

Semaine	21/11	14/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	63.7	63.9	-0.2	-0.3%	73.8
Brent Spot	63.3	62.9	0.3	0.5%	73.1
WTI Nymex	59.5	59.7	-0.2	-0.4%	69.8

Le Brent recule légèrement alors que les sanctions américaines contre le pétrole russe entrent en vigueur.

Les prix du pétrole ont peu évolué la semaine dernière pris entre deux tensions opposées : d'un côté, l'entrée en vigueur des sanctions américaines visant notamment les géants russes Lukoil et Rosneft alimente les craintes de perturbations de l'approvisionnement mondial ; de l'autre, les perspectives d'un excédent structurel de l'offre à l'horizon 2026 persistent, alors que l'OPEP+ prévoit d'augmenter sa production de 137 kb/j en décembre.

En fin de semaine, les cours du brut ont toutefois reculé : le Brent a perdu plus de 1 % et le WTI près de 2 %. Cette baisse fait suite à l'annonce d'une initiative diplomatique américaine visant à promouvoir un plan de paix en Ukraine. Si la possibilité d'une désescalade reste très incertaine, les marchés ont immédiatement anticipé un retour de volumes supplémentaires de pétrole russe sur la scène internationale. Cette perspective a suffi à exercer une pression à la baisse sur les prix, illustrant la sensibilité persistante des investisseurs aux évolutions géopolitiques susceptibles de modifier l'équilibre mondial entre l'offre et la demande de pétrole.

Sur la semaine, le Brent pour livraison en janvier a baissé de 0,3 % pour atteindre 63,7 \$/b, tandis que le WTI a perdu 0,4 % pour s'établir à 59,5 \$/b. Le consensus Bloomberg du 19 novembre est stable, avec un Brent à 63 \$/b au quatrième trimestre 2025 et à 60,7 \$/b (- 0,2 \$/b) au premier trimestre 2026. En moyenne pour l'année 2026, le consensus Bloomberg est de 61,5 \$/b (Fig. 3).

Entrée en vigueur des sanctions américaines contre le pétrole russe : L'Oural en forte baisse.

Les premières répercussions des sanctions américaines contre le pétrole russe, entrées en vigueur vendredi dernier, commencent à impacter les chaînes d'approvisionnement. Plusieurs agences de presse et consultants ont signalé cette semaine des signes clairs de désorganisation des flux d'exportation, avec notamment des navires russes naviguant sans destination déclarée ou se dirigeant vers des ports secondaires. Autre indicateur de tension : selon Vortexa, le volume de pétrole stocké en mer a augmenté de près de 10 % pour atteindre 114 Mb, portant à plus de 30 % la hausse des stocks flottants depuis l'annonce des nouvelles sanctions américaines fin octobre (Fig. 12).

Parallèlement, Argus rapporte que les prix de l'Urals au départ de Novorossisk et de Primorsk sont tombés sous le seuil européen de 47,6 \$/b fixé en juillet dernier, s'établissant respectivement à 37 \$/b et 40 \$/b, leurs niveaux les plus bas depuis 2023. La décote par rapport au Brent dépasse désormais 25 \$/b en mer Noire et 22 \$/b en mer Baltique (Fig. 10). La Russie affirme toutefois pouvoir maintenir sa production et respecter ses engagements au sein de l'OPEP+, malgré les sanctions américaines et les frappes répétées visant ses infrastructures, du port de Novorossisk aux raffineries de Riazan et de Novokouïbisshevsk. Selon plusieurs traders, les perturbations liées aux sanctions pourraient perdurer quelques mois, le temps que de nouveaux mécanismes de contournement soient mis en place.

Les tensions sur le marché du diesel en Europe s'accentuent avec les nouvelles règles de ICE Futures Europe

Les tensions qui secouent le marché européen du diesel depuis plusieurs semaines se sont nettement accentuées la semaine dernière. L'écart entre les deux premiers contrats à terme sur la plateforme ICE Futures Europe a en effet grimpé jusqu'à 44,50 \$/t, un niveau rarement observé. Parallèlement, le crack gasoil a franchi la barre des 38,5 \$/b, un seuil inédit depuis le mois d'août 2023 (fig. 11).

Cette flambée des prix s'inscrit dans un contexte déjà très perturbé : sanctions sur le pétrole russe, pannes et arrêts successifs dans plusieurs raffineries en Russie et dans d'autres régions du monde, arrivée du froid qui renforce la demande de chauffage en Europe et niveaux de stocks de distillats aux États-Unis inférieurs de 8 % à la moyenne des cinq dernières années.

Un autre facteur clé est l'entrée en vigueur de nouvelles règles d'ICE Futures Europe, nettement plus strictes que les prochaines sanctions européennes. Désormais, tout cargo de diesel issu d'une raffinerie ayant traité du brut russe dans les 60 jours précédant le chargement est exclu des livraisons physiques associées aux contrats de diesel (ICE Gasoil). Cette règle va bien au-delà du cadre réglementaire de l'UE, qui autorise encore l'importation d'un diesel produit sur une unité dédiée au brut non russe, même si le site raffine par ailleurs du brut d'origine russe.

Bien que peu de volumes soient effectivement livrés physiquement via ces contrats, les opérateurs tiennent à conserver cette option. En excluant les cargaisons provenant de raffineries ayant récemment traité du brut russe, notamment en Inde ou en Turquie, ICE réduit brutalement le nombre de cargaisons admissibles, ce qui renforce les tensions sur le marché.

Semaine	21/11	14/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	63.7	63.9	-0.2	-0.3%	73.8
Brent Spot	63.3	62.9	0.3	0.5%	73.1
WTI Nymex	59.5	59.7	-0.2	-0.4%	69.8

USA : baisse des stocks de pétrole brut et hausse des stocks d'essence

Les stocks commerciaux de brut ont reculé de 3,4 Mb la semaine dernière (contre une baisse de 1,7 Mb attendue et une hausse de 0,8 Mb en moyenne sur cinq ans). Ils s'établissent désormais à - 1 % sur un an et à 5 % en deçà de la moyenne quinquennale. Cette baisse a été encouragée par un rebond important des exportations de brut (+ 1,3 Mb/j), qui a largement compensé la hausse des importations (+ 729 kb/j). Par ailleurs, les traitements en raffinerie ont augmenté de 258 kb/j, faisant légèrement progresser le taux d'utilisation de 89 % à 90 %. La production intérieure de brut a quant à elle légèrement diminué de 28 kb/j pour s'établir à 13,83 Mb/j.

Concernant les produits légers, les stocks d'essence (+ 2,3 Mb, contre + 0,1 Mb) et de distillats (+ 0,2 Mb, contre - 1,1 Mb attendu) ont tous deux dépassé les prévisions, en raison d'exportations nettes plus faibles. Au total, les stocks d'essence ont baissé de 1 % sur un an, ceux de distillats de 3 %, tandis que les stocks de carburéacteur se situent désormais au même niveau qu'il y a un an.

Europe : Baisse des stocks d'essence et de gasoil

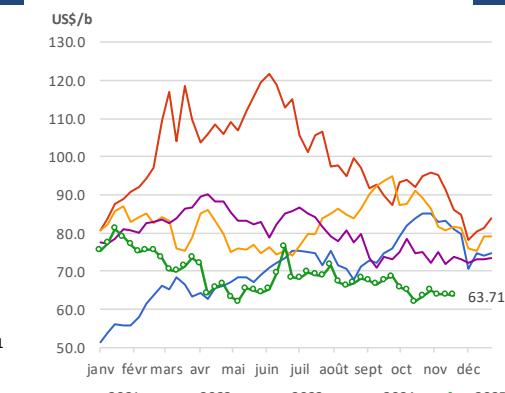
La semaine dernière, les stocks de produits pétroliers au hub ARA ont baissé de 1 %, en raison de la baisse des stocks d'essence (- 0,5 %) et de gasoil (- 4,5 %). Les stocks de pétrole brut ont quant à eux augmenté de 0,6 %. Par rapport à la moyenne des cinq dernières années, les niveaux restent contrastés : les stocks d'essence sont inférieurs de 19 %, ceux de gasoil supérieurs de 8 % et ceux de pétrole brut supérieurs de 5 %.

Le prix de l'essence à Rotterdam a suivi la baisse des prix du Brent, tandis que le prix du diesel a augmenté de 3,7 %. Dans ce contexte, la marge de raffinage moyenne en Europe (Brent FCC) a légèrement baissé de 1,7 %, pour atteindre 14,7 \$/b. Sur l'ensemble de l'année, elle s'élève à 9,2 \$/b, soit 18 % de plus qu'en 2023, mais reste inférieure à celle de 2023 (10,3 \$/b) (fig. 5).

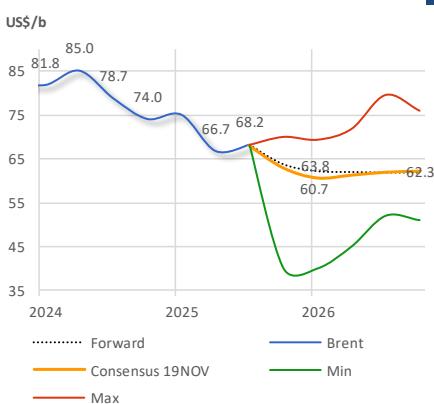
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI



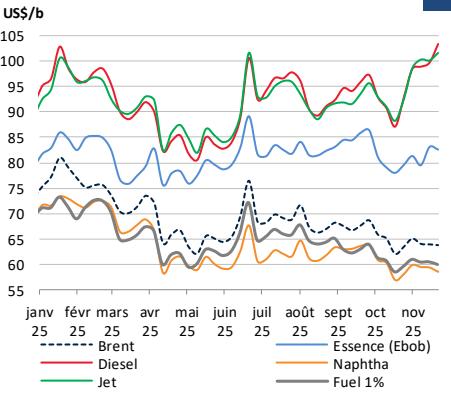
Evolution du prix du pétrole brut (Brent)



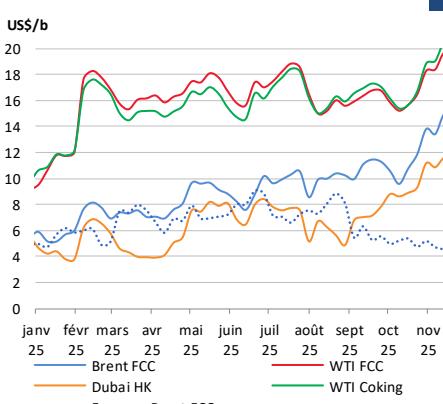
Consensus Bloomberg - Brent



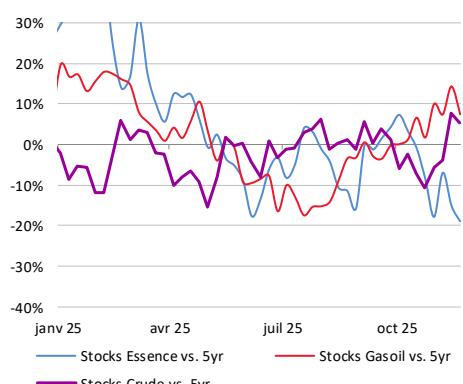
Prix des Produits Pétroliers - Europe



Marges de Raffinage

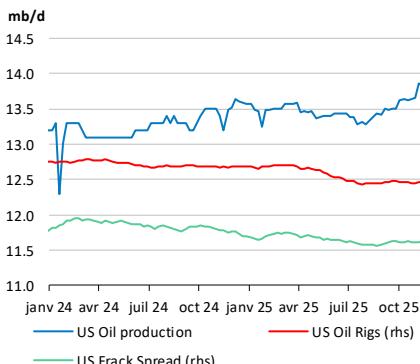


ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

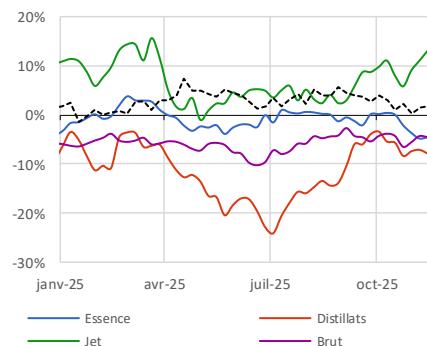


Semaine	21/11	14/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	63.7	63.9	-0.2	-0.3%	73.8
Brent Spot	63.3	62.9	0.3	0.5%	73.1
WTI Nymex	59.5	59.7	-0.2	-0.4%	69.8

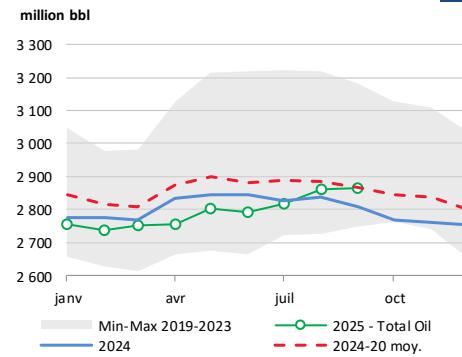
US Production de pétrole brut



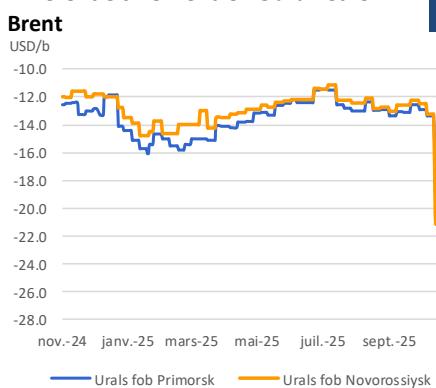
USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans



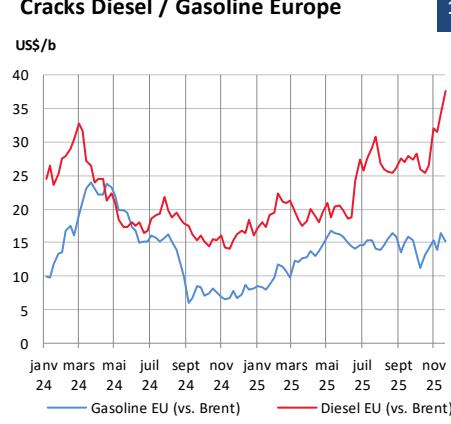
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE



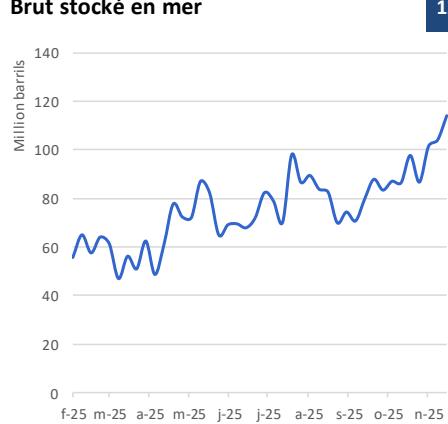
Défissoitifs FOB entre l'Oural et le Brent



Cracks Diesel / Gasoline Europe



Brut stocké en mer



AIE - OMR nov.	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.7	44.9	45.7	46.3	46.2	45.8	45.2	45.6	46.2	46.1	45.8	45.1	45.5	46.2	45.9	45.7	0.1	0.0	-0.1
non-OCDE	56.4	56.4	57.1	57.7	57.9	57.3	57.3	57.7	58.8	58.7	58.1	58.1	58.5	59.5	59.8	59.0	0.9	0.8	0.9
Dont Chine	16.5	16.5	16.6	16.8	16.6	16.6	16.6	16.4	17.1	16.8	16.7	16.7	16.7	17.2	17.0	16.9	0.15	0.11	0.15
Demande totale (mb/j)	102.1	101.3	102.9	104.1	104.1	103.1	102.4	103.3	105.0	104.8	103.9	103.1	104.0	105.7	105.7	104.7	1.0	0.8	0.8
Offre non-OPEP	69.3	69.5	70.4	70.6	70.8	70.4	70.5	71.5	73.3	73.1	72.1	72.8	73.3	73.8	73.4	73.3	1.0	1.7	1.2
Offre OPEP	32.9	32.8	32.8	32.7	32.8	32.8	33.0	33.8	34.7	35.2	34.2	35.3	35.4	35.4	35.5	35.4	-0.2	1.4	1.2
Offre OPEP (brut)	27.4	27.3	27.2	27.2	27.3	27.2	27.5	28.2	28.9	29.3	28.4	29.5	29.5	29.5	29.5	29.5	-0.2	1.2	1.1
Offre non OPEP+	51.6	52.1	53.3	53.6	54.1	53.2	53.5	54.3	56.0	55.9	55.0	55.5	56.1	56.6	56.3	56.1	1.7	1.8	1.1
Offre OPEP+	50.7	50.2	49.9	49.7	49.6	49.9	50.0	51.0	51.9	52.4	51.3	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	-0.8	1.4	1.3
Offre totale (mb/j)	102.3	102.3	103.2	103.3	103.7	103.1	103.5	105.3	107.9	108.3	106.3	108.1	108.7	109.2	108.9	108.7	0.9	3.2	2.4
Differences (+/-)	0.1	1.0	0.3	-0.8	-0.5	0.0	1.0	2.0	3.0	3.5	2.4	5.0	4.7	3.5	3.2	4.0			

Production OPEP basée sur accords actuels

EIA - STEO nov.	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.7	44.9	45.8	46.4	46.3	45.9	45.2	45.7	46.3	45.9	45.8	45.5	45.6	46.3	46.0	45.9	0.1	-0.1	0.1
non-OCDE	56.3	57.1	57.3	57.2	57.3	57.2	57.4	58.5	58.6	58.9	58.4	58.4	59.6	59.7	59.7	59.3	0.9	1.1	1.0
Dont Chine	16.2	16.3	16.5	16.1	16.4	16.3	16.4	16.7	16.4	16.8	16.6	16.7	16.9	16.7	17.0	16.8	0.12	0.25	0.25
Demande totale (mb/j)	102.0	102.0	103.1	103.6	103.6	103.1	102.6	104.2	105.0	104.7	104.1	103.9	105.2	106.0	105.7	105.2	1.1	1.0	1.1
Offre non-OPEP	69.8	69.9	70.4	70.4	71.0	70.4	70.7	71.7	73.6	73.7	72.4	73.1	73.4	73.8	74.2	73.6	0.7	2.0	1.2
Offre OPEP	32.7	32.7	32.8	32.6	32.8	32.7	32.9	33.4	34.0	33.9	33.6	33.4	33.8	34.0	33.8	33.8	0.0	0.8	0.2
Offre OPEP (brut)	27.2	27.1	27.1	27.0	27.1	27.1	27.2	27.7	28.3	28.1	27.8	27.6	27.9	28.1	27.9	27.9	-0.1	0.8	0.1
Offre non OPEP+	52.0	52.3	53.4	53.6	54.3	53.4	53.7	54.6	56.5	56.5	55.3	55.8	56.2	56.7	56.9	56.4	1.4	1.9	1.1
Offre OPEP+	50.5	50.3	49.8	49.4	49.5	49.7	49.9	50.5	51.1	51.0	50.6	50.7	51.0	51.1	51.1	51.0	-0.7	0.9	0.3
Offre totale (mb/j)	102.5	102.6	103.2	103.1	103.8	103.2	103.6	105.1	107.6	107.5	106.0	106.5	107.2	107.8	108.0	107.4	0.7	2.8	1.4
Differences (+/-)	0.4	0.6	0.1	-0.5	0.2	0.1	1.0	0.9	2.6	2.8	1.8	2.6	2.0	1.8	2.3	2.2			

OPEP - MOM nov.	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.7	44.8	45.8	46.4	46.2	45.8	45.2	45.7	46.6	46.4	46.0	45.3	45.8	46.8	46.6	46.1	0.2	0.1	0.1
non-OCDE	56.7	58.0	57.4	58.1	59.3	58.0	59.1	58.5	58.9	60.1	59.2	60.3	59.8	60.3	61.3	60.4	1.3	1.2	1.2
Dont Chine	16.4	16.7	16.6	16.8	17.2	16.7	16.9	16.5	17.1	17.0	16.9	17.0	16.7	17.3	17.2	17.1	0.3	0.2	0.2
Demande totale (mb/j)	102.4	102.8	103.2	104.5	105.6	103.8	104.3	104.2	105.5	106.6	105.1	105.6	105.6	107.1	107.9	106.5	1.5	1.3	1.4
Offre non-OPEP+	51.9	52.6	53.1	53.2	53.4	53.2	53.7	54.2	55.0	53.6	54.1	54.3	54.6	54.8	55.3	54.7	1.3	0.9	0.6
Offre OPEP+	50.3	49.6	49.2	48.8	49.1	49.4	49.6	49.9	51.0	51.9	51.2	51.8	52.0	52.0	52.0	51.9	-0.9	1.8	0.7
Offre OPEP (Brut)	27.1	26.6	26.6	26.5	26.7	26.6	26.8	27.1	27.9	28.7	27.6	28.5	28.7	28.8	28.7	28.7	-0.5	1.0	1.1
Offre totale (mb/j)	102.1	102.2	102.2	102.0	102.5	102.6	103.3	104.1	106.0	105.4	105.3	106.0	106.6	106.8	107.3	106.7	0.5	2.7	1.4
Differences (+/-)	-0.2	-0.6	-0.9	-2.5	-3.0	-1.2	-0.9	-0.1	0.5	-1.1	0.2	0.5	1.0	-0.2	-0.6	0.2			