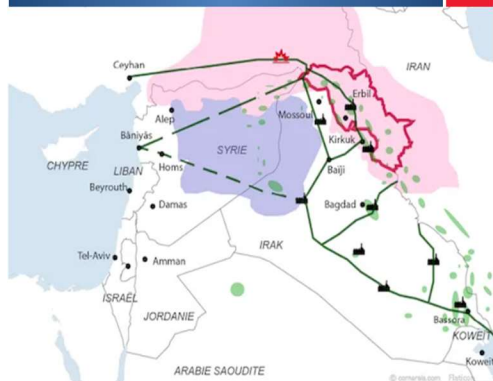
En Europe, sur le marché de Rotterdam, les prix de l'essence ont suivi la tendance des prix du pétrole brut avec une augmentation de +5,5% tandis que les prix du diesel ont légèrement baissé (-1,5%) (**Fig. 4**). Dans l'ensemble, les stocks commerciaux de produits pétroliers dans la zone ARA ont diminué (-1,2 %), la baisse des stocks de diesel compensant l'augmentation des stocks de jet et d'essence. Les stocks restent supérieurs de 7 % à la moyenne quinquennale pour cette période de l'année (**Fig. 9**). Dans ce contexte, les marges de raffinage ont baissé de 9,6 % en Europe, avec une marge européenne à 11,5 \$/b pour la marge FCC Brent (**Fig. 5**).



Semaine	31/3	24/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	78.8	75.3	3.5	4.6%	109.7
Brent Spot	77.9	74.3	3.7	4.9%	118.7
WTI Nymex	73.8	69.4	4.4	6.3%	103.5

Acheminement du pétrole Irakien

10



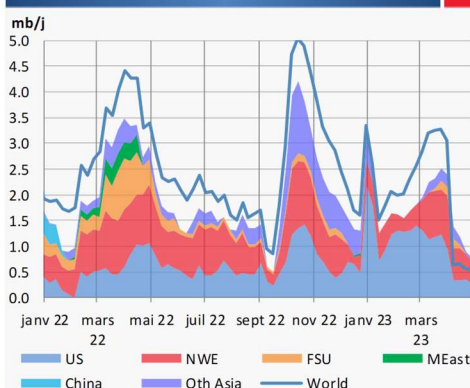
Production OPEP

11



Capacité de raffinage à l'arrêt

12



AIE - OMR Mars	2020	2021	1Q2022	2Q2022	3Q2022	4Q2022	2022	1Q2023	2Q2023	3Q2023	4Q2023	2023	22-21	23-22
OCDE	42.0	44.8	45.8	45.4	46.6	46.0	46.0	46.0	45.9	47.0	46.6	46.4	1.1	0.4
non-OCDE	49.5	52.8	53.8	53.4	54.1	54.8	54.0	54.3	55.4	56.0	56.9	55.7	1.2	1.6
Dont Chine	14.2	15.4	15.4	14.4	14.8	15.4	15.0	15.3	15.8	16.1	16.7	16.0	-0.4	1.0
Demande totale (mb/j)	91.5	97.7	99.6	98.8	100.8	100.8	100.0	100.3	101.3	103.0	103.5	102.0	2.3	2.0
Offre non-OPEP	63.1	63.8	65.0	64.8	66.2	66.6	65.7	66.7	66.9	67.1	67.0	66.9	1.8	1.3
Offre OPEP (Brut)	25.7	26.4	28.6	28.8	29.5	29.4	29.0	29.3	29.4	29.4	29.4	29.3	2.6	0.3
Offre OPEP (NGLs)	5.1	5.1	5.3	5.4	5.4	5.3	5.3	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	0.2	0.1
Offre non-OPEP+	48.1	48.8	49.4	50.0	51.1	51.4	50.5	51.5	52.5	53.1	53.0	52.6	1.7	2.1
Offre OPEP+ (crude)	40.6	41.5	44.1	43.4	44.6	44.6	44.2	44.3	43.7	43.3	43.3	43.6	2.7	-0.6
Offre totale (mb/j)	93.8	95.4	98.8	98.8	101.1	101.3	100.0	101.2	101.6	101.8	101.7	101.6	4.6	1.6
Differences (+/-)	2.3	-2.3	-0.8	0.0	0.3	0.5	0.0	0.9	0.3	-1.2	-1.8	-0.4	2.3	-0.4

Production OPEP basée sur accords actuels

EIA - STEO Mars	2020	2021	1Q2022	2Q2022	3Q2022	4Q2022	2022	1Q2023	2Q2023	3Q2023	4Q2023	2023	22-21	23-22
OCDE	42.0	44.8	45.8	45.4	46.6	45.9	45.9	45.9	45.7	46.2	46.3	46.0	1.1	0.1
non-OCDE	49.6	52.3	53.0	53.3	53.8	53.9	53.5	54.1	54.9	55.3	55.3	54.9	1.2	1.4
Dont Chine	14.4	15.3	15.1	15.1	15.1	15.3	15.2	15.5	15.8	15.9	16.2	15.9	-0.1	0.7
Demande totale (mb/j)	91.6	97.1	98.8	98.7	100.5	99.8	99.4	100.0	100.6	101.5	101.6	100.9	2.3	1.5
Offre non-OPEP	63.2	64.0	65.1	65.0	66.1	66.6	65.7	66.8	67.2	67.7	67.9	67.4	1.7	1.7
Offre OPEP (NGLs)	5.1	5.4	5.6	5.4	5.5	5.5	5.5	5.5	5.4	5.4	5.4	5.4	0.1	-0.1
Offre OPEP (Brut)	25.6	26.3	28.2	28.3	29.2	28.9	28.7	28.4	28.7	28.8	28.6	28.6	2.4	0.0
Offre totale (mb/j)	93.9	95.7	98.8	98.8	100.8	101.0	99.9	100.7	101.3	101.9	101.9	101.5	4.2	1.6
Differences (+/-)	2.3	-1.4	0.0	0.1	0.4	1.3	0.4	0.8	0.7	0.4	0.4	0.6	1.9	0.1

OPEP Mars	2020	2021	1Q2022	2Q2022	3Q2022	4Q2022	2022	1Q2023	2Q2023	3Q2023	4Q2023	2023	22-21	23-22
OCDE	42.0	44.8	45.8	45.4	46.6	46.2	46.0	45.9	45.6	47.0	46.4	46.2	1.2	0.2
non-OCDE	0.0	49.0	51.5	51.4	51.7	53.5	52.2	53.6	52.9	52.9	54.9	53.6	3.2	1.4
Dont Chine	13.5	15.0	14.8	14.4	14.7	15.5	14.9	15.2	15.4	15.4	16.2	15.6	-0.1	0.7
Demande totale (mb/j)	91.0	97.0	99.5	98.3	99.5	101.1	99.6	101.3	100.8	102.1	103.4	101.9	2.6	2.3
Offre non-OPEP	63.0	63.7	65.6	64.8	65.8	66.8	65.8	67.1	66.7	67.2	67.9	67.2	2.1	1.4
Offre OPEP (NGLs)	5.0	5.3	5.3	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.5	5.4	5.4	5.4	0.1	0.0
Offre OPEP (Brut)	25.6	26.3	28.3	28.6	29.4	29.1	28.9	29.3	29.4	29.4	29.4	29.4	2.5	0.5
Offre totale (mb/j)	93.7	95.3	99.3	98.8	100.6	101.4	100.0	101.8	101.6	102.0	102.7	102.0	4.7	2.0
Differences (+/-)	2.7	-1.7	-0.2	0.5	1.1	0.3	0.4	0.5	0.8	-0.1	-0.7	0.1	2.1	-0.3