

Semaine	2/10	25/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	103.2	102.7	0.5	0.5%	65.8
Brent Spot	123.3	120.6	2.7	2.2%	69.5
WTI Nymex	91.3	93.9	-2.6	-2.8%	61.8
WTI Spot	91.3	97.8	-6.5	-6.6%	61.8

Le marché pétrolier sous tension malgré le retour des barils du Golfe – Le Brent à 123 \$/b sur le marché spot

Malgré une reprise ces derniers jours des exportations de pétrole brut du Moyen-Orient, proches de leur niveau d'avant-guerre, le marché pétrolier reste sous tension, soutenu par les tensions sur le marché des produits pétroliers, en particulier du diesel. La réduction des capacités de raffinage au Moyen-Orient et en Russie, conjuguée à des stocks déjà faibles, pèse sur l'offre de gazole. Par ailleurs, la décision de la Chine de suspendre ses exportations de produits pétroliers au-delà de Hong Kong et de Macao, ainsi que les perturbations affectant les infrastructures énergétiques russes, réduisent les volumes de produits disponibles sur le marché international.

Les mesures arrêtées par le G7 le 2 octobre visent précisément à desserrer cette contrainte. Dans le prolongement des engagements pris en mars, les pays membres procéderont, sous l'égide de l'AIE, à une libération coordonnée de 100 millions de barils de stocks d'urgence, qui sera engagée immédiatement et étalée sur quatre mois. L'effort sera concentré en début de période, avec une mise à disposition substantielle de gasoil par les membres du G7 et leurs partenaires dès les vingt premiers jours. Des libérations complémentaires de gasoil pourront être examinées dans les prochains jours au sein de l'AIE. Le dispositif comporte également un volet raffinage : coordination des calendriers de maintenance pour éviter des arrêts simultanés, hausse temporaire des taux d'utilisation lorsque cela est possible, et dialogue avec les pays disposant d'importantes capacités pour accroître la production de distillats. Les pays du G7 réaffirment enfin leur engagement à s'abstenir de toute restriction d'exportation de produits énergétiques entre eux et appellent l'ensemble des producteurs à faire de même. Cette garantie intervient en réponse aux pressions américaines et à la menace de Washington de restreindre ses exportations de diesel vers l'Europe. A la suite de cette annonce, le prix du contrat Ice gasoil pour le mois de novembre sur le marché européen a perdu 7 % pour atteindre 1 354 USD/T.

À court terme, l'équilibre reste toutefois fragile. Les stocks continuent de diminuer et les cargaisons disponibles à brève échéance se négocient avec des primes importantes par rapport aux échéances plus lointaines. Dans ce contexte, la reprise des flux moyen-orientaux agit pour l'instant davantage comme un facteur de stabilisation que comme un véritable moteur de baisse des cours. Le facteur déterminant n'est plus seulement la quantité de brut disponible, mais la capacité du système de raffinage mondial à le transformer en carburants.

En moyenne hebdomadaire, le prix spot du Brent s'est établi à 123,3 \$/b, en hausse de 2,2 %. Sur les marchés à terme, le contrat Brent pour livraison en novembre a augmenté de 0,5 %, pour atteindre 103,2 \$/b, tandis que le WTI a chuté de 2,8 %, pour s'établir à 91,3 \$/b. Le consensus Bloomberg du 2 octobre est en hausse par rapport à la semaine dernière. Il anticipe un prix moyen du Brent de 85,0 \$/b au quatrième trimestre. La prévision annuelle moyenne s'établit à 86,2 \$/b pour 2026 et à 75,0 \$/b pour 2027 (+ 2,0 \$/b).

Reprise des exportations pétrolières du Golfe : un retour au niveau d'avant-crise, mais fragile.

En septembre, les exportations de brut du Moyen-Orient ont atteint leur plus haut niveau depuis le début du conflit. En croisant plusieurs sources, on estime les exportations totales du Golfe à environ 20 Mb/j la semaine dernière, soit près de 87 % de la moyenne de 2025. Sur ce total, environ 13,5 Mb/j ont transité par le détroit d'Ormuz, soit près de 80 % du niveau d'avant-guerre. Sur les derniers jours de septembre, certaines sources estiment même que les exportations ont dépassé les niveaux d'avant-guerre.

Cette reprise est presque exclusivement portée par l'Arabie saoudite, avec la reprise des chargements à Yanbu à la suite de la remise en service de l'oléoduc East-West. La situation reste toutefois loin d'être normalisée. Une part importante des flux transite encore par des circuits dits « dark », qui échappent largement aux dispositifs classiques de suivi des navires. Les attaques contre les pétroliers se poursuivent, avec au moins sept incidents recensés dans et autour du détroit d'Ormuz depuis le 28 septembre. Enfin, l'oléoduc East-West a de nouveau été la cible d'une attaque le dimanche 4 octobre, même s'il continuerait d'opérer selon les dernières informations disponibles.

Le retour des exportations du Golfe à des niveaux proches de ceux d'avant la crise doit donc être interprété avec prudence : les volumes se redressent, mais les conditions d'acheminement restent particulièrement vulnérables.

Stocks stratégiques

La semaine dernière, le G7 a décidé de libérer jusqu'à 100 millions de barils de réserves stratégiques, dont une part importante sous forme de diesel. Cette nouvelle opération fait suite à celle annoncée le 11 mars dernier, qui prévoyait la mise à disposition de 400 Mb de stocks d'urgence, dont environ 325 Mb ont déjà été effectivement libérés.

Semaine	2/10	25/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	103.2	102.7	0.5	0.5%	65.8
Brent Spot	123.3	120.6	2.7	2.2%	69.5
WTI Nymex	91.3	93.9	-2.6	-2.8%	61.8
WTI Spot	91.3	97.8	-6.5	-6.6%	61.8

Cette mobilisation a déjà réduit sensiblement les stocks publics disponibles. En juillet, les États membres détenaient encore plus de 1 milliard de barils de stocks publics d'urgence, contre un peu plus de 1,2 milliard avant le début du conflit dans le Golfe. Parallèlement, l'AIE estime qu'entre mars et août 2026, les stocks mondiaux de pétrole ont diminué de 507 Mb. Près de la moitié de cette baisse provient des prélèvements effectués sur les réserves publiques de l'OCDE et de la diminution des stocks de brut en Chine. Le solde correspond principalement à la réduction des volumes de pétrole en transit, conséquence de la contraction des exportations maritimes.

Ces évolutions montrent qu'une part significative de la capacité d'amortissement du choc a déjà été mobilisée. La nouvelle libération de stocks pourra donc contribuer à desserrer les tensions à court terme, notamment sur le diesel, mais elle réduit en même temps la marge de manœuvre disponible en cas de prolongation ou d'aggravation de la crise.

Stocks hebdomadaires américains : vers un certain rééquilibrage

Au 25 septembre, les stocks commerciaux américains de brut ont augmenté de 0,9 Mb, à 427,3 Mb, soit environ 2 % au-dessus de leur moyenne quinquennale. Cette progression intervient dans un contexte de ralentissement de l'activité de raffinage, avec un taux d'utilisation ramené à 92,5 %, contre 93,7 % attendus.

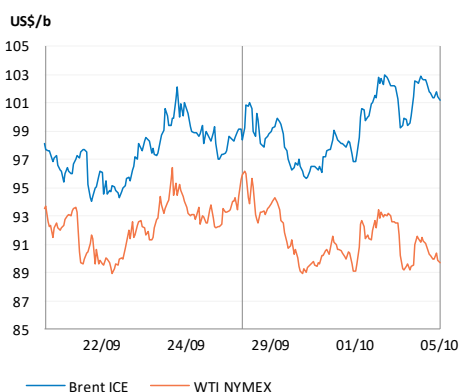
À l'inverse, les stocks de produits raffinés se contractent nettement. Les réserves d'essence ont reculé de 1,7 Mb, à 204,3 Mb, soit 7 % sous leur moyenne quinquennale et leur plus bas niveau depuis novembre 2014. La situation est encore plus tendue pour les distillats, dont les stocks ont diminué de 2,3 Mb, à 105,2 Mb, soit 14 % sous leur moyenne des cinq dernières années. Le marché du diesel reste particulièrement sous pression. Les exportations américaines de distillats demeurent limitées pour la deuxième semaine consécutive, même si leur moyenne sur quatre semaines s'établit encore à 1,5 Mb/j, en hausse de 16 % sur un an. Dans un marché international déjà contraint, une réduction durable des exportations américaines pourrait accentuer les tensions sur l'approvisionnement, notamment en Europe.

Stocks pétroliers en zone ARA : les stocks de gazole progressent

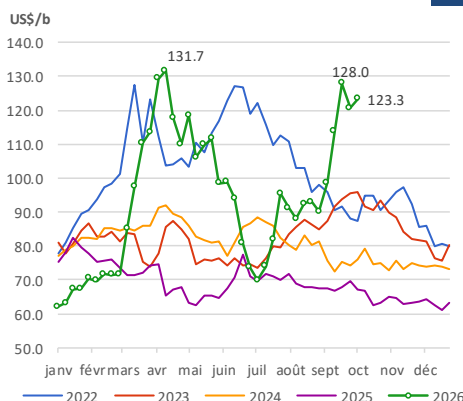
Au 2 octobre 2026, les stocks de produits pétroliers de la zone ARA (Amsterdam-Rotterdam-Anvers) s'élèvent à 4 367 kt, soit une hausse de 92 kt (+ 2,2 %) en une semaine. Les stocks de gazole ont progressé de 180 kt (+ 11,0 %) pour atteindre 1 816 kt, ce qui constitue leur plus haut niveau depuis la mi-juin. À l'inverse, les stocks d'essence reculent de 126 kt (-12,4 %), à 890 kt ; ceux de kérosène de 73 kt (-14,3 %) ; et ceux de naphta de 39 kt (-12,9 %). Les stocks de kérosène (437 kt) et de naphta (263 kt) atteignent ainsi leur niveau le plus bas depuis le début de l'année.

À Rotterdam, les prix des produits pétroliers ont reculé la semaine dernière : l'essence a perdu 3,4 % et le diesel 3,3 %. Dans ce contexte, la marge de raffinage européenne (FCC Brent) a perdu 4,2 \$/b (11 %) pour atteindre 34,4 \$/b. Depuis le début de l'année, elle s'élève en moyenne à 23,5 \$/b, contre 9,3 \$/b en 2023 et 8,4 \$/b sur les cinq dernières années.

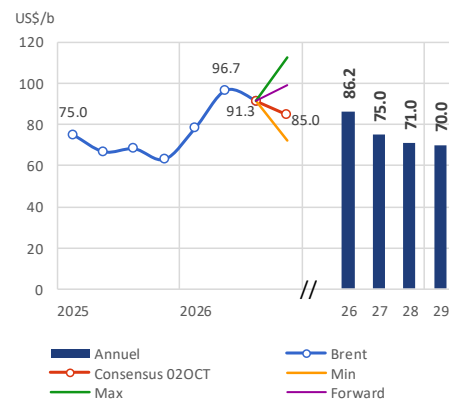
Prix à terme Brent / WTI



Prix du Brent (spot)



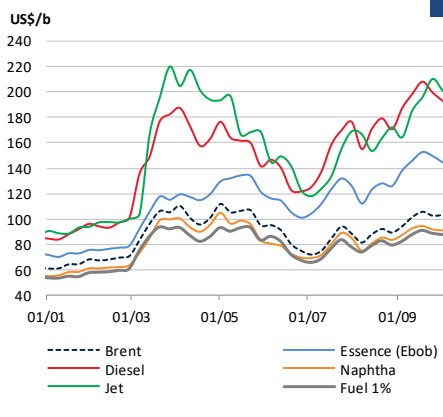
Consensus Bloomberg - Brent



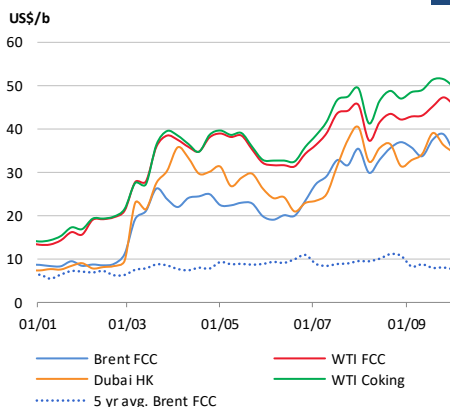
Semaine	2/10	25/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	103.2	102.7	0.5	0.5%	65.8
Brent Spot	123.3	120.6	2.7	2.2%	69.5
WTI Nymex	91.3	93.9	-2.6	-2.8%	61.8
WTI Spot	91.3	97.8	-6.5	-6.6%	61.8

Prix des Produits Pétroliers - Europe

4

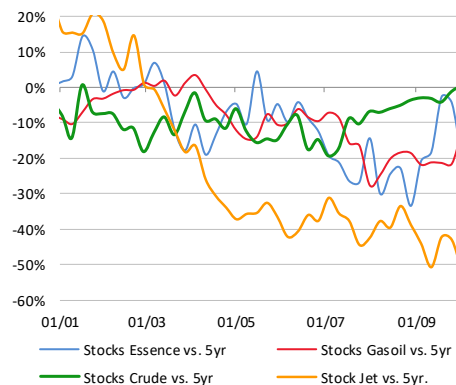


Marges de Raffinage



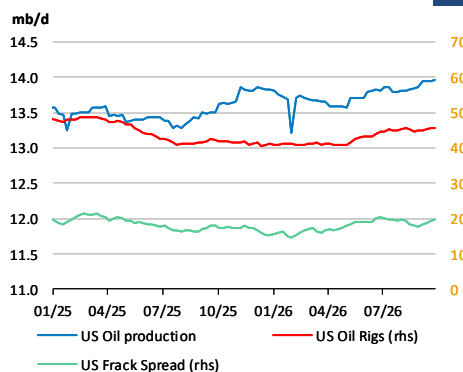
ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

6



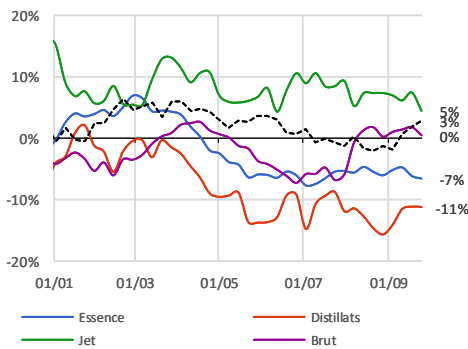
US Production de pétrole brut

7



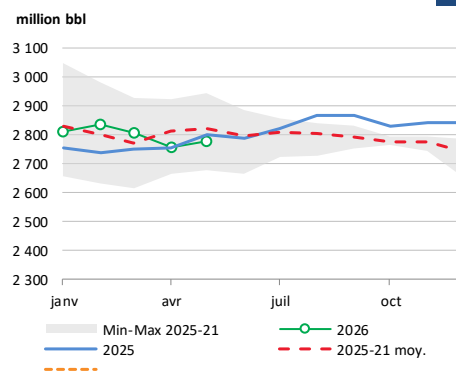
USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans

8



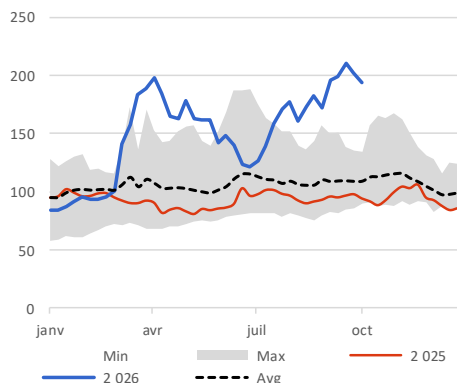
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE

9



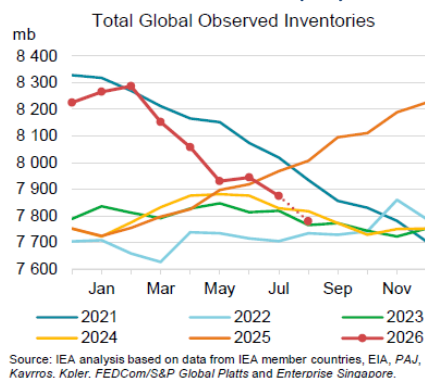
NWE ULSD USD/bbl

10



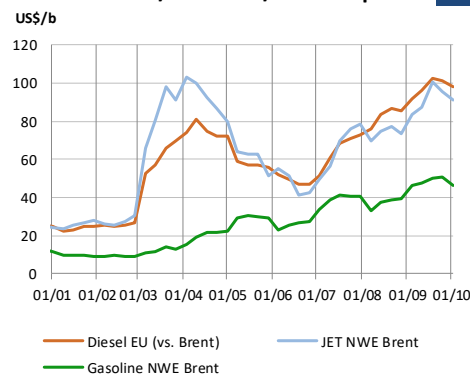
Stocks Pétroliers Mondiaux (Mb)

11



Cracks Diesel / Gasoline/ Jet Europe

12



Semaine	2/10	25/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	103.2	102.7	0.5	0.5%	65.8
Brent Spot	123.3	120.6	2.7	2.2%	69.5
WTI Nymex	91.3	93.9	-2.6	-2.8%	61.8
WTI Spot	91.3	97.8	-6.5	-6.6%	61.8

AIE - OMR sept	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	46.3	46.0	44.7	46.1	46.0	45.7	45.5	45.5	46.5	46.4	46.0	0.1	-0.6	0.3
non-OCDE	58.6	58.2	54.4	56.5	57.9	56.8	57.8	58.2	59.7	60.4	59.0	0.8	-1.8	2.2
<i>Dont Chine</i>	17.0	17.1	15.1	16.2	17.0	16.3	16.9	16.7	17.1	17.3	17.0	0.3	-0.7	0.7
Demande totale (mb/j)	104.9	104.3	99.1	102.5	103.9	102.4	103.3	103.8	106.2	106.7	105.0	0.9	-2.5	2.6
Offre non-OPEP	76.6	75.8	76.1	77.3	77.4	76.6	78.0	79.0	79.6	79.4	79.0	2.1	0.0	2.4
Offre OPEP	29.8	27.8	20.7	23.6	24.3	24.2	26.9	29.8	30.8	31.3	29.7	1.2	-5.6	5.5
Offre OPEP (brut)	25.0	23.6	17.6	20.4	21.1	20.7	23.1	25.4	26.2	26.6	25.4	1.0	-4.3	4.7
Offre non OPEP+	59.6	59.3	59.5	61.1	61.0	60.2	61.6	62.7	63.4	63.2	62.7	6.4	0.6	2.5
Offre OPEP+	46.8	44.4	37.3	39.8	40.7	40.6	43.3	46.1	47.0	47.5	46.0	-3.1	-6.2	5.4
Offre totale (mb/j)	106.4	103.6	96.8	100.9	101.7	100.8	104.9	108.8	110.4	110.7	108.7	3.3	-5.6	7.9
Differences (+/-)	1.5	-0.7	-2.3	-1.6	-2.2	-1.6	1.6	5.0	4.2	4.0	3.7			

EIA - STEO sept.	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	46.2	45.9	44.7	46.1	46.0	45.7	45.8	45.8	46.7	46.4	46.2	0.0	-0.5	0.5
non-OCDE	58.1	57.1	55.6	57.1	57.8	56.9	57.7	59.2	59.2	59.3	58.8	1.2	-1.2	1.9
<i>Dont Chine</i>	16.6	16.6	15.8	15.8	16.2	16.1	16.3	16.6	16.3	16.6	16.5	0.21	-0.50	0.37
Demande totale (mb/j)	104.3	103.0	100.3	103.2	103.9	102.6	103.5	105.0	105.8	105.6	105.0	1.2	-1.7	2.4
Offre non-OPEP	76.9	76.3	76.0	77.4	78.5	77.0	79.2	80.2	81.0	81.6	80.5	2.2	0.2	3.4
Offre OPEP (excl. UAE)	29.3	27.6	20.4	22.9	23.7	23.6	27.3	29.9	30.1	30.3	29.4	0.9	-5.7	5.8
Offre OPEP (brut)	24.6	23.2	17.3	19.4	19.9	20.0	22.7	24.9	24.9	25.1	24.4	0.8	-4.7	4.4
Offre non OPEP+	59.8	57.5	50.0	53.9	55.8	54.3	60.1	63.6	64.6	65.5	63.5	3.1	-5.5	9.2
Offre OPEP+	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	0.0	0.0	0.0
Offre totale (mb/j)	106.2	103.9	96.4	100.3	102.2	100.7	106.5	110.0	111.0	111.9	109.9	3.1	-5.5	9.2
Differences (+/-)	1.9	0.8	-3.9	-3.0	-1.7	-1.9	3.0	5.0	5.2	6.3	4.9			

OPEP - MOM sept.	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	46.2	46.0	45.3	46.7	46.6	46.1	46.2	45.9	47.2	47.0	46.6	0.3	-0.1	0.4
non-OCDE	59.2	60.3	57.7	59.6	61.3	59.7	61.8	60.2	61.5	63.0	61.6	1.3	0.5	1.9
<i>Dont Chine</i>	16.9	17.2	16.1	17.1	17.2	16.9	17.4	16.5	17.6	17.6	17.3	0.2	0.0	0.4
Demande totale (mb/j)	105.5	106.3	102.9	106.3	107.8	105.8	108.0	106.1	108.7	110.0	108.2	1.6	0.4	2.4
Offre non-OPEP+	54.2	54.6	54.2	54.9	55.6	54.8	55.2	55.2	55.4	56.0	55.5	1.0	0.6	0.6
Offre OPEP+	50.6	48.6	43.0	42.4	44.0	43.1	46.8	48.7	48.8	49.1	48.3	1.2	-7.5	5.2
Offre OPEP (Brut)	26.8	25.9	20.0	19.9	22.1	22.0	24.4	25.6	25.6	25.7	25.3	0.2	-4.8	3.3
Offre totale (mb/j)	104.8	103.2	97.3	97.2	99.6	97.9	102.0	103.8	104.2	105.1	103.8	2.2	-6.9	5.9
Differences (+/-)	-0.7	-3.1	-5.6	-9.0	-8.3	-7.9	-6.0	-2.2	-4.5	-4.8	-4.4			