

Semaine	13/3	6/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	96.5	83.7	12.7	15.2%	70.1
Brent Spot	97.3	85.1	12.2	14.3%	71.5
WTI Nymex	92.0	78.5	13.5	17.2%	66.7
WTI Spot	90.2	78.4	11.8	15.1%	66.7

Face à un conflit qui s'enlise, le Brent en hausse à plus de 100 \$/b

Le marché pétrolier a ouvert la semaine dernière en forte hausse, avec un Brent approchant les 120 \$/b, avant de se replier temporairement à 90 \$/b, suite à l'annonce par le président Donald Trump d'une issue rapide du conflit. Les prix ont ensuite repris leur progression pour atteindre 103,1 \$/b à la clôture de vendredi, sous l'effet de l'intensification des combats, des attaques contre les infrastructures pétrolières et du blocage persistant du détroit d'Ormuz signe que le conflit s'enlise et pourrait durer plus longtemps que prévu initialement.

L'attention du marché reste principalement concentrée sur le blocage quasi complet du détroit d'Ormuz, qui retire environ 15 Mb/j de l'offre mondiale, soit une perte cumulée à ce jour de plus de 250 Mb, un rythme non soutenable à moyen terme pour l'économie mondiale. Pour limiter les tensions, les membres de l'AIE ont décidé de libérer 400 millions de barils de leurs réserves stratégiques. Toutefois, en l'absence de reprise du trafic maritime dans le détroit d'Ormuz, cette mesure ne suffira pas à stabiliser durablement les prix du pétrole.

En moyenne hebdomadaire, les prix du pétrole ont nettement progressé. Le prix spot du Brent s'est établi à 97,3 \$/b, en hausse de 14 %, tandis que celui du WTI a atteint 90,2 \$/b, en progression de 15 %. Sur les marchés à terme, le contrat Brent pour livraison en mai a augmenté de 15 %, à 96,5 \$/b, et le WTI de 17 %, à 92 \$/b.

Les anticipations du marché sont également à la hausse. Le consensus Bloomberg du 13 mars révisé à 65 \$/b le prix moyen attendu du Brent en 2026, soit une hausse de 1,6 \$/b (voir les figures 1 à 3). Le scénario haut du consensus atteint désormais 90 \$/b au deuxième trimestre (+ 5 \$/b) et 86 \$/b au troisième trimestre. Dans les différentes analyses publiées ces derniers jours, l'hypothèse d'un conflit d'une durée d'environ un mois tend à s'imposer comme scénario de base, même si certains évoquent un conflit pouvant durer jusqu'à trois mois. Selon Natixis, une interruption d'approvisionnement d'un mois, entièrement compensée par un prélèvement sur les stocks des pays de l'OCDE, impliquerait un prix d'équilibre du Brent d'environ 99 \$/b, hors prime de risque géopolitique. Une interruption de trois mois pourrait faire grimper ce niveau jusqu'à 178 \$/b.

Pour limiter l'impact de la guerre sur le prix de l'énergie et les consommateurs, plusieurs mesures ont été mises en place à l'échelle mondiale. La Chine a ordonné une interdiction immédiate des exportations de produits pétroliers raffinés. Le Japon et la Corée du Sud ont instauré des subventions et des plafonds de prix pour protéger les consommateurs, tandis que l'Australie a assoupli les normes sur les carburants afin de disposer de plus d'essence. Aux États-Unis, une dispense temporaire du Jones Act est étudiée pour faciliter le transport maritime domestique. L'Union européenne réfléchit à l'allègement ou à la suspension des coûts liés aux émissions pour réduire les prix de l'électricité. Malgré ces initiatives, les effets se font déjà sentir, avec des prix à la pompe et des billets d'avion en forte hausse, ainsi que des situations extrêmes, comme en Inde où certains hôtels rationnent le GPL, ou au Pakistan et au Bangladesh, qui ont instauré un rationnement plus général du carburant.

Les pays membres de l'AIE libèrent 400 millions de barils de pétrole de leurs réserves d'urgence

Les pays membres de l'AIE ont annoncé la mise sur le marché d'environ 400 Mb de pétrole issus de leurs réserves stratégiques, afin de réduire les tensions sur le marché. À ce jour, environ 330 Mb ont déjà été confirmés, principalement par les États-Unis (environ 172 Mb) et le Japon (environ 80 Mb). La France a annoncé qu'elle débloquerait 14,5 Mb sur les 120 Mb dont elle dispose. Les premières libérations devraient intervenir dès la mi-mars pour le Japon, puis dans la semaine suivante pour les États-Unis. Ce volume pourrait théoriquement compenser une interruption totale des flux pétroliers transitant par le détroit d'Ormuz pendant environ un mois.

L'impact de ces perturbations reste toutefois inégal selon les régions. Les pays d'Asie-Océanie membres de l'OCDE sont les plus exposés, car ils importent en grande quantité du Moyen-Orient, notamment le Japon et la Corée du Sud. L'Europe est également concernée, notamment pour l'approvisionnement en diesel. Dans ce contexte, la libération des réserves visera surtout à soutenir les économies les plus dépendantes. En Europe, la mobilisation des stocks pourrait atténuer les tensions sur le diesel, car les réserves d'urgence sont majoritairement constituées de produits raffinés (60 %).

Cette action coordonnée constitue toutefois une mesure temporaire. L'évolution des marchés dépendra surtout de la durée des perturbations du trafic maritime dans le détroit d'Ormuz et de l'ampleur des éventuels dommages causés aux infrastructures énergétiques. À plus long terme, la baisse des stocks stratégiques pourrait accroître la volatilité des prix. Toutefois, leur reconstitution après le conflit pourrait soutenir la demande pétrolière dans les années à venir et inciter d'autres pays à renforcer leurs réserves, comme l'a récemment fait la Chine.

Semaine	13/3	6/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	96.5	83.7	12.7	15.2%	70.1
Brent Spot	97.3	85.1	12.2	14.3%	71.5
WTI Nymex	92.0	78.5	13.5	17.2%	66.7
WTI Spot	90.2	78.4	11.8	15.1%	66.7

AIE, EIA et OPEP : analyses mensuelles

Cette semaine, les trois agences ont publié leurs nouvelles perspectives sur le marché pétrolier (cf. tableau).

Dans son dernier rapport, l'AIE a révisé à la baisse la croissance de la demande mondiale de pétrole de 210 kb/j, pour la porter à 640 kb/j. À très court terme, la demande mondiale devrait diminuer d'environ 1 Mb/j en mars et avril. Cette révision s'explique principalement par la baisse de la demande de kérosène, due aux nombreuses annulations de vols dans les grands hubs aériens, ainsi que par les perturbations d'approvisionnement en GPL et en éthane causées par les problèmes logistiques autour du détroit d'Ormuz. À l'inverse, la demande de naphta est légèrement revue à la hausse, notamment en Chine, où il est utilisé comme substitut au propane dans l'industrie pétrochimique. Sur le plan géographique, les pays non membres de l'OCDE restent le principal moteur de la croissance de la demande (+ 680 kb/j), malgré une révision à la baisse. La Chine maintient ainsi une progression de 190 kb/j grâce à l'utilisation de ses stocks et à la substitution au naphta. Dans les pays de l'OCDE, la demande devrait très légèrement reculer sur l'année sous l'effet combiné de la hausse des prix et du recul du trafic aérien.

La production mondiale de pétrole devrait quant à elle reculer d'environ 8 Mb/j en mars pour atteindre 98,8 Mb/j, soit son niveau le plus bas depuis le début de l'année 2022. Cette baisse est principalement due au quasi-blocage du détroit d'Ormuz, qui a contraint les pays du Golfe à réduire fortement leur production en raison de capacités de stockage rapidement saturées. Au total, près de 10 Mb/j de liquides (8 Mb/j de pétrole brut et 2 Mb/j de condensats et de gaz de pétrole liquéfié (GPL)) auraient été mis à l'arrêt début mars. Les baisses les plus marquées concerneraient l'Irak (- 3 Mb/j), l'Arabie saoudite (- 2,4 Mb/j, malgré le redéploiement partiel des flux vers la mer Rouge), le Qatar (- 1,5 Mb/j) et les Émirats arabes unis (- 900 kb/j). Ces pertes sont toutefois en partie compensées par la reprise de la production en Amérique du Nord après les perturbations hivernales, ainsi que par des hausses attendues au Kazakhstan (+390 kb/j) et possiblement en Russie. Sur l'ensemble de l'année 2026, la croissance de l'offre mondiale est désormais estimée à 1,1 Mb/j, contre 2,4 Mb/j anticipés le mois précédent, l'intégralité de cette progression provenant de producteurs extérieurs au groupe OPEP+.

Concernant les stocks pétroliers, l'AIE rappelle qu'avant le déclenchement du conflit, les stocks mondiaux observés atteignaient 8 210 Mb en janvier 2026, leur niveau le plus élevé depuis février 2021. Environ 50 % de ces volumes sont détenus par les pays de l'OCDE, 15 % par la Chine sous forme de brut, et environ un quart correspond à du pétrole stocké en mer. La part importante de pétrole immobilisée en mer augmente : au 11 mars, environ 238 pétroliers bloqués dans le golfe Persique transportaient 186 Mb incapables de rejoindre les marchés internationaux. Fin janvier, les stocks industriels de l'OCDE s'établissaient à 2 820 Mb, avec des stocks d'essence au plus haut depuis le début de l'année 2021, tandis que ceux de distillats moyens (diesel et kérosène) atteignaient leur plus bas niveau pour un mois de janvier depuis quatre ans. La Chine dispose pour sa part de plus de 1,2 milliard de barils de brut en stockage, soit l'équivalent d'environ 120 jours d'importations nettes.

Au global le scénario de l'AIE fait apparaître une balance pétrolière excédentaire de plus de 2 Mb/j en 2026 contre 3,7 Mb/j le mois dernier. La balance est restée positive sur le premier semestre de l'année avec un excédent de 1,4 Mb/j et largement excédentaire avec près de 3,5 Mb/j au second semestre ce qui permet d'anticiper une baisse des prix du brut assez rapide si le conflit s'arrête.

Dans son rapport mensuel, l'Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA) n'a pas révisé à la baisse son scénario de demande mondiale de pétrole et prévoit toujours une hausse de 1,2 Mb/j, portant la consommation à 105,1 Mb/j. En revanche, l'agence a révisé à la baisse ses prévisions de production mondiale à 107 Mb/j en 2026, soit une progression de 0,8 Mb/j, contre 1,6 Mb/j attendu le mois précédent. Une fois les flux rétablis dans le détroit d'Ormuz, l'offre mondiale continuerait de dépasser la demande, entraînant une accumulation de stocks d'environ 1,9 Mb/j en 2026 et 3 Mb/j en 2027, ce qui exercerait progressivement une pression à la baisse sur les prix. À court terme, le prix du Brent devrait toutefois rester élevé, au-dessus de 95 \$/b au printemps 2026, avec une moyenne estimée à 91 \$/b au deuxième trimestre. Sous l'hypothèse d'une réouverture progressive du détroit, les prix pourraient ensuite reculer sous la barre des 80 \$/b au troisième trimestre, pour atteindre environ 70 \$/b d'ici la fin de l'année, avec une moyenne annuelle projetée autour de 79 \$/b en 2026.

L'EIA prévoit que la production de pétrole brut aux États-Unis s'élèvera en moyenne à 13,6 Mb/j en 2026, puis augmentera pour atteindre 13,8 Mb/j en 2027. La prévision pour 2027 a été revue à la hausse de 0,5 Mb/j (4 %) par rapport au rapport du mois précédent. La hausse des prix du pétrole encourage l'augmentation de l'activité de forage dans la plupart des bassins. L'EIA précise toutefois qu'il existe un décalage temporel entre la hausse des prix et l'augmentation effective de la production (décision d'investissement, déploiement des plateformes, complétion des puits), ce qui explique pourquoi l'effet est plus marqué en 2027 qu'en 2026.

Semaine	13/3	6/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	96.5	83.7	12.7	15.2%	70.1
Brent Spot	97.3	85.1	12.2	14.3%	71.5
WTI Nymex	92.0	78.5	13.5	17.2%	66.7
WTI Spot	90.2	78.4	11.8	15.1%	66.7

Comme l'EIA, l'OPEP maintient pour le moment son estimation de la demande inchangée par rapport au mois dernier avec une demande en hausse de 1,4 Mb/j à 106,5 Mb/j. En revanche, la croissance de la production devrait ralentir, conduisant à une balance légèrement déficitaire (-0,7 Mb/j contre 0,6 Mb/j le mois dernier).

USA : Hausse des stocks de brut – Baisse des stocks de produits pétroliers

Les stocks commerciaux de pétrole brut ont augmenté de 3,8 Mb la semaine dernière, un niveau proche de la moyenne sur cinq ans (3,9 Mb) et supérieur au consensus (2,5 Mb). Ils se situent désormais 2 % au-dessus du niveau de l'an dernier, mais 3 % en dessous de la moyenne des cinq dernières années. Cette hausse s'explique principalement par une baisse significative des exportations de brut (- 563 kb/j). Par ailleurs, l'activité des raffineries a progressé de 328 kb/j, tandis que la production domestique a légèrement reculé de 18 kb/j. Concernant les produits raffinés, les stocks d'essence (- 3,7 Mb) et de distillats (- 1,3 Mb) ont tous deux reculé davantage que prévu, sous l'effet d'une demande hebdomadaire plus importante. Les stocks de carburant pour l'aviation ont également baissé (- 0,8 Mb), soutenus par des exportations nettes plus élevées. Sur un an, les stocks d'essence sont en hausse de 3 %, ceux de distillats de 2 %, tandis que les stocks de carburant aviation sont 7 % en dessous du niveau de l'an dernier.

Europe : Stocks en baisse – forte hausse de la marge de raffinage

La semaine dernière, les stocks de produits pétroliers dans le hub ARA (Amsterdam–Rotterdam–Anvers) ont reculé de 2 %, affichant des évolutions contrastées selon les produits. Les stocks d'essence ont diminué de 2,7 %, ceux de kérosène/jet de 4 %, tandis que ceux de gazole ont progressé de 1,4 %. Les stocks d'essence et de gazole se situent désormais environ 1 % en dessous de leur moyenne des cinq dernières années, et ceux de kérosène environ 4 % en dessous. Dans le même temps, les stocks de pétrole brut dans la zone ARA ont augmenté de 4 %, mais restent inférieurs de 7 % à leur moyenne quinquennale.

À Rotterdam, les prix des produits ont suivi la hausse du Brent : l'essence a progressé de 16 % et le gazole de 10 %. Dans ce contexte, la marge moyenne de raffinage en Europe (Brent FCC) a augmenté de 10 %, pour atteindre 21 \$/b, soit son niveau le plus élevé depuis la mi-2023, et près de trois fois supérieur à celui observé l'an dernier.

Analyse de la transmission des prix du brut aux produits pétroliers en Europe.

Face à la forte hausse des prix des produits pétroliers sur les marchés internationaux, il est pertinent de se demander si cette tendance rappelle les crises précédentes ou si le conflit au Moyen-Orient a modifié la relation entre le prix du pétrole brut et celui des produits raffinés. Cette analyse permet également de mieux comprendre la hausse des prix à la pompe, car les distributeurs achètent une grande partie de leurs carburants directement sur les marchés.

Cette étude économétrique examine la manière dont le prix du Brent se transmet aux trois principaux produits raffinés (gazole, essence et kérosène) dans différents contextes de marché. Trois périodes sont analysées : un marché normal (2019), la crise énergétique liée au conflit russo-ukrainien (2022) et la crise actuelle. L'analyse utilise des modèles VAR/VECM pour étudier les relations de cointégration, les causalités de Granger, les coefficients de pass-through et les décompositions de la variance des erreurs de prévision (FEDV). Les résultats montrent que le mécanisme de transmission entre le brut et les produits raffinés évolue progressivement lorsque les tensions sur les marchés énergétiques s'intensifient. Pour 2026, les résultats obtenus sont moins robustes du fait du nombre limité d'observation.

En période de marché normal, comme en 2019, les prix des produits sont fortement liés à ceux du Brent. Les tests de cointégration révèlent des relations d'équilibre à long terme entre le brut et les produits raffinés, reflétant la structure verticale de l'industrie : les prix des produits dépendent principalement du coût du brut, auquel s'ajoutent les marges de raffinage. Les coefficients de transmission sont inférieurs à 1, plus faibles pour le kérosène (environ 0,65) et le gazole (environ 0,55), et un peu plus élevés pour l'essence (environ 0,85), ce qui indique que les chocs du brut se transmettent partiellement aux produits. Cette transmission incomplète suggère que les raffineries et les acteurs du marché absorbent une partie des variations via les marges ou la gestion des stocks. Enfin, les tests de causalité de Granger ne révèlent pas de relations directionnelles fortes, ce qui correspond à un système dominé par un facteur exogène commun : le prix du brut.

La crise énergétique de 2022 a fortement modifié cette dynamique. Les relations de cointégration entre le Brent et les produits raffinés persistent, mais s'affaiblissent, tandis que des relations directionnelles apparaissent pour certains produits. Le pass-through devient plus rapide et plus complet, ce qui montre que les chocs du brut se transmettent plus directement aux marchés des produits. Les tensions sur les marchés physiques, notamment pour les distillats moyens, limitent la capacité des raffineries et des stocks à absorber les variations du prix du brut. Par ailleurs, les

Semaine	13/3	6/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	96.5	83.7	12.7	15.2%	70.1
Brent Spot	97.3	85.1	12.2	14.3%	71.5
WTI Nymex	92.0	78.5	13.5	17.2%	66.7
WTI Spot	90.2	78.4	11.8	15.1%	66.7

produits influent eux aussi sur le prix du Brent, ce qui témoigne d'une interaction plus marquée entre les différents segments du marché pétrolier.

Dans le scénario de 2026, marqué par une perturbation majeure des flux pétroliers, la relation traditionnelle entre le Brent et les produits raffinés est rompue. Le blocage du détroit d'Ormuz, par lequel transite une grande partie du pétrole mondial, provoque un choc d'offre qui affecte à la fois le brut et les chaînes logistiques des produits. Les tests ne révèlent plus de cointégration stable, ce qui indique que les prix du brut et des produits ne fluctuent plus autour d'un équilibre commun. Par ailleurs, les coefficients de pass-through dépassent 1 pour plusieurs produits, indiquant que les variations du Brent se répercutent de manière amplifiée sur les prix des produits raffinés, comme on l'observe en période de pénurie ou de fortes contraintes de raffinage et de transport. L'analyse montre que les produits se distinguent de plus en plus les uns des autres. Le gazole devient de plus en plus autonome par rapport au Brent, reflétant l'importance des contraintes d'approvisionnement en distillats moyens, en particulier en Europe. À l'inverse, l'essence conserve une transmission rapide et stable, soutenue par la forte liquidité et l'intégration internationale du marché, avec un rôle du Brent de plus en plus dominant en tant que variable explicative et un R^2 élevé en 2026. Le pass-through de l'essence à J+9 reste légèrement supérieur à celui du gazole. Le kérosène, lui, reste instable : son coefficient de pass-through immédiat dépasse 1 et peut atteindre 2 à J+9, ce qui traduit une forte sensibilité aux dynamiques du transport aérien.

Dans l'ensemble, les résultats suggèrent que les crises énergétiques ne se traduisent pas uniquement par une augmentation de la volatilité des prix, mais aussi par une transformation structurelle du mécanisme de transmission entre le pétrole brut et les produits raffinés. Alors que le système fonctionne normalement selon une logique verticale dominée par le prix du brut, les périodes de stress ont tendance à fragmenter le marché pétrolier. Les prix des produits sont alors davantage déterminés par des contraintes spécifiques (capacités de raffinage, logistique, niveaux de stocks et dynamiques sectorielles de la demande), ce qui réduit le rôle explicatif du prix du brut dans la formation des prix des produits raffinés et à la pompe.

Analyse par produit :

1. Gazole

- En 2019, le prix du Brent et le gazole évoluent de manière indépendante : aucun lien de causalité décalé n'est détecté ($p = 0.524$ et $p = 0.141$), même si le Brent explique une grande partie de la variance du crack à long terme de façon instantanée (63.8%).
- En 2022, la situation change : les deux marchés deviennent interdépendants (Produit→Brent $p = 0.014$, Brent→Produit $p = 0.041$), chacun influençant l'autre, probablement à cause des tensions géopolitiques et des sanctions sur les distillats. La part du Brent dans la variance du gazole diminue, d'autres facteurs jouent un rôle important.
- En 2026, les marchés redeviennent indépendants : la causalité de Granger n'est plus significative et la part du Brent dans la variance du gazole chute encore (FEVD tombe à 16.2%). Malgré un fort effet immédiat (pass-through), le gazole suit désormais sa propre dynamique.

2. Essence

- En 2019, le prix de l'essence évolue presque indépendamment du Brent : pas de causalité de Granger ($p = 0.393$ et $p = 0.405$) et une FEVD très faible (5,6 %) ; les chocs du Brent se répercutent immédiatement, sans délai structuré.
- En 2022, la causalité de Granger Brent→Produit devient très significative ($p = 0.006$), mais sa capacité à expliquer la variance reste limitée (FEVD 4,5 %) : la transmission est rapide et quasi-complète.
- En 2026, le rapport s'inverse. La causalité Produit→Brent est la plus forte observée ($p = 0.000$), tandis que la causalité Brent→Produit disparaît ($p = 0.363$). La FEVD explose à 39.1%. Ce renversement causal est économiquement très significatif : sous la crise iranienne, les marchés de l'essence probablement sous tension en Asie du Sud-Est et au Moyen-Orient deviennent un signal avancé du prix du brut. Le marché de l'essence anticipe le Brent, et non l'inverse. Ce type de renversement est rare et témoigne d'une réorganisation structurelle des flux d'information entre les marchés pétroliers.

3. Jet

- Le kérosène est le produit le plus instable. En 2019, l'absence de causalité ($p = 0.191$ et $p = 0.349$) contraste avec une FEVD élevée (47.1%) : la transmission Brent→crack jet est forte mais immédiate, sans effet retardé. Le marché est guidé par les fondamentaux pétroliers.
- En 2022, la causalité Brent→Produit est maximale ($p = 0.000$), tandis que la causalité inverse est seulement marginale ($p = 0.056$). La FEVD chute à 18.1%. La reprise post-COVID du transport aérien crée une demande

Semaine	13/3	6/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	96.5	83.7	12.7	15.2%	70.1
Brent Spot	97.3	85.1	12.2	14.3%	71.5
WTI Nymex	92.0	78.5	13.5	17.2%	66.7
WTI Spot	90.2	78.4	11.8	15.1%	66.7

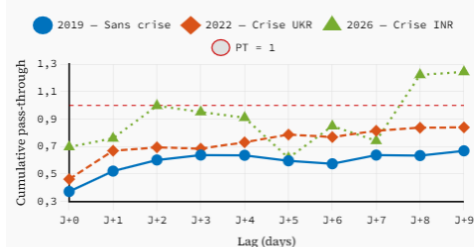
rigide en kérosène qui répercute mécaniquement et rapidement les hausses du brut. C'est un marché qui suit, avec un délai structuré (lag retenu = 5, le plus élevé entre les produits), ce qui explique à la fois la causalité forte et la FEVD modérée.

- En 2026, le rapport s'inverse partiellement : le jet influence désormais le Brent, Brent→Produit disparaît, et la FEVD tombe à 2,4 %. Le marché devient autonome. Le jet devient quasi-entièrement déterminé par ses propres facteurs : stockage, incertitude sur les routes de transit, comportement précautionneux des compagnies aériennes face aux risques géopolitiques,...

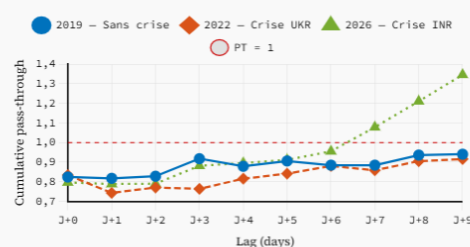
MÉTRIQUE	GASOIL 2019	GASOIL 2022	GASOIL 2026	GASOLINE 2019	GASOLINE 2022	GASOLINE 2026	JET 2019	JET 2022	JET 2026
N obs	260	259	50	260	259	50	260	259	50
Brent moy. (\$/bbl)	64.2	99.0	70.7	64.2	99.0	70.7	64.2	99.0	70.7
Produit moy. (\$/t)	595.6	1061.8	736.2	594.0	979.5	669.2	632.9	1101.7	865.8
Lag VAR	2	2	1	1	1	1	1	5	1
Cointégration	2	2	0	2	1	0	1	1	0
Corr. résidus	-0.753	-0.534	-0.370	-0.243	-0.199	-0.585	-0.689	-0.239	-0.081
PT β s	0.371	0.461	0.696	0.824	0.834	0.796	0.643	0.704	0.982
PT cum. 10j	0.668	0.840	1.244	0.940	0.916	1.347	0.669	0.998	2.052
R ²	0.383	0.279	0.475	0.593	0.497	0.968	0.759	0.360	0.524
Granger Prod-Brent p	0.524 X	0.014 ✓	0.176 X	0.393 X	0.044 ✓	0.000 ✓	0.191 X	0.056 X	0.037 ✓
Granger Brent-Prod p	0.141 X	0.041 ✓	0.674 X	0.405 X	0.006 ✓	0.363 X	0.349 X	0.000 ✓	0.495 X
FEVD Brent-prod LT%	63.8%	32.1%	16.2%	5.6%	4.5%	39.1%	47.1%	18.1%	2.4%

PASS-THROUGH CUMULATIF BRENT - PRODUIT

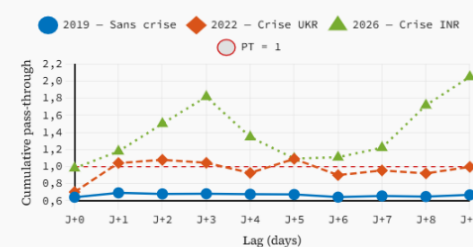
Gasoil



Gasoline



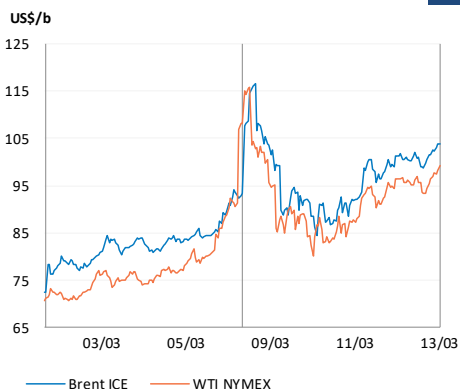
Jet



Semaine	13/3	6/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	96.5	83.7	12.7	15.2%	70.1
Brent Spot	97.3	85.1	12.2	14.3%	71.5
WTI Nymex	92.0	78.5	13.5	17.2%	66.7
WTI Spot	90.2	78.4	11.8	15.1%	66.7

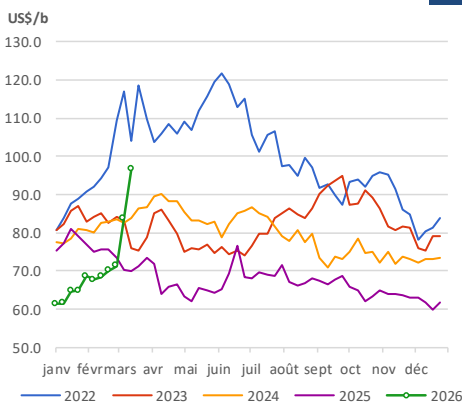
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI

1



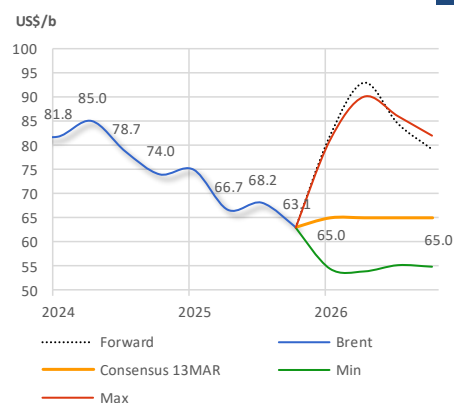
Evolution du prix du pétrole brut (Brent)

2



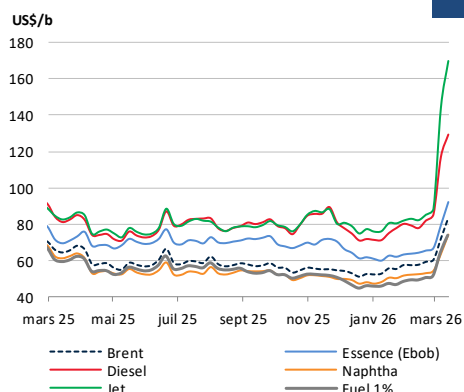
Consensus Bloomberg - Brent

3



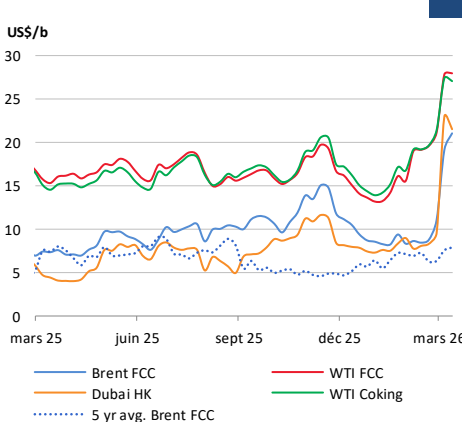
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



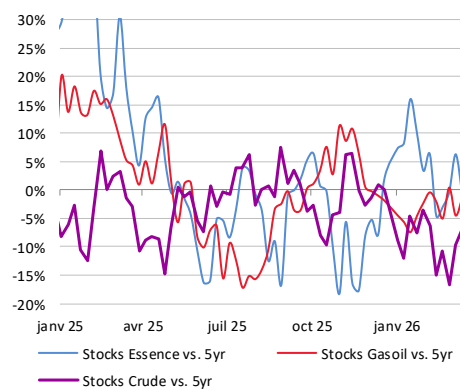
Marges de Raffinage

5



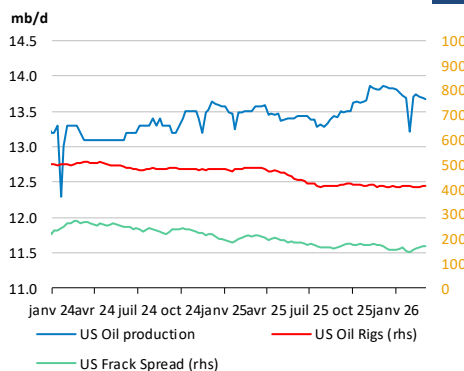
ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

6



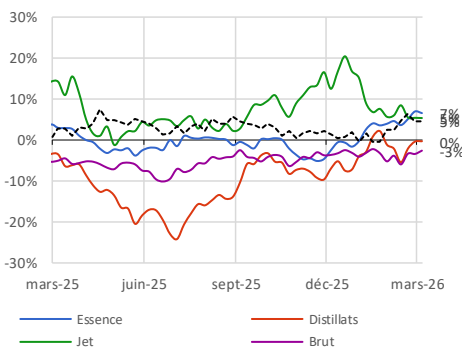
US Production de pétrole brut

7



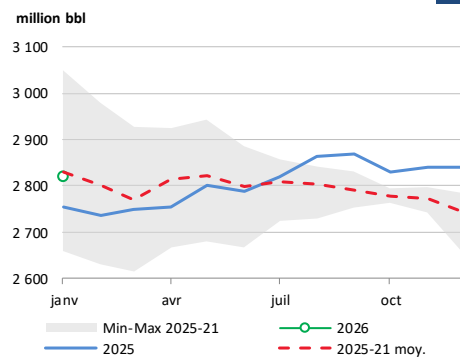
USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans

8



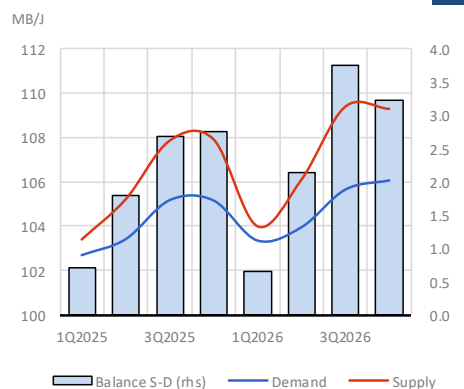
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE

9



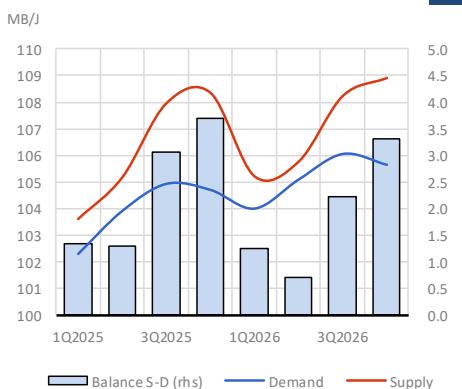
AIE Offre Demande Pétrole

10



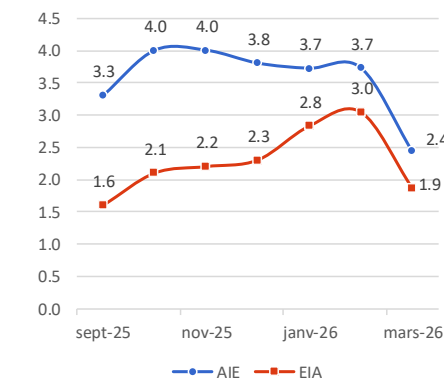
EIA Offre/ Demande Pétrole

11



Evolution de la balance pétrolière pour 2026 (Mb/j)

12



Semaine	13/3	6/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	96.5	83.7	12.7	15.2%	70.1
Brent Spot	97.3	85.1	12.2	14.3%	71.5
WTI Nymex	92.0	78.5	13.5	17.2%	66.7
WTI Spot	90.2	78.4	11.8	15.1%	66.7

AIE - OMR mars	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	45.9	45.3	45.7	46.5	46.1	45.9	45.4	45.5	46.4	46.1	45.8						0.0	0.0	
non-OCDE	57.4	57.4	57.7	58.6	59.1	58.2	58.0	58.5	59.2	60.0	58.9						0.8	0.7	
Dont Chine	16.6	16.6	16.4	17.0	17.3	16.9	16.8	16.8	17.1	17.4	17.0						0.21	0.20	
Demande totale (mb/j)	103.3	102.7	103.4	105.2	105.2	104.1	103.4	104.0	105.7	106.1	104.8						0.8	0.6	
Offre non-OPEP	70.3	70.4	71.4	73.2	73.3	72.1	71.5	73.3	74.0	73.9	73.2						1.8	1.1	
Offre OPEP	32.8	33.0	33.8	34.6	34.7	34.0	32.5	32.8	35.4	35.4	34.0						1.3	0.0	
Offre OPEP (brut)	27.2	27.5	28.2	29.0	29.0	28.4	27.1	27.2	29.5	29.5	28.4						1.2	0.0	
Offre non OPEP+	53.2	53.4	54.3	56.1	56.2	55.0	55.0	56.1	56.9	56.7	56.2						1.8	1.2	
Offre OPEP+	49.9	50.0	50.9	51.8	51.7	51.1	49.0	50.0	52.5	52.6	51.0						1.2	-0.1	
Offre totale (mb/j)	103.1	103.4	105.2	107.9	107.9	106.1	104.0	106.1	109.4	109.3	107.2						3.0	1.1	
Differences (+/-)	-0.2	0.7	1.8	2.7	2.8	2.0	0.6	2.1	3.7	3.2	2.4								

Production OPEP basée sur accords actuels

EIA - STEO mars	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	45.9	45.3	45.6	46.5	46.1	45.9	45.7	45.5	46.3	45.9	45.9	45.7	45.8	46.5	46.1	46.0	-0.1	0.0	0.2
non-OCDE	56.9	57.0	58.3	58.4	58.6	58.1	58.3	59.6	59.7	59.7	59.3	59.5	60.9	60.9	61.0	60.6	1.2	1.2	1.3
Dont Chine	16.4	16.4	16.7	16.5	16.8	16.6	16.8	16.9	16.7	17.0	16.8	16.9	17.2	16.9	17.2	17.0	0.23	0.23	0.21
Demande totale (mb/j)	102.8	102.3	103.9	104.9	104.7	103.9	104.0	105.1	106.0	105.6	105.2	105.2	106.7	107.4	107.1	106.6	1.1	1.2	1.4
Offre non-OPEP	70.4	70.7	71.7	73.8	73.8	72.5	72.3	73.6	74.1	74.6	73.7	74.4	74.7	75.1	75.7	75.0	2.1	1.2	1.3
Offre OPEP	32.9	33.0	33.5	34.1	34.6	33.8	32.9	32.1	34.2	34.3	33.4	34.5	34.7	34.7	34.7	34.6	0.9	-0.4	1.3
Offre OPEP (brut)	27.1	27.2	27.7	28.3	28.7	28.0	27.0	26.2	28.1	28.2	27.4	28.3	28.5	28.6	28.5	28.5	0.9	-0.6	1.1
Offre non OPEP+	53.4	53.6	54.6	56.5	56.5	55.3	55.6	56.2	56.9	57.3	56.5	57.1	57.5	58.1	58.5	57.8	1.9	1.2	1.3
Offre OPEP+	49.9	50.0	50.6	51.4	51.9	51.0	49.6	49.6	51.4	51.7	50.6	51.8	51.8	51.8	51.9	51.8	1.0	-0.4	1.3
Offre totale (mb/j)	103.3	103.6	105.2	108.0	108.4	106.3	105.2	105.8	108.3	108.9	107.0	108.8	109.3	109.9	110.4	109.6	3.0	0.8	2.6
Differences (+/-)	0.5	1.3	1.3	3.1	3.7	2.3	1.2	0.7	2.2	3.3	1.9	3.7	2.6	2.4	3.2	3.0			

OPEP - MOM mars	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	45.9	45.2	45.7	46.6	46.4	45.9	45.3	45.8	46.7	46.5	46.1	45.4	45.9	46.8	46.6	46.2	0.0	0.1	0.1
non-OCDE	57.9	59.1	58.5	58.9	60.1	59.2	60.3	59.8	60.3	61.4	60.4	61.5	60.9	61.6	62.7	61.7	1.3	1.2	1.2
Dont Chine	16.7	16.9	16.5	17.1	17.0	16.9	17.0	16.7	17.3	17.3	17.1	17.2	16.9	17.5	17.5	17.3	0.2	0.2	0.2
Demande totale (mb/j)	103.8	104.3	104.2	105.5	106.6	105.1	105.6	105.6	107.0	107.9	106.5	106.9	106.8	108.5	109.3	107.9	1.3	1.4	1.3
Offre non-OPEP+	53.2	53.7	54.2	55.0	53.6	54.2	54.3	54.6	54.9	55.4	54.8	55.3	55.1	55.4	56.0	55.4	1.0	0.6	0.6
Offre OPEP+	49.4	49.6	49.9	51.1	51.9	50.6	49.6	50.1	52.1	52.3	51.0	51.7	51.7	51.7	51.7	51.7	1.2	0.5	0.7
Offre OPEP (Brut)	26.6	26.8	27.1	27.9	28.9	27.7	27.0	26.7	28.8	28.9	27.9	14.2	14.3	14.3	14.2	14.2	1.1	0.2	-13.6
Offre totale (mb/j)	102.6	103.3	104.1	106.1	105.5	104.8	103.9	104.7	107.0	107.7	105.8	107.0	106.8	107.1	107.7	107.1	2.2	1.1	1.3
Differences (+/-)	-1.2	-1.0	-0.1	0.6	-1.1	-0.4	-1.7	-0.8	-0.0	-0.2	-0.7	0.1	-0.0	-1.4	-1.6	-0.7			