

Semaine	28/11	21/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	63.1	63.7	-0.6	-1.0%	73.0
Brent Spot	63.7	63.3	0.4	0.6%	74.8
WTI Nymex	58.5	59.5	-1.0	-1.6%	68.6

## Le Brent en légère baisse : l'espoir d'un éventuel apaisement du conflit en Ukraine continue d'exercer une pression modérée à la baisse sur les prix.

Les prix du pétrole se maintiennent dans une fourchette de 60 à 65 \$/b, où ils évoluent de façon stable depuis le début du mois d'octobre, malgré les attaques ukrainiennes visant deux pétroliers de la flotte fantôme russe et une attaque contre le terminal pétrolier du consortium CPC, qui assure l'essentiel des exportations de brut du Kazakhstan vers la mer Noire via la Russie.

L'espoir d'un apaisement du conflit en Ukraine continue d'exercer une pression modérée à la baisse sur les cours. Parallèlement, la réunion semestrielle de l'Opep+ qui se tenait ce week-end n'a eu aucun effet sur les cours, faute d'attentes particulières : les niveaux de production des pays membres étant déjà fixés jusqu'en décembre 2026, aucune nouvelle annonce significative n'était anticipée.

Sur la semaine, le Brent pour livraison en janvier a reculé de 1 % pour s'établir à 63,1 \$/b, tandis que le WTI a perdu 1,6 % pour atteindre 58,5 \$/b. En moyenne mensuelle, le Brent affiche une baisse pour le deuxième mois consécutif, à 63,7 \$/b, soit une diminution de 0,5 % par rapport à octobre. Depuis le début de l'année, le prix du Brent a chuté de plus de 18 %. Le consensus Bloomberg du 24 novembre reste stable, tablant sur un prix du Brent de 63 \$/b pour le quatrième trimestre 2025 et de 60,7 \$/b pour le premier trimestre 2026. En moyenne annuelle pour 2026, le consensus est de 61,5 \$/b (fig. 3).

## L'OPEP+ gèle sa production au 1<sup>er</sup> trimestre 2026 : retour à la prudence

Ce week-end, les pays membres de l'OPEP+ ont validé, comme anticipé, le maintien des niveaux de production de pétrole brut fixés lors de la 38e réunion ministérielle jusqu'à la fin de l'année 2026. Parallèlement, l'organisation a adopté un nouveau mécanisme d'évaluation des capacités de production nationales, confiant l'essentiel des audits au cabinet américain DeGolyer and MacNaughton. Ce dispositif était très attendu. Plusieurs États membres revendiquaient depuis des mois la reconnaissance de nouvelles capacités de production, tandis que d'autres avaient du mal à honorer leurs engagements. Cet exercice hautement sensible vise à mieux aligner les quotas de production sur les capacités réelles des membres, avec une mise en œuvre prévue en 2027. Il définira pour chaque membre sa capacité maximale durable, c'est-à-dire le niveau de production pouvant être atteint en 90 jours et maintenu pendant un an.

Parallèlement, les huit pays de l'OPEP+ ayant annoncé en 2023 des réductions volontaires supplémentaires (l'Arabie saoudite, la Russie, l'Irak, les Émirats arabes unis, le Koweït, le Kazakhstan, l'Algérie et Oman) ont confirmé le gel de toute hausse de production pour le premier trimestre 2026, conformément à leur décision du 2 novembre dernier. Cette position marque un repli tactique après une tentative de relèvement accéléré de la production au printemps, largement interprétée comme une initiative de l'Arabie saoudite visant à regagner des parts de marché et à accentuer la pression sur les membres dépassant leurs quotas. Au total, ces pays auront réinjecté environ 70 % des volumes retirés en 2023, du moins théoriquement, laissant encore 1,1 Mb/j en réserve. S'y ajoutent les réductions décidées collectivement par les 22 pays de l'alliance, soit quelque 2 Mb/j maintenus hors marché jusqu'à la fin de l'année 2026.

## USA : hausse des stocks de pétrole brut et exportation record de produits raffinés

Les stocks américains de brut ont enregistré une hausse inattendue de 2,8 Mb, à l'encontre des prévisions du marché. Cette hausse s'explique principalement par une baisse des exportations et une augmentation des importations, qui ont atteint 6,4 Mb/j, leur niveau le plus élevé depuis la mi-septembre. Parallèlement, les États-Unis ont exporté un volume record de produits raffinés la semaine dernière, atteignant 7,7 Mb/j. La production américaine de brut a légèrement reculé, passant de 13,83 à 13,81 Mb/j, tandis que les raffineries ont fonctionné à un rythme plus soutenu, avec un taux d'utilisation en hausse à 92,3 %, contre 90,0 % précédemment.

Concernant la production de brut américaine, le rapport mensuel de l'EIA publié la semaine dernière a confirmé le record atteint en septembre, comme l'avaient déjà suggéré les données hebdomadaires provisoires. Cette année, la production pétrolière américaine a battu des records, malgré un environnement de prix peu favorable et une diminution continue du nombre de plateformes de forage actives (73 de moins depuis le début de l'année). Selon l'EIA, la production de pétrole brut a progressé de 44 kb/j en septembre pour atteindre 13,84 Mb/j, un niveau jamais observé auparavant. Le Nouveau-Mexique, deuxième État producteur du pays, a également établi un nouveau record avec 2,4 Mb/j, tandis que la production en mer, dans les eaux fédérales du golfe du Mexique, a atteint 1,98 Mb/j, son plus haut niveau depuis février 2020.

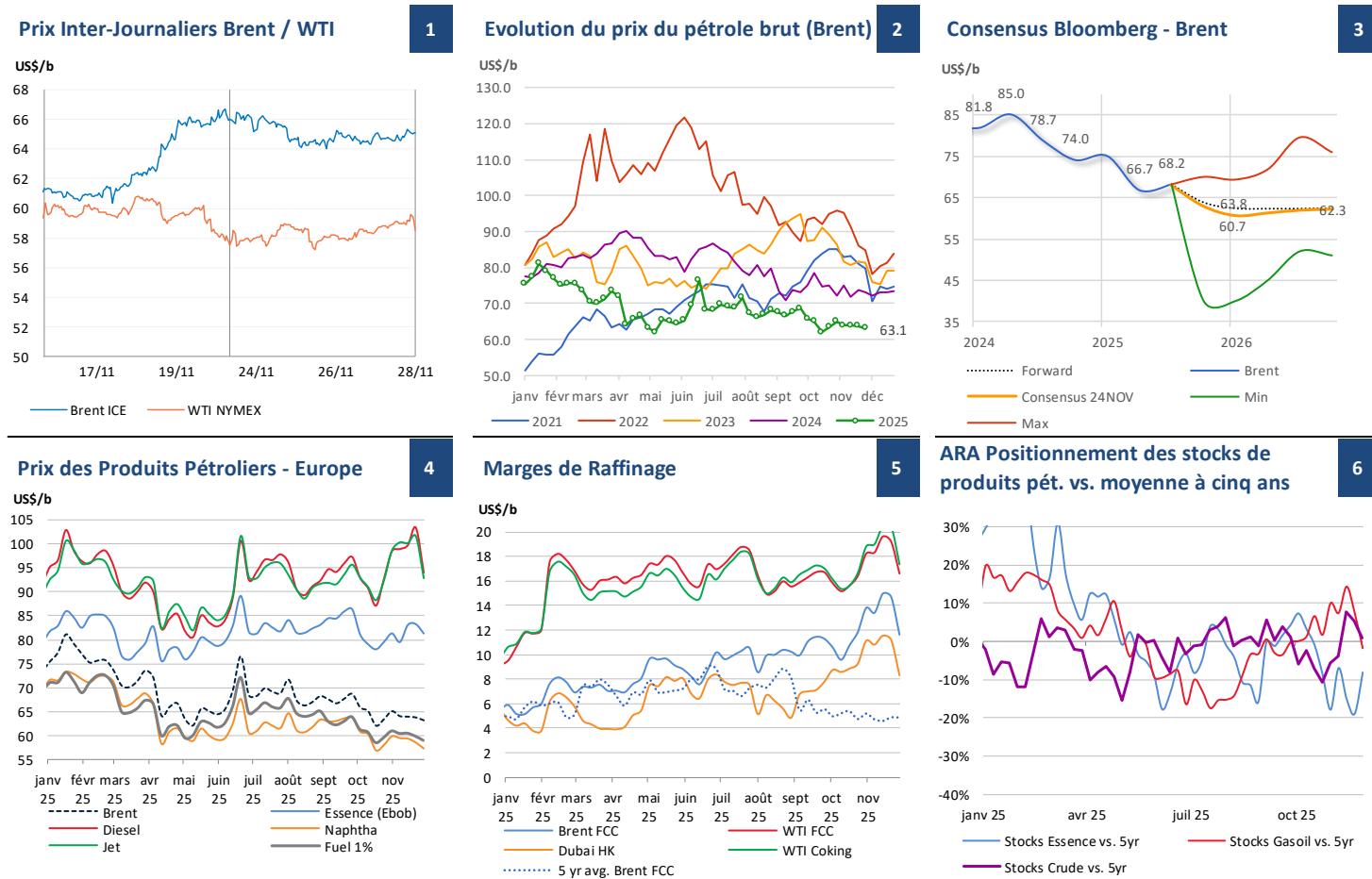
Semaine	28/11	21/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	63.1	63.7	-0.6	-1.0%	73.0
Brent Spot	63.7	63.3	0.4	0.6%	74.8
WTI Nymex	58.5	59.5	-1.0	-1.6%	68.6

## Europe : Baisse des prix des produits pétroliers – Dérente sur le marché du gasoil

La semaine dernière, les stocks de produits pétroliers au hub ARA ont enregistré une baisse de 2,5 %, avec toutefois des évolutions contrastées selon les produits : les stocks d'essence ont augmenté de 10 %, tandis que ceux de gazole ont diminué de 7,3 %. Les stocks de pétrole brut ont quant à eux diminué de 6 %. Par rapport à la moyenne des cinq dernières années, les stocks d'essence restent inférieurs de 8 %, ceux de gasoil de 2 %, tandis que les stocks de brut se situent légèrement au-dessus de la moyenne (+ 1 %).

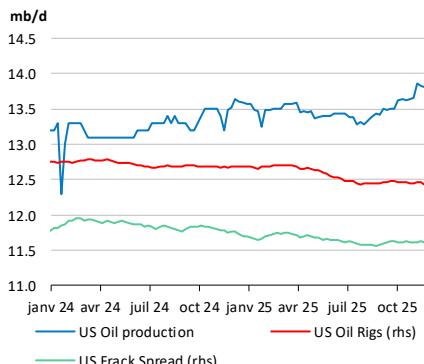
Les prix des produits pétroliers à Rotterdam ont amplifié la tendance baissière sur le prix du brut : le prix de l'essence a reculé de 2,3 % et celui du diesel a chuté de 9 %. Les tensions sur le marché du gasoil se sont nettement atténuées, le crack gasoil ayant chuté de 20 % pour s'établir à 27,8 \$/b (fig.11). Cette détente s'explique à la fois par le retour progressif en production de plusieurs raffineries de la zone, notamment la raffinerie Pernis de Shell (447 000 barils par jour), qui retrouvera sa pleine capacité la semaine prochaine, et par une approche prudente des traders, qui anticipent un éventuel accord de paix avec la Russie.

Dans ce contexte, la marge de raffinage moyenne en Europe (Brent FCC) a fortement reculé, s'établissant à 11,6 \$/b, soit une baisse de 21 %. Sur l'ensemble de l'année, elle s'établit à 9,3 \$/b, soit une hausse de 18 % par rapport à 2023, mais reste inférieure à la marge moyenne annuelle de 2023, qui s'élevait à 10,3 \$/b (fig. 5).

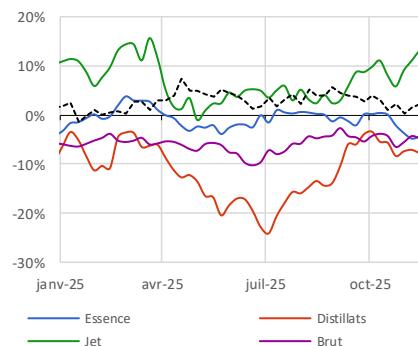


Semaine	28/11	21/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	63.1	63.7	-0.6	-1.0%	73.0
Brent Spot	63.7	63.3	0.4	0.6%	74.8
WTI Nymex	58.5	59.5	-1.0	-1.6%	68.6

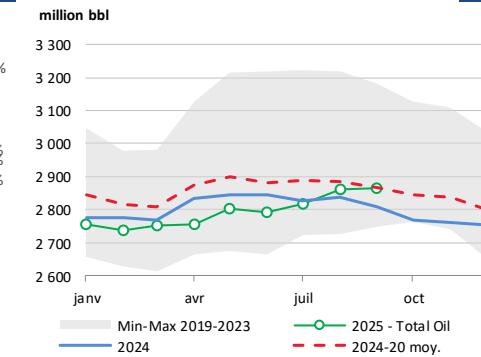
### US Production de pétrole brut



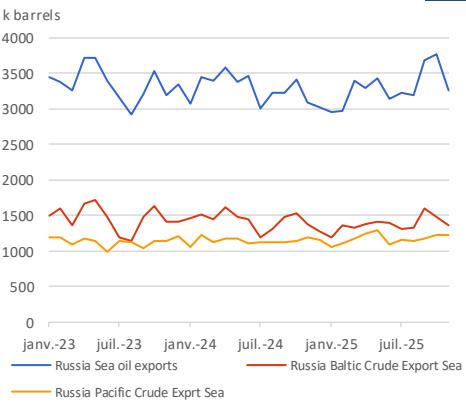
### USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans



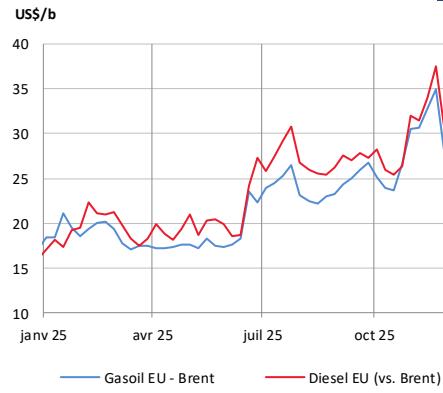
### AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE



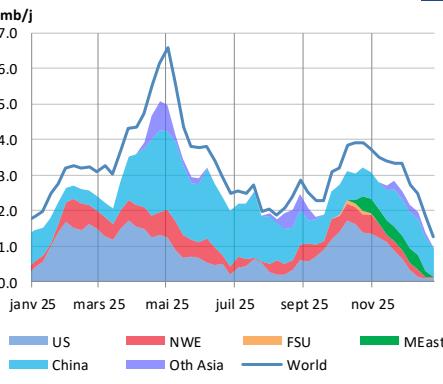
### Russie: Exportations de pétrole par mer



### Cracks Diesel / Gasoline Europe



### Raffineries à l'arrêt dans le monde



Semaine	28/11	21/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	63.1	63.7	-0.6	-1.0%	73.0
Brent Spot	63.7	63.3	0.4	0.6%	74.8
WTI Nymex	58.5	59.5	-1.0	-1.6%	68.6

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
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>102.1</b>	<b>101.3</b>	<b>102.9</b>	<b>104.1</b>	<b>104.1</b>	<b>103.1</b>	<b>102.4</b>	<b>103.3</b>	<b>105.0</b>	<b>104.8</b>	<b>103.9</b>	<b>103.1</b>	<b>104.0</b>	<b>105.7</b>	<b>105.7</b>	<b>104.7</b>	<b>1.0</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>
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
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>102.3</b>	<b>102.3</b>	<b>103.2</b>	<b>103.3</b>	<b>103.7</b>	<b>103.1</b>	<b>103.5</b>	<b>105.3</b>	<b>107.9</b>	<b>108.3</b>	<b>106.3</b>	<b>108.1</b>	<b>108.7</b>	<b>109.2</b>	<b>108.9</b>	<b>108.7</b>	<b>0.9</b>	<b>3.2</b>	<b>2.4</b>
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
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>102.0</b>	<b>102.0</b>	<b>103.1</b>	<b>103.6</b>	<b>103.6</b>	<b>103.1</b>	<b>102.6</b>	<b>104.2</b>	<b>105.0</b>	<b>104.7</b>	<b>104.1</b>	<b>103.9</b>	<b>105.2</b>	<b>106.0</b>	<b>105.7</b>	<b>105.2</b>	<b>1.1</b>	<b>1.0</b>	<b>1.1</b>
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
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>102.5</b>	<b>102.6</b>	<b>103.2</b>	<b>103.1</b>	<b>103.8</b>	<b>103.2</b>	<b>103.6</b>	<b>105.1</b>	<b>107.6</b>	<b>107.5</b>	<b>106.0</b>	<b>106.5</b>	<b>107.2</b>	<b>107.8</b>	<b>108.0</b>	<b>107.4</b>	<b>0.7</b>	<b>2.8</b>	<b>1.4</b>
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
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>102.4</b>	<b>102.8</b>	<b>103.2</b>	<b>104.5</b>	<b>105.6</b>	<b>103.8</b>	<b>104.3</b>	<b>104.2</b>	<b>105.5</b>	<b>106.6</b>	<b>105.1</b>	<b>105.6</b>	<b>105.6</b>	<b>107.1</b>	<b>107.9</b>	<b>106.5</b>	<b>1.5</b>	<b>1.3</b>	<b>1.4</b>
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
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>102.1</b>	<b>102.2</b>	<b>102.2</b>	<b>102.0</b>	<b>102.5</b>	<b>102.6</b>	<b>103.3</b>	<b>104.1</b>	<b>106.0</b>	<b>105.4</b>	<b>105.3</b>	<b>106.0</b>	<b>106.6</b>	<b>106.8</b>	<b>107.3</b>	<b>106.7</b>	<b>0.5</b>	<b>2.7</b>	<b>1.4</b>
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			

OPEP+ projection based on average AIE, EIA projections