

Semaine	13/9	6/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	71.0	73.5	-2.5	-3.4%	92.4
Brent Spot	72.5	75.6	-3.2	-4.2%	91.6
WTI Nymex	67.9	69.1	-1.2	-1.8%	89.1

La révision à la baisse des perspectives de croissance de la demande mondiale de pétrole fait chuter le Brent à 71 \$/b

Les prix du pétrole brut ont poursuivi leur baisse pour la deuxième semaine consécutive, sous l'effet du ralentissement économique en Chine, qui continue de peser lourdement sur la demande mondiale de pétrole. Toutefois, l'interruption partielle de la production pétrolière dans le Golfe du Mexique, causée par le passage du cyclone Francine, a légèrement soutenu les cours en fin de semaine (fig. 1 et 2). En outre, l'échec des négociations liées à la crise de la Banque centrale libyenne, ainsi que la quasi-paralysie des exportations de brut du pays, ont également contribué à limiter la chute des prix.

Sur la semaine, les prix à terme du Brent ICE pour livraison en octobre ont reculé de 2,5 \$/b (-3,4 %), atteignant 71,0 \$/b, tandis que les prix du WTI ont chuté de 3,2 \$/b (-4,2 %) à 67,9 \$/b. Selon le consensus des économistes interrogés par Bloomberg le 13 septembre, les prévisions de prix du Brent pour le quatrième trimestre ont été révisées à la baisse à 82,0 \$/b (-0,6 \$/b) et à 80,0 \$/b pour le premier trimestre de 2025 (-3 \$/b) (fig. 3).

Sur les marchés à terme, les anticipations d'un marché pétrolier fortement excédentaire pour l'année prochaine, combinées aux perspectives pessimistes de nombreux gestionnaires de fonds, ont incité les opérateurs à réduire significativement leurs positions nettes longues sur le Brent et le WTI. Celles-ci ont chuté de 62 % à 52 285 contrats la semaine dernière, selon les données hebdomadaires de l'ICE Futures Europe et de la CFTC, atteignant ainsi leur plus bas niveau historique.

Des perspectives de croissance de la demande de pétrole revues à la baisse par l'AIE, l'EIA et l'OPEP

La semaine dernière, les principales agences de prévision — l'AIE, l'EIA et l'OPEP — ont toutes révisé à la baisse leurs estimations de la croissance de la demande mondiale de pétrole pour 2024 et 2025, principalement en raison du ralentissement économique observé en Chine. Selon l'EIA, la consommation de pétrole et de produits pétroliers en Chine devrait enregistrer une augmentation modeste de 0,1 Mb/j en 2024, suivie d'une hausse de 0,3 Mb/j en 2025. De son côté, l'OPEP a légèrement révisé à la baisse ses prévisions de croissance de la demande pétrolière chinoise à 0,65 Mb/j pour 2024, contre une estimation antérieure de 0,7 Mb/j. Cependant, pour 2025, l'OPEP maintient que la Chine continuera d'être le principal moteur de la croissance de la demande mondiale de pétrole, avec une augmentation estimée à environ 0,4 Mb/j.

De son côté, l'AIE souligne que la brusque chute de la croissance de la demande pétrolière en Chine a des répercussions significatives sur le marché pétrolier mondial. Après une augmentation post-Covid de 1,5 Mb/j en 2023, la croissance de la consommation pétrolière en Chine est tombée à seulement 0,18 Mb/j en 2024. Ce ralentissement soudain pourrait indiquer que le plafonnement projeté de la demande chinoise à moyen terme survient plus tôt que prévu. L'économie asiatique étant étroitement liée à celle de la Chine, un ralentissement significatif dans ce pays pourrait également affecter la demande pétrolière dans les nations voisines. Pour 2025, l'agence prévoit une augmentation modeste de la consommation pétrolière en Chine de 0,26 Mb/j.

Malgré ces révisions, les perspectives de croissance de la demande mondiale de pétrole demeurent très divergentes entre les différentes agences (fig. 12). Pour 2024, les prévisions varient entre 0,9 Mb/j (AIE, EIA) et 2 Mb/j (OPEP). Pour 2025, l'AIE anticipe une croissance modeste de 0,95 Mb/j, tandis que l'EIA et l'OPEP prévoient des hausses respectives de 1,5 Mb/j et 1,7 Mb/j.

En ce qui concerne l'offre de pétrole, les prévisions de croissance sont beaucoup plus homogènes. Les trois agences ont révisé à la hausse leurs estimations pour 2025, allant de 1,97 Mb/j pour l'OPEP à près de 2,4 Mb/j pour l'EIA (2,1 Mb/j pour l'AIE).

Au final, le scénario de l'AIE, beaucoup plus conservateur en matière de croissance de la demande de pétrole en 2025, révèle un important excédent d'offre pour l'année prochaine, particulièrement au premier semestre. Cette situation explique la baisse des prix du brut observée sur les marchés (cf. tableau).

USA : Hausse des stocks de pétrole brut et baisse de la demande de produits pétroliers

En prévision de l'arrivée du cyclone Francine, environ 42 % de la production de pétrole du Golfe du Mexique, soit 730 kb/j, a été arrêtée, et plusieurs raffineries ont considérablement réduit leurs activités en milieu de semaine dernière. La situation devrait revenir à la normale cette semaine, avec une reprise totale des opérations pétrolières.

Les stocks commerciaux de pétrole brut ont augmenté de 0,8 Mb, plaçant les stocks 4 % en dessous de la moyenne sur cinq ans. Cette hausse a été soutenue par une augmentation des importations et une baisse des activités de raffinage.

Semaine	13/9	6/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	71.0	73.5	-2.5	-3.4%	92.4
Brent Spot	72.5	75.6	-3.2	-4.2%	91.6
WTI Nymex	67.9	69.1	-1.2	-1.8%	89.1

Concernant les produits, les stocks d'essence (+2,3 Mb), de distillats (+2,3 Mb) et de kérosène (+1,2 Mb) ont tous augmenté en raison d'une demande hebdomadaire plus faible, malgré l'augmentation attendue des déplacements pour le week-end de la fête du Travail (premier lundi de septembre). Il est à noter que la demande hebdomadaire d'essence a augmenté de 2 % par rapport à l'année précédente, mais reste inférieure de 14 % aux niveaux de 2019.

Globalement, en glissement annuel, les stocks d'essence augmentent de +1 %, les stocks de distillats de +2 % et les stocks de kérosène ont bondi de +16 %, atteignant ainsi leur plus haut niveau depuis septembre 2010.

Europe : la baisse des marges contraint les raffineurs à réduire leur activité

En Europe, les stocks de produits pétroliers au hub d'Amsterdam-Rotterdam-Anvers (ARA) ont augmenté de 1,7 %, la baisse des stocks d'essence (-5,8 %) et de naphta (-4,5 %) étant compensée par la hausse des stocks de gazole (+4,5 %) et de kérosène (+5,7 %). Les stocks d'essence sont inférieurs de 23 % à leur moyenne sur cinq ans, tandis que ceux de gazole atteignent leur plus haut niveau depuis février 2023, dépassant de 12 % leur moyenne sur cinq ans (fig. 6).

Les prix des produits pétroliers ont suivi la tendance à la baisse des prix du brut, avec une diminution de 2,4 % du prix de l'essence et de 3,8 % du prix du diesel sur la semaine (fig. 4). Dans ce contexte, la marge moyenne de raffinage européenne (Brent FCC) a légèrement augmenté de 2,8 % pour atteindre 4,4 \$/b (fig. 5), soit 26 % en dessous de la moyenne sur 5 ans (5,0 \$/b). En réponse à cette situation, plusieurs raffineries européennes, dont Eni, ont annoncé la réduction de leurs activités et le début de leur période de maintenance. Petrolneos a également annoncé la fermeture de la raffinerie de Grangemouth en Écosse en 2025, pour des raisons économiques. Cette raffinerie représentait environ 14 % de la capacité de raffinage totale du Royaume-Uni et fournissait presque les deux tiers (65 %) de la demande de produits pétroliers raffinés en Écosse.

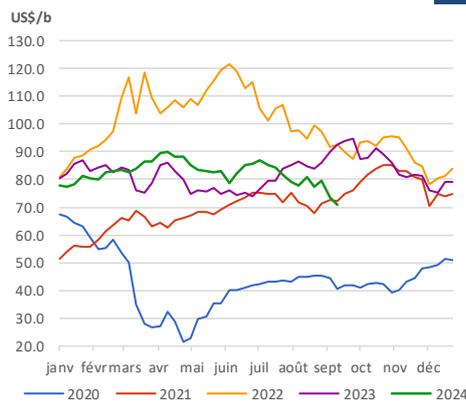
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI

1



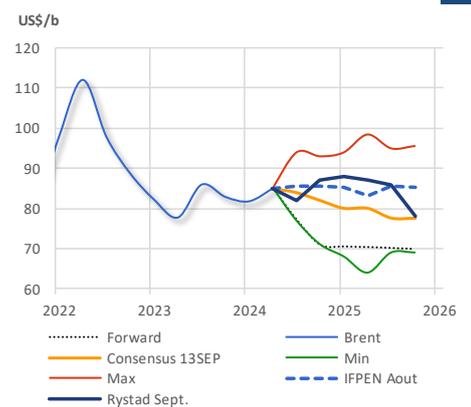
Evolution du prix du pétrole brut (Brent)

2



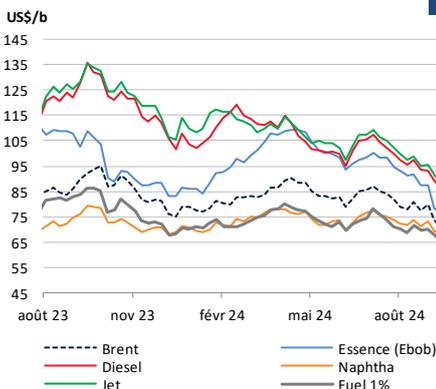
Consensus Bloomberg - Brent

3



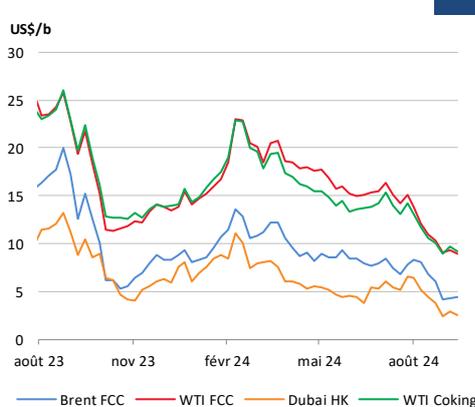
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



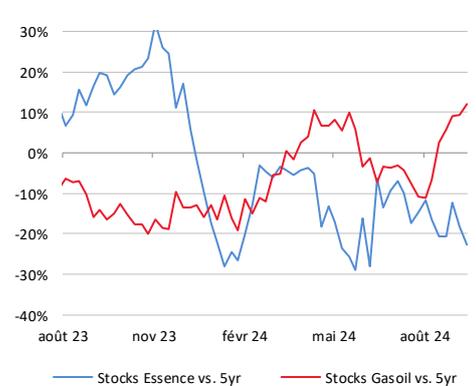
Marges de Raffinage

5

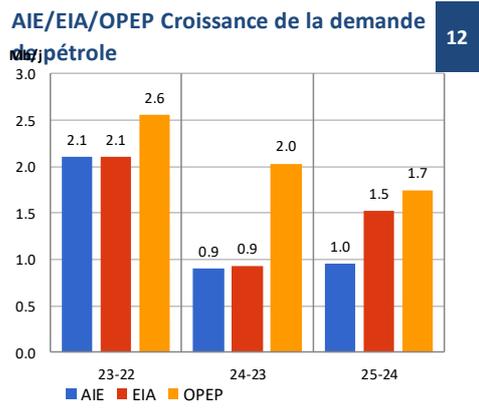
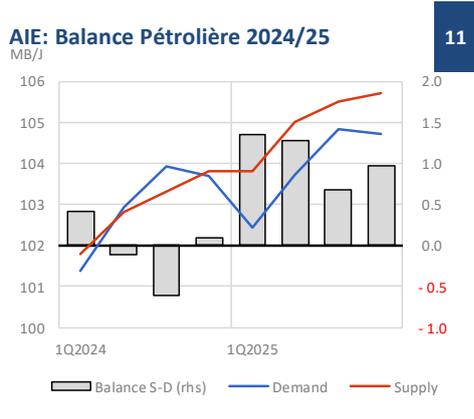
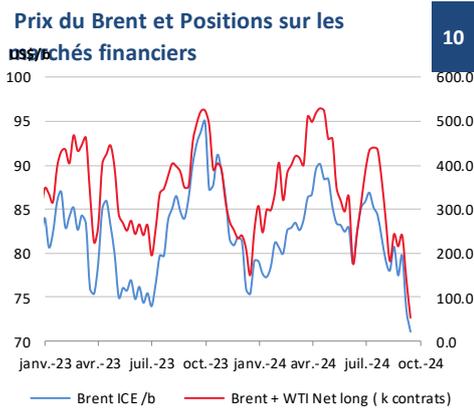
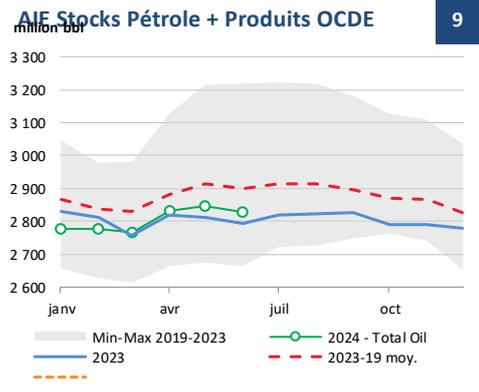
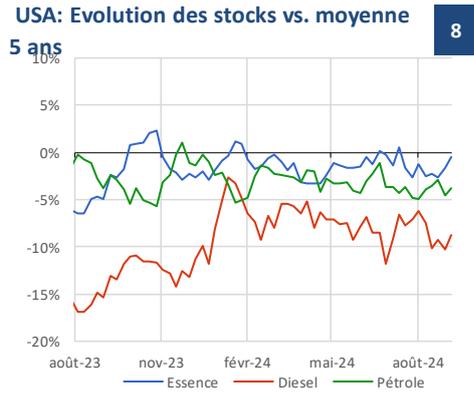
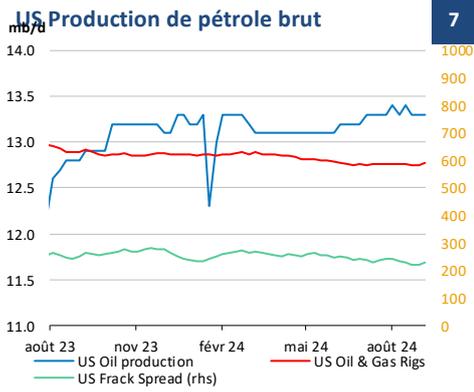


ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

6



Semaine	13/9	6/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	71.0	73.5	-2.5	-3.4%	92.4
Brent Spot	72.5	75.6	-3.2	-4.2%	91.6
WTI Nymex	67.9	69.1	-1.2	-1.8%	89.1



AIE - OMR sept.	2022	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	23-22	24-23	25-24
OCDE	45.6	45.6	44.8	45.5	46.0	46.0	45.6	44.9	45.3	45.9	45.9	45.5	0.1	0.0	-0.1
non-OCDE	54.4	56.4	56.6	57.4	57.9	57.7	57.4	57.5	58.4	58.9	58.9	58.4	2.0	1.0	1.0
Dont Chine	15.1	16.5	16.5	16.7	16.9	16.8	16.7	16.7	16.9	17.2	17.1	17.0	1.5	0.2	0.3
Demande totale (mb/j)	100.0	102.1	101.4	102.9	103.9	103.7	102.99	102.4	103.7	104.8	104.7	103.94	2.1	0.9	1.0
Offre non-OPEP	66.9	69.3	69.4	70.2	70.5	70.9	70.2	70.9	72.0	72.5	72.7	72.0	2.4	0.9	1.8
Offre OPEP (Brut)	33.2	33.1	32.5	32.8	32.7	33.0	32.8	33.1	33.2	33.1	33.2	33.2	-0.1	-0.3	0.4
Offre OPEP+ (crude)	43.0	42.4	41.5	41.5	41.4	41.7	41.5	41.9	42.0	42.0	42.1	42.0	-0.6	-0.9	0.5
Offre OPEP+ (Total)	51.0	50.7	49.8	49.8	49.8	50.0	49.8	50.3	50.4	50.4	50.5	50.4	-0.3	-0.9	0.6
Offre totale (mb/j)	100.2	102.3	101.8	102.8	103.3	103.8	102.9	103.8	105.0	105.5	105.7	105.0	2.1	0.6	2.1
Differences (+/-)	0.2	0.2	0.4	-0.1	-0.6	0.1	-0.1	1.4	1.3	0.7	1.0	1.1	-0.0	-0.3	1.1

EIA - STEO sept.	2022	2023	Production OPEP basée sur accords actuels				Production OPEP basée sur accords actuels				2025	23-22	24-23	25-24	
			1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025					4Q2025
OCDE	45.6	45.7	44.8	45.5	46.0	46.3	45.6	45.6	45.4	46.2	46.4	45.9	0.1	0.0	0.3
non-OCDE	54.5	56.5	57.4	57.6	57.5	57.4	57.5	58.5	58.9	58.7	58.7	58.7	2.0	1.0	1.3
Dont Chine	15.4	16.4	16.8	16.7	16.2	16.5	16.5	16.9	16.9	16.5	16.8	16.8	1.0	0.1	0.3
Demande totale (mb/j)	100.1	102.2	102.2	103.0	103.4	103.7	103.1	104.2	104.3	104.9	105.1	104.6	2.1	0.9	1.5
Offre non-OPEP	67.3	69.7	69.7	70.2	70.8	71.0	70.4	70.9	71.7	72.6	72.9	72.0	2.4	0.7	1.6
Offre OPEP	32.9	32.2	32.0	31.9	31.7	31.5	31.8	32.2	32.5	32.8	32.7	32.6	-0.7	-0.4	0.8
Offre totale (mb/j)	100.2	101.9	101.7	102.1	102.5	102.5	102.2	103.2	104.3	105.4	105.5	104.6	1.7	0.3	2.4
Differences (+/-)	0.2	-0.3	-0.4	-1.0	-1.0	-1.3	-0.9	-1.0	-0.0	0.5	0.5	-0.0	-0.4	-0.6	0.9

OPEP sept.	2022	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	23-22	24-23	25-24
OCDE	45.6	45.6	44.8	45.8	46.3	46.2	45.8	44.9	45.9	46.4	46.3	45.9	0.1	0.1	0.1
non-OCDE	54.1	56.6	58.1	57.8	58.5	59.4	58.5	59.7	59.4	60.4	60.9	60.1	2.5	1.9	1.6
Dont Chine	15.0	16.4	16.7	16.9	17.2	17.3	17.0	17.1	17.3	17.7	17.6	17.4	1.3	0.7	0.4
Demande totale (mb/j)	99.7	102.2	102.9	103.6	104.8	105.6	104.2	104.6	105.3	106.8	107.3	106.0	2.6	2.0	1.7
Offre non-DoC Liquids	57.4	60.1	61.0	61.4	61.4	61.8	61.4	62.4	62.3	62.4	63.1	62.6	2.7	1.3	1.2
Non-OPEP DoC crude production	15.1	15.0	14.7	14.3	14.4	14.5	14.5	14.6	14.7	14.7	14.8	14.7	-0.2	-0.5	0.2
Offre OPEP (Brut)	27.7	27.0	26.6	26.6	27.1	27.4	26.9	27.5	27.5	27.4	27.5	27.5	-0.7	-0.1	0.6
Offre totale (mb/j)	100.2	102.0	102.2	102.3	102.9	103.7	102.8	104.5	104.5	104.6	105.4	104.7	1.8	0.7	1.97
Differences (+/-)	0.6	-0.2	-0.7	-1.3	-1.9	-1.9	-1.5	-0.1	-0.7	-2.2	-1.9	-1.2	-0.7	-1.3	0.2