

Semaine	25/9	18/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	102.7	105.8	-3.1	-2.9%	68.6
Brent Spot	120.6	128.0	-7.4	-5.7%	67.8
WTI Nymex	93.9	102.4	-8.5	-8.3%	64.4
WTI Spot	97.8	102.4	-4.6	-4.5%	64.7

Le retour partiel des flux saoudiens fait baisser le prix du brut à 103 \$/b sur le marché spot

La remise en service partielle de l'oléoduc Est-Ouest en Arabie saoudite, conjuguée à l'augmentation des flux de brut dans le détroit d'Ormuz, a ramené le Brent sous les 100 \$/b en début de semaine. Les cours sont toutefois repartis à la hausse pour atteindre près de 106 \$/b en fin de semaine, dans un contexte de regain des tensions au Moyen-Orient. Le marché reste ainsi tiraillé entre l'amélioration progressive de l'offre physique et la persistance d'une prime de risque géopolitique élevée.

En Arabie saoudite, le redémarrage de l'oléoduc Est-Ouest marque un début de normalisation, même si la reprise reste incomplète. Le brut est de nouveau acheminé vers les raffineries de la côte de la mer Rouge, mais Aramco doit encore reconstituer les volumes à Yanbu et terminer les tests requis avant de pouvoir reprendre effectivement les chargements maritimes. Une partie des capacités d'exportation saoudiennes par la mer Rouge demeure donc indisponible. Dans l'attente d'un retour à la normale à Yanbu, Riyad compense une partie des volumes indisponibles en renforçant les chargements depuis les terminaux du Golfe et les flux transitant par Ormuz. Les exportations saoudiennes de brut par le détroit ont ainsi atteint environ 2,9 Mb/j au cours des six derniers jours, contre 0,7 Mb/j en août. Aramco aurait par ailleurs chargé près de 14 Mb à bord de sept VLCC dans le Golfe. À ce stade, cette réorientation des flux constitue le principal facteur d'apaisement du marché. Cette amélioration reste néanmoins fragilisée par la dégradation de la situation sécuritaire en mer Rouge. Les Houthis ont revendiqué de nouvelles attaques contre l'Arabie saoudite, tandis que Riyad affirme avoir intercepté six missiles balistiques visant notamment les régions de Taïf et de Yanbu.

Sur le front diplomatique, aucune avancée tangible ne se profile pour l'instant. Téhéran conditionne toujours la réouverture du détroit d'Ormuz à la levée immédiate du blocus naval américain ainsi qu'au rapatriement de ses avoirs gelés à l'étranger. De son côté, Washington ne semble guère disposé à faire des concessions. Les exportations iraniennes de brut étant quasiment nulles depuis le début du mois, l'administration américaine semble considérer que le rapport de force lui est suffisamment favorable pour imposer les termes d'un nouvel accord. À cinq semaines des élections de mi-mandat du 3 novembre, un accord perçu comme avantageux pour les États-Unis constituerait également une victoire politique pour l'administration.

Le marché des produits pétroliers demeure, par ailleurs, plus tendu que celui du brut. Aux États-Unis comme en Europe, les prix du diesel se maintiennent à des niveaux historiquement élevés, en raison des perturbations qui affectent les exportations russes et les flux en provenance du Moyen-Orient. Ces tensions freinent la détente du marché pétrolier et rendent les prix particulièrement sensibles à tout nouveau choc d'offre.

En définitive, le marché commence à intégrer l'amélioration des flux saoudiens, mais le retour à la normale reste fragile. Une baisse durable des prix dépendra de la poursuite de la reprise des exportations via Yanbu et Ormuz. À l'inverse, toute nouvelle attaque contre les infrastructures saoudiennes ou toute aggravation des tensions autour du détroit d'Ormuz pourrait rapidement raviver la prime de risque géopolitique.

En moyenne hebdomadaire, le prix spot du Brent s'est établi à 120,6 \$/b, en baisse de 5,7 %. Sur les marchés à terme, le contrat Brent pour livraison en novembre a perdu 3,0 %, à 102,7 \$/b, tandis que le WTI a chuté de 8,3 %, à 93,9 \$/b. Le consensus Bloomberg du 24 septembre est stable par rapport à la semaine dernière. Il anticipe un prix moyen du Brent de 85,2 \$/b au troisième trimestre 2026 et de 81 (+0,5) \$/b au quatrième trimestre. La prévision annuelle moyenne s'établit à 85,0 \$/b pour 2026, puis à 73,0 \$/b pour 2027.

Diesel ban américain : un enjeu important pour l'Europe

À l'approche des élections de mi-mandat, l'envolée du prix du diesel aux États-Unis s'impose comme un enjeu politique majeur. Soutenus par le président Trump, plusieurs élus républicains proposent de suspendre temporairement les exportations américaines de gazole. Selon plusieurs médias américains, l'administration préparerait un dispositif en ce sens pour une durée de 90 jours.

Cette mesure se heurte toutefois à la ferme opposition de l'industrie pétrolière américaine, qui doute de son efficacité. Privés de débouchés pour les quelque 1,3 Mb/j de gazole actuellement exportés, les raffineurs devraient stocker ces volumes. En une cinquantaine de jours, les stocks de distillats retrouveraient ainsi leurs niveaux de la pandémie, soit environ 180 Mb. Faute de capacités de stockage suffisantes, les raffineurs seraient alors contraints de réduire leur taux d'utilisation, ce qui limiterait l'offre de l'ensemble des produits, y compris l'essence. La baisse des prix intérieurs pourrait donc rester modeste, voire être en partie compensée par le renchérissement des autres carburants.

Les répercussions seraient en revanche importantes pour le marché européen. Depuis le début de l'année, les États-Unis sont devenus le premier fournisseur de gazole de l'Europe, couvrant en moyenne 40 à 45 % de ses importations.

Semaine	25/9	18/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	102.7	105.8	-3.1	-2.9%	68.6
Brent Spot	120.6	128.0	-7.4	-5.7%	67.8
WTI Nymex	93.9	102.4	-8.5	-8.3%	64.4
WTI Spot	97.8	102.4	-4.6	-4.5%	64.7

Cette dépendance s'est nettement renforcée avec la baisse simultanée des approvisionnements en provenance du Moyen-Orient, pénalisés par la fermeture quasi totale du détroit d'Ormuz, et de Russie, sous l'effet des sanctions européennes et des restrictions d'exportation décidées par Moscou.

À court terme, les solutions de remplacement resteraient toutefois limitées en cas d'arrêt des exportations américaines. L'Europe pourrait se tourner davantage vers l'Inde, vers les volumes transbordés au large du golfe Persique, ainsi que vers l'Asie du Nord-Est, notamment vers les raffineurs sud-coréens, japonais et chinois qui proposent actuellement des cargaisons pour octobre.

Face aux tensions sur l'approvisionnement en gazole, plusieurs gouvernements européens cherchent désormais à accroître directement l'offre disponible, au-delà des mesures de soutien aux consommateurs. La France a temporairement assoupli les spécifications hivernales du gazole et propose, au niveau européen, un assouplissement plus large des normes, ainsi qu'un passage du B7 au B10 et des cessions coordonnées de stocks stratégiques au sein du G7. L'Italie étudie également des moyens d'augmenter la production de produits raffinés, tandis que l'Allemagne réduit la fiscalité sur les carburants. Toutefois, la portée de ces mesures reste limitée : les raffineries européennes fonctionnent déjà à pleine capacité pour maximiser la production de distillats, et l'assouplissement des spécifications conduirait surtout à arbitrer entre gazole, carburacteur et fioul domestique. Le passage au B10 est la mesure qui permettrait d'augmenter le plus concrètement la production de gazole routier, mais il nécessiterait environ 6 milliards de litres supplémentaires d'EMAG par an, soit 40 à 50 % de la production européenne actuelle. La Commission européenne ne constate pas, pour l'instant, de pénurie, mais la hausse saisonnière de la demande et surtout le risque d'une restriction des exportations américaines constituent désormais les principales sources d'incertitude.

Stocks hebdomadaires américains : vers un certain rééquilibrage

Le rapport de l'EIA montre un certain rééquilibrage du marché américain. Les stocks commerciaux de brut ont augmenté de 3,0 Mb sur la semaine, à 426,4 Mb, les portant environ 2 % au-dessus de leur moyenne quinquennale. Cette hausse intervient alors que les raffineries ont réduit leurs entrées de brut de 519 kb/j, à 16,8 Mb/j, avec un taux d'utilisation ramené à 94 %. Malgré cette baisse, le niveau de fonctionnement des raffineries reste historiquement élevé, à un plus haut de cinq ans, dans un contexte de marges de raffinage toujours très favorables. Les stocks de produits raffinés restent nettement inférieurs à leurs niveaux saisonniers habituels. Les stocks d'essence, à 206 Mb, se situent environ 6 % sous leur moyenne des cinq dernières années, tandis que les stocks de distillats, à 107,4 Mb, affichent un déficit de l'ordre de 12 %. La tension apparaît ainsi particulièrement marquée sur le diesel, malgré le récent ralentissement de la demande, ce qui limite la capacité du marché américain à absorber un nouveau choc sur l'offre de produits. Le tirage sur les stocks de distillats reste toutefois contenu par la faiblesse des exportations américaines, tombées à leur plus bas niveau depuis la mi-juillet.

Stocks pétroliers en zone ARA : des stocks toujours sous tension. Baisse des prix des produits pétroliers

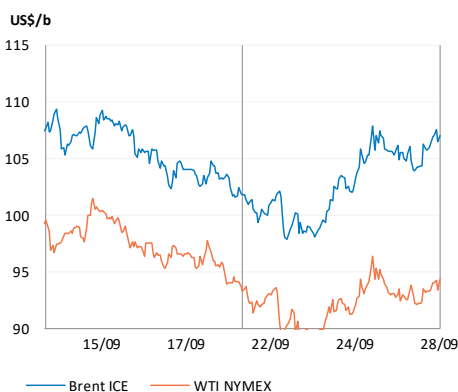
Les stocks pétroliers du hub ARA (Amsterdam-Rotterdam-Anvers) restent sous tension. Selon Insights Global, les stocks totaux de produits raffinés ont reculé la semaine dernière de 2,6 %, à 4,28 Mt. Tous les produits sont en baisse, à l'exception du naphta. La situation est particulièrement tendue pour le carburacteur, dont les stocks sont inférieurs de 44 % à leur moyenne quinquennale. Ceux de gazole ont diminué de 1 % sur la semaine et restent plus de 20 % en dessous de leur moyenne sur cinq ans. Les stocks d'essence ont, pour leur part, baissé de 3,4 % et se situent désormais 9 % sous leur moyenne quinquennale.

À Rotterdam, les prix des produits pétroliers ont reculé dans le sillage du brut : l'essence a perdu 3 % et le diesel 4 %. Parallèlement, la marge de raffinage européenne (FCC Brent) a gagné 1 \$/b pour atteindre 38,4 \$/b. Depuis le début de l'année, elle s'élève en moyenne à 23,2 \$/b, contre 9,3 \$/b en 2025 et 8,4 \$/b sur les cinq dernières années.

Semaine	25/9	18/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	102.7	105.8	-3.1	-2.9%	68.6
Brent Spot	120.6	128.0	-7.4	-5.7%	67.8
WTI Nymex	93.9	102.4	-8.5	-8.3%	64.4
WTI Spot	97.8	102.4	-4.6	-4.5%	64.7

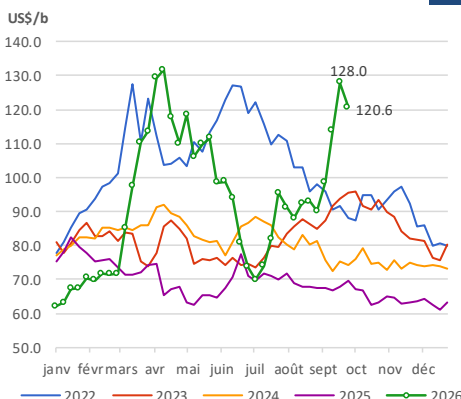
Prix à terme Brent / WTI

1



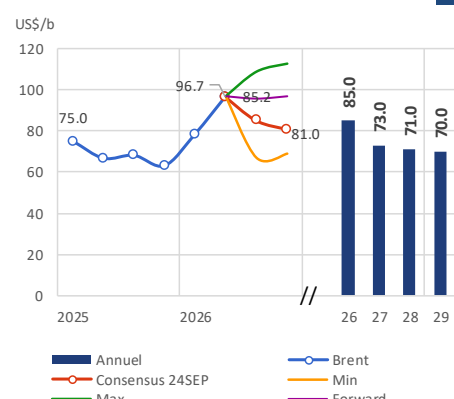
Prix du Brent (spot)

2



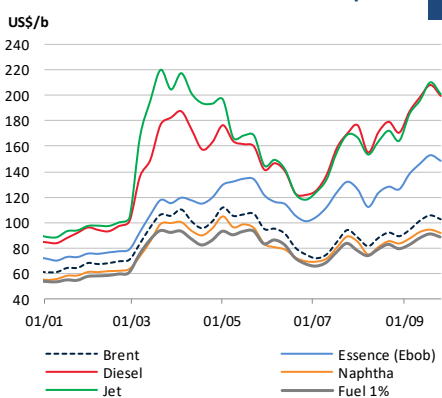
Consensus Bloomberg - Brent

3



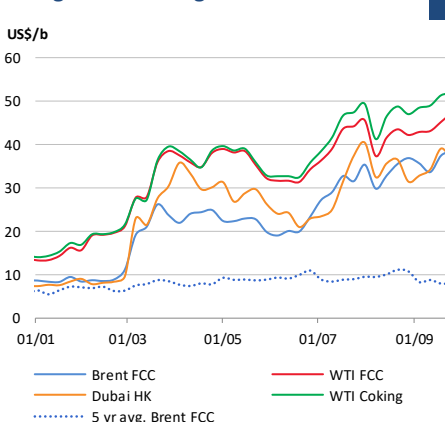
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



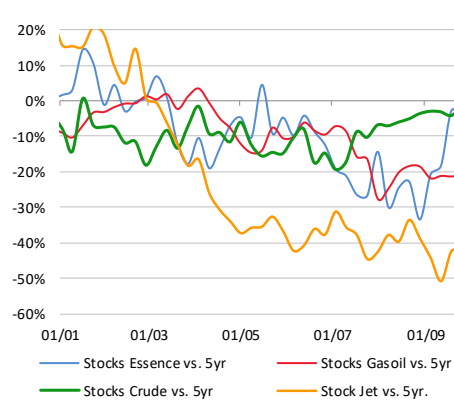
Marges de Raffinage

5



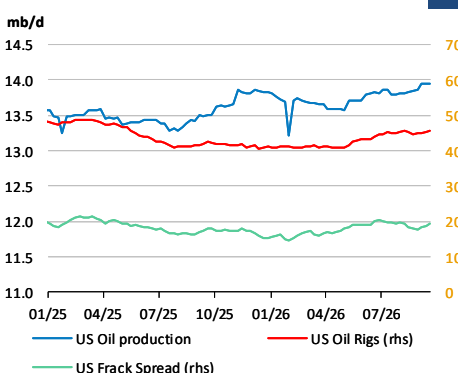
ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

6



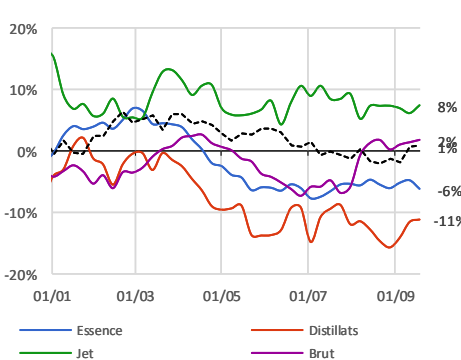
US Production de pétrole brut

7



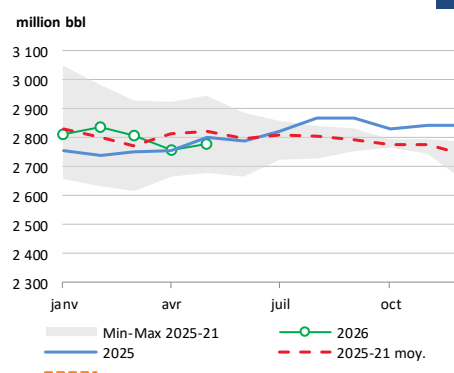
USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans

8

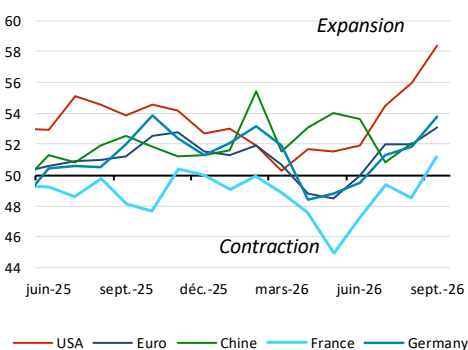


AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE

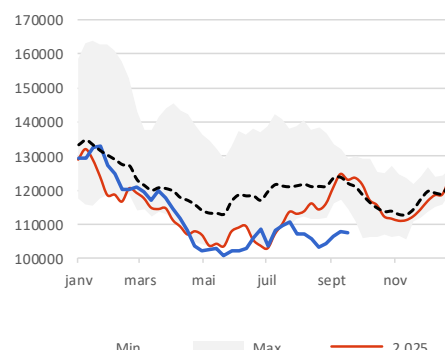
9



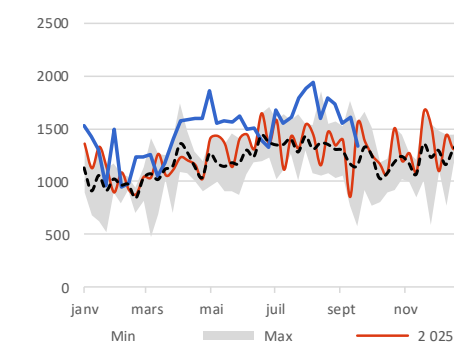
Indices PMI consolidés



Stocks Distillats - USA (kb)



US Diesel Exports (kb/j)



Semaine	25/9	18/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	102.7	105.8	-3.1	-2.9%	68.6
Brent Spot	120.6	128.0	-7.4	-5.7%	67.8
WTI Nymex	93.9	102.4	-8.5	-8.3%	64.4
WTI Spot	97.8	102.4	-4.6	-4.5%	64.7

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			