

Semaine	4/7	27/6	Delta	%	Année -1
Brent ICE	68.2	68.4	-0.2	-0.2%	86.8
Brent Spot	69.7	71.0	-1.3	-1.8%	86.6
WTI Nymex	66.3	65.7	0.5	0.8%	83.3

Le Brent en baisse à 68 \$/b avant la réunion de l'OPEP+ et la reprise des tensions commerciales avec les États-Unis

Les prix du pétrole ont terminé la semaine dernière en légère baisse, pénalisés par les incertitudes entourant la politique tarifaire des États-Unis et par les anticipations d'une nouvelle augmentation de l'offre de l'OPEP+. À l'approche de la fin du moratoire américain sur l'imposition de nouveaux droits de douane, initialement fixée au 9 juillet, les craintes d'un regain des tensions commerciales continuent de peser sur les perspectives de croissance mondiale et, par conséquent, sur la demande en énergie. Cette tendance baissière a également été alimentée par les attentes liées à la réunion de l'OPEP+ qui s'est tenue ce week-end, avec en perspective une nouvelle hausse de la production. En arrière-plan, les tensions géopolitiques restent vives, bien qu'en partie apaisées. La décision de l'Iran de suspendre sa coopération avec l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), ainsi que l'annonce de nouvelles sanctions américaines, alimentent toujours une certaine nervosité sur les marchés pétroliers.

En moyenne hebdomadaire, le Brent pour livraison en août a baissé de 0,2 \$/b (-0,2 %) pour s'établir à 68,2 \$/b, tandis que le WTI a augmenté de 0,5 \$/b (+0,8 %) pour atteindre 66,3 \$/b (Fig. 2). Le consensus Bloomberg du 4 juillet prévoit une baisse du prix du Brent à 67,2 \$/b pour le troisième trimestre (-0,25 \$/b) et à 65 \$/b pour le quatrième trimestre (Fig. 3).

Loi budgétaire américaine : la mise en place du « drill, baby, drill »

La semaine dernière, le Congrès américain a adopté la "grande et belle loi" budgétaire de D. Trump. Ce texte prévoit des baisses d'impôts, des coupes dans les dépenses sociales et un net recul des politiques en faveur des énergies renouvelables mises en place sous la présidence de J. Biden. La plupart des incitations fiscales pour les énergies bas-carbone sont supprimées, notamment le crédit d'impôt de 7 500 dollars pour l'achat de véhicules électriques, qui prendra fin après le 30 septembre. Les projets solaires et éoliens devront impérativement démarrer cette année pour bénéficier pleinement des aides fédérales, lesquelles seront ensuite progressivement supprimées. Parallèlement, la loi accorde une place importante à l'industrie pétrolière et gazière. Elle prévoit notamment la tenue de 30 ventes de concessions dans le Golfe du Mexique sur 15 ans, plus de 30 ventes annuelles sur des terres dans neuf États, ainsi qu'un accès élargi aux ressources pétrolières et gazières de l'Alaska.

OPEP+ : nouvelle augmentation de la production pétrolière - vers une logique de conquête de parts de marché plutôt que de soutien des prix

L'OPEP+ a annoncé ce week-end une augmentation de sa production de 548 kb/j à partir du mois d'août, un rythme nettement plus soutenu que prévu. Cette décision vient s'ajouter aux hausses de 411 kb/j déjà programmées pour les mois de mai, juin et juillet. Le cartel prévoit ainsi de rétablir la totalité des 2,2 Mb/j qu'il avait retirés du marché, avec près d'un an d'avance sur le calendrier initial. Toutefois, la hausse effective de la production pourrait s'avérer plus modérée, puisque ce nouvel accord permet aussi aux membres de compenser plus rapidement leurs excédents passés.

Cette décision s'explique par plusieurs facteurs. D'une part, la demande mondiale repart à la hausse, soutenue par la saison estivale, notamment aux États-Unis où les raffineries tournent à plein régime, à leur plus haut niveau depuis 2019 pour cette période de l'année, et où les prix des carburants, notamment le diesel, augmentent significativement. Confiant dans la solidité du marché, l'Arabie Saoudite a d'ailleurs relevé dès le lendemain de l'accord le prix de son brut léger destiné à l'Asie. D'autre part, l'OPEP+ cherche à reconquérir les parts de marché perdues au profit des producteurs non-membres, mais aussi de certains pays du groupe, comme le Kazakhstan, qui dépassent largement leurs quotas.

Cette décision n'est pas sans conséquences sur l'équilibre du marché pétrolier. Selon les dernières prévisions de l'AIE et de l'EIA, un excédent d'offre compris entre 0,5 et 1,1 Mb/j est attendu au second semestre. Dans ce contexte, plusieurs banques anticipent un repli des prix vers les 60 \$/b d'ici la fin de l'année, sous l'effet combiné d'une offre excédentaire et d'une demande fragilisée par les tensions commerciales. Ce matin le Brent était en baisse à 68 \$/b (-0.3 \$/b).

USA : hausse des stocks de pétrole brut

Les stocks de pétrole brut aux États-Unis ont augmenté de 3,8 Mb la semaine dernière, alors que le marché anticipait une baisse de 2,7 Mb. Cette hausse met fin à une série de cinq semaines consécutives de baisse des stocks totalisant plus de 28 Mb. Malgré ce rebond, les niveaux restent historiquement bas, atteignant leur plus bas niveau saisonnier depuis six ans, 7 % en dessous de l'an dernier et 10 % sous la moyenne des cinq dernières années (fig. 8). Cette hausse s'explique par une baisse des exportations de brut (-2,0 Mb/j) et une nette hausse des importations (+1,0 Mb/j), tandis que la production domestique est restée stable à 13,4 Mb/j.

Semaine	4/7	27/6	Delta	%	Année -1
Brent ICE	68.2	68.4	-0.2	-0.2%	86.8
Brent Spot	69.7	71.0	-1.3	-1.8%	86.6
WTI Nymex	66.3	65.7	0.5	0.8%	83.3

Du côté des produits raffinés, les stocks d'essence ont fortement augmenté de 4,2 Mb (contre +0,8 Mb attendu), en raison d'un recul de la demande. Les stocks de distillats (gazole, fioul) ont baissé de 1,7 Mb, une diminution plus marquée qu'attendu grâce à une demande en hausse. Sur un an, les stocks d'essence sont stables, ceux de distillats affichent un déficit important de 13 %, tandis que les stocks de kérosène progressent de 4 %, atteignant un sommet sur cinq ans.

Europe : hausse du prix du gasoil

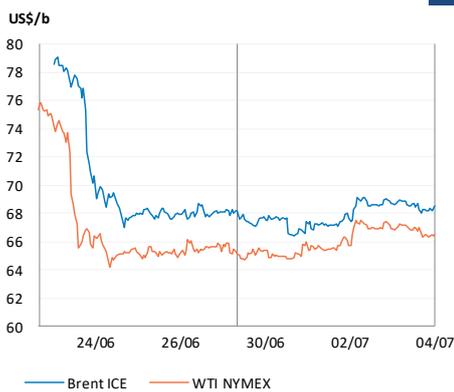
La semaine dernière, les stocks de produits pétroliers au hub d'Amsterdam-Rotterdam-Anvers (ARA) ont enregistré une baisse de 3,2 %, tirée principalement par une forte diminution des stocks de jet/kérosène (-11 %) et de fuel oil (-8,5 %). Les stocks d'essence ont également reculé de 2,2 %, tandis que ceux de gasoil ont progressé de 4 %. Malgré cette hausse, les stocks de gasoil restent inférieurs de 9 % à la moyenne des cinq dernières années, tandis que ceux d'essence affichent un déficit de 8 % (Fig. 6).

Sur le marché de Rotterdam, les prix de l'essence ont légèrement fléchi de 0,6 %, en ligne avec le repli du Brent, alors que les prix du diesel ont progressé de 1,8 % (Fig. 4). Le crack gasoil a, quant à lui, bondi de 5,5 %, atteignant 23,6 \$/baril, son plus haut niveau depuis plus de 15 mois (Fig. 10). La baisse des stocks de distillats aux États-Unis pourrait limiter les exportations de diesel vers l'Europe, accentuant les tensions sur les stocks européens et soutenant les prix.

Dans ce contexte, la marge de raffinage moyenne en Europe (Brent FCC) a reculé de 6 %, pour s'établir à 9,6 \$/b. Elle reste toutefois supérieure de 35 % à la moyenne des cinq dernières années pour la même période (Fig. 5).

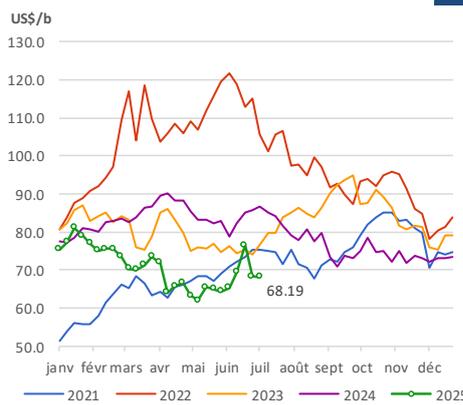
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI

1



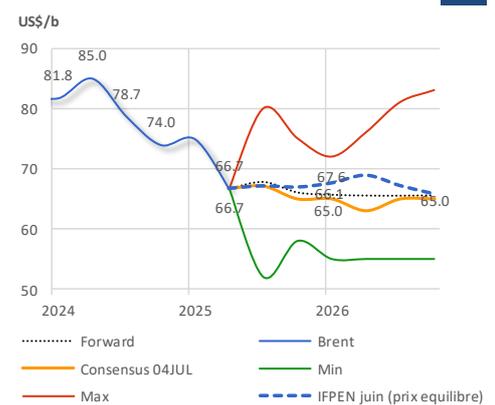
Evolution du prix du pétrole brut (Brent)

2



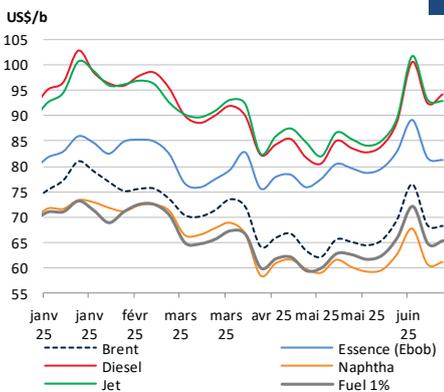
Consensus Bloomberg - Brent

3



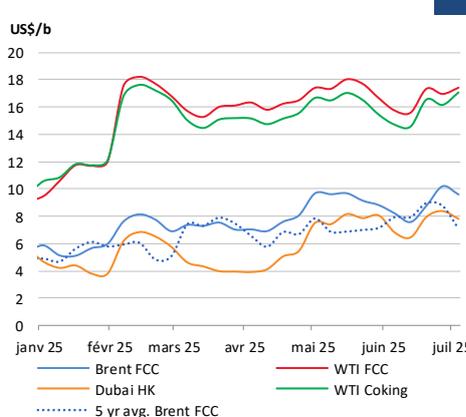
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



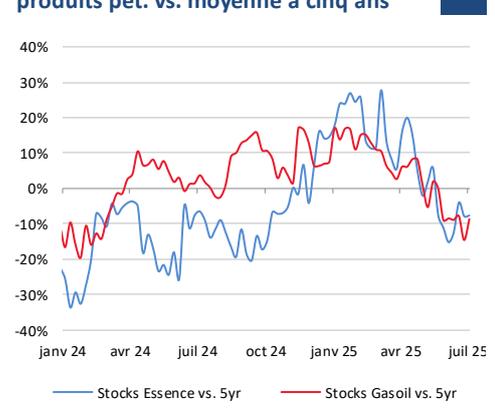
Marges de Raffinage

5



ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

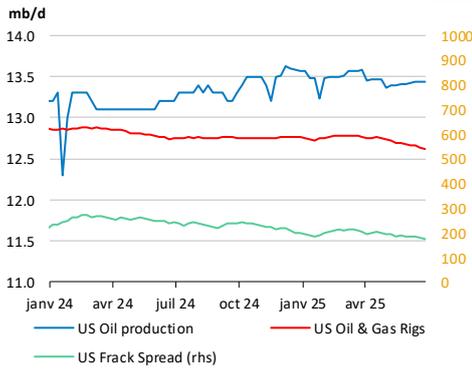
6



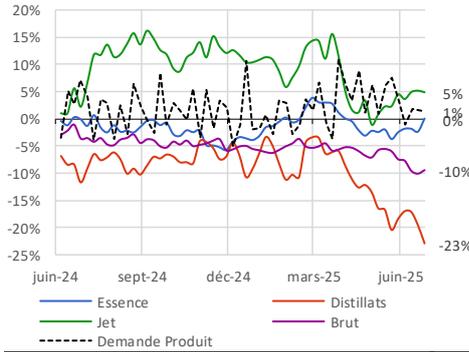
Semaine	4/7	27/6	Delta	%	Année -1
Brent ICE	68.2	68.4	-0.2	-0.2%	86.8
Brent Spot	69.7	71.0	-1.3	-1.8%	86.6
WTI Nymex	66.3	65.7	0.5	0.8%	83.3

US Production de pétrole brut

7



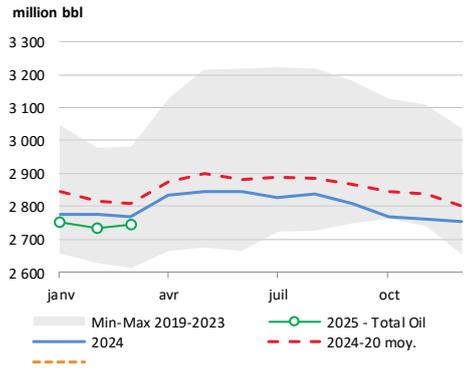
USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans



8

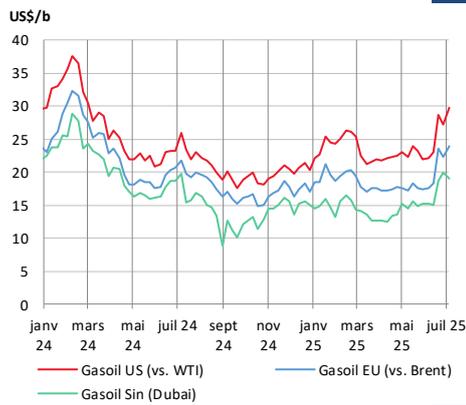
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE

9



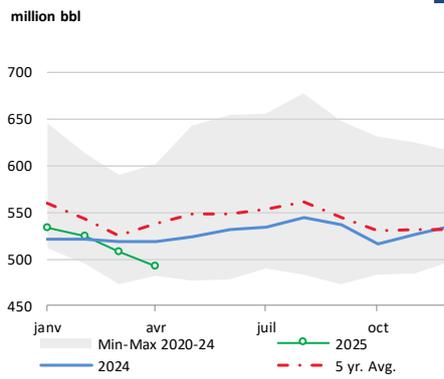
Cracks Gasoil

10



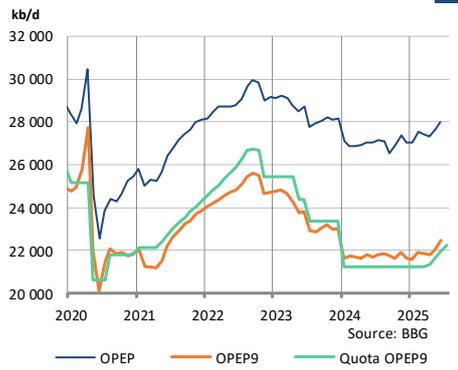
AIE : Stocks Commerciaux Gasoil OCDE

11



OPEP : Production vs. Quotas

12



AIE - OMR juin	2022	2023	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	23-22	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.6	45.7	45.7	45.1	45.5	46.0	45.6	45.6	44.8	45.1	45.9	45.5	45.3	0.1	0.0	-0.1	-0.2
non-OCDE	54.4	56.5	57.4	57.3	58.1	58.7	58.7	58.2	58.2	59.2	59.6	59.6	59.2	2.1	0.9	0.8	1.0
Dont Chine	15.2	16.5	16.6	16.7	16.6	16.9	16.7	16.7	16.7	16.9	17.1	16.9	16.9	1.29	0.16	0.10	0.16
Demande totale (mb/j)	100.0	102.2	103.0	102.4	103.6	104.8	104.3	103.8	103.1	104.3	105.5	105.1	104.5	2.2	0.9	0.7	0.7
Offre non-OPEP	66.9	69.4	70.3	70.6	71.5	71.9	72.4	71.6	72.1	72.6	72.5	72.5	72.4	2.4	0.9	1.4	0.8
Offre OPEP	33.1	33.0	32.8	33.0	33.3	33.5	33.4	33.3	33.5	33.5	33.6	33.6	33.6	-0.2	-0.2	0.5	0.3
Offre OPEP (brut)	27.7	27.4	27.2	27.4	27.5	27.6	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	-0.2	-0.2	0.3	0.0
Offre non OPEP+	49.3	51.6	53.2	53.7	54.4	54.8	55.2	54.5	55.0	55.5	55.5	55.5	55.4	2.4	1.5	1.3	0.9
Offre OPEP+	50.8	50.7	49.9	49.9	50.4	50.6	50.6	50.4	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	-0.1	-0.8	0.5	0.2
Offre totale (mb/j)	100.1	102.3	103.1	103.6	104.8	105.4	105.8	104.9	105.6	106.1	106.1	106.1	106.0	2.3	0.7	1.8	1.1
Differences (+/-)	0.0	0.1	0.0	1.2	1.2	0.6	1.5	1.1	2.5	1.8	0.6	1.0	1.5				

Production OPEP basée sur accords actuels

EIA - STEO juin	2022	2023	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	23-22	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.6	45.7	45.7	45.3	45.0	46.2	45.9	45.6	45.4	45.3	46.0	45.8	45.6	0.1	0.0	-0.1	0.0
non-OCDE	53.9	56.2	57.1	56.9	58.1	58.2	58.5	57.9	58.0	59.2	59.2	59.4	59.0	2.2	0.9	0.9	1.0
Dont Chine	15.1	16.2	16.3	16.3	16.6	16.4	16.7	16.5	16.7	16.8	16.6	16.9	16.7	1.06	0.12	0.19	0.23
Demande totale (mb/j)	99.5	101.9	102.7	102.2	103.1	104.4	104.4	103.5	103.4	104.6	105.3	105.1	104.6	2.4	0.9	0.8	1.1
Offre non-OPEP	67.3	69.8	70.4	70.6	71.5	72.0	72.3	71.6	71.7	72.1	72.3	72.7	72.2	2.5	0.6	1.3	0.6
Offre OPEP	32.9	32.4	32.4	32.7	32.8	32.7	32.8	32.7	32.9	32.9	33.0	33.0	32.9	-0.5	0.0	0.3	0.2
Offre OPEP (brut)	27.5	26.9	26.7	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	27.1	27.1	27.1	27.1	27.1	-0.6	-0.2	0.3	0.1
Offre non OPEP+	49.6	52.0	53.3	53.6	54.5	55.0	55.1	54.5	54.5	55.0	55.3	55.5	55.1	2.4	1.3	1.2	0.6
Offre OPEP+	50.6	50.2	49.5	49.7	49.8	49.7	50.0	49.8	50.0	50.0	50.0	50.1	50.0	-0.4	-0.7	0.3	0.2
Offre totale (mb/j)	100.2	102.2	102.8	103.3	104.3	104.7	105.0	104.3	104.6	105.0	105.3	105.6	105.1	2.0	0.6	1.5	0.8
Differences (+/-)	0.7	0.4	0.1	1.2	1.1	0.4	0.6	0.8	1.2	0.4	0.0	0.5	0.6				

OPEP - MOM juin	2022	2023	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	23-22	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.6	45.7	45.7	45.3	45.5	46.3	46.1	45.8	45.5	45.5	46.5	46.2	45.9	0.1	0.0	0.2	0.1
non-OCDE	54.2	56.7	58.2	59.1	58.7	59.2	60.2	59.3	60.2	59.9	60.5	61.4	60.5	2.5	1.5	1.1	1.2
Dont Chine	15.0	16.4	16.7	16.9	16.6	17.0	17.0	16.9	17.0	16.8	17.3	17.2	17.1	1.3	0.3	0.2	0.2
Demande totale (mb/j)	99.8	102.4	103.8	104.4	104.2	105.5	106.4	105.1	105.7	105.4	107.0	107.5	106.4	2.6	1.5	1.3	1.3
Offre non-OPEP+	49.4	51.9	53.2	53.9	54.0	53.9	54.2	54.0	54.5	54.4	54.7	55.3	54.7	2.5	1.3	0.8	0.7
Offre OPEP+	50.8	50.3	49.2	49.3	50.1	50.1	50.2	50.0	50.2	50.3	50.2	50.3	50.2	-0.6	-1.1	0.9	0.2
Offre OPEP (Brut)	27.7	27.1	26.6	26.8	27.5	27.6	27.5	27.3	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	-0.6	-0.5	0.7	0.2
Offre totale (mb/j)	100.2	102.1	102.3	103.3	104.1	103.9	104.4	104.0	104.8	104.7	104.9	105.6	105.0	1.9	0.2	1.7	0.9
Differences (+/-)	0.5	-0.2	-1.5	-1.1	-0.1	-1.6	-2.0	-1.1	-0.9	-0.7	-2.1	-2.0	-1.4				