

Semaine	5/9	29/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	67.5	68.2	-0.7	-1.0%	73.5
Brent Spot	67.6	67.5	0.1	0.1%	81.4
WTI Nymex	63.7	64.2	-0.4	-0.7%	69.1

L'OPEP+ annonce une nouvelle hausse de sa production pour octobre. Le Brent en baisse à 66 \$/b

Après un début de semaine relativement stable, le Brent a enregistré une forte baisse en fin de semaine, pour clôturer à 65,5 \$/baril, soit son plus bas niveau depuis deux mois (voir les figures 1 et 2). Plusieurs facteurs ont contribué à ce repli. Du côté de l'offre, alors que le consensus anticipait que l'OPEP+ maintiendrait ses niveaux de production inchangés lors de la réunion de ce week-end, plusieurs déclarations dans la presse ont finalement convaincu les investisseurs qu'une nouvelle augmentation de la production serait adoptée, renforçant les anticipations d'un marché excédentaire. Du côté de la demande, les indicateurs macroéconomiques américains ont accentué la pression baissière : les créations d'emplois n'ont atteint que 22 000 en août, alors que 75 000 étaient attendues. Parallèlement, les stocks de pétrole ont progressé, à contre-courant des attentes.

Seules les incertitudes géopolitiques continuent de soutenir partiellement les prix. Donald Trump a exhorté l'Europe à cesser ses achats de brut russe, et plaidé pour de nouvelles sanctions économiques. Néanmoins, la rencontre entre Vladimir Poutine, Xi Jinping et Narendra Modi au sommet de Tianjin la semaine dernière a confirmé que Moscou pouvait toujours compter sur ses principaux partenaires commerciaux, la Chine et l'Inde, pour écouler son pétrole, limitant ainsi l'impact potentiel des sanctions occidentales.

En moyenne hebdomadaire, le Brent pour livraison en octobre a perdu 0,7 \$/b (-1,0 %) pour s'établir à 67,5 \$/b, tandis que le WTI a perdu 0,4 \$/b (-0,7 %), à 63,7 \$/b (Fig. 2). Le consensus Bloomberg du 4 septembre est stable avec pour le troisième trimestre, un Brent attendu à 67 \$/b, et 64 \$/b au quatrième trimestre (Fig. 3).

OPEP+ : nouvelle augmentation de la production

Dimanche dernier, les huit pays de l'OPEP+, qui avaient précédemment annoncé des ajustements volontaires supplémentaires en avril et en novembre 2023 (l'Arabie saoudite, la Russie, l'Irak, les Émirats arabes unis, le Koweït, le Kazakhstan, l'Algérie et Oman), ont approuvé une nouvelle augmentation de leur production à partir d'octobre, avec une hausse d'environ 137 kb/j. Cette hausse modeste correspond en fait à une première levée des 1,65 Mb/j d'ajustements volontaires supplémentaires annoncés en avril 2023, que le groupe prévoit de réintroduire progressivement d'ici septembre 2026, en fonction des conditions du marché. Pour rappel, l'OPEP+ maintient deux niveaux de réduction : une réduction de 1,65 Mb/j par huit membres, et une autre de 2 Mb/j par l'ensemble du groupe, en vigueur jusqu'à la fin de l'année 2026.

Ce choix s'inscrit dans un tournant stratégique : après des années à défendre les prix, l'OPEP+ privilégie désormais la conquête de parts de marché. Augmenter la production permet également de sécuriser les revenus, alors que les perspectives d'évolution du prix du brut sont orientées à la baisse. Le groupe justifie cette décision en considérant que les perspectives économiques mondiales sont stables et que les fondamentaux actuels du marché sont sains, comme en témoignent les faibles niveaux des stocks de pétrole. Pour rappel, l'OPEP prévoit une augmentation de la demande de pétrole de 1,3 Mb/j cette année, puis de 1,4 Mb/j en 2026, soit pratiquement deux fois plus que les estimations de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) qui se situent autour de 0,7 Mb/j (cf. Tableau).

Même si elle est limitée (0,1 % de la production mondiale), la décision de l'OPEP+ de remettre progressivement sur le marché les 1,65 Mb/j retirés devrait à terme peser sur les prix du brut. Depuis avril, une succession d'augmentations de la production a permis au cartel de regagner des parts de marché, tout en maintenant le prix moyen du Brent autour de 67 \$/b entre avril et août. Toutefois, les risques liés à la demande s'intensifient, avec un ralentissement de la demande en Chine, en Inde et au Brésil, tandis que la production non-OPEP augmente, fragilisant ainsi l'équilibre du marché pétrolier. À noter que, dans son dernier rapport, l'AIE anticipait déjà, avant cette nouvelle hausse, un excédent de 3,1 Mb/j pour le quatrième trimestre 2025 (cf. Tableau).

Dans ce contexte, les investisseurs misent de plus en plus sur un Brent sous les 60 \$/b d'ici la fin de l'année. Jeudi dernier, sur le marché des options pétrolières, les options de vente à 55 et 60 \$/b avec une échéance à décembre ont atteint l'équivalent de 120 millions de barils (Fig. 11).

USA : hausse des stocks de brut qui dépassent désormais leur niveau de l'an dernier.

Les stocks commerciaux de brut aux États-Unis ont augmenté de 2,4 Mb (consensus : -1,9 / moyenne 5 ans : -4,2). Ils dépassent désormais légèrement leur niveau de l'an dernier (+1 % en glissement annuel), tout en restant inférieurs de 4 % à la moyenne quinquennale (Fig. 8). Cette hausse s'explique par une progression marquée des importations nettes de brut (+435 kb/j) tandis que la production domestique est restée stable à 13,4 Mb/j et que l'utilisation des raffineries a légèrement reculé à 94 %. Du côté des produits raffinés, les stocks d'essence (-3,8 Mb) et de kérosène (-0,8 Mb) ont reculé, soutenus par des exportations solides, alors que les stocks de distillats ont progressé de 1,7 Mb sous l'effet

Semaine	5/9	29/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	67.5	68.2	-0.7	-1.0%	73.5
Brent Spot	67.6	67.5	0.1	0.1%	81.4
WTI Nymex	63.7	64.2	-0.4	-0.7%	69.1

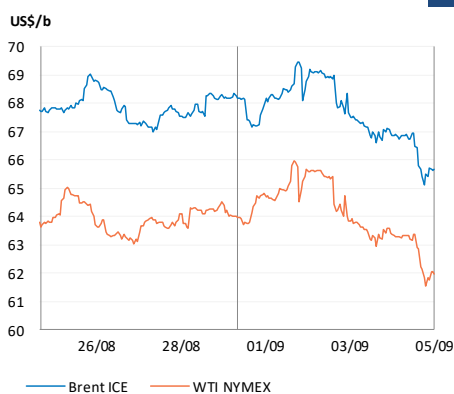
d'une forte baisse de la demande hebdomadaire. En comparaison annuelle, les stocks d'essence se situent désormais au même niveau que l'an dernier, ceux de distillats restent en retrait de 6 % et ceux de kérosène de 8 %.

Europe : hausse des stocks d'essence et de Jet

Les stocks de produits pétroliers au hub d'Amsterdam-Rotterdam-Anvers (ARA) ont augmenté de 5,6 % la semaine dernière pour atteindre 5,94 Mt, portés par une forte hausse des stocks de jet/kérosène (+18,5 %, au plus haut depuis octobre 2023) et d'essence (+15,9 %, au plus haut depuis fin juillet). Cette augmentation s'explique par des arrivées retardées de bateaux et un recul de la demande après la saison estivale. En parallèle, les stocks de fioul ont reculé de 4,4 % à un peu plus de 1 Mt, tandis que le naphta a légèrement baissé (-1 %) sous l'effet d'une demande faible et d'une réorientation vers le pool essence. Les stocks de gazole ont, eux, progressé de 1,8 % à 2,12 Mt. Sur le marché de Rotterdam, les prix des produits pétroliers n'ont pas suivi la baisse du Brent, avec une progression de 1,7 % pour l'essence et de 2,6 % pour le diesel (cf. Fig. 4). La marge de raffinage moyenne en Europe (Brent FCC) a légèrement diminué de 2,7 %, pour atteindre 10 \$/b (cf. Fig. 5).

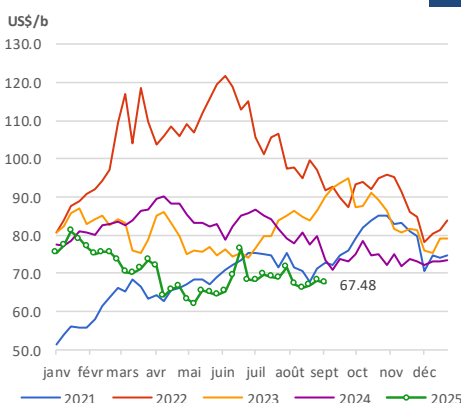
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI

1



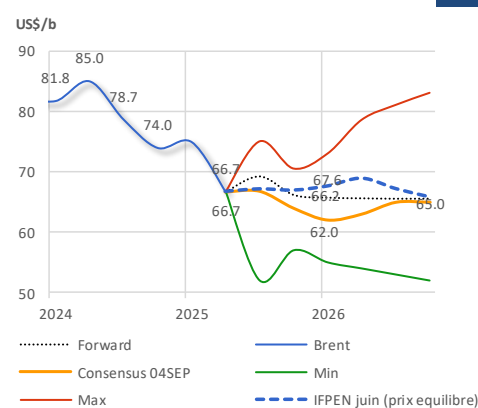
Evolution du prix du pétrole brut (Brent)

2



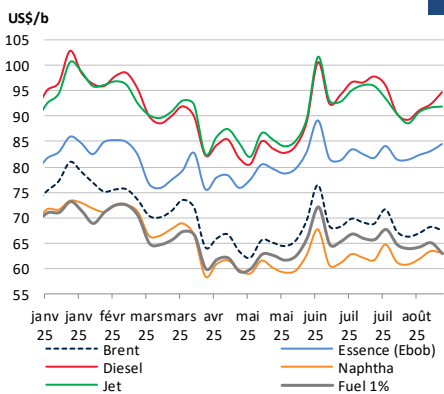
Consensus Bloomberg - Brent

3



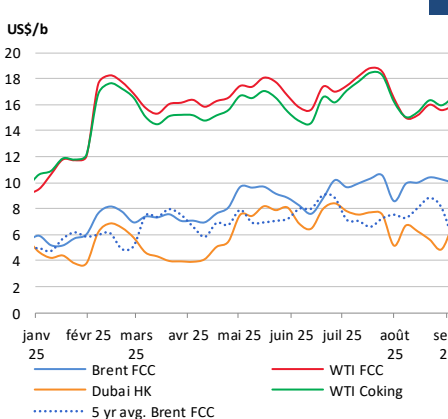
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



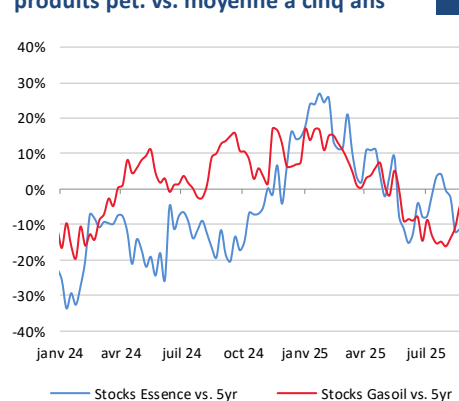
Marges de Raffinage

5



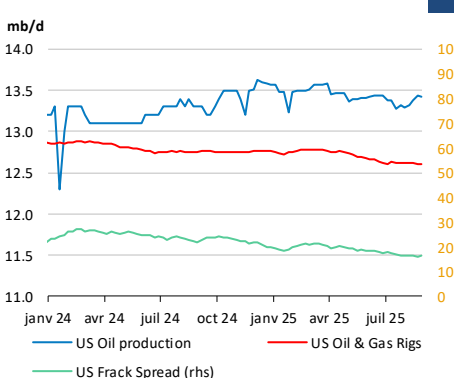
ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

6



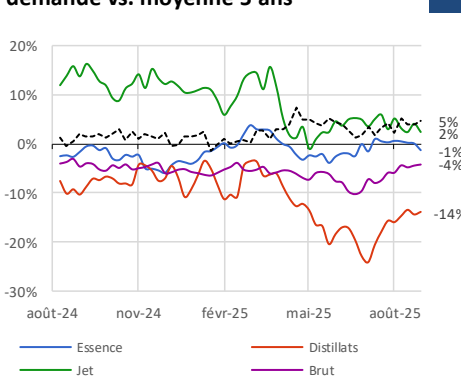
US Production de pétrole brut

7



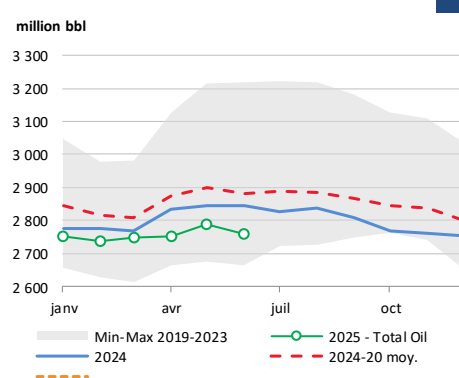
USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans

8



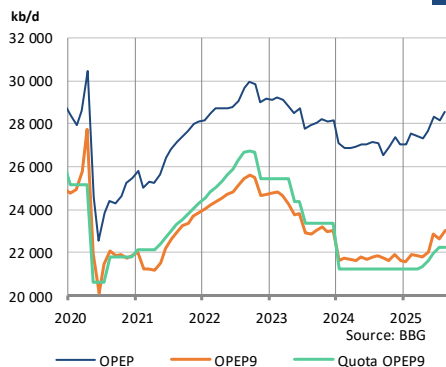
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE

9



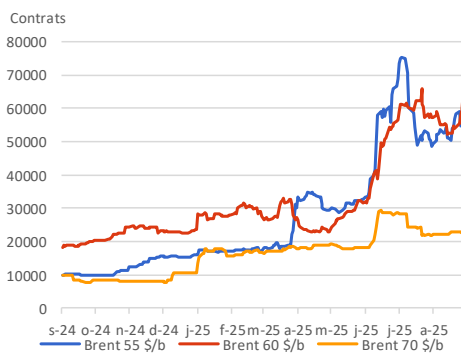
Semaine	5/9	29/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	67.5	68.2	-0.7	-1.0%	73.5
Brent Spot	67.6	67.5	0.1	0.1%	81.4
WTI Nymex	63.7	64.2	-0.4	-0.7%	69.1

OPEP : Production vs. Quotas



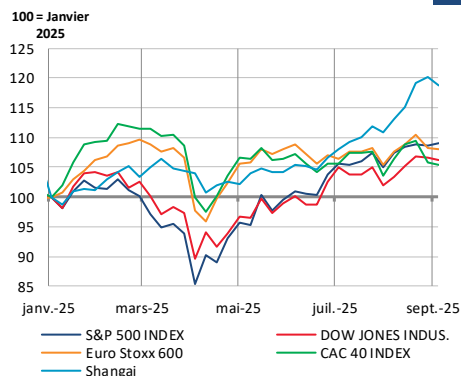
10

Open Interest Brent 55\$/b, 60\$/b 70 \$/b Décembre 2025



11

Evolution Marchés Financiers



12

AIE - OMR aout	2022	2023	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	23-22	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.7	45.7	45.7	45.2	45.6	46.1	45.6	45.6	44.9	45.1	46.0	45.5	45.4	0.0	0.0	-0.1	-0.2
non-OCDE	54.6	56.5	57.4	57.3	58.0	58.5	58.6	58.1	58.1	58.8	59.5	59.7	59.0	1.9	0.9	0.8	0.9
Dont Chine	15.2	16.5	16.6	16.7	16.5	16.9	16.8	16.7	16.7	16.7	17.1	17.0	16.9	1.29	0.15	0.08	0.16
Demande totale (mb/j)	100.3	102.2	103.1	102.5	103.6	104.6	104.2	103.7	103.0	104.0	105.5	105.2	104.4	1.9	0.9	0.7	0.7
Offre non-OPEP	66.9	69.3	70.2	70.4	71.3	72.0	72.8	71.7	72.5	72.9	73.0	72.9	72.8	2.4	0.9	1.4	1.2
Offre OPEP	33.1	33.0	32.8	33.1	33.6	34.2	34.5	33.9	34.6	34.6	34.5	34.6	34.6	-0.2	-0.2	1.1	0.7
Offre OPEP (brut)	27.7	27.4	27.2	27.5	FAUX	28.2	28.6	28.1	28.6	28.6	28.5	28.5	28.6	-0.2	-0.2	0.9	0.5
Offre non OPEP+	49.2	51.5	53.1	53.5	54.2	54.9	55.4	54.5	55.1	55.5	55.7	55.6	55.5	2.3	1.6	1.4	1.0
Offre OPEP+	50.8	50.7	49.9	50.0	50.8	51.3	51.9	51.0	52.0	52.0	51.8	51.9	51.9	-0.1	-0.8	1.1	0.9
Offre totale (mb/j)	100.0	102.2	103.0	103.5	105.0	106.2	107.3	105.5	107.1	107.5	107.5	107.5	107.4	2.2	0.8	2.5	1.9
Differences (+/-)	-0.3	0.1	-0.1	1.0	1.4	1.6	3.1	1.8	4.1	3.5	2.0	2.3	3.0				

Production OPEP basée sur accords actuels

EIA - STEO aout	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	45.2	45.5	46.1	45.9	45.7	45.4	45.5	46.2	45.9	45.7	0.1	0.0	0.0	0.1
non-OCDE	53.9	56.2	57.1	57.0	58.2	58.4	58.6	58.1	58.1	59.4	59.6	59.6	59.2	2.2	0.9	1.0	1.1
Dont Chine	15.1	16.2	16.3	16.4	16.6	16.4	16.8	16.6	16.7	16.9	16.6	17.0	16.8	1.06	0.12	0.25	0.25
Demande totale (mb/j)	99.5	101.9	102.7	102.2	103.7	104.5	104.5	103.7	103.5	104.9	105.7	105.5	104.9	2.4	0.9	1.0	1.2
Offre non-OPEP	67.3	69.8	70.4	70.7	71.7	72.5	73.0	72.0	72.5	72.7	72.7	73.0	72.7	2.5	0.6	1.6	0.8
Offre OPEP	33.1	32.7	32.7	32.9	33.4	33.6	33.7	33.4	33.3	33.6	33.8	33.7	33.6	-0.4	0.0	0.7	0.2
Offre OPEP (brut)	27.7	27.2	27.1	27.2	27.7	27.9	27.9	27.7	27.5	27.8	28.0	27.8	27.8	-0.6	-0.1	0.6	0.1
Offre non OPEP+	49.6	52.0	53.3	53.7	54.6	55.4	55.6	54.8	55.1	55.5	55.7	55.8	55.5	2.4	1.3	1.5	0.7
Offre OPEP+	50.8	50.5	49.7	49.9	50.5	50.8	51.0	50.5	50.7	50.9	50.9	50.9	50.8	-0.4	-0.7	0.8	0.3
Offre totale (mb/j)	100.4	102.5	103.1	103.6	105.1	106.1	106.6	105.3	105.8	106.4	106.6	106.7	106.4	2.1	0.6	2.3	1.0
Differences (+/-)	0.9	0.6	0.3	1.4	1.3	1.6	2.1	1.6	2.3	1.5	0.8	1.2	1.4				

OPEP - MOM aout	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	45.2	45.6	46.3	46.1	45.8	45.3	45.8	46.5	46.3	46.0	0.1	0.0	0.1	0.1
non-OCDE	54.2	56.7	58.2	59.1	58.7	59.2	60.2	59.3	60.3	59.9	60.6	61.4	60.6	2.5	1.5	1.2	1.2
Dont Chine	15.0	16.4	16.7	16.9	16.5	17.0	17.0	16.9	17.0	16.7	17.3	17.2	17.1	1.3	0.3	0.2	0.2
Demande totale (mb/j)	99.8	102.4	103.8	104.3	104.3	105.5	106.4	105.1	105.6	105.7	107.1	107.7	106.5	2.6	1.5	1.3	1.4
Offre non-OPEP+	49.4	51.9	53.2	54.0	54.3	53.8	54.0	54.0	54.2	54.4	54.7	55.2	54.6	2.5	1.3	0.8	0.6
Offre OPEP+	50.8	50.3	49.4	49.6	50.0	51.2	51.7	51.0	51.4	51.6	51.6	51.5	51.6	-0.6	-0.9	1.6	0.6
Offre OPEP (Brut)	27.7	27.1	26.6	26.8	27.1	28.2	28.6	27.7	28.6	28.6	28.5	28.5	28.6	-0.6	-0.5	1.1	0.9
Offre totale (mb/j)	100.2	102.1	102.6	103.6	104.2	105.0	105.7	105.0	105.7	106.1	106.2	106.7	106.2	1.9	0.5	2.4	1.2
Differences (+/-)	0.5	-0.2	-1.2	-0.7	-0.1	-0.5	-0.7	-0.1	0.1	0.4	-0.9	-0.9	-0.3				