

Semaine	28/8	21/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	89.5	92.3	-2.8	-3.1%	68.2
Brent Spot	90.1	93.0	-2.9	-3.2%	67.7
WTI Nymex	83.3	86.0	-2.7	-3.2%	64.2
WTI Spot	83.9	86.3	-2.4	-2.8%	64.3

Fragile normalisation des flux dans le détroit d'Ormuz, le Brent repasse sous les 90 \$/b. Les tensions dans le Golfe restent fortes et l'évolution de la situation incertaine.

Après deux semaines de hausse, les prix du pétrole brut ont reculé la semaine dernière. Le Brent a baissé de 3 %, repassant sous le seuil des 90 \$/b. Cette évolution reflète principalement des prises de bénéfices en fin de mois, ainsi qu'une réévaluation par les marchés du risque géopolitique. Le durcissement des sanctions économiques américaines contre l'Iran est désormais perçu comme un facteur qui aura des répercussions à plus long terme et qui constitue une menace moins importante pour l'offre mondiale qu'une nouvelle escalade militaire.

En moyenne hebdomadaire, le prix spot du Brent s'est établi à 90,1 \$/b, en baisse de 3,2 %. Sur les marchés à terme, le contrat Brent pour livraison en octobre a reculé de 3,1 %, à 89,5 \$/b, et le WTI de 2,8 %, à 83,3 \$/b. Le consensus Bloomberg du 27 août anticipe une détente progressive des tensions géopolitiques d'ici la fin de l'année, avec un prix moyen du Brent projeté à 82,3 \$/b au troisième trimestre 2026 (+2,3 \$/b par rapport à la semaine précédente) et 77,3 \$/b au quatrième trimestre (+2,3 \$/b). La prévision de prix moyen annuel s'établit à 83,0 \$/b pour 2026, puis 70,5 \$/b pour 2027.

Fragile normalisation des flux dans le détroit d'Ormuz

Six mois après le début du conflit, les producteurs du Golfe ont mis en place plusieurs stratégies pour écouler leur production à travers le détroit : transferts de cargaisons navire à navire (STS) et opérations dites « dark », visant à réduire la visibilité des mouvements de navires. Ces stratégies ont permis d'augmenter sensiblement les volumes de pétrole transitant par le détroit d'Ormuz, qui se situent à présent entre 7 et 8 Mb/j, contre environ 4 Mb/j à mi-juillet. Selon Bloomberg, le Koweït et le Qatar auraient ainsi rétabli leurs exportations à environ 70 % de leur niveau d'avant le conflit. L'Arabie saoudite réoriente également une partie de ses chargements depuis ses terminaux du golfe Persique, face aux menaces des rebelles houthis contre les expéditions en mer Rouge. Des images satellites indiquent que 7 Mb de capacité de transport étaient en cours de chargement la semaine dernière au complexe de Ras Tanura. En revanche, les exportations iraniennes de brut sont au plus bas autour de 0,2 Mb/j en moyenne en août, contre 0,9 Mb/j en juillet, pour un niveau de référence de 1,7 à 1,8 Mb/j avant le conflit.

Malgré cette amélioration, le trafic dans le détroit d'Ormuz reste bien inférieur à son niveau d'avant le conflit. Surtout, cette reprise des flux semble très fragile. L'Iran a récemment annoncé avoir placé 45 pétroliers sur une liste noire, les accusant d'avoir enfreint les règles de navigation qu'il impose dans le détroit, et a menacé de sanctionner les navires participant à des transferts de cargaison avec ces bâtiments. La reprise des frappes entre l'Iran et les États-Unis, annoncée ce matin, 31 août, suite aux bombardements américains menés sur l'île stratégique de Larak, destinés à empêcher l'Iran de poser des mines dans le détroit, confirme également que les tensions dans la région restent importantes et que la situation pourrait de nouveau basculer.

Pour les marchés pétroliers, le principal enjeu reste donc moins le niveau actuel des flux que leur capacité à se maintenir dans la durée. Le maintien d'un contournement partiel du blocus iranien par les producteurs du Golfe limite l'impact sur l'équilibre mondial de l'offre de brut. Toutefois, toute nouvelle dégradation de la situation militaire pourrait rapidement remettre en cause cette fragile normalisation et remonter le niveau de la prime géopolitique intégrée aux prix du brut.

Stocks hebdomadaires américains : une situation contrastée, stable pour le brut et tendu sur les produits pétroliers

Aux États-Unis, les stocks commerciaux de brut sont restés pratiquement stables au cours de la semaine du 21 août, avec une légère hausse de 95 kb, pour atteindre 428,9 Mb. Cette évolution, nettement inférieure aux anticipations du marché, confirme la stabilisation des stocks de brut, qui restent environ 1 % au-dessus de leur moyenne saisonnière sur cinq ans. La production domestique de brut est en légère augmentation, à 13,8 Mb/j, et l'activité de raffinage reste soutenue, avec un taux d'utilisation des raffineries américaines de 97,4 % (soit 4,1 % de plus que la moyenne sur les cinq dernières années).

Sur le marché des produits pétroliers, la situation est plus tendue. Les stocks d'essence ont reculé de 2,5 Mb pour s'établir à 206,8 Mb, soit un niveau environ 6 % inférieur à la moyenne des cinq dernières années. Cette baisse reflète notamment une demande toujours soutenue, dans un contexte de consommation proche de 9 Mb/j.

La tension est plus marquée sur le marché des distillats, avec une baisse des stocks de 2,2 Mb pour atteindre environ 103,4 Mb, ce qui accentue le déficit à près de 14 % sous la moyenne saisonnière sur cinq ans (Fig. 8). Cette baisse s'explique notamment par une augmentation des exportations vers l'Amérique Latine et du Sud.

Semaine	28/8	21/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	89.5	92.3	-2.8	-3.1%	68.2
Brent Spot	90.1	93.0	-2.9	-3.2%	67.7
WTI Nymex	83.3	86.0	-2.7	-3.2%	64.2
WTI Spot	83.9	86.3	-2.4	-2.8%	64.3

Stocks pétroliers en zone ARA : Baisse significative des stocks d'essence

Selon les données d'Insights Global, les stocks indépendants de produits pétroliers du hub ARA ont fortement diminué la semaine dernière de 3,5 %, avec une baisse significative des stocks d'essence, de naphta et de kérosène, respectivement de 14 %, 13 % et 10 %.

Les stocks d'essence ont reculé de 14 % en une semaine, pour atteindre environ 750 kt, sous l'effet notamment de la hausse des exportations vers l'Afrique, les Amériques et l'Arabie saoudite. Malgré l'amélioration des niveaux d'eau sur le Rhin, les mouvements d'essence par barges à destination de l'intérieur des terres restent limités.

Les stocks de naphta ont diminué de 13 %, à environ 460 kt, en dépit de l'absence d'exportations maritimes. Cette baisse s'explique principalement par le renforcement de la demande des opérateurs de mélange d'essence, ainsi que par la reprise des livraisons fluviales vers les vapocraqueurs pétrochimiques de l'intérieur de l'Europe.

Les stocks de kérosène ont également reculé d'environ 10 %, à 545 kt, effaçant ainsi la hausse enregistrée la semaine précédente.

Concernant le gasoil, les stocks de gasoil et d'autres distillats moyens dans la zone ARA ont légèrement augmenté de 1 % sur la semaine, pour atteindre un peu moins de 1,7 Mt mais restent inférieur de 18 % à leur moyenne sur les cinq dernières années.

À Rotterdam, les prix des produits pétroliers ont suivi globalement la baisse des prix du Brent sauf le prix de l'essence qui est en hausse de 1,3 % (Fig. 4). Dans ce contexte, la marge de raffinage européenne FCC Brent a atteint un nouveau record à 36,7 \$/b, en hausse de 3,6 % en moyenne hebdomadaire (Fig. 5). Sur l'année, la marge de raffinage européenne s'établit à 21,7 \$/b (vs. 8,5 \$/b en moyenne ces cinq dernières années).

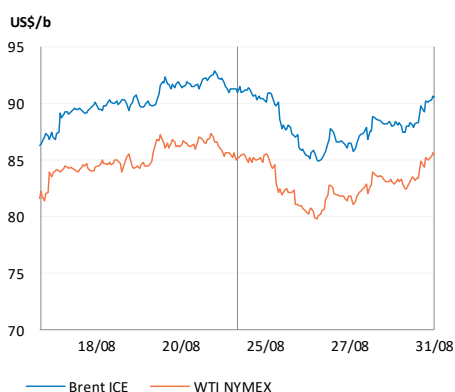
Tensions attendues sur le marché européen du diesel – Reprise des exportations chinoises

Malgré l'amélioration des flux en provenance du Golfe et le redémarrage partiel de certaines raffineries (Al Zour, au Koweït), le marché européen du diesel devrait rester sous tension dans les prochains mois. La Russie a annoncé ce week-end la prolongation d'un mois de son interdiction d'exporter du diesel, désormais maintenue jusqu'à la fin du mois de septembre 2026, en réponse aux attaques répétées de l'Ukraine sur ses infrastructures pétrolières.

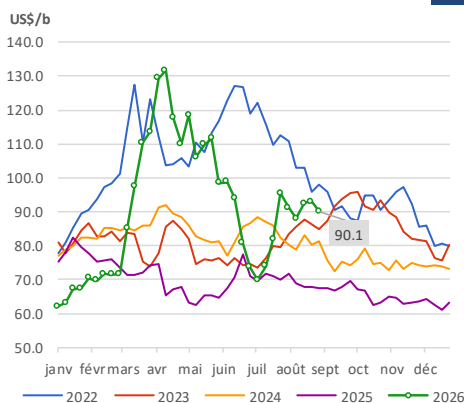
Cette contrainte sur l'offre survient alors que plusieurs facteurs soutiennent simultanément la demande. Dans l'hémisphère Nord, la saison des récoltes stimule la consommation de gazole agricole, tandis que dans l'hémisphère Sud, la période des semis produit un effet similaire. À cela s'ajoute, à l'approche de l'hiver, la hausse saisonnière de la consommation de diesel, qui devrait renforcer la demande dans les prochains mois.

Côté offre, les approvisionnements en provenance des États-Unis devraient ralentir. L'arbitrage entre les marchés américain et européen s'est en effet dégradé ces dernières semaines sous l'effet de la hausse des taux de fret, tandis que la demande croissante en Amérique latine capte une part de plus en plus importante des exportations américaines. Dans ce contexte, la reprise des exportations chinoises et la hausse des volumes en provenance d'Inde devraient permettre de compenser en partie le recul anticipé des approvisionnements américains et de limiter la pression sur les prix du diesel, qui atteignaient 175 \$/b vendredi dernier à la clôture.

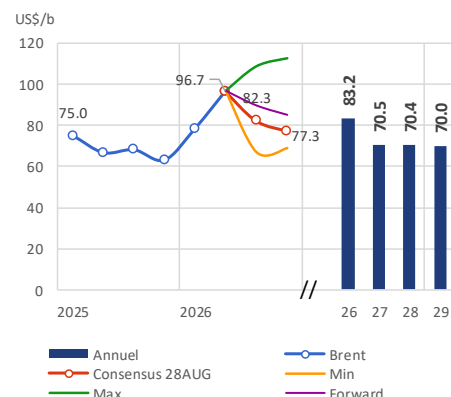
Prix du Brent / WTI



1 Evolution du prix du pétrole brut (Brent) 2



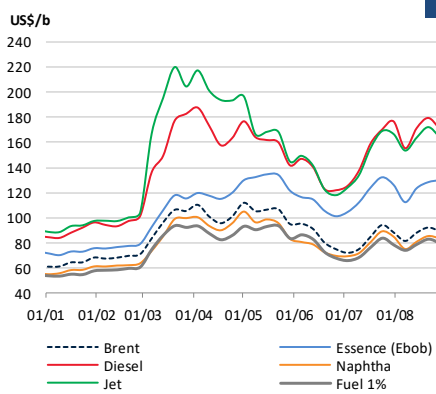
Consensus Bloomberg - Brent



Semaine	28/8	21/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	89.5	92.3	-2.8	-3.1%	68.2
Brent Spot	90.1	93.0	-2.9	-3.2%	67.7
WTI Nymex	83.3	86.0	-2.7	-3.2%	64.2
WTI Spot	83.9	86.3	-2.4	-2.8%	64.3

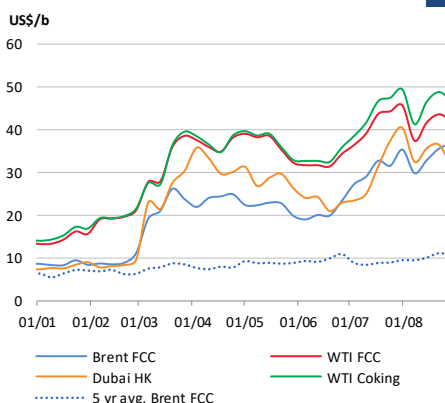
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



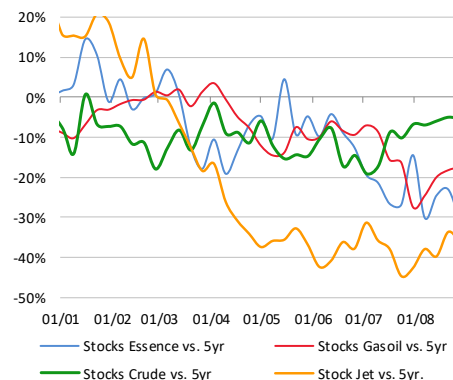
Marges de Raffinage

5



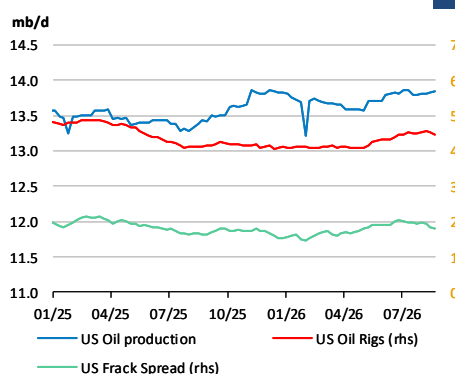
ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

6



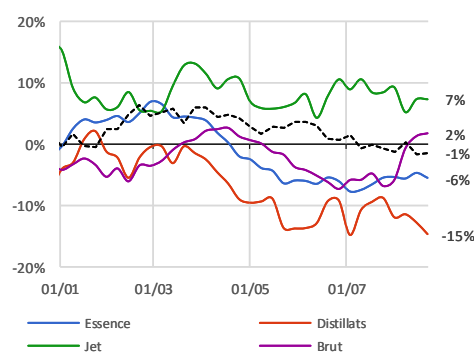
US Production de pétrole brut

7



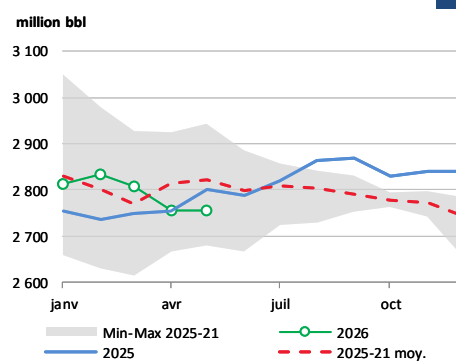
USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans

8



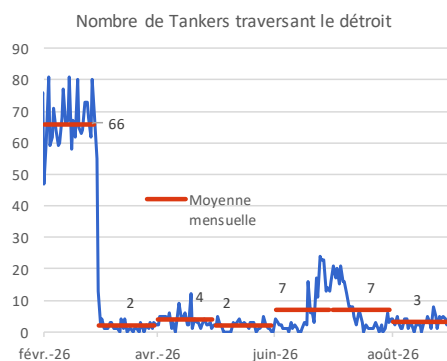
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE

9



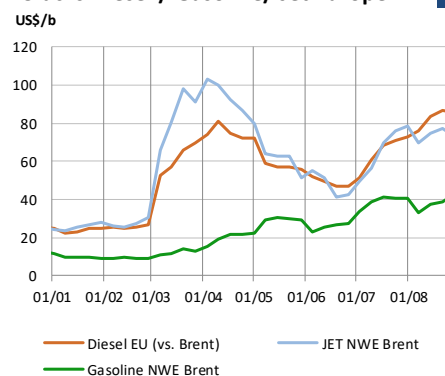
Transit Détroit Ormuz

10



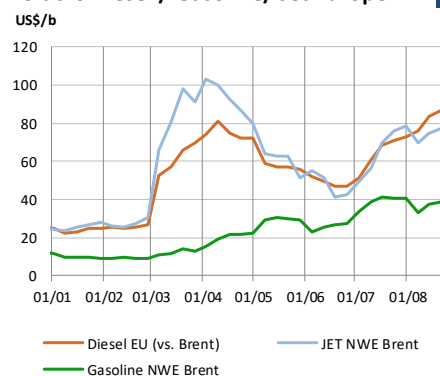
Cracks Diesel / Gasoline/ Jet Europe

11



Cracks Diesel / Gasoline/ Jet Europe

12



Semaine	28/8	21/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	89.5	92.3	-2.8	-3.1%	68.2
Brent Spot	90.1	93.0	-2.9	-3.2%	67.7
WTI Nymex	83.3	86.0	-2.7	-3.2%	64.2
WTI Spot	83.9	86.3	-2.4	-2.8%	64.3

AIE - OMR aout	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	46.2	46.0	44.7	46.1	46.4	45.8	46.0	45.5	46.6	46.3	46.1	0.0	-0.4	0.3
non-OCDE	58.7	58.4	54.6	57.0	60.0	57.5	59.6	58.8	59.7	60.4	59.6	0.9	-1.2	2.1
<i>Dont Chine</i>	17.0	17.1	15.0	16.3	17.6	16.5	17.3	16.6	17.0	17.3	17.0	0.26	-0.50	0.50
Demande totale (mb/j)	104.8	104.4	99.3	103.1	106.4	103.3	105.6	104.3	106.2	106.7	105.7	0.8	-1.5	2.4
Offre non-OPEP	76.5	75.8	75.9	77.2	78.1	76.7	78.5	79.1	79.6	79.6	79.2	2.0	0.2	2.5
Offre OPEP (incl. UAE)	30.2	28.3	20.6	24.0	28.4	25.4	30.0	31.0	31.2	31.3	30.9	1.6	-4.8	5.5
Offre OPEP (brut)	25.0	23.6	17.5	20.4	24.2	21.4	25.3	26.1	26.3	26.3	26.0	1.0	-3.6	4.6
Offre non OPEP+	59.5	59.3	59.2	60.8	61.4	60.2	61.9	62.6	63.2	63.1	62.7	6.3	0.7	2.5
Offre OPEP+	47.2	44.8	37.3	40.4	45.1	41.9	46.6	47.4	47.7	47.7	47.4	-2.7	-5.3	5.5
Offre totale (mb/j)	106.7	104.1	96.5	101.2	106.5	102.1	108.5	110.1	110.8	110.9	110.1	3.6	-4.6	8.0
Differences (+/-)	1.9	-0.3	-2.8	-1.9	0.1	-1.2	2.9	5.8	4.6	4.2	4.4			

EIA -STEO aout	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	45.9	45.7	44.7	45.9	45.8	45.5	45.5	46.3	46.0	45.8	0.0	-0.4	0.3	
non-OCDE	58.1	57.2	55.7	57.6	58.5	57.2	58.0	59.5	59.5	59.6	59.1	1.2	-0.8	1.9
Dont Chine	16.6	16.6	15.8	16.2	16.8	16.3	16.5	16.8	16.6	16.9	16.7	0.21	-0.25	0.37
Demande totale (mb/j)	104.0	102.8	100.3	103.5	104.3	102.7	103.5	105.0	105.8	105.6	105.0	1.2	-1.2	2.2
Offre non-OPEP	76.8	76.3	75.7	77.0	78.4	76.8	78.8	79.7	80.5	81.2	80.1	2.1	0.1	3.2
Offre OPEP (excl. UAE)	29.3	27.8	20.4	22.7	25.3	24.0	28.5	29.9	30.1	30.2	29.7	0.9	-5.3	5.6
Offre OPEP (brut)	24.6	23.2	17.3	19.3	21.4	20.3	23.8	24.8	24.9	25.0	24.6	0.8	-4.3	4.4
Offre non OPEP+	59.7	57.6	49.7	53.3	57.3	54.5	60.9	63.2	64.2	65.0	63.3	3.0	-5.2	8.9
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)	106.1	104.0	96.1	99.7	103.7	100.9	107.3	109.6	110.6	111.4	109.7	3.0	-5.2	8.9
Differences (+/-)	2.1	1.2	-4.2	-3.8	-0.6	-1.9	3.8	4.6	4.8	5.8	4.8			

OPEP - MOM aout	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	46.0	45.7	45.2	46.5	46.3	45.9	45.9	45.7	46.8	46.6	46.3	0.0	0.0	0.3
non-OCDE	59.2	60.3	57.9	59.7	61.4	59.8	61.8	60.2	61.5	63.0	61.6	1.3	0.6	1.8
<i>Dont Chine</i>	16.9	17.2	16.2	17.2	17.3	17.0	17.4	16.6	17.5	17.6	17.3	0.2	0.1	0.3
Demande totale (mb/j)	105.2	106.0	103.1	106.2	107.7	105.7	107.7	105.9	108.4	109.6	107.9	1.3	0.6	2.2
Offre non-OPEP+	54.2	54.5	54.2	55.1	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	43.1	42.4	45.9	43.7	47.9	48.7	48.9	49.0	48.6	1.2	-6.9	4.9
Offre OPEP (Brut)	26.8	25.9	20.0	19.9	22.8	22.1	24.9	25.6	25.6	25.6	25.4	0.2	-4.6	3.3
Offre totale (mb/j)	104.8	103.1	97.3	97.5	101.5	98.6	103.2	103.9	104.3	105.0	104.1	2.2	-6.2	5.5
Differences (+/-)	-0.4	-2.9	-5.9	-8.7	-6.1	-7.2	-4.6	-2.0	-4.1	-4.6	-3.8			

DoC: Declaration of Cooperation