

Semaine	18/9	11/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	105.8	101.7	4.1	4.1%	67.6
Brent Spot	128.0	113.7	14.3	12.6%	66.7
WTI Nymex	102.4	97.9	4.5	4.6%	63.6
WTI Spot	102.4	97.9	4.5	4.6%	63.6

Avec l'intensification des attaques houthis, la capacité du marché pétrolier à absorber un nouveau choc d'offre se réduit progressivement. Le prix du Brent à près de 130 \$/b sur le marché spot.

La fermeture de l'oléoduc Est-Ouest en Arabie saoudite, à la suite de l'attaque du 10 septembre, a provoqué une forte remontée des prix du brut en début de semaine dernière. Le Brent spot a dépassé 131 \$/b avant de redescendre à environ 125 \$/b en fin de semaine, sous l'effet de signaux américains laissant entrevoir une possible reprise des négociations avec l'Iran, et de l'absence de riposte militaire directe de la part de l'Arabie saoudite.

Cependant, l'escalade entre les Houthis et l'Arabie saoudite a franchi un nouveau seuil ce week-end, avec des frappes visant directement Riyad ainsi que d'autres villes, dont Yanbu, où se trouve un important terminal pétrolier et le débouché de l'oléoduc Est-Ouest. À ce stade, aucun dommage aux infrastructures pétrolières de Yanbu n'a toutefois été confirmé et le Brent à terme cotait ce matin autour de 100 \$/b. Cette dégradation de la situation géopolitique dans la région survient alors que les Houthis ont progressé le long de la côte yéménite de la mer Rouge et renforcé leurs capacités de surveillance autour de Bab el-Mandeb. Même si les rebelles affirment cibler principalement les navires saoudiens, l'extension des attaques accroît le risque d'une perturbation plus large des flux commerciaux et énergétiques.

Le principal enjeu pour les marchés pétroliers est donc le cumul des risques sur les deux grandes voies de sortie du golfe Persique : le détroit d'Ormuz, d'une part, et les infrastructures ainsi que les routes alternatives de la mer Rouge, d'autre part. Une atteinte durable à Yanbu réduirait la capacité de l'Arabie saoudite à utiliser son corridor occidental comme voie de contournement, alors que les capacités de remplacement sont limitées.

Cette situation exerce également une pression croissante sur les États-Unis et leurs alliés occidentaux pour qu'ils renforcent les défenses aériennes saoudiennes. Washington indique ne pas être directement engagé dans un conflit avec les Houthis, mais l'extension des attaques aux infrastructures énergétiques saoudiennes pourrait progressivement modifier l'équilibre des enjeux pour les États-Unis et leurs partenaires.

En moyenne hebdomadaire, le prix spot du Brent s'est établi à 128 \$/b, en hausse de 12,6 %. Sur les marchés à terme, le contrat Brent pour livraison en novembre a progressé de 4,1 %, à 105,8 \$/b, tandis que le WTI a augmenté de 4,6 %, à 102,4 \$/b. Les données des marchés à terme montrent que les spéculateurs n'ont été que modérément acheteurs nets de brut malgré la forte volatilité. La remontée des prix semble donc davantage liée à des achats physiques de précaution après les attaques contre l'oléoduc Est-Ouest qu'à une hausse marquée des positions spéculatives sur les marchés papier. Le consensus Bloomberg du 18 septembre ressort en légère hausse par rapport à la semaine dernière. Il anticipe un prix moyen du Brent de 85,2 \$/b au troisième trimestre 2026 et de 80,5 \$/b au quatrième trimestre. La prévision annuelle moyenne s'établit à 85,0 \$/b pour 2026, puis à 73,0 \$/b pour 2027.

Fermeture du pipeline Est-Ouest en Arabie saoudite

L'attaque des Houthis a endommagé le pipeline Est-Ouest en plusieurs points, dont au moins une station de pompage, ce qui a conduit Aramco à arrêter complètement les opérations. Cette situation pourrait réduire les exportations du royaume de 3,5 à 4 Mb/j. Aramco vise un rétablissement partiel (environ 50 %) dans les prochains jours, mais une remise en service complète pourrait prendre 5 à 6 semaines, le calendrier restant incertain. En attendant, Aramco mobilise des stocks et organise des transferts ship-to-ship au large d'Oman pour approvisionner ses clients. Les stocks à Yanbu permettraient 5 à 7 jours d'exportations supplémentaires, tandis que les stocks égyptiens permettraient seulement quelques jours. Ces stocks amortisseurs restent cependant limités. Saudi Aramco aurait ainsi informé au moins deux de ses clients européens qu'aucun volume ne leur serait alloué le mois prochain dans le cadre de leurs contrats à terme, une décision qui concernerait l'ensemble des acheteurs européens. On estime que l'arrêt du pipeline Est-Ouest prive temporairement l'Europe d'environ 0,6 Mb/j de brut saoudien.

Évolution du transit dans le détroit d'Ormuz

Les volumes visibles transitant par Ormuz restent très limités. En revanche, les transits non déclarés de brut auraient dépassé 7 Mb/j ces dernières semaines. En incluant ces flux ainsi que les routes de contournement via Yanbu et Fujairah, les exportations de brut et de produits pétroliers du Golfe seraient remontées à près de 13 Mb/j, ce qui correspond à leur niveau le plus élevé depuis la mi-juillet. Ce niveau reste toutefois bien inférieur aux plus de 20 Mb/j observés avant la crise, et ne tient pas compte de la fermeture récente de l'oléoduc Est-Ouest saoudien. Parallèlement, aucun chargement iranien n'a été enregistré depuis le début du mois de septembre.

La reprise des flux énergétiques est donc réelle, mais elle repose de plus en plus sur des solutions logistiques exceptionnelles : quelques transits visibles, des passages non déclarés et des opérations de transbordement en mer. Ces solutions demeurent fortement dépendantes des conditions de sécurité et ne constituent pas un retour à un

Semaine	18/9	11/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	105.8	101.7	4.1	4.1%	67.6
Brent Spot	128.0	113.7	14.3	12.6%	66.7
WTI Nymex	102.4	97.9	4.5	4.6%	63.6
WTI Spot	102.4	97.9	4.5	4.6%	63.6

fonctionnement normal du détroit. Les attaques récentes dans le Golfe et au Yémen pourraient conduire à réviser sensiblement à la baisse les estimations de flux et remettre en cause la normalisation progressive observée ces dernières semaines.

Au final, le marché pétrolier reste résilient, mais cette résilience devient progressivement plus coûteuse et plus fragile. Le Brent à terme se stabilise autour de 100 \$/b grâce à la capacité de l'Arabie saoudite à maintenir provisoirement ses engagements, à la mobilisation des stocks et à la flexibilité des flux physiques. Dans le même temps, le détroit d'Ormuz reste fortement perturbé, le pipeline Est-Ouest est hors service, les stocks de produits pétroliers sont historiquement bas et le marché du diesel subit un double choc lié aux perturbations au Moyen-Orient et aux difficultés de l'offre russe.

Le risque de marché s'est ainsi déplacé : il ne réside plus uniquement dans une fermeture durable du détroit d'Ormuz, mais dans l'accumulation de perturbations affectant successivement les différents amortisseurs du système pétrolier mondial. La capacité du marché à absorber un nouveau choc d'offre diminue progressivement, tandis que les marges de manœuvre en matière de stocks, de capacités de contournement et de flexibilité des flux s'amenuisent.

Stocks hebdomadaires américains : raffinage américain très soutenu malgré des stocks de produits bas

Les stocks commerciaux de brut (hors SPR) reculent légèrement, passant de 424,0 Mb à 423,4 Mb (-0,2 % sur la semaine), mais restent 1,9 % au-dessus du niveau d'il y a un an et environ 1 % au-dessus de la moyenne quinquennale. Ce repli modéré ne signale pas de tension particulière sur l'amont, avec une production quasi stable à 13,9 Mb/j. Les importations de pétrole brut progressent nettement, portant la moyenne sur quatre semaines à 6,7 Mb/j (+7,5 % en glissement annuel), ce qui traduit un appel accru au brut étranger pour satisfaire un taux d'utilisation des raffineries toujours très élevé pour la saison. Le taux d'utilisation des raffineries a atteint en moyenne 97,3 % depuis le début du mois de septembre, ce qui constitue son niveau mensuel le plus élevé depuis juin 2004, et se situe nettement au-dessus de la fourchette habituelle de 90 à 95 % observée ces dernières années.

Les stocks d'essence augmentent légèrement (de 0,8 Mb pour atteindre 207,7 Mb), mais restent 4,6 % inférieurs à leur niveau d'il y a un an et 5 % inférieurs à la moyenne quinquennale. Côté échanges, les exportations bondissent de 9,5 % pour atteindre 955 kb/j (leur plus haut niveau en deux mois). La demande implicite s'établit à 8,8 Mb/j, en hausse de 2,9 % sur la semaine, mais quasi stable sur un an (-0,1 %).

La production de distillats diminue à 5,2 Mb/j, tandis que les stocks progressent de 1,6 Mb, mais restent très en retrait (-13 % par rapport à la moyenne quinquennale) : un déficit structurel qui alimente une prime de prix persistante sur le marché du diesel. Sur quatre semaines, la demande implicite recule de 3,3 % sur un an, à 3,6 Mb/j. Confrontées à des marges diesel très élevées, les raffineries augmentent leur production de distillats au détriment de l'essence, ce qui contribue à resserrer le marché de l'essence.

Stocks pétroliers en zone ARA : en hausse. Marge de raffinage record

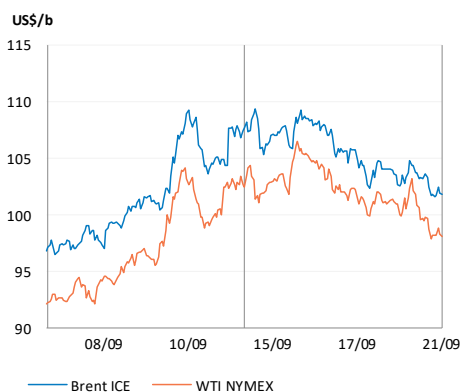
Les stocks ARA de produits pétroliers ont progressé de 5 % au cours de la semaine du 16 septembre, portés par la hausse des stocks d'essence (+16,6 %) et de jet (+19,6 %). À l'inverse, les stocks de diesel et de gazole ont légèrement diminué de 1,4 %, à 1,65 Mt, et restent inférieurs de 21 % à la moyenne des cinq dernières années.

Les prix des produits pétroliers ont suivi la hausse du brut : l'essence progresse d'environ 4 % et le gazole de près de 5 % sur le marché international de Rotterdam. Dans ce contexte, la marge de raffinage atteint un nouveau record à 37,2 \$/b, contre une moyenne d'environ 8 \$/b sur les cinq dernières années.

Semaine	18/9	11/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	105.8	101.7	4.1	4.1%	67.6
Brent Spot	128.0	113.7	14.3	12.6%	66.7
WTI Nymex	102.4	97.9	4.5	4.6%	63.6
WTI Spot	102.4	97.9	4.5	4.6%	63.6

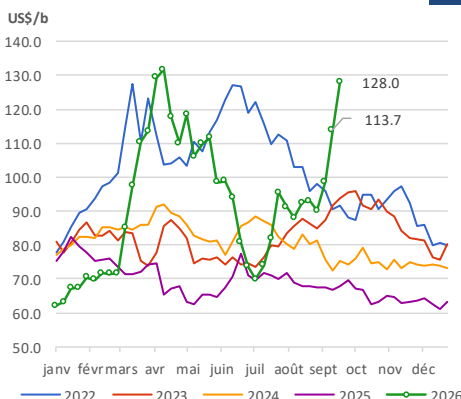
Prix à terme Brent / WTI

1



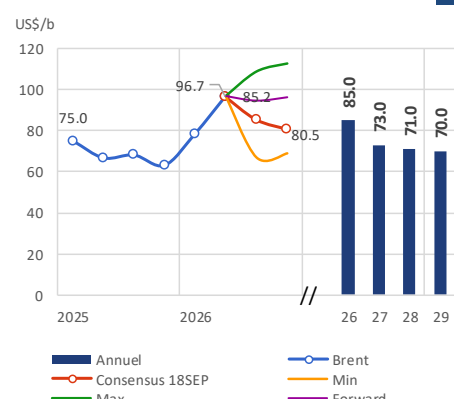
Prix du Brent (spot)

2



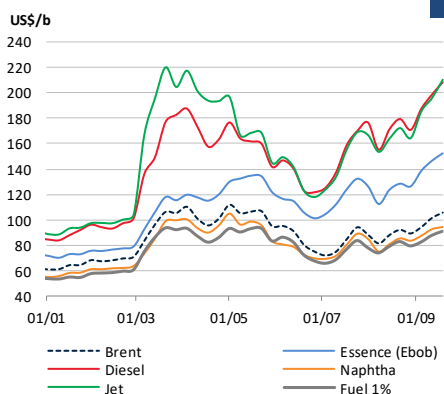
Consensus Bloomberg - Brent

3



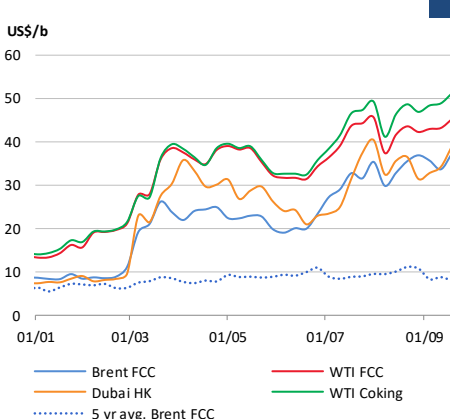
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



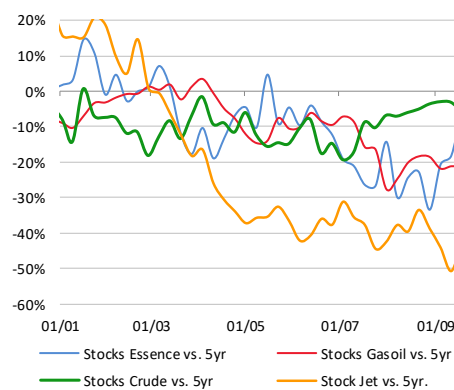
Marges de Raffinage

5



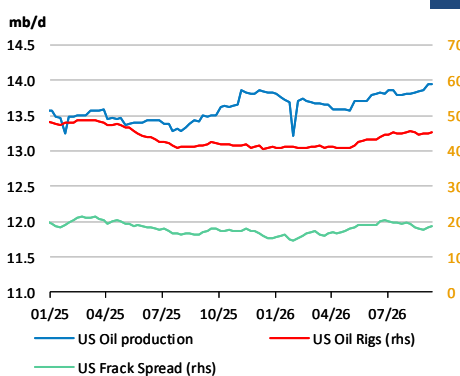
ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

6



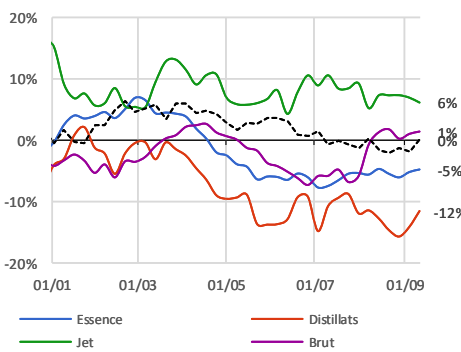
US Production de pétrole brut

7



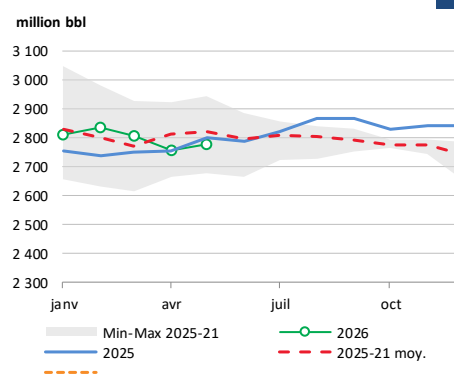
USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans

8



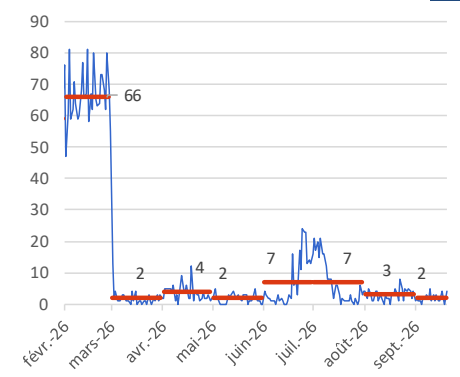
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE

9



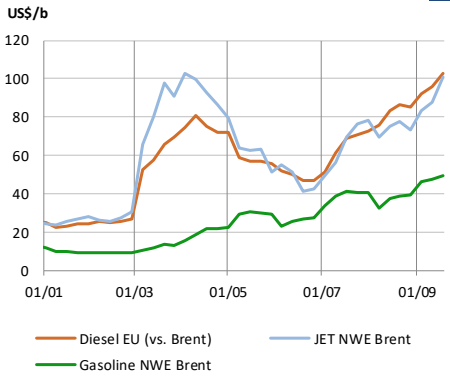
Trafic Détroit Ormuz

10



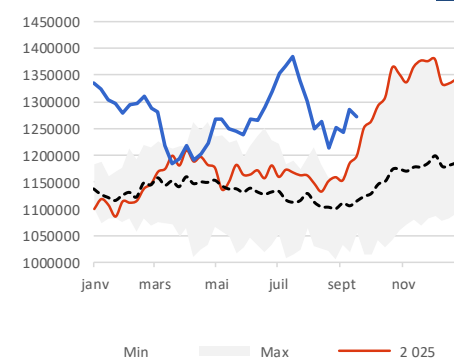
Cracks Diesel / Gasoline / Jet Europe

11



Global Floating Storage - Vortexa (kb)

12



Semaine	18/9	11/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	105.8	101.7	4.1	4.1%	67.6
Brent Spot	128.0	113.7	14.3	12.6%	66.7
WTI Nymex	102.4	97.9	4.5	4.6%	63.6
WTI Spot	102.4	97.9	4.5	4.6%	63.6

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			