

| Semaine | 5/6 | 29/5 | Delta | % | Année -1 |
|------------|------|------|-------|-------|----------|
| Brent ICE | 95.4 | 95.2 | 0.2 | 0.2% | 65.4 |
| Brent Spot | 97.8 | 98.4 | -0.7 | -0.7% | 64.6 |
| WTI Nymex | 93.1 | 89.7 | 3.4 | 3.8% | 63.4 |
| WTI Spot | 93.1 | 89.7 | 3.4 | 3.8% | 63.4 |

Sans espoir d'un accord de paix entre l'Iran et les USA, le pétrole repart à la hausse

Plus de cent jours après le début du conflit qui oppose les États-Unis, Israël et l'Iran, les négociations en vue de la conclusion d'un accord de paix, fût-il provisoire, semblent au point mort, tandis que de nouvelles hostilités font peser une pression croissante sur un cessez-le-feu déjà précaire. Les pourparlers entre Washington et Téhéran achoppent notamment sur plusieurs points de blocage : le dégel de plusieurs milliards de dollars d'avoirs iraniens, le dossier nucléaire, l'arrêt du contrôle du détroit d'Ormuz par les forces armées iraniennes, ainsi que le respect d'un cessez-le-feu entre Israël et le Hezbollah au Liban.

La semaine écoulée a été marquée par une nette recrudescence des tensions, depuis l'entrée en vigueur de la trêve, le 8 avril. Dimanche matin, le Commandement central américain (CENTCOM) a indiqué avoir neutralisé deux drones d'attaque iraniens qui constituaient une menace pour la liberté de navigation dans le détroit d'Ormuz. La veille, six missiles balistiques avaient été interceptés alors qu'ils étaient lancés en direction de Bahreïn et du Koweït, tandis que l'armée américaine annonçait avoir frappé des installations radar de surveillance côtière iraniennes situées à Goruk et sur l'île de Qeshm.

Dans ce contexte, les cours du brut ont légèrement rebondi sur les marchés à terme, malgré les pressions baissières dues à l'annonce d'un nouveau cessez-le-feu entre Israël et le Liban, ainsi qu'à la reprise partielle du trafic dans le détroit d'Ormuz, qui ont ramené le Brent sous le seuil des 95 \$/b en fin de semaine.

En moyenne hebdomadaire, le prix spot du Brent a perdu 0,7 \$/b pour s'établir à 97,8 \$/b. Sur les marchés à terme, le Brent pour livraison en août a gagné 0,2% à 95,4 \$/b, et le WTI a augmenté de 3,8 % à 93,1 \$/b. Le consensus Bloomberg du 4 juin est stable. Le prix moyen anticipé du Brent s'établit désormais à 100 \$/b pour le deuxième trimestre et à 93 \$/b pour le troisième trimestre.

L'AIE, le FMI, la World Bank et le WTO alertent sur les risques économiques de la guerre au Moyen Orient

Les dirigeants de l'AIE, du FMI, de la Banque mondiale et de l'OMC se sont réunis dans le cadre du groupe de coordination mis en place en avril pour coordonner leur réponse aux conséquences énergétiques, commerciales et économiques de la guerre au Moyen-Orient. Les principales institutions économiques internationales considèrent désormais les perturbations dans le détroit d'Ormuz comme un risque majeur pour l'équilibre du marché pétrolier mondial. Leur préoccupation porte moins sur le niveau actuel des prix que sur la rapidité de la baisse des stocks mondiaux et sur les conséquences économiques d'une interruption prolongée des flux pétroliers du golfe d'Oman. Cela tend à soutenir le maintien d'une prime de risque géopolitique significative sur les marchés pétroliers, tant qu'une normalisation durable du trafic maritime n'est pas observée.

Depuis le début du conflit, près d'un milliard de barils de pétrole brut n'ont pas été mis sur le marché, ce qui équivaut à deux fois et demie la capacité totale de la réserve stratégique de pétrole des États-Unis. La production pétrolière des États du Golfe, qui s'élevait à environ 24,2 millions de barils par jour (Mb/j) avant le début des hostilités, est désormais estimée à 12,4 Mb/j, soit une baisse de 49 %. Même dans le scénario central, qui prévoit un accord limité entre les États-Unis et l'Iran en juin ainsi qu'une réouverture progressive du détroit d'Ormuz à partir de la mi-juillet, le redressement de l'offre suivrait une trajectoire graduelle en « courbe en S » plutôt qu'un retour rapide à la normale. Dans cette hypothèse, les pertes cumulées de production pourraient atteindre près de 2 milliards de barils d'ici la fin de l'année.

Jusqu'à présent, le marché pétrolier mondial a fait preuve d'une résistance que peu d'observateurs anticipaient. Malgré un choc de l'offre sans précédent dans l'histoire pétrolière moderne, le Brent est resté globalement sous le seuil des 100 \$/b, déjouant les scénarios les plus pessimistes qui tablaient sur des prix bien plus élevés.

Plusieurs facteurs ont permis d'amortir le choc. Les exportations américaines de brut et de produits pétroliers ont atteint des niveaux records, faisant des États-Unis le premier fournisseur de substitution à l'échelle mondiale. Parallèlement, la demande chinoise, qui constitue habituellement un soutien structurel pour les cours, a enregistré une contraction inattendue et significative : les importations de la Chine ont chuté d'environ 40 % en mai par rapport à leur moyenne de l'année précédente, compensant ainsi entre un cinquième et un tiers des volumes perdus. À ces éléments s'ajoute la mobilisation coordonnée des réserves stratégiques par les gouvernements membres de l'AIE, le reroutage partiel des flux du Golfe via des itinéraires alternatifs, ainsi qu'un tirage soutenu sur les stocks commerciaux, lesquels bénéficiaient, en début de crise, d'un excédent constitué avant le conflit.

Toutefois, cette résilience ne peut être que temporaire. Les stocks mondiaux s'amenuisent en effet à un rythme sans précédent, réduisant mécaniquement la capacité du système à absorber de nouvelles perturbations. L'entrée dans la saison estivale marque traditionnellement un point de bascule : la demande de carburants s'accroît sensiblement

| Semaine | 5/6 | 29/5 | Delta | % | Année -1 |
|------------|------|------|-------|-------|----------|
| Brent ICE | 95.4 | 95.2 | 0.2 | 0.2% | 65.4 |
| Brent Spot | 97.8 | 98.4 | -0.7 | -0.7% | 64.6 |
| WTI Nymex | 93.1 | 89.7 | 3.4 | 3.8% | 63.4 |
| WTI Spot | 93.1 | 89.7 | 3.4 | 3.8% | 63.4 |

dans l'hémisphère Nord, tandis que la climatisation soutient la consommation d'énergie dans les pays du Golfe et en Asie. Le risque d'une remontée des cours vers des niveaux élevés ne peut plus être écarté à mesure que l'été avance et que les négociations de paix achoppent.

USA : Les stocks commerciaux de brut repassent sous leurs niveaux de l'an dernier

Les stocks commerciaux de pétrole brut ont fortement reculé de 8,0 Mb la semaine dernière (contre une attente du consensus de 3,1 Mb et une moyenne quinquennale de 1,1 Mb). Ils se situent désormais 1 % en dessous de leur niveau de l'an dernier et 4 % en deçà de la moyenne des cinq dernières années. À Cushing, le principal hub de stockage américain, les stocks ont diminué de 0,6 Mb pour atteindre 22,4 Mb, établissant ainsi un nouveau plus bas sur cinq ans.

Cette baisse des stocks commerciaux a été soutenue par une forte progression des exportations de brut (1,4 Mb/j), partiellement compensée par une hausse des importations (1,2 Mb/j), tandis que la production nationale de pétrole brut a légèrement diminué pour s'établir à 13,7 Mb/j. Sur une moyenne mobile de quatre semaines, les importations de brut restent inférieures de 4 % à leur niveau de l'an dernier, tandis que les exportations restent particulièrement dynamiques, affichant une hausse de 42 % par rapport à l'année précédente. À l'inverse, l'activité des raffineries a diminué de 90 kb/j, les volumes traités se situant désormais environ 1 % en deçà des niveaux observés il y a un an.

Concernant les produits raffinés légers, les stocks d'essence (+ 3,4 Mb, contre - 2,5 Mb attendus) et de distillats (+ 1,5 Mb, contre - 2,0 Mb attendus) ont progressé davantage que prévu, en raison d'une demande hebdomadaire plus faible. Les stocks de carburéacteur ont également augmenté de 0,4 Mb, affichant une hausse saisonnière relativement modérée. Par rapport à l'année précédente, la demande moyenne sur quatre semaines de produits légers a légèrement augmenté. En revanche, la croissance des exportations nettes de produits légers sur quatre semaines a ralenti, revenant à + 60 % en glissement annuel, contre + 72 % précédemment.

Europe Zone ARA : Forte baisse des stocks d'essence et de jet.

En Europe, les stocks de produits pétroliers dans la région ARA sont en baisse. Les stocks d'essence ont chuté de 7,3 % pour atteindre 1 032 kt, leur niveau le plus bas depuis deux mois, les stocks de jet ont chuté de 8,7 % pour atteindre 514 kt, leur niveau le plus bas depuis plus de six ans, et les stocks de gasoil ont très légèrement baissé de 0,3 % pour atteindre 1 821 kt. Par rapport à la moyenne des cinq dernières années, les stocks d'essence sont inférieurs de 8 %, ceux de gasoil de 11 % et ceux de jet de 43 %.

La demande de gazole du hub ARA demeure atone. En cause selon les traders les raffineries du continent qui tournent à plein régime et couvrent largement les besoins locaux, ce qui limite mécaniquement les achats en provenance du hub ARA. À cela s'ajoute des flux de gazole allemand acheminés vers ARA via le Rhin, un mouvement qui traduit non pas une demande supplémentaire de raffinage, mais bel et bien un excédent de production régionale cherchant à se placer. Cette tendance pourrait se maintenir au cours des prochains mois, tant que les raffineries européennes conserveront un niveau de production élevé de distillats moyens.

À Rotterdam, les prix de l'essence étaient en baisse de 4,2% tandis que les prix du diesel et du jet étaient en hausse de 3,6 % et 3,1 % respectivement (fig. 4). Dans ce contexte, la marge hebdomadaire moyenne de raffinage en Europe (Brent FCC) est en repli de 3,5% à 19 \$/b. Depuis le début de l'année, la marge moyenne de raffinage s'établit à 17,4 \$/b, soit une hausse de 87 % par rapport à 2025 (fig. 5).

Singapour : Forte baisse des stocks pétroliers. Premiers signes de tensions en Asie

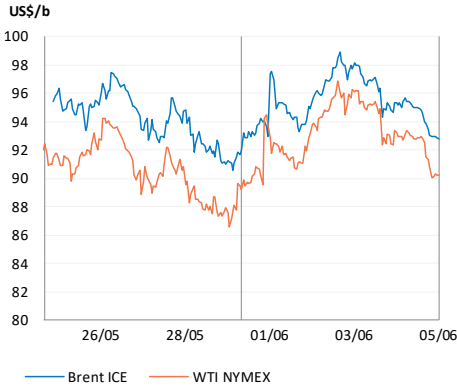
Les stocks pétroliers terrestres de Singapour ont reculé la semaine dernière, atteignant leur niveau le plus bas depuis plus d'un an et demi. Cette baisse concerne l'ensemble des catégories de produits pétroliers, reflétant un resserrement de l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché asiatique.

Le recul a été particulièrement marqué pour les distillats légers (naphta et essence), dont les stocks sont tombés à leur niveau le plus bas depuis plus de sept mois. Malgré une légère hausse des importations d'essence sur la semaine, les volumes cumulés importés au cours des trois dernières semaines sont parmi les plus faibles observés depuis le début de l'année. Les stocks de distillats moyens (gazole + kérosène) ont également enregistré leur plus forte baisse depuis le mois de novembre dernier. Cette diminution s'explique par une hausse continue des exportations de gazole vers les marchés régionaux, notamment l'Australie, la Malaisie, le Myanmar et les Philippines, malgré une augmentation des importations.

| Semaine | 5/6 | 29/5 | Delta | % | Année -1 |
|------------|------|------|-------|-------|----------|
| Brent ICE | 95.4 | 95.2 | 0.2 | 0.2% | 65.4 |
| Brent Spot | 97.8 | 98.4 | -0.7 | -0.7% | 64.6 |
| WTI Nymex | 93.1 | 89.7 | 3.4 | 3.8% | 63.4 |
| WTI Spot | 93.1 | 89.7 | 3.4 | 3.8% | 63.4 |

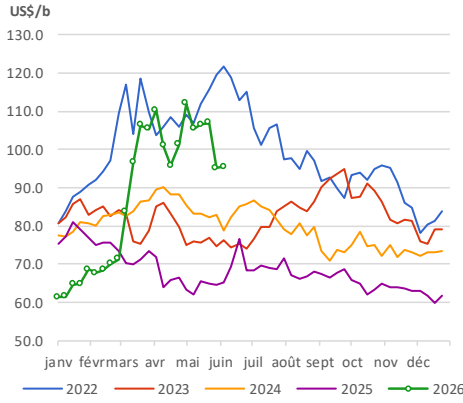
Prix du Brent / WTI

1



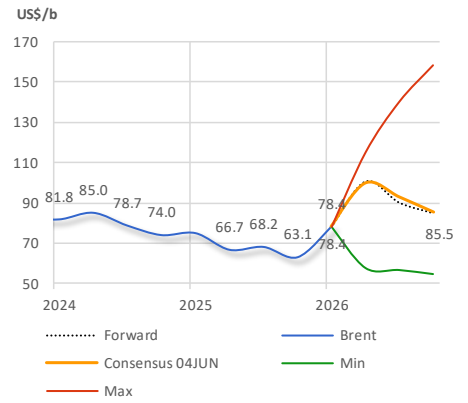
Evolution du prix du pétrole brut (Brent)

2



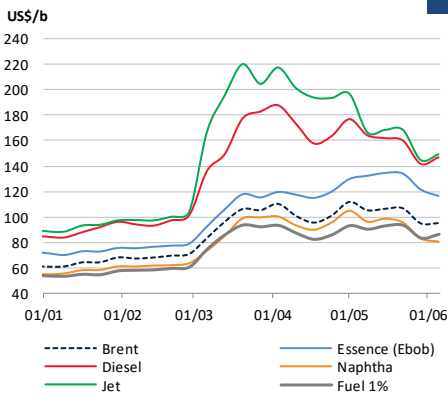
Consensus Bloomberg - Brent

3



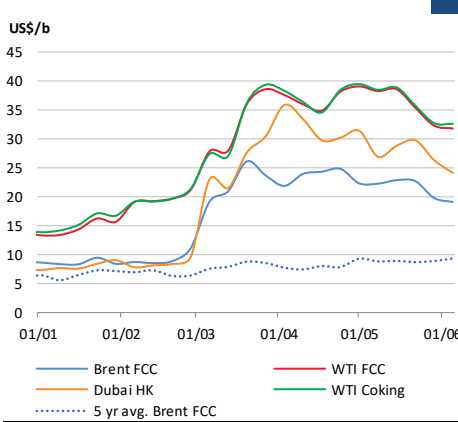
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



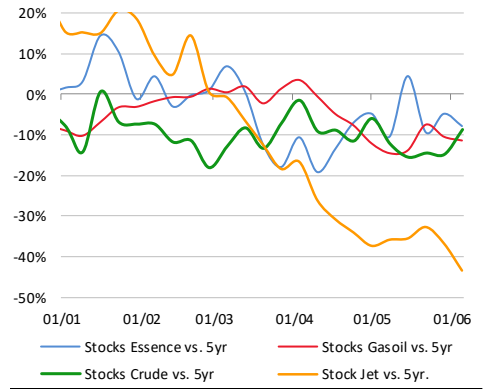
Marges de Raffinage

5



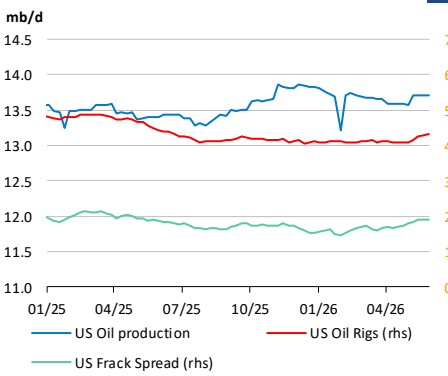
ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

6



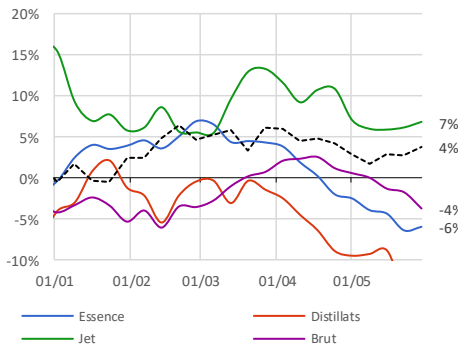
US Production de pétrole brut

7



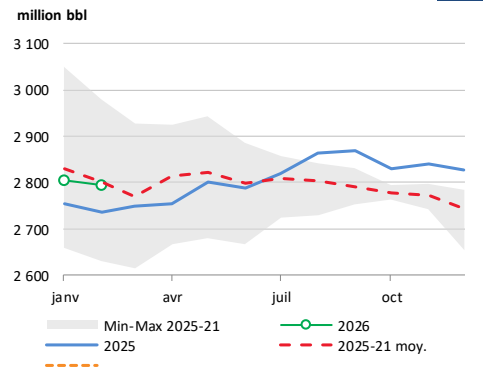
USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans

8



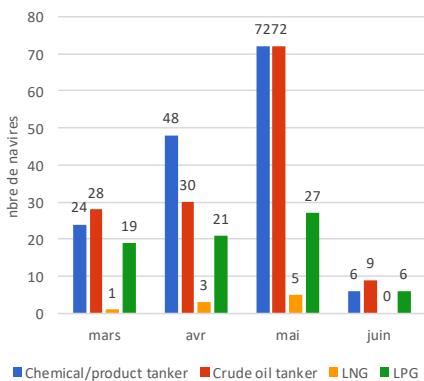
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE

9



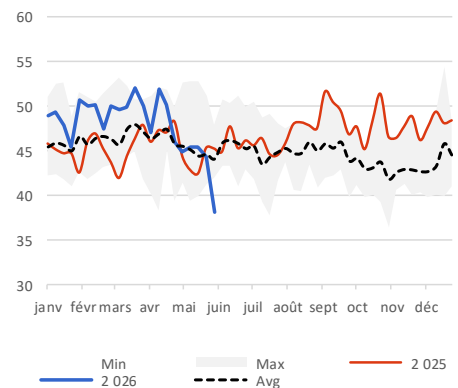
Transit Détroit Hormuz

10



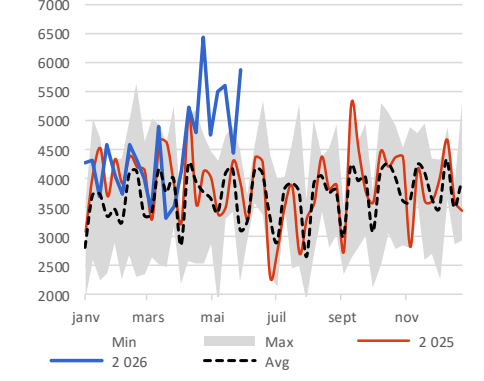
Singapore - Total Oil Products Stocks (Mk)

11



US Crude Oil Exports (kb/j)

12



| Semaine | 5/6 | 29/5 | Delta | % | Année -1 |
|------------|------|------|-------|-------|----------|
| Brent ICE | 95.4 | 95.2 | 0.2 | 0.2% | 65.4 |
| Brent Spot | 97.8 | 98.4 | -0.7 | -0.7% | 64.6 |
| WTI Nymex | 93.1 | 89.7 | 3.4 | 3.8% | 63.4 |
| WTI Spot | 93.1 | 89.7 | 3.4 | 3.8% | 63.4 |

| AIE - OMR mai | 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 | 45.7 | 44.7 | 45.9 | 45.8 | 45.5 | | | | | | 0.0 | -0.3 | |
| non-OCDE | 57.7 | 57.7 | 58.1 | 59.0 | 59.5 | 58.6 | 58.6 | 56.5 | 58.8 | 59.9 | 58.5 | | | | | | 0.9 | -0.1 | |
| <i>Dont Chine</i> | 16.7 | 16.7 | 16.5 | 17.1 | 17.4 | 17.0 | 17.2 | 16.2 | 17.1 | 17.5 | 17.0 | | | | | | 0.22 | 0.05 | |
| Demande totale (mb/j) | 103.6 | 103.0 | 103.7 | 105.5 | 105.5 | 104.4 | 104.3 | 101.3 | 104.8 | 105.7 | 104.0 | | | | | | 0.9 | -0.4 | |
| Offre non-OPEP | 70.3 | 70.4 | 71.5 | 73.2 | 73.3 | 72.1 | 71.6 | 72.0 | 73.4 | 73.7 | 72.7 | | | | | | 1.8 | 0.6 | |
| Offre OPEP (incl. UAE) | 32.8 | 33.0 | 33.8 | 34.7 | 34.7 | 34.1 | 32.0 | 23.3 | 29.4 | 33.5 | 29.6 | | | | | | 1.3 | -4.5 | |
| Offre OPEP (brut) | 27.2 | 27.5 | 28.2 | 29.0 | 29.0 | 28.5 | 26.7 | 19.6 | 24.7 | 28.3 | 24.8 | | | | | | 1.2 | -3.6 | |
| Offre non OPEP+ | 53.1 | 53.4 | 54.3 | 56.0 | 56.3 | 55.0 | 55.1 | 55.2 | 56.4 | 56.6 | 55.8 | | | | | | 1.8 | 0.9 | |
| Offre OPEP+ | 49.9 | 50.0 | 51.0 | 51.9 | 51.7 | 51.2 | 48.5 | 40.0 | 46.5 | 50.6 | 46.4 | | | | | | 1.3 | -4.8 | |
| Offre totale (mb/j) | 103.0 | 103.4 | 105.3 | 107.9 | 108.0 | 106.2 | 103.6 | 95.3 | 102.9 | 107.2 | 102.3 | | | | | | 3.1 | -3.9 | |
| Differences (+/-) | -0.5 | 0.4 | 1.6 | 2.4 | 2.5 | 1.7 | -0.7 | -6.0 | -1.9 | 1.5 | -1.8 | | | | | | | | |

Production OPEP basée sur accords actuels

| EIA - STEO mai | 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 | 45.7 | 45.2 | 46.0 | 45.6 | 45.6 | 45.2 | 45.3 | 46.1 | 45.8 | 45.6 | 0.0 | -0.3 | 0.0 |
| non-OCDE | 56.9 | 57.0 | 58.3 | 58.4 | 58.6 | 58.1 | 57.6 | 58.7 | 59.0 | 59.0 | 58.6 | 59.0 | 60.4 | 60.4 | 60.5 | 60.0 | 1.2 | 0.5 | 1.5 |
| <i>Dont Chine</i> | 16.4 | 16.4 | 16.7 | 16.5 | 16.8 | 16.6 | 16.8 | 16.9 | 16.7 | 17.0 | 16.8 | 16.8 | 17.1 | 16.9 | 17.2 | 17.0 | 0.23 | 0.22 | 0.18 |
| Demande totale (mb/j) | 102.8 | 102.3 | 104.0 | 104.9 | 104.7 | 104.0 | 103.2 | 103.9 | 104.9 | 104.6 | 104.2 | 104.2 | 105.7 | 106.5 | 106.2 | 105.6 | 1.2 | 0.2 | 1.5 |
| Offre non-OPEP | 74.9 | 75.0 | 76.2 | 78.5 | 78.6 | 77.1 | 76.3 | 74.5 | 76.3 | 78.4 | 76.4 | 78.9 | 79.6 | 80.5 | 81.5 | 80.1 | 2.1 | -0.7 | 3.8 |
| Offre OPEP (excl. UAE) | 28.4 | 28.6 | 29.0 | 29.5 | 29.9 | 29.3 | 27.7 | 20.9 | 24.3 | 28.3 | 25.3 | 29.1 | 29.4 | 29.5 | 29.4 | 29.4 | 0.8 | -4.0 | 4.1 |
| Offre OPEP (brut) | 23.8 | 24.0 | 24.5 | 24.8 | 25.2 | 24.6 | 23.1 | 17.3 | 20.1 | 23.5 | 21.0 | 24.2 | 24.4 | 24.5 | 24.4 | 24.4 | 0.8 | -3.6 | 3.4 |
| Offre non OPEP+ | 57.9 | 58.0 | 59.1 | 61.2 | 61.3 | 59.9 | 59.5 | 57.7 | 59.4 | 61.1 | 59.4 | 61.6 | 62.4 | 63.5 | 64.3 | 62.9 | 2.0 | -0.5 | 3.5 |
| Offre OPEP+ | 45.5 | 45.6 | 46.1 | 46.8 | 47.2 | 46.4 | 44.5 | 37.7 | 41.2 | 45.5 | 42.2 | 46.5 | 46.6 | 46.5 | 46.6 | 46.6 | 1.0 | -4.2 | 4.3 |
| Offre totale (mb/j) | 103.4 | 103.7 | 105.2 | 108.0 | 108.5 | 106.3 | 104.0 | 95.4 | 100.5 | 106.6 | 101.6 | 108.0 | 109.0 | 110.0 | 110.9 | 109.5 | 3.0 | -4.7 | 7.8 |
| Differences (+/-) | 0.6 | 1.3 | 1.3 | 3.0 | 3.8 | 2.4 | 0.8 | -8.5 | -4.4 | 2.0 | -2.5 | 3.8 | 3.3 | 3.5 | 4.7 | 3.8 | | | |

| OPEP - MOM mai | 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 | 45.7 | 45.4 | 46.6 | 46.4 | 46.1 | 45.9 | 45.6 | 46.9 | 46.6 | 46.3 | 0.0 | 0.1 | 0.2 |
| non-OCDE | 57.9 | 59.1 | 58.5 | 58.9 | 60.1 | 59.2 | 60.3 | 59.1 | 60.1 | 61.5 | 60.3 | 61.7 | 60.4 | 61.5 | 62.9 | 61.6 | 1.3 | 1.1 | 1.3 |
| <i>Dont Chine</i> | 16.7 | 16.9 | 16.5 | 17.1 | 17.0 | 16.9 | 17.2 | 16.7 | 17.3 | 17.3 | 17.1 | 17.4 | 16.9 | 17.5 | 17.5 | 17.3 | 0.2 | 0.3 | 0.2 |
| Demande totale (mb/j) | 103.8 | 104.3 | 104.2 | 105.5 | 106.6 | 105.2 | 106.1 | 104.6 | 106.8 | 107.9 | 106.3 | 107.6 | 106.0 | 108.4 | 109.5 | 107.9 | 1.3 | 1.2 | 1.5 |
| Offre non-OPEP+ | 53.2 | 53.7 | 54.2 | 55.0 | 53.6 | 54.2 | 54.3 | 54.4 | 55.0 | 55.6 | 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 | 43.2 | 50.6 | 48.6 | 42.5 | 47.9 | 51.6 | 47.8 | 48.0 | 47.9 | 47.9 | 47.9 | 47.9 | 1.2 | -2.7 | 0.1 |
| Offre OPEP (Brut) | 26.6 | 26.8 | 27.1 | 27.9 | 27.1 | 27.2 | 25.9 | 18.4 | 22.4 | 25.9 | 23.2 | 12.1 | 12.2 | 12.3 | 12.2 | 12.2 | 0.6 | -4.1 | -11.0 |
| Offre totale (mb/j) | 102.6 | 103.3 | 104.1 | 106.1 | 96.8 | 104.8 | 102.9 | 96.9 | 102.9 | 107.2 | 102.6 | 103.3 | 103.0 | 103.3 | 103.9 | 103.4 | 2.2 | -2.1 | 0.7 |
| Differences (+/-) | -1.2 | -1.0 | -0.1 | 0.6 | -9.8 | -0.4 | -3.2 | -7.7 | -3.9 | -0.7 | -3.7 | -4.3 | -3.0 | -5.1 | -5.6 | -4.5 | | | |

DoC: Declaration of Cooperation

Dans le Tableau de l'AIE, les données d'avril de la production des EAU sont encore comptabilisées dans les agrégats de l'OPEP, les statistiques pétrolières des EAU seront transférées dans le groupe non-OPEP+ à partir du mois prochain.