

Semaine	20/6	13/6	Delta	%	Année -1
Brent ICE	76.5	69.5	7.0	10.1%	85.1
Brent Spot	70.9	67.3	3.5	5.3%	77.1
WTI Nymex	74.4	67.9	6.5	9.5%	81.2

Le Brent se stabilise autour de 77 \$/b avant l'attaque américaine du week-end contre les installations nucléaires iraniennes

La semaine dernière, dans un climat marqué par de fortes tensions entre Israël et l'Iran, le marché pétrolier a connu une grande volatilité. Les contrats à terme sur le brut ont fluctué dans une fourchette de 8 dollars, oscillant entre 71 et 79 \$/b. En fin de semaine, les prix ont toutefois reculé, à la suite des déclarations du président Donald Trump qui avait alors affirmé qu'aucune décision concernant une éventuelle intervention militaire contre l'Iran ne serait prise avant deux semaines (fig. 1 & 2).

Malgré l'intensité des attaques, la hausse des prix du brut est restée contenue. Les infrastructures d'exportation de pétrole semblent globalement intactes, et aucun signe ne laisse penser que l'Iran envisage de perturber le trafic maritime dans le détroit d'Hormuz. Cependant, à mesure que la perspective d'un conflit prolongé se renforce, une « prime de risque géopolitique », estimée entre 5 et 10 \$/b, commence à s'intégrer aux prix du brut.

Ce scénario a toutefois été profondément remis en cause par l'attaque surprise lancée par les États-Unis au cours du week-end. Cette action inattendue ravive les craintes d'une escalade militaire au Moyen-Orient, ce qui devrait entraîner une nouvelle poussée de tension sur les marchés pétroliers cette semaine (ce matin le Brent était en hausse de 2,1 % à 78 \$/b).

En moyenne hebdomadaire, le Brent pour livraison en août a progressé de 7,0 \$/b (+10,1 %), atteignant 76,5 \$/b, tandis que le WTI a gagné 6,5 \$/b (+9,5 %) pour s'établir à 74,4 \$/b (voir la figure 2). Le consensus Bloomberg du 19 juin est en hausse : le Brent est désormais anticipé à 66,5 \$/b au deuxième trimestre (+1 \$/b), à 66 \$/b au troisième trimestre (+1 \$/b) et à 65 \$/b au quatrième trimestre (Fig. 3). Notre estimation du prix d'équilibre du Brent, basée uniquement sur les fondamentaux du marché pétrolier, se situe autour de 67 \$/b pour le second semestre de l'année.

Sur les marchés à terme, la courbe des prix du Brent s'est davantage inscrite en backwardation : le contrat à court terme se négocie désormais avec une prime de 7 \$/b par rapport aux échéances à un an, contre seulement 1,5 \$/b deux semaines plus tôt. Parallèlement, les données sur les positions de marché indiquent un retour marqué des investisseurs spéculatifs, avec une hausse de 14 % des positions nettes longues sur le WTI et le Brent.

Impact des frappes américaines sur les installations nucléaires iraniennes

Les frappes américaines contre les installations nucléaires iraniennes de ce week-end marquent le début d'une nouvelle phase du conflit. Le risque d'une escalade supplémentaire est désormais élevé, ce qui devrait entraîner une hausse de la prime de risque géopolitique intégrée aux prix du pétrole. Dans ce contexte, plusieurs analystes ont relevé leur scénario à court terme pour le Brent, désormais attendu entre 80 et 90 \$/b avec une perspective d'un pétrole à plus de 100 \$/b si l'Iran tente de fermer le détroit d'Ormuz. Même si une augmentation des prix du pétrole semble inévitable, c'est la durée du conflit qui constitue aujourd'hui la principale inconnue. Elle déterminera l'ampleur réelle de la perturbation sur les marchés. Dans l'immédiat, les importants niveaux de stocks mondiaux permettent toutefois de temporiser : selon l'AIE, les stocks de pétrole brut et de produits pétroliers dépassent 7,7 milliards de barils à l'échelle mondiale, dont environ 3 milliards détenus par les pays de l'OCDE. À titre de comparaison, le volume total de pétrole transitant chaque année par le détroit d'Ormuz s'élève à environ 7,3 milliards de barils, offrant ainsi une marge de sécurité appréciable, y compris dans les scénarios les plus critiques.

Tensions sur le prix du diesel

Cette semaine, les prix du diesel ont fortement augmenté sur les marchés internationaux, sous l'effet combiné de facteurs géopolitiques et structurels qui accentuent les tensions sur un marché déjà fragilisé. La principale cause de cette flambée des prix reste le conflit entre Israël et l'Iran, qui ravive les craintes concernant la sécurité des approvisionnements. Ce conflit a conduit à l'arrêt d'une raffinerie israélienne et à une augmentation des coûts de fret maritime, tandis que la menace persistante d'un blocus du détroit d'Hormuz continue de peser sur les cours.

À Rotterdam, les prix du diesel ont augmenté de 12,3 %, atteignant 99,7 \$/b. L'écart par rapport au Brent s'est également creusé, atteignant 24 \$/b, un niveau inédit depuis quinze mois (fig. 13). Cette flambée intervient dans un contexte de marché déjà sous tension. Aux États-Unis, les stocks de diesel sont tombés à leur plus bas niveau saisonnier depuis vingt ans. Parallèlement, des arrêts non planifiés dans plusieurs raffineries européennes ainsi que des opérations de maintenance majeures en Asie ont contribué à restreindre davantage l'offre disponible. Enfin, la mise en place, au 1^{er} mai 2025, d'une zone de contrôle des émissions (SECA) en Méditerranée, imposant l'utilisation de carburants marins à très faible teneur en soufre ($\leq 0,1$ %), a relancé la demande de diesel dans la région, accentuant encore le déséquilibre entre l'offre et la demande.

Semaine	20/6	13/6	Delta	%	Année -1
Brent ICE	76.5	69.5	7.0	10.1%	85.1
Brent Spot	70.9	67.3	3.5	5.3%	77.1
WTI Nymex	74.4	67.9	6.5	9.5%	81.2

L'AIE : un marché pétrolier bien approvisionné, mais des risques importants sur la sécurité d'approvisionnement

Dans son dernier rapport mensuel, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que, sauf choc d'offre majeur, le marché pétrolier devrait rester bien approvisionné en 2025. La demande mondiale de pétrole devrait augmenter de 0,72 Mb/j cette année, un chiffre légèrement révisé à la baisse par rapport aux prévisions précédentes, en raison d'une consommation plus faible que prévu au deuxième trimestre aux États-Unis et en Chine.

Du côté de l'offre, la production mondiale a progressé de 1,9 Mb/j en mai par rapport à l'année précédente, portée notamment par l'assouplissement des réductions volontaires de production de l'OPEP+. Pour l'ensemble de l'année 2025, l'offre globale devrait croître de 1,8 Mb/j pour atteindre 104,9 Mb/j, puis augmenter de 1,1 Mb/j en 2026. Cette croissance sera largement tirée par les producteurs hors OPEP+, dont la production devrait augmenter de 1,4 Mb/j en 2025, puis de 0,84 Mb/j l'année suivante.

Au total, un excédent d'offre de 1,1 Mb/j est attendu en 2025, qui pourrait atteindre 1,5 Mb/j en 2026. Cette situation devrait conduire à une accumulation progressive des stocks. Selon les données préliminaires, les stocks mondiaux observés ont en effet augmenté en moyenne de 1 Mb/j depuis février, avec une hausse exceptionnelle de 93 Mb au seul mois de mai. L'AIE souligne toutefois que, malgré un marché apparemment bien approvisionné, les récents événements géopolitiques rappellent la fragilité persistante de la sécurité énergétique mondiale.

AIE : perspectives à 2030

Cette semaine, l'AIE a publié son rapport Oil 2025, dans lequel elle présente ses perspectives du marché pétrolier à l'horizon 2030.

Selon l'AIE, la demande mondiale de pétrole devrait croître de 2,5 Mb/j entre 2024 et 2030, pour atteindre un plateau d'environ 105,5 Mb/j en fin de décennie. La consommation mondiale progresserait à un rythme inférieur à 1 % par an jusqu'en 2026, puis ralentirait fortement avec un taux de croissance annuel moyen de seulement 0,2 % (fig. 14). Ce net ralentissement s'explique par plusieurs facteurs : une croissance économique en deçà des tendances historiques, des tensions commerciales persistantes, des déséquilibres budgétaires, mais surtout une substitution du pétrole accélérée, notamment dans les secteurs du transport et de la production d'électricité.

Dans le secteur des transports, les véhicules électriques (VE) devraient à eux seuls effacer 5,4 Mb/j de la demande pétrolière mondiale d'ici 2030. En revanche, à partir de 2026, l'industrie pétrochimique devrait devenir le principal moteur de la croissance de la demande. La production de polymères et de fibres synthétiques mobiliserait 18,4 Mb/j à l'horizon 2030, soit plus d'un baril sur six consommés dans le monde.

La demande mondiale de produits raffinés devrait atteindre un pic de 86,3 Mb/j en 2027, soit seulement 0,7 Mb/j de plus qu'en 2024. Après cette date, la hausse de la consommation de naphta et de carburant pour l'aviation compensera la baisse plus rapide de la demande en essence et diesel. Parallèlement, le développement des biocarburants et d'autres alternatives non raffinées contribuera à réduire la consommation globale de produits raffinés, qui devrait redescendre à 85,9 Mb/j d'ici 2030. Sur la période 2024-2030, la hausse nette ne serait donc que de 0,3 Mb/j, soit une croissance moyenne de 0,1 % par an (voir figure 15).

Malgré ces perspectives de demande modestes, 4,2 Mb/j de nouvelles capacités de raffinage devraient entrer en service d'ici 2030, essentiellement en Asie, notamment en Chine et en Inde. Ces ajouts seront en partie compensés par la fermeture de 1,6 Mb/j de capacité, principalement en Europe et en Amérique du Nord. La croissance nette de la capacité de raffinage devrait donc dépasser celle de la demande, accentuant la pression sur les taux d'utilisation et les marges de raffinage.

Ce déséquilibre entraînera probablement une baisse des taux de fonctionnement des raffineries ou une accélération des fermetures, notamment dans les régions où les coûts sont élevés, comme en Europe et sur la côte ouest des États-Unis. L'année 2025 s'annonce d'ailleurs comme une année charnière, avec plus d'un million de barils par jour de capacités prévues à la fermeture — un record depuis 2022 —, dont plus de 400 000 barils par jour aux États-Unis et 370 000 barils par jour en Europe, principalement dans les pays de l'OCDE.

USA : quatrième baisse consécutive des stocks de pétrole brut. Augmentation des stocks d'essence et de diesel

La semaine dernière, les stocks commerciaux de brut ont enregistré une forte baisse de 11,5 Mb, soit nettement plus que prévu (-2,5 Mb) et que la moyenne quinquennale (-2,6 Mb). Il s'agit de la quatrième baisse consécutive, portant le total à 22,2 Mb. Les stocks se situent désormais 8 % en dessous du niveau observé à la même période l'an dernier et 10 % en dessous de la moyenne des cinq dernières années (Fig. 8). Cette baisse marquée s'explique principalement

Semaine	20/6	13/6	Delta	%	Année -1
Brent ICE	76.5	69.5	7.0	10.1%	85.1
Brent Spot	70.9	67.3	3.5	5.3%	77.1
WTI Nymex	74.4	67.9	6.5	9.5%	81.2

par une forte progression des exportations de brut (+ 1,1 Mb/j), tandis que le traitement en raffinerie a reculé de 0,4 Mb/j et que la production domestique est restée stable à 13,4 Mb/j.

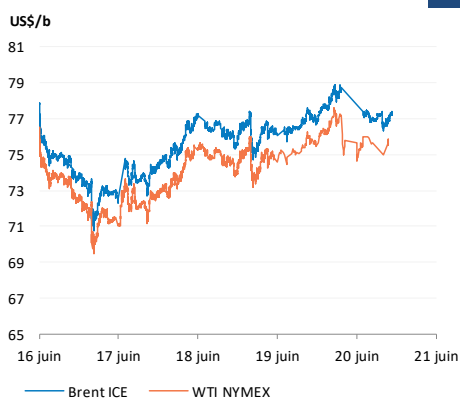
Du côté des produits raffinés, les stocks d'essence ont légèrement augmenté (+ 0,2 Mb), mais moins que prévu (+ 1,1 Mb), en raison d'une demande hebdomadaire soutenue. Les stocks de distillats ont également progressé (+ 0,5 Mb contre + 1,0 Mb attendu), tandis que les stocks de kérosène ont connu une hausse plus marquée (+ 1,0 Mb), en raison d'une baisse des exportations nettes et d'une diminution de la demande. Par rapport à l'an dernier, les stocks d'essence affichent un léger recul de 1 %, tandis que ceux de distillats ont chuté de 10 %. Les stocks de kérosène, en revanche, sont en hausse de 6 %, se maintenant à seulement 1 % en dessous de leur pic sur la même période. Enfin, la demande moyenne sur quatre semaines pour les produits légers est en léger repli (-1 %) par rapport à l'an dernier, confirmant un fléchissement modéré de la consommation.

Europe : augmentation des stocks pétroliers. Hausse de la marge de raffinage

La semaine dernière, les stocks de produits pétroliers au hub d'Amsterdam-Rotterdam-Anvers (ARA) ont progressé de 2,6 %, tirés par la hausse des volumes d'essence (+7 %) et de diesel (+1,8 %). Malgré cette augmentation, les stocks d'essence sont inférieurs de 4 % à la moyenne des cinq dernières années, tandis que ceux de gasoil affichent un déficit de 8 % (voir fig. 6). Sur le marché international de Rotterdam, les prix ont poursuivi leur progression, suivant la tendance haussière du Brent. L'essence a enregistré une hausse de 7,6 %, et le gasoil de 12,3 % (fig. 4). Dans ce contexte, la marge de raffinage moyenne en Europe (Brent FCC) a augmenté de 16 %, atteignant 8,8 \$/b. Elle demeure toutefois légèrement en deçà de sa moyenne quinquennale, avec un écart de -2,5 % (fig. 5).

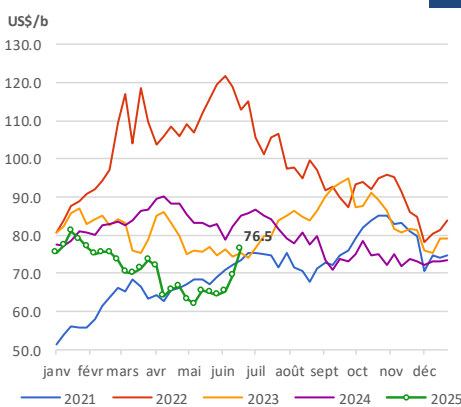
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI

1



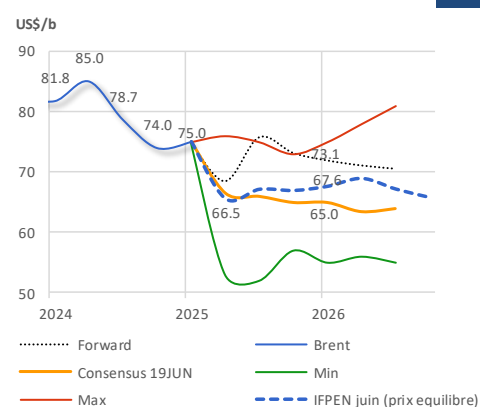
Evolution du prix du pétrole brut (Brent)

2



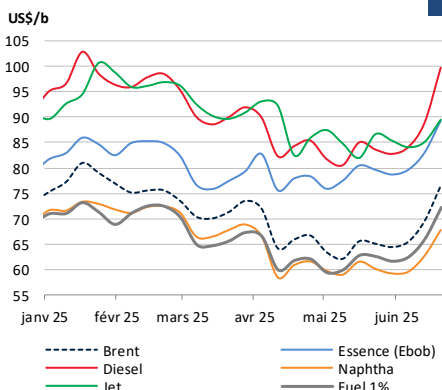
Consensus Bloomberg - Brent

3



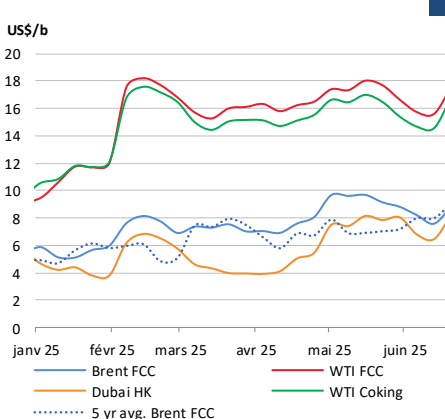
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



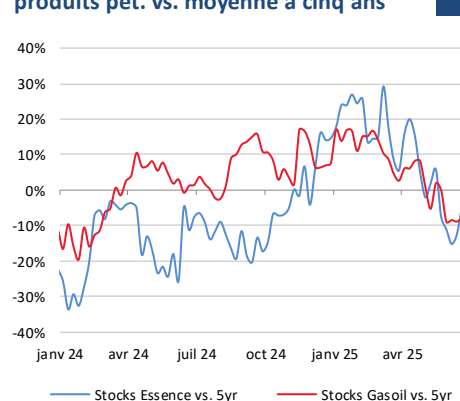
Marges de Raffinage

5



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

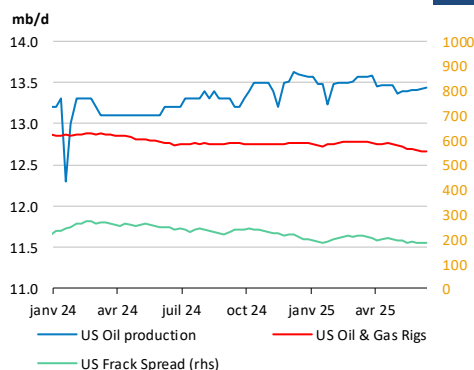
6



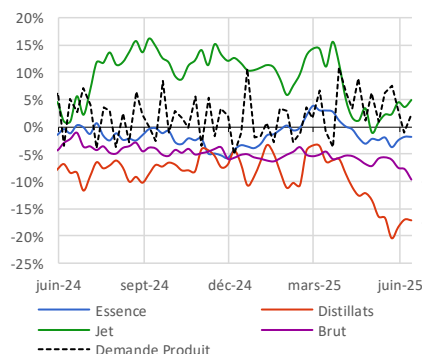
Semaine	20/6	13/6	Delta	%	Année -1
Brent ICE	76.5	69.5	7.0	10.1%	85.1
Brent Spot	70.9	67.3	3.5	5.3%	77.1
WTI Nymex	74.4	67.9	6.5	9.5%	81.2

US Production de pétrole brut

7

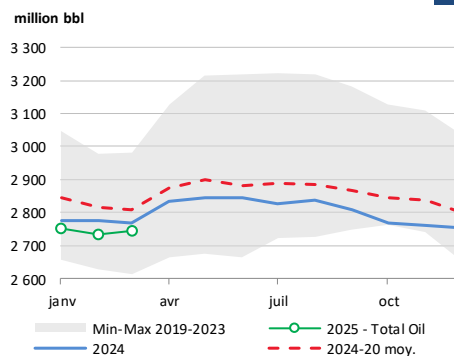


USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans



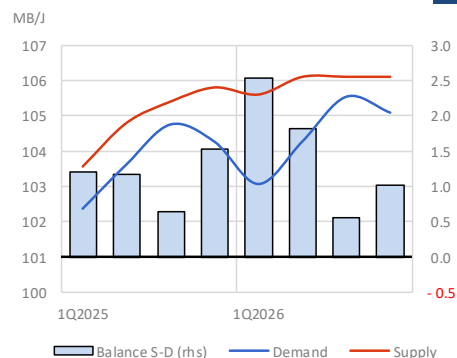
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE

9



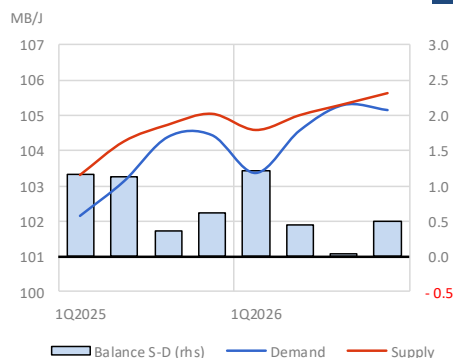
AIE Offre Demande Pétrole

10



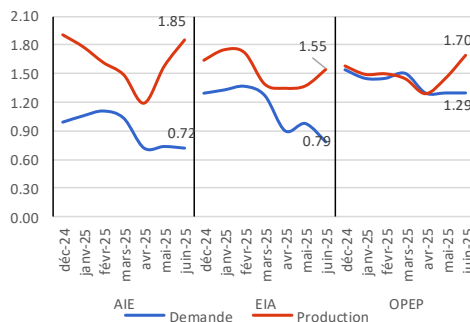
EIA Offre Demande Pétrole

11



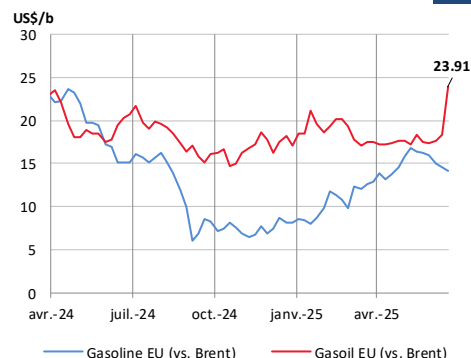
Révision des perspectives de croissance offre et demande de pétrole Mb/j

12



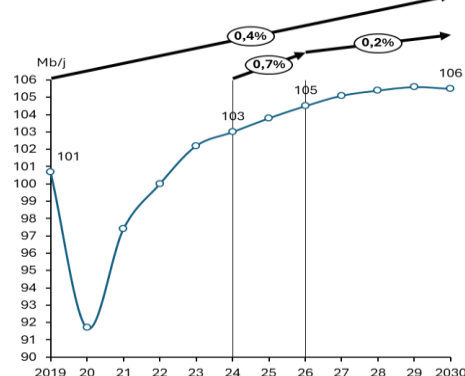
Cracks produits Europe

13



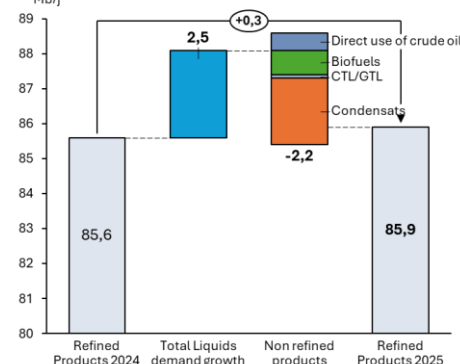
AIE Oil 2025 : Demand carburants liquides

14



AIE Oil 2025 : Demande adressée au raffinage

15



Semaine	20/6	13/6	Delta	%	Année -1
Brent ICE	76.5	69.5	7.0	10.1%	85.1
Brent Spot	70.9	67.3	3.5	5.3%	77.1
WTI Nymex	74.4	67.9	6.5	9.5%	81.2

AIE - OMR juin	2022	2023	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	23-22	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.6	45.7	45.7	45.1	45.5	46.0	45.6	45.6	44.8	45.1	45.9	45.5	45.3	0.1	0.0	-0.1	-0.2
non-OCDE	54.4	56.5	57.4	57.3	58.1	58.7	58.7	58.2	58.2	59.2	59.6	59.6	59.2	2.1	0.9	0.8	1.0
Dont Chine	15.2	16.5	16.6	16.7	16.6	16.9	16.7	16.7	16.7	16.9	17.1	16.9	16.9	1.29	0.16	0.10	0.16
Demande totale (mb/j)	100.0	102.2	103.0	102.4	103.6	104.8	104.3	103.8	103.1	104.3	105.5	105.1	104.5	2.2	0.9	0.7	0.7
Offre non-OPEP	66.9	69.4	70.3	70.6	71.5	71.9	72.4	71.6	72.1	72.6	72.5	72.5	72.4	2.4	0.9	1.4	0.8
Offre OPEP	33.1	33.0	32.8	33.0	33.3	33.5	33.4	33.3	33.5	33.5	33.6	33.6	33.6	-0.2	-0.2	0.5	0.3
Offre OPEP (brut)	27.7	27.4	27.2	27.4	27.5	27.6	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	-0.2	-0.2	0.3	0.0
Offre non OPEP+	49.3	51.6	53.2	53.7	54.4	54.8	55.2	54.5	55.0	55.5	55.5	55.5	55.4	2.4	1.5	1.3	0.9
Offre OPEP+	50.8	50.7	49.9	49.9	50.4	50.6	50.6	50.4	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	-0.1	-0.8	0.5	0.2
Offre totale (mb/j)	100.1	102.3	103.1	103.6	104.8	105.4	105.8	104.9	105.6	106.1	106.1	106.1	106.0	2.3	0.7	1.8	1.1
Differences (+/-)	0.0	0.1	0.0	1.2	1.2	0.6	1.5	1.1	2.5	1.8	0.6	1.0	1.5				

Production OPEP basée sur accords actuels

EIA - STEO juin	2022	2023	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	23-22	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.6	45.7	45.7	45.3	45.0	46.2	45.9	45.6	45.4	45.3	46.0	45.8	45.6	0.1	0.0	-0.1	0.0
non-OCDE	53.9	56.2	57.1	56.9	58.1	58.2	58.5	57.9	58.0	59.2	59.2	59.4	59.0	2.2	0.9	0.9	1.0
Dont Chine	15.1	16.2	16.3	16.3	16.6	16.4	16.7	16.5	16.7	16.8	16.6	16.9	16.7	1.06	0.12	0.19	0.23
Demande totale (mb/j)	99.5	101.9	102.7	102.2	103.1	104.4	104.4	103.5	103.4	104.6	105.3	105.1	104.6	2.4	0.9	0.8	1.1
Offre non-OPEP	67.3	69.8	70.4	70.6	71.5	72.0	72.3	71.6	71.7	72.1	72.3	72.7	72.2	2.5	0.6	1.3	0.6
Offre OPEP	32.9	32.4	32.4	32.7	32.8	32.7	32.8	32.7	32.9	32.9	33.0	33.0	32.9	-0.5	0.0	0.3	0.2
Offre OPEP (brut)	27.5	26.9	26.7	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	27.1	27.1	27.1	27.1	27.1	-0.6	-0.2	0.3	0.1
Offre non OPEP+	49.6	52.0	53.3	53.6	54.5	55.0	55.1	54.5	54.5	55.0	55.3	55.5	55.1	2.4	1.3	1.2	0.6
Offre OPEP+	50.6	50.2	49.5	49.7	49.8	49.7	50.0	49.8	50.0	50.0	50.0	50.1	50.0	-0.4	-0.7	0.3	0.2
Offre totale (mb/j)	100.2	102.2	102.8	103.3	104.3	104.7	105.0	104.3	104.6	105.0	105.3	105.6	105.1	2.0	0.6	1.5	0.8
Differences (+/-)	0.7	0.4	0.1	1.2	1.1	0.4	0.6	0.8	1.2	0.4	0.0	0.5	0.6				

OPEP - MOM juin	2022	2023	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	23-22	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.6	45.7	45.7	45.3	45.5	46.3	46.1	45.8	45.5	45.5	46.5	46.2	45.9	0.1	0.0	0.2	0.1
non-OCDE	54.2	56.7	58.2	59.1	58.7	59.2	60.2	59.3	60.2	59.9	60.5	61.4	60.5	2.5	1.5	1.1	1.2
Dont Chine	15.0	16.4	16.7	16.9	16.6	17.0	17.0	16.9	17.0	16.8	17.3	17.2	17.1	1.3	0.3	0.2	0.2
Demande totale (mb/j)	99.8	102.4	103.8	104.4	104.2	105.5	106.4	105.1	105.7	105.4	107.0	107.5	106.4	2.6	1.5	1.3	1.3
Offre non-OPEP+	49.4	51.9	53.2	53.9	54.0	53.9	54.2	54.0	54.5	54.4	54.7	55.3	54.7	2.5	1.3	0.8	0.7
Offre OPEP+	50.8	50.3	49.2	49.3	50.1	50.1	50.2	50.0	50.2	50.3	50.2	50.3	50.2	-0.6	-1.1	0.9	0.2
Offre OPEP (Brut)	27.7	27.1	26.6	26.8	27.5	27.6	27.5	27.3	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	-0.6	-0.5	0.7	0.2
Offre totale (mb/j)	100.2	102.1	102.3	103.3	104.1	103.9	104.4	104.0	104.8	104.7	104.9	105.6	105.0	1.9	0.2	1.7	0.9
Differences (+/-)	0.5	-0.2	-1.5	-1.1	-0.1	-1.6	-2.0	-1.1	-0.9	-0.7	-2.1	-2.0	-1.4				

DoC: Declaration of Cooperation