

Semaine	6/3	27/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	83.7	71.3	12.5	17.5%	70.4
Brent Spot	85.1	71.6	13.5	18.9%	73.6
WTI Nymex	78.5	65.9	12.6	19.0%	67.3
WTI Spot	78.4	66.1	12.3	18.6%	67.3

Guerre États-Unis–Israël–Iran : Après une semaine de conflit, des marchés pétroliers sous haute tension

Une semaine après le début des hostilités entre les États-Unis, Israël et l'Iran, le conflit s'est intensifié et a gagné toute la région, y compris le sud du Liban où Israël a lancé une opération de représailles contre le Hezbollah en fin de semaine. Au cours de la semaine, les informations faisant état d'atteintes à des infrastructures énergétiques se sont multipliées, propulsant le Brent à près de 93 \$/b en fin de semaine, puis à plus de 115 \$/b ce matin, à l'ouverture des marchés. Des frappes ont notamment touché plusieurs infrastructures pétrolières stratégiques : les environs de la raffinerie de Ras Tanura en Arabie saoudite, le terminal de l'île de Kharg, la raffinerie de Bahreïn (qui a déclaré la force majeure), le port de Fujairah, ainsi que plusieurs dépôts pétroliers en Iran. Par mesure de précaution, plusieurs pays, dont le Qatar, Israël, l'Arabie saoudite et les Émirats arabes unis, ont procédé à l'arrêt préventif d'une partie de leurs installations énergétiques.

Parallèlement, l'Iran maintient un blocus quasi total du détroit d'Ormuz et menace de frapper tout navire qui tenterait de le franchir. Une telle situation, inédite dans l'histoire de cette voie maritime stratégique, alimente les craintes d'un choc énergétique majeur sur les marchés, si elle devait se prolonger. Le blocage du détroit pendant plusieurs semaines est désormais considéré comme un scénario de base par les analystes. Face à cette perspective, Donald Trump a annoncé que la marine américaine pourrait, si nécessaire, escorter les pétroliers à travers le détroit. Il a également ordonné la mise en place de mécanismes d'assurance contre le risque politique et de garanties financières pour le commerce maritime dans le golfe d'Oman. Mais pour l'heure, aucun pétrolier ne prend le risque de s'y aventurer, face aux menaces iraniennes.

En moyenne hebdomadaire, le prix spot du Brent a progressé de 18,9 % pour atteindre 85,1 \$/b, tandis que celui du WTI a augmenté de 18,6 % pour s'établir à 78,4 \$/b. Le consensus Bloomberg du 4 mars est également en forte hausse, avec un prix du Brent estimé à 65 \$/b (+ 1 \$/b) pour le premier trimestre et à 63,3 \$/b (+ 0,5 \$/b) pour l'année 2026 (fig. 1 à 3). Le scénario haut du consensus Bloomberg atteint désormais 85 \$/b pour le deuxième et le troisième trimestre de l'année, soit une hausse de 11 \$/b par rapport à la semaine dernière.

Les répercussions de la guerre sur la production des pays du Moyen-Orient

Au-delà des perturbations directes sur les exportations de pétrole et de gaz, le blocage du détroit d'Ormuz contraint les pays producteurs du Golfe à réduire leur production, faute de capacités de stockage suffisantes pour absorber les volumes qui ne peuvent plus être exportés. L'Irak, dont les capacités de stockage sont particulièrement limitées, a ainsi été contraint de réduire d'environ 60 % sa production, qui se situe désormais entre 1,7 et 1,8 million de barils par jour (Mb/j), contre 4,3 Mb/j avant le conflit. Le Koweït/ a également annoncé ce week-end qu'il allait réduire sa production de pétrole brut et ses opérations de raffinage. D'autres producteurs de la région, notamment l'Arabie saoudite et les Émirats arabes unis, pourraient être amenés à prendre des mesures similaires dans les semaines à venir.

Les producteurs du golfe Persique disposeraient en théorie d'un peu plus de 100 millions de barils de capacité de stockage encore disponible, soit environ un tiers de leur capacité totale, selon certains consultants (Kayros). Toutefois, la capacité réellement mobilisable est plus limitée en pratique, car les installations sont rarement exploitées au-delà de 80 % de leur capacité nominale pour des raisons opérationnelles. De plus, toutes ces capacités de stockage ne sont pas interconnectées, ce qui crée des inefficacités logistiques qui réduisent encore la flexibilité du système.

La situation est déjà tendue en Arabie saoudite. Début mars, les capacités disponibles au terminal de Ju'aymah, sur la côte est du pays, étaient déjà proches de la saturation. Par ailleurs, à la raffinerie de Ras Tanura, arrêtée à la suite d'attaques iraniennes, quatre des six réservoirs de stockage étaient déjà pleins. Dans ce contexte, certains producteurs du Golfe pourraient atteindre la saturation de leurs capacités de stockage de brut en un peu plus de trois semaines, selon les estimations de JPMorgan. Si l'Arabie saoudite et les Émirats arabes unis parviennent à rediriger une partie de leurs exportations par des routes alternatives, ce délai pourrait toutefois être prolongé d'environ une semaine. Au global, JPMorgan estime que les réductions de production pourraient dépasser 4 Mb/j d'ici la fin de la semaine prochaine si le détroit d'Ormuz reste fermé.

Impact sur les prix du pétrole brut

À la suite des attaques de cette semaine, les prix du pétrole ont grimpé plus vite qu'en 2022, lors de l'invasion de l'Ukraine par la Russie. À l'époque, le baril de Brent avait atteint 128 \$/b, soit une hausse de 65 % depuis le début de l'année. Cette année, en 2026, l'augmentation dépasse déjà 76 % (Fig. 14).

Semaine	6/3	27/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	83.7	71.3	12.5	17.5%	70.4
Brent Spot	85.1	71.6	13.5	18.9%	73.6
WTI Nymex	78.5	65.9	12.6	19.0%	67.3
WTI Spot	78.4	66.1	12.3	18.6%	67.3

La semaine dernière, les analystes prévoyaient un prix du Brent compris entre 70 et 80 \$/b. Aujourd'hui, leurs estimations se situent plutôt entre 90 et 100 \$/b. Goldman Sachs va même plus loin : selon eux, le baril pourrait largement dépasser les 100 \$/b si le conflit ne montre aucun signe d'apaisement.

La hausse du prix du brut constitue une opportunité pour les producteurs capables d'augmenter rapidement leur production. C'est notamment le cas des États-Unis, grâce au pétrole de schiste, qui peuvent réagir relativement vite aux signaux de prix. Le Canada pourrait également accroître sa production, mais dans des proportions plus modestes de l'ordre de quelques centaines de milliers de barils par jour. La majorité de son pétrole est exportée vers les États-Unis, tandis qu'environ 270 kb/j sont acheminés vers l'Asie via l'oléoduc Trans Mountain. À court terme, la Russie pourrait émerger comme le grand gagnant géoéconomique de cette crise. En capitalisant sur sa proximité géographique et ses infrastructures existantes, Moscou pourrait se substituer rapidement aux approvisionnements moyen-orientaux pour les principaux importateurs asiatiques, notamment l'Inde et la Chine d'autant plus que les États-Unis commencent à assouplir temporairement les sanctions sur le pétrole russe. Ce matin, le secrétaire à l'Énergie américain, Chris Wright, a explicitement incité New Delhi à acquérir les cargaisons russes déjà en mer sur les trente prochains jours, afin de « mitiger les risques de choc d'offre et atténuer les pressions inflationnistes liées au conflit en Asie occidentale ».

Impact sur les prix des produits pétroliers

Les tensions sur les marchés des produits pétroliers se traduisent par une forte hausse des crack spreads, c'est-à-dire l'écart entre le prix des produits raffinés et celui du pétrole brut. En Europe, le crack du diesel a ainsi dépassé 60 \$/b, son niveau le plus élevé depuis août 2023. Le diesel américain s'est également fortement renchéri, avec un crack spread atteignant environ 50 \$/b comme en Asie. Le prix du carburant aérien (jet fuel) a également particulièrement flambé, avec un crack spread qui est monté à 83 \$/b en Europe, un record, 87 \$/b en Asie et plus de 53 \$/b aux USA.

Ces dynamiques traduisent une baisse de la disponibilité du brut, qui entraîne déjà une diminution de la cadence dans certaines raffineries d'Asie, limitant ainsi les exportations de produits pétroliers, en particulier vers l'Europe. Dans ce contexte, les pays asiatiques pourraient privilégier le brut russe, souvent proposé à un prix avantageux, pour compenser les pertes liées aux perturbations au Moyen-Orient. Une telle réorientation des flux aurait pour effet d'accroître la part des produits raffinés asiatiques issus de brut russe, réduisant d'autant les volumes exportables vers l'Europe en raison des restrictions réglementaires en vigueur depuis la fin du mois de janvier 2026, à moins que, comme les États-Unis, l'Europe ne lève temporairement ces sanctions.

USA : Hausse des stocks de brut

Les stocks commerciaux de pétrole brut ont augmenté de 3,5 Mb pour la semaine du 27 février (contre 3,0 Mb attendus par le consensus et 4,6 Mb pour la moyenne sur cinq ans). Cette hausse est comparable à celle observée à la même période l'an dernier. Les stocks se situent ainsi 1 % au-dessus du niveau de l'an dernier, mais environ 3 % en dessous de la moyenne sur cinq ans. Les importations de brut ont reculé de 335 kb/j sur la semaine, mais restent élevées, en hausse de 16 % par rapport à l'an dernier. Les exportations de brut ont également reculé de 316 \$b/j. La production domestique a légèrement diminué mais a tout de même atteint un nouveau plus haut saisonnier à 13,7 Mb/j. Parallèlement, l'activité des raffineries a augmenté de 180 kb/j, avec un taux de traitement supérieur de 3 % à celui de l'an dernier.

Concernant les produits légers, les stocks d'essence ont reculé de 1,7 Mb (contre 2,0 Mb attendus), soutenus par des exportations nettes plus élevées. Le retrait est toutefois un peu moins marqué qu'anticipé, car la demande hebdomadaire a fortement chuté. Les stocks de distillats ont augmenté de 0,4 Mb (contre une baisse de 2,4 Mb attendue), à contre-saison, sous l'effet d'une demande hebdomadaire plus faible.

Europe : Stocks stables – forte hausse de la marge de raffinage

La semaine dernière, les stocks de produits pétroliers dans le hub ARA sont restés stables. Les stocks d'essence ont augmenté de 6 %, tandis que ceux de gazole ont diminué de 3 %. Les stocks d'essence sont 6 % supérieurs à la moyenne des cinq dernières années, tandis que ceux de gasoil sont 4 % inférieurs. Les stocks de pétrole brut dans la zone ARA ont progressé de 10 %, mais restent inférieurs de 9 % à la moyenne des cinq dernières années. À Rotterdam, le prix de l'essence a suivi la hausse du Brent (+ 17 %) et celui du gasoil a augmenté de 34 %. Dans ce contexte, la marge moyenne de raffinage en Europe (Brent FCC) a bondi de 71 %, atteignant 18,9 \$/b, son plus haut niveau depuis la fin de l'année 2023, soit plus de 2,5 fois celui de l'an dernier (fig. 4 à 6).

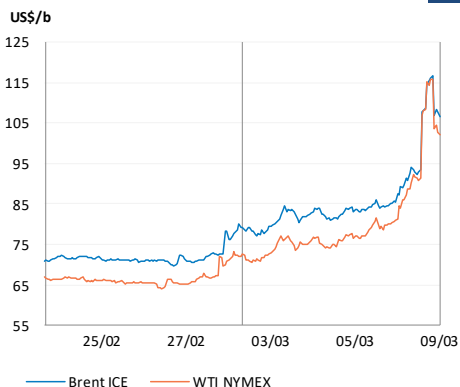
En France, le prix du gazole B7 a augmenté de 24,8 centimes par litre en l'espace d'une semaine, pour atteindre 2,00 €/l, tandis que celui de l'essence E10 a progressé de 8,8 centimes par litre, pour s'établir à 1,84 €/l, selon la base

Semaine	6/3	27/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	83.7	71.3	12.5	17.5%	70.4
Brent Spot	85.1	71.6	13.5	18.9%	73.6
WTI Nymex	78.5	65.9	12.6	19.0%	67.3
WTI Spot	78.4	66.1	12.3	18.6%	67.3

Carbu.com. Ces niveaux se rapprochent de ceux observés en mars 2022, avec un prix moyen de l'essence de 2,03 €/l et du B7 de 2,14 €/l. Cette évolution reflète assez bien l'augmentation des prix des produits pétroliers sur le marché international. À Rotterdam, le prix hors taxes de l'essence a augmenté de 8 cts/l et celui du diesel de 19,7 cts/l en une semaine (fig. 15).

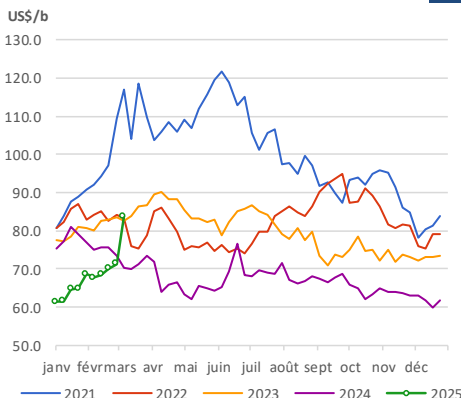
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI

1



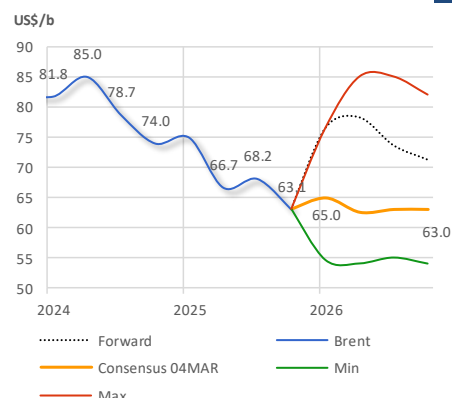
Evolution du prix du pétrole brut (Brent)

2



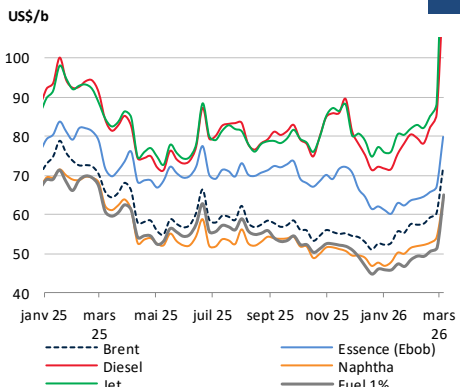
Consensus Bloomberg - Brent

3



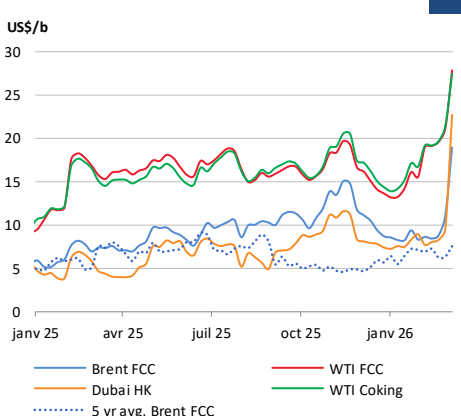
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



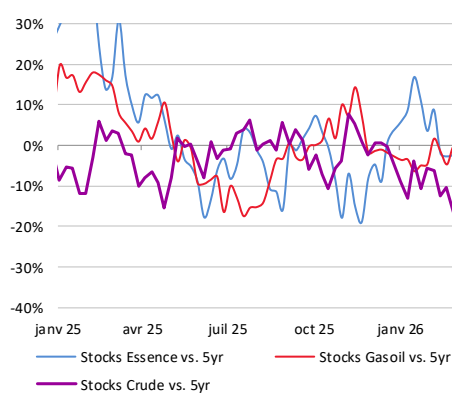
Marges de Raffinage

5



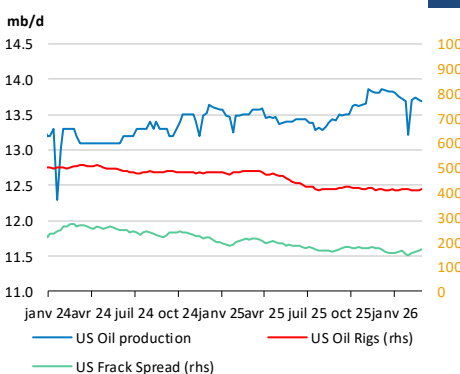
ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

6



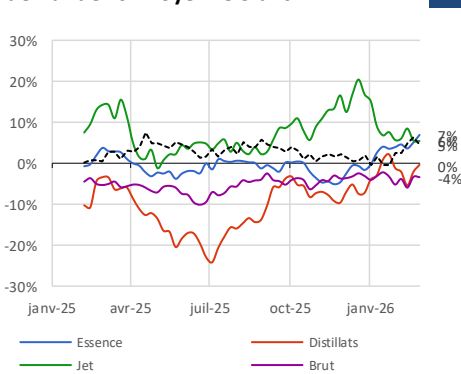
US Production de pétrole brut

7



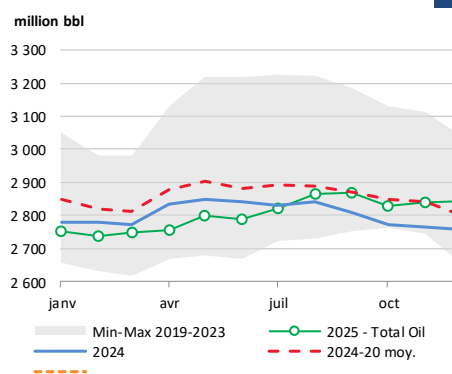
USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans

8



AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE

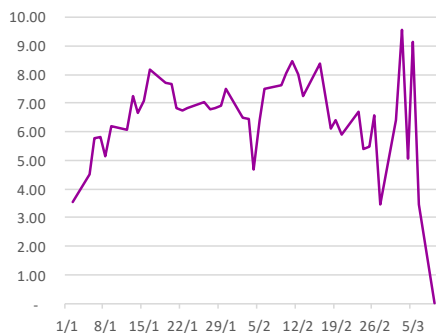
9



Semaine	6/3	27/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	83.7	71.3	12.5	17.5%	70.4
Brent Spot	85.1	71.6	13.5	18.9%	73.6
WTI Nymex	78.5	65.9	12.6	19.0%	67.3
WTI Spot	78.4	66.1	12.3	18.6%	67.3

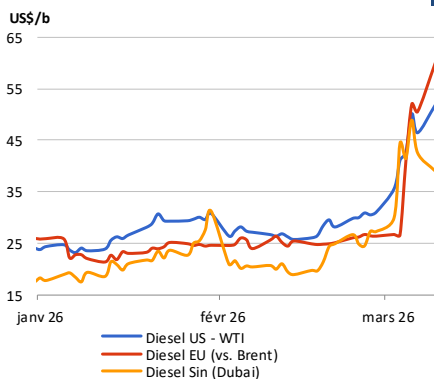
Différentiel Brent-WTI (US\$/b)

10



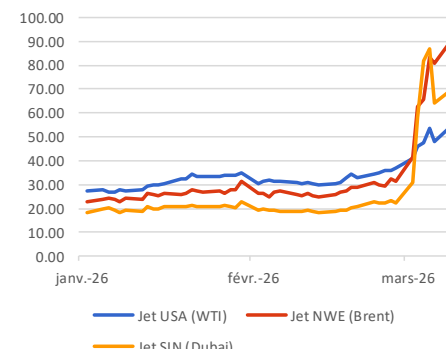
Cracks Diesel (US\$/b)

11



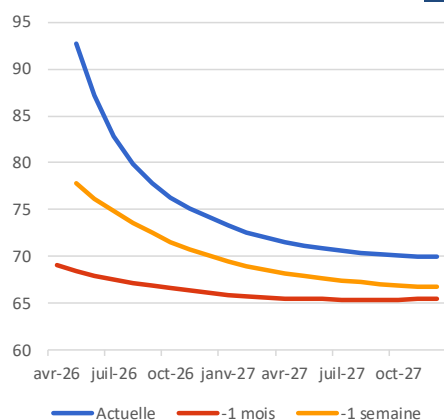
Crack Jet (US\$/b)

12



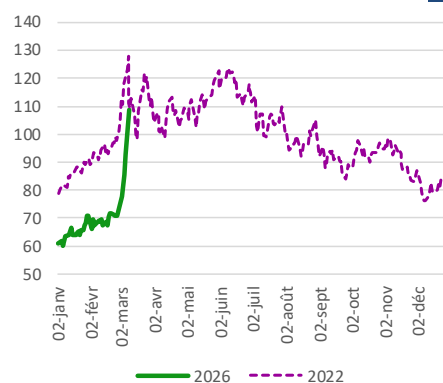
Courbe des prix à terme Brent (US\$/b)

13



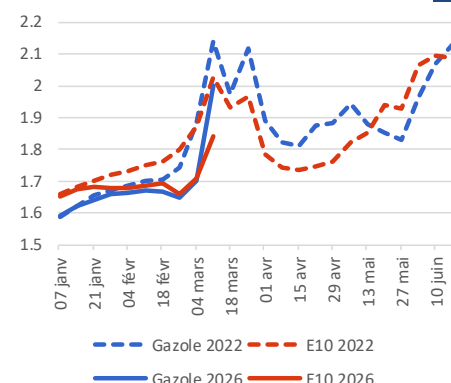
Evolution du Prix du Brent (2026 vs. 2022) US\$/b

14



Evolution des prix à la pompe (2026 vs. 2022) EUR/l

15



AIE - OMR fev.	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	45.6	46.5	45.9	45.8	45.2	45.6	46.5	45.9	45.8						-0.1	0.0	
non-OCDE	57.3	57.4	57.7	58.6	59.2	58.2	58.2	58.6	59.3	60.1	59.1						0.9	0.9	
Dont Chine	16.6	16.6	16.4	17.0	17.3	16.9	16.8	16.8	17.2	17.5	17.1						0.21	0.22	
Demande totale (mb/j)	103.3	102.6	103.3	105.1	105.1	104.0	103.4	104.2	105.8	106.0	104.9						0.8	0.8	
Offre non-OPEP	70.3	70.4	71.4	73.2	73.2	72.1	72.0	73.3	73.9	73.8	73.3						1.8	1.2	
Offre OPEP	32.8	33.0	33.8	34.7	34.8	34.1	35.2	35.3	35.3	35.3	35.3						1.3	1.3	
Offre OPEP (brut)	27.2	27.5	28.2	29.0	FAUX	FAUX	29.3	29.3	29.4	29.4	29.3						-27.2	29.3	
Offre non OPEP+	53.2	53.4	54.3	56.1	56.2	55.0	55.2	56.2	56.8	56.7	56.3						1.8	1.3	
Offre OPEP+	49.9	50.0	51.0	51.9	51.8	51.2	52.0	52.4	52.4	52.4	52.3						1.3	1.1	
Offre totale (mb/j)	103.1	103.4	105.3	108.0	108.0	106.2	107.2	108.6	109.2	109.1	108.6						3.1	2.4	
Differences (+/-)	-0.2	0.8	2.0	2.9	2.9	2.1	3.8	4.4	3.4	3.1	3.7								

Production OPEP basée sur accords actuels

EIA - STEO fev.	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	46.3	46.0	45.8	45.6	45.6	46.3	46.1	45.9	45.6	45.8	46.3	46.1	45.9	-0.1	0.1	0.1
non-OCDE	56.7	56.7	58.0	58.1	58.3	57.8	57.9	59.2	59.3	59.3	58.9	59.1	60.5	60.5	60.6	60.1	1.1	1.1	1.2
Dont Chine	16.4	16.4	16.7	16.5	16.8	16.6	16.7	16.9	16.7	17.0	16.8	16.8	17.1	16.9	17.2	17.0	0.23	0.21	0.20
Demande totale (mb/j)	102.5	102.0	103.6	104.5	104.3	103.6	103.5	104.7	105.6	105.3	104.8	104.6	106.2	106.8	106.6	106.1	2.1	1.2	1.3
Offre non-OPEP	70.4	70.7	71.7	73.8	73.7	72.5	72.6	73.5	73.9	74.2	73.6	73.7	73.9	74.2	74.7	74.1	2.1	1.1	0.6
Offre OPEP	32.9	33.0	33.5	34.1	34.6	33.8	34.2	34.3	34.4	34.3	34.3	34.5	34.7	34.7	34.7	34.6	0.9	0.5	0.3
Offre OPEP (brut)	27.1	27.2	27.7	28.3	28.7	28.0	28.2	28.3	28.4	28.2	28.3	28.3	28.5	28.6	28.5	28.5	0.9	0.3	0.2
Offre non OPEP+	53.4	53.6	54.6	56.5	56.5	55.3	55.6	56.2	56.7	56.8	56.3	56.4	56.7	57.1	57.4	56.9	1.9	1.0	0.6
Offre OPEP+	49.9	50.0	50.6	51.4	51.9	51.0	51.2	51.6	51.6	51.7	51.5	51.8	51.8	51.8	51.9	51.8	1.1	0.6	0.3
Offre totale (mb/j)	103.3	103.6	105.2	108.0	108.3	106.3	106.8	107.8	108.3	108.5	107.8	108.2	108.6	108.9	109.3	108.8	3.0	1.6	0.9
Differences (+/-)	0.8	1.7	1.5	3.5	4.0	2.7	3.3	3.0	2.7	3.2	3.0	3.5	2.4	2.1	2.7	2.7			

OPEP - MOM fev.	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	45.8	45.2	45.7	46.6	46.4	45.9	45.3	45.7	46.7	46.6	46.1	45.4	45.8	46.8	46.7	46.2	0.1	0.1	
non-OCDE	58.0	59.1	58.5	58.9	60.1	59.2	60.3	59.8	60.3	61.3	60.5	61.5	61.0	61.6	62.6	61.7	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	
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	108.4	109.3	107.9	1.3	1.4	
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	55.2	55.0	55.3	56.0	55.4	1.0	0.6	
Offre OPEP+	49.4	49.6	49.9	51.1	51.9	50.6	51.6	52.1	52.1	52.2	52.0	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	1.2	1.4	
Offre OPEP (Brut)	26.6	26.8	27.1	27.9	28.9	27.7	28.8	28.8	28.9	28.8	28.8	14.2	14.3	14.3	14.2	14.2	1.1	1.2	
Offre totale (mb/j)	102.6	103.3	104.1	106.1	105.5	104.7	105.9	106.7	107.0	107.5	106.8	107.4	107.2	107.5	108.1	107.6	2.1	2.1	
Differences (+/-)	-1.2	-1.0	-0.1	0.6	-1.1	-0.4	0.3	1.2	-0.0	-0.4	0.3	0.5	0.4	-0.9	-1.1	-0.3			