

Semaine	26/9	19/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	68.6	67.6	1.0	1.5%	73.2
Brent Spot	69.5	67.8	1.7	2.5%	75.2
WTI Nymex	64.4	63.6	0.7	1.1%	69.5

Le Brent dépasse les 70 \$/b avec l'intensification des tensions entre la Russie, l'Ukraine et l'OTAN et une production OPEP+ inférieure aux attentes.

La montée des risques géopolitiques, les inquiétudes renouvelées concernant l'approvisionnement russe dues aux attaques de drones ukrainiens sur les infrastructures pétrolières et l'excès de positions spéculatives à la baisse ont déclenché la semaine dernière la plus forte hausse hebdomadaire des prix du pétrole depuis la guerre entre l'Iran et Israël en juin. Sur la semaine, les prix ont augmenté de plus de 3 \$/b et le Brent a franchi pour la première fois depuis juillet le seuil des 70 \$/b (fig. 1&2). Les données sur les positions de marché ont confirmé que les spéculateurs étaient vendeurs nets de pétrole jusqu'à mardi dernier et que les positions nettes restaient fortement orientées à la baisse, ce qui explique en réaction la hausse du prix du brut avec l'intensification des tensions entre la Russie, l'Ukraine et l'OTAN. En moyenne hebdomadaire, le Brent pour livraison en novembre a gagné 1 \$/b (+ 1,5 %), pour s'établir à 68,6 \$/b, tandis que le WTI a gagné 0,7 \$/b (+ 1,1 %), pour atteindre 64,4 \$/b (fig. 2). Le consensus Bloomberg du 26 septembre, pour le prix du Brent est stable à 66 \$/b au troisième trimestre et 63 \$/b au quatrième trimestre (fig. 3).

Un excédent d'offre annoncé mais qui peine à se matérialiser.

Depuis début septembre, le prix du Brent a progressé d'environ 3 %, à rebours des prévisions de nombreuses institutions qui anticipaient une chute vers 55–60 \$/b. Si cette hausse reflète en partie une prime de risque géopolitique, elle interroge surtout sur la réalité de l'excédent d'offre annoncé par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et l'Energy Information Administration (EIA) américaine (entre 2 et 3 Mb/j au 4T25 - cf. Tableau)

Début septembre, les huit pays du groupe OPEP+ (G-8) ont décidé d'alléger progressivement les coupes de production instaurées en avril 2023 (1,65 Mb/j), en relevant leur offre de 137 kb/j dès octobre. Cette décision intervient après l'achèvement, en septembre, de deux mesures antérieures : la première tranche de réductions de 2,2 Mb/j annoncée en novembre 2023, ainsi que l'augmentation de 300 kb/j du quota accordé aux Émirats arabes unis.

Selon l'AIE, l'augmentation réelle de l'offre mondiale de pétrole entre le premier trimestre 2025 et septembre ne devrait atteindre que 1,5 Mb/j, bien en deçà des 2,5 Mb/j initialement annoncés par l'OPEP. Cet écart s'explique en partie par les plans de compensation mis en place pour plusieurs pays membres et partenaires — Russie, Irak, Émirats arabes unis, Koweït, Kazakhstan et Oman. En intégrant ces ajustements, l'AIE estime que la hausse nette de production entre septembre et octobre se limitera à 40 kb/j, loin des ambitions affichées. Par ailleurs, d'autres éléments risquent de contraindre davantage l'offre de l'OPEP+, comme l'intensification des frappes ukrainiennes sur les infrastructures pétrolières russes ou encore le rétablissement des sanctions de l'ONU contre l'Iran, voté la semaine dernière.

Cette contrainte sur l'offre survient alors que la demande est soutenue par une conjoncture économique plus solide qu'anticipé. La croissance mondiale devrait légèrement dépasser 3 %, soutenue par les États-Unis (3,8 % au deuxième trimestre), la Chine (5 % attendus malgré les tensions commerciales avec Washington) et, dans une moindre mesure, l'Europe, où l'indice PMI flash de septembre a atteint son plus haut niveau depuis 16 mois.

Cette dynamique, combinée aux difficultés de l'OPEP+ à concrétiser ses hausses de production, devrait continuer à soutenir les prix du brut. Dans ce contexte, les huit principaux pays de l'OPEP+ se réuniront le 5 octobre 2025 pour réévaluer l'état du marché et leurs objectifs de production. Selon la presse, une nouvelle augmentation pourrait être annoncée, mais, comme pour les précédentes, elle pourrait tarder à se concrétiser.

USA : baisse des stocks de distillats avec la reprise des exportations

Les stocks commerciaux de brut aux États-Unis ont reculé de 0,6 Mb la semaine dernière (contre +0,5 Mb attendus et -2,4 Mb en moyenne sur cinq ans). Il s'agit d'une baisse saisonnièrement modeste, qui ramène les niveaux proches de ceux observés il y a un an, soit environ 4 % sous la moyenne quinquennale. Cette baisse a été soutenue par une hausse de l'activité de raffinage, désormais à un plus haut de cinq ans, tandis que la production domestique est restée stable à 13,5 Mb/j. Du côté des produits légers, les stocks d'essence ont diminué de 1,1 Mb (vs -1,0 Mb attendu) et ceux de distillats ont reculé de 1,7 Mb (vs +2,0 Mb attendus), aidés par une reprise des exportations nettes. À l'inverse, les stocks de kérosène/jet fuel ont fortement augmenté (+1,1 Mb), sous l'effet d'une demande plus faible et d'exportations nettes en repli. Au total, les stocks d'essence restent 2 % en dessous de leur niveau d'il y a un an et de la moyenne quinquennale, tandis que ceux de distillats demeurent globalement stables en glissement annuel (Fig. 8).

Europe : Le spread diesel à près de 27 \$/b, plus haut de 19 mois.

Les stocks de produits pétroliers dans le hub ARA (Amsterdam-Rotterdam-Anvers) ont augmenté de 1 % la semaine dernière. Les hausses enregistrées pour l'essence (+ 3 %), le diesel (+ 1 %) et le kérosène/jet (+ 4 %) ont été en partie compensées par le recul du naphta (- 3 %) et du fuel (- 2 %). Les stocks de gasoil atteignent désormais leur niveau le plus élevé depuis près de neuf mois, alors que les incertitudes sur l'approvisionnement européen en diesel d'origine

Semaine	26/9	19/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	68.6	67.6	1.0	1.5%	73.2
Brent Spot	69.5	67.8	1.7	2.5%	75.2
WTI Nymex	64.4	63.6	0.7	1.1%	69.5

russe persistent. Dans ce contexte, le spread diesel en Europe s'est envolé à près de 27 \$/b, un plus haut de 19 mois (fig. 12). Cette hausse a été déclenchée par des informations selon lesquelles la Russie pourrait restreindre ses exportations de diesel, après une série d'attaques ukrainiennes contre ses raffineries. Le vice-Premier ministre Alexandre Novak a toutefois précisé que la mesure envisagée ne viserait que les négociants et revendeurs (pas les producteurs), ce qui en limiterait fortement la portée puisqu'elle ne concernerait qu'une fraction marginale des volumes exportés.

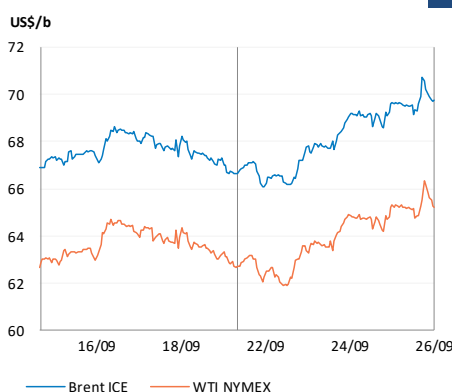
Malgré cette mise au point, le marché du diesel demeure structurellement tendu. Dans son dernier rapport mensuel (STEO) paru plus tôt ce mois-ci, l'EIA prévoit que les stocks totaux de distillats seront en moyenne inférieurs de 8 % en 2025 par rapport à l'an dernier, et devraient encore reculer de 4 % supplémentaires en 2026 en raison d'une hausse continue des exportations vers l'Europe pour compenser la baisse des livraisons russes. Cette dépendance devrait encore s'accroître début 2026, avec l'entrée en vigueur de l'interdiction européenne d'importer des produits pétroliers raffinés à partir de brut russe dans des pays tiers.

Selon l'AIE, l'Europe a importé en moyenne 160 kb/j de diesel en provenance d'Inde et de Turquie au premier semestre 2025, soit 18 % de ses importations totales, dont une grande partie proviendrait probablement de brut russe.

Sur le marché de Rotterdam, les prix des produits pétroliers ont suivi la progression du Brent mais avec retard, avec une augmentation de +0,2 % pour l'essence et +1,4 % pour le diesel. Dans ce contexte, la marge de raffinage moyenne en Europe (Brent FCC) a légèrement reculé de 1,8 %, à 11,3 \$/b, soit 2 fois plus qu'à la même période l'an dernier.

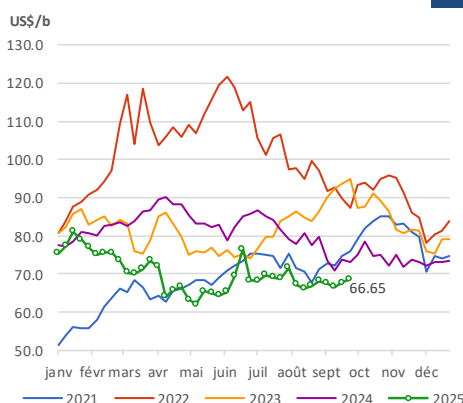
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI

1



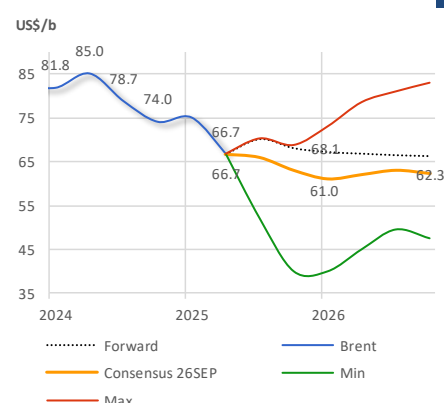
Evolution du prix du pétrole brut (Brent)

2



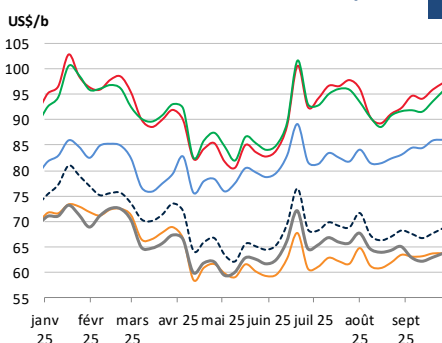
Consensus Bloomberg - Brent

3



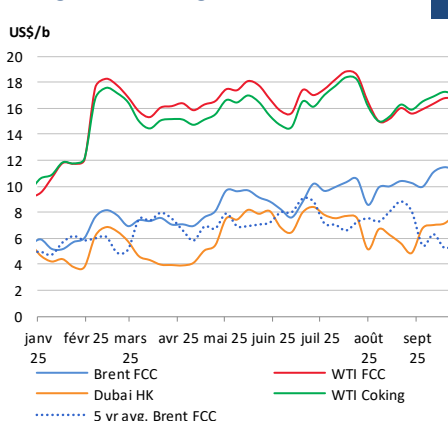
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



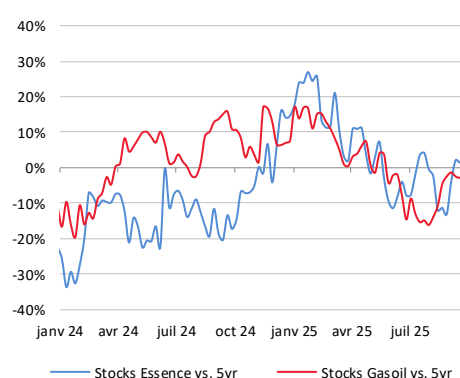
Marges de Raffinage

5



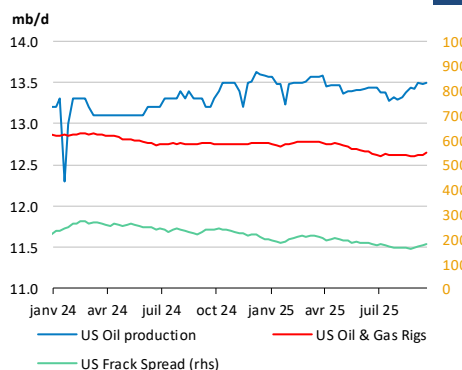
ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

6

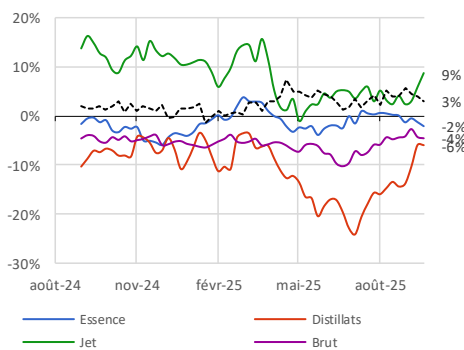


Semaine	26/9	19/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	68.6	67.6	1.0	1.5%	73.2
Brent Spot	69.5	67.8	1.7	2.5%	75.2
WTI Nymex	64.4	63.6	0.7	1.1%	69.5

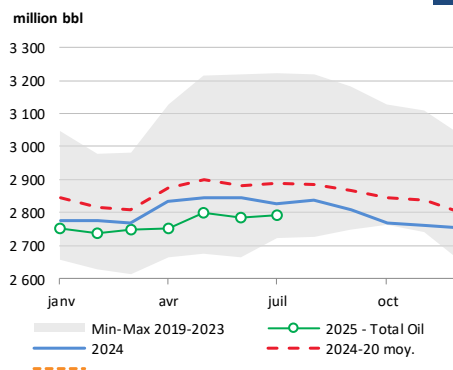
US Production de pétrole brut



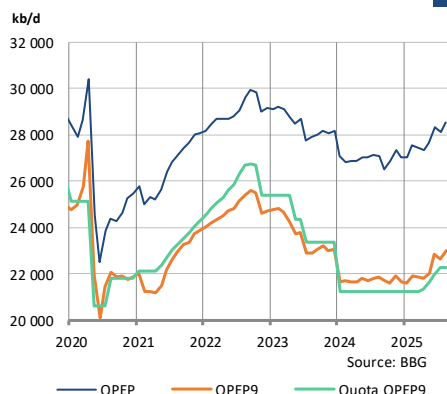
USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans



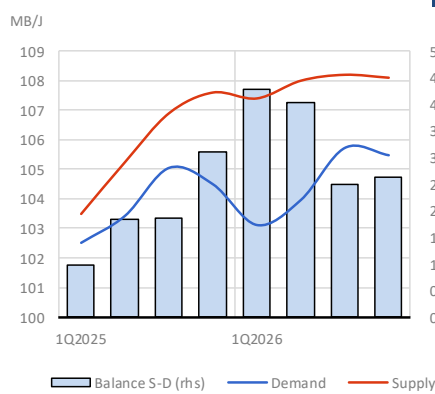
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE



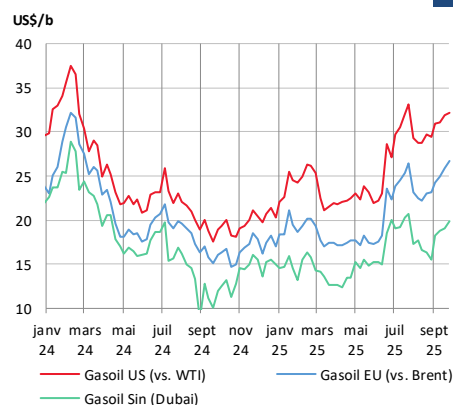
OPEP : Production vs. Quotas



AIE Offre Demande Pétrole



Spread Gasoil



AIE - OMR sept.	2023	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.7	45.8	45.2	45.7	46.5	45.9	45.8	45.0	45.3	46.3	45.8	45.6	0.1	0.0	-0.2
non-OCDE	56.5	57.3	57.3	57.8	58.6	58.6	58.1	58.1	58.6	59.4	59.7	59.0	0.8	0.8	0.9
Dont Chine	16.5	16.6	16.6	16.4	16.9	16.7	16.7	16.7	16.6	17.0	16.9	16.8	0.12	0.06	0.14
Demande totale (mb/j)	102.2	103.1	102.5	103.4	105.0	104.5	103.9	103.1	104.0	105.7	105.5	104.6	1.0	0.7	0.7
Offre non-OPEP	69.3	70.4	70.4	71.5	72.6	72.9	71.9	72.6	73.2	73.3	73.2	73.1	1.1	1.5	1.2
Offre OPEP	33.0	32.8	33.1	33.8	34.3	34.7	33.9	34.8	34.8	34.9	34.9	34.8	-0.2	1.1	0.9
Offre OPEP (brut)	27.4	27.2	27.4	28.1	28.8	28.8	28.1	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8	-0.2	0.9	0.7
Offre non OPEP+	51.6	53.3	53.5	54.4	55.3	55.6	54.7	55.2	55.9	56.0	55.9	55.7	1.7	1.4	1.0
Offre OPEP+	50.7	49.9	50.0	50.9	51.6	52.0	51.1	52.2	52.1	52.2	52.2	52.2	-0.8	1.2	1.1
Offre totale (mb/j)	102.3	103.2	103.5	105.3	106.9	107.6	105.8	107.4	108.0	108.2	108.1	107.9	0.9	2.6	2.1
Differences (+/-)	0.1	0.0	1.0	1.8	1.9	3.1	1.9	4.3	4.0	2.5	2.6	3.3			

Production OPEP basée sur accords actuels

EIA - STEO sept.	2023	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.7	45.8	45.2	45.5	46.2	46.0	45.7	45.6	45.7	46.4	46.1	45.9	0.1	-0.1	0.2
non-OCDE	56.2	57.1	57.0	58.2	58.5	58.6	58.1	58.1	59.4	59.5	59.5	59.1	0.9	1.0	1.1
Dont Chine	16.2	16.3	16.4	16.6	16.4	16.8	16.6	16.7	16.9	16.6	16.9	16.8	0.12	0.25	0.24
Demande totale (mb/j)	101.9	102.9	102.2	103.8	104.6	104.6	103.8	103.7	105.1	105.9	105.7	105.1	1.0	0.9	1.3
Offre non-OPEP	69.8	70.5	70.7	71.6	72.9	73.2	72.1	72.7	73.0	73.0	73.3	73.0	0.7	1.6	0.9
Offre OPEP	32.7	32.7	32.9	33.4	33.8	33.7	33.4	33.3	33.7	33.9	33.7	33.6	0.0	0.7	0.2
Offre OPEP (brut)	27.2	27.1	27.2	27.7	28.1	27.9	27.7	27.5	27.8	28.0	27.8	27.8	-0.1	0.6	0.1
Offre non OPEP+	52.0	53.4	53.7	54.6	55.6	55.8	54.9	55.4	55.7	55.9	56.0	55.8	1.4	1.5	0.8
Offre OPEP+	50.5	49.7	49.9	50.5	51.0	51.1	50.6	50.7	50.9	51.0	51.0	50.9	-0.7	0.9	0.3
Offre totale (mb/j)	102.5	103.2	103.6	105.0	106.6	106.9	105.5	106.1	106.7	106.9	107.0	106.6	0.7	2.3	1.1
Differences (+/-)	0.6	0.3	1.4	1.3	2.0	2.2	1.7	2.4	1.6	0.9	1.3	1.6			

OPEP - MOM sept.	2023	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.7	45.7	45.2	45.6	46.3	46.1	45.8	45.3	45.8	46.5	46.3	46.0	0.0	0.1	0.1
non-OCDE	56.7	58.2	59.1	58.7	59.2	60.2	59.3	60.3	59.9	60.6	61.4	60.6	1.5	1.2	1.2
Dont Chine	16.4	16.7	16.9	16.5	17.0	17.0	16.9	17.0	16.7	17.3	17.2	17.1	0.3	0.2	0.2
Demande totale (mb/j)	102.4	103.8	104.3	104.3	105.5	106.4	105.1	105.6	105.7	107.1	107.7	106.5	1.5	1.3	1.4
Offre non-OPEP+	51.9	53.2	54.0	54.3	53.8	54.0	54.0	54.2	54.4	54.7	55.2	54.6	1.3	0.8	0.6
Offre OPEP+	50.3	49.4	49.6	50.0	51.5	51.7	51.1	51.6	51.7	51.7	51.8	51.7	-0.9	1.7	0.6
Offre OPEP (Brut)	27.1	26.6	26.8	27.1	28.8	28.8	27.9	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8	-0.5	1.3	0.9
Offre totale (mb/j)	102.1	102.6	103.6	104.2	105.3	105.7	105.1	105.8	106.2	106.4	107.0	106.3	0.5	2.5	1.2
Differences (+/-)	-0.2	-1.2	-0.7	-0.1	-0.2	-0.7	-0.1	0.2	0.5	-0.7	-0.7	-0.2			

DoC: Declaration of Cooperation