

Semaine	27/3	20/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	105.5	106.4	-0.9	-0.9%	73.5
Brent Spot	113.5	110.3	3.1	2.8%	72.1
WTI Nymex	93.0	96.1	-3.1	-3.2%	69.4
WTI Spot	93.7	96.1	-2.4	-2.5%	69.6

Après un mois de combat, le scepticisme demeure quant à la probabilité d'un cessez-le-feu à court terme. Le Brent remonte à 113 \$/b

En début de semaine dernière, les prix du pétrole ont reculé d'environ 11 % après l'annonce par les États-Unis d'un report de cinq jours de leur ultimatum de frappes militaires contre les infrastructures énergétiques iraniennes, tandis que les discussions diplomatiques en cours étaient jugées constructives pour désamorcer le conflit. Cependant, en l'absence d'avancée significative entre les deux parties, la poursuite des bombardements mutuels, l'arrivée de nouvelles troupes américaines et surtout le maintien du quasi-blocus du détroit d'Ormuz ont fait repartir les cours à la hausse, clôturant la semaine aux alentours de 113 \$/b.

Les prix ont également été soutenus par les attaques ukrainiennes contre les infrastructures énergétiques russes. Le port d'Ust-Luga, sur la mer Baltique, a de nouveau été endommagé par une frappe de drones ukrainiens, dans un contexte d'intensification des opérations visant les installations pétrolières russes. Les opérations de chargement y sont paralysées depuis plusieurs jours ; un autre site stratégique, le port de Primorsk, a lui aussi été touché. Ces deux terminaux assurent à eux seuls près de la moitié des exportations maritimes de brut de la Russie.

Parallèlement, l'attaque lancée ce week-end par les Houthis contre Israël ravive les tensions en mer Rouge. Soutenus par l'Iran, ces derniers ont tiré des missiles balistiques en représailles aux frappes américano-israéliennes contre les installations nucléaires iraniennes. Leur activité pourrait fragiliser la situation aux abords du port de Yanbu, par lequel l'Arabie saoudite écoule jusqu'à 7 Mb/j et seule véritable voie de contournement du détroit d'Ormuz actuellement disponible. Pour l'heure, les Houthis devraient néanmoins s'abstenir de cibler les infrastructures pétrolières saoudiennes, respectant pour l'essentiel la trêve conclue avec Riyad en 2022.

Sur la semaine en moyenne, le prix spot du Brent s'est établi à 113,5 \$/b, en hausse de 2,8 %, tandis que le WTI a reculé de 2,5 % à 93,7 \$/b. Sur les marchés à terme, le Brent livraison mai a cédé 1 % à 105,5 \$/b et le WTI 3,2 % à 93 \$/b, signe que les marchés financiers tablent sur la volonté de Donald Trump de mettre rapidement fin au conflit. Le consensus Bloomberg du 27 mars a relevé ses prévisions de prix moyen du Brent au 2T à 74,1 \$/b (+8,8 \$/b) et à 68 \$/b (+2,2 \$/b) au 3T (figures 1 à 3). Dans le scénario haut, le consensus anticipe désormais un prix atteignant 125 \$/b au 2T (+15 \$/b) et 96 \$/b (+5 \$/b) au 3T.

Vers un déblocage partiel du détroit ?

La semaine dernière, Téhéran a annoncé que les « navires non hostiles » seraient libres de transiter par le détroit d'Ormuz. Si le trafic demeure très en deçà de son niveau d'avant-crise, les agences spécialisées dans le suivi des tankers confirment que plusieurs bâtiments ont effectivement franchi le détroit (étant entendu que certains semblent couper leur transpondeur lors du passage, échappant ainsi à tout suivi). Ces navires sont majoritairement à destination du Pakistan et de l'Inde. L'Iran aurait par ailleurs autorisé plusieurs pétroliers malaisiens jusqu'alors bloqués à quitter le Golfe, ainsi qu'une vingtaine de navires battant pavillon pakistanais. L'ensemble de ces bâtiments semble avoir emprunté une route nord longeant un passage étroit entre les îles iraniennes de Larak et Qeshm, ce qui illustre le renforcement du contrôle iranien sur le détroit, alors que le parlement de Téhéran prépare un projet de loi visant à instaurer une taxe sur les navires sollicitant un passage sécurisé.

Les chargements de pétrole iranien restent stables ce mois-ci autour de 1,7 Mb/j, à un niveau proche de la normale. En revanche, les expéditions depuis les ports situés en dehors du détroit notamment Fujairah aux Émirats arabes unis et Yanbu en Arabie saoudite ont repris. Côté saoudien, les exportations de brut via Yanbu atteignent désormais environ 5 Mb/j, auxquels s'ajoutent entre 700 et 900 kb/j de produits raffinés. Sur les 7 Mb/j acheminés par le pipeline, 2 Mb/j sont absorbés par les raffineries locales. Du côté émirati, Fujairah semble avoir retrouvé sa capacité maximale d'exportation après la remise en service des principales infrastructures de chargement endommagées par les frappes de drones iraniens plus tôt dans le mois. Les opérations d'ADNOC, interrompues le 14 mars, ont ainsi repris sur ce port de la côte est, principal débouché pour le brut contournant le détroit. Selon Bloomberg, cette reprise a porté les chargements à environ 1,9 Mb/j sur la période du 20 au 24 mars, soit une hausse de 57 % par rapport à la moyenne de 1,2 Mb/j enregistrée l'an dernier, les Émirats cherchant à maximiser leurs expéditions par cette voie tant que le détroit demeure largement bloqué. Ces avancées restent toutefois relatives : le trafic dans la région demeure très loin de son niveau habituel, qui avoisine normalement 20 Mb/j.

USA : Hausse des stocks de brut – Baisse des stocks de produits pétroliers

Les stocks commerciaux de pétrole brut ont fortement progressé la semaine dernière, avec une hausse de 6,9 Mb bien au-delà du consensus de -1,3 Mb et de la moyenne quinquennale de -1,8 Mb. Les stocks se situent désormais à +5 % en glissement annuel et repassent pour la première fois depuis plus de deux ans au-dessus de la moyenne sur cinq ans

Semaine	27/3	20/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	105.5	106.4	-0.9	-0.9%	73.5
Brent Spot	113.5	110.3	3.1	2.8%	72.1
WTI Nymex	93.0	96.1	-3.1	-3.2%	69.4
WTI Spot	93.7	96.1	-2.4	-2.5%	69.6

(+1 %). Cette hausse s'explique principalement par la chute des exportations de brut (-1,58 Mb/j). La moyenne mobile sur quatre semaines des exportations de brut a ainsi plongé à -6 % en glissement annuel tout en restant supérieur à la moyenne sur cinq ans (fig. 13). Par ailleurs, la production domestique a marginalement reculé à 13,66 Mb/j, et les traitements en raffinerie ont progressé de +367 kb/j (taux d'utilisation des capacités de 92,9 %).

Du côté des produits légers, les stocks d'essence ont reculé de 2,6 Mb (contre -2,0 Mb) grâce à une demande hebdomadaire plus soutenue. Les stocks de kérosène ont quant à eux progressé de 0,7 Mb, soutenue par une demande hebdomadaire plus forte et des exportations nettes en hausse (+9,7 %). À l'inverse, les stocks de distillats ont nettement surpris à la hausse (+3,0/ Mb contre -2,0 Mb attendu), sous l'effet conjugué d'une baisse de la demande hebdomadaire et d'une production en hausse. À noter les exportations de distillats sont en hausse +12,2 % et 6% au-dessus de la moyenne à cinq ans. Dans l'ensemble, les stocks d'essence suivent une tendance de +1 % en glissement annuel, ceux de distillats ont bondi de +5 %, et les stocks de kérosène sont désormais globalement alignés sur les niveaux de l'an dernier (également au plus haut sur 5 ans).

Les données sur les stocks pétroliers globalement en hausse aux États-Unis, en Europe ARA et à Singapour surprennent avec la situation géopolitique actuelle et ce alors que les prix affichent une backwardation très forte, signe que le marché anticipe une pénurie imminente. Cette situation s'explique en partie par le fait que les tensions sur l'offre physique mettent du temps à se refléter dans les chiffres des stocks, et en partie par le fait que l'incertitude incite les acteurs à constituer des réserves par précaution, ce qui gonfle mécaniquement les stocks dans un premier temps.

Europe : Hausse des stocks de brut – Baisse des stocks d'essence en zone ARA

La semaine dernière, les stocks de produits pétroliers dans le hub ARA (Amsterdam-Rotterdam-Anvers) ont reculé de 2 %. Dans le détail, l'essence a perdu 6 % et le kérosène 5 %, tandis que le gazole progressait de 2 %. Les stocks de brut, selon les données Genscape, ont en revanche bondi de 9 %. Par rapport à leur moyenne des cinq dernières années, les niveaux restent contrastés : l'essence accuse un déficit de 18 %, le kérosène de 17 %, alors que le gazole se situe quasi à l'équilibre (+1 %). Les stocks de brut dans la zone ARA demeurent quant à eux 6 % en dessous de cette même référence.

À Rotterdam, les prix ont évolué de manière divergente : l'essence a suivi la baisse du brut avec un recul de 1 %, tandis que le diesel a continué de progresser (+ 3 %). Dans ce contexte, la marge moyenne hebdomadaire de raffinage en Europe (Brent FCC) a baissé de 7,6 % pour atteindre 24,1 \$/b, soit son niveau le plus élevé depuis la mi-2022, et près de 3,5 fois supérieur à celui observé l'an dernier. Depuis le début de l'année, la marge de raffinage s'est établie à 13,5 \$/b, soit une hausse de 45 % par rapport à l'année dernière et 1,9 fois plus que la moyenne des cinq dernières années.

Europe : Fortes tensions sur les approvisionnements en distillats à venir

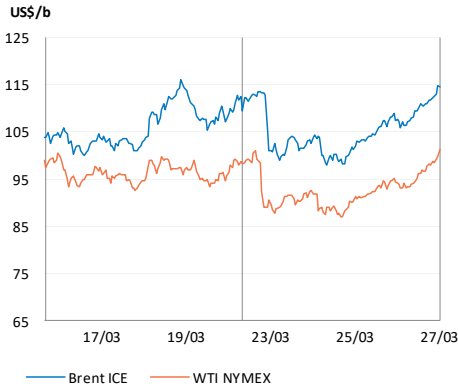
Selon Argus, à partir d'avril, l'Europe devrait faire face à une tension sérieuse sur l'approvisionnement en produits pétroliers. Les dernières cargaisons à avoir quitté le Golfe avant la fermeture effective du détroit d'Ormuz sont en route, tandis que les flux sont désormais redirigés vers l'Asie et l'Afrique pour couvrir leurs propres déficits. Concrètement, l'Europe pourrait perdre environ 50 % de ses importations habituelles de kérosène et 15 % de ses livraisons de diesel dès le 10 avril, date à laquelle les derniers navires ayant transité par Ormuz avant le déclenchement du conflit au Moyen-Orient devraient arriver en région. Cette perspective a déjà fait réagir les marchés : le 20 mars, les marges de raffinage du kérosène ont atteint un record de 110 \$/b en Europe, soit 30 \$/b de plus qu'en Asie sur le mois. Les marges diesel européennes ont également établi un record à plus de 79 \$/b. Les alternatives pour compenser ce déficit semblent limitées : les raffineries saoudiennes de la mer Rouge (1,8 à 1,9 Mb/j) et la raffinerie indienne Jamnagar de Reliance (1,4 Mb/j) ont réorienté leurs exportations vers l'est et le sud de l'Afrique et vers l'Asie. Ces raffineries chargeaient l'an dernier environ 570 kb/j à destination de l'Europe contre 420 kb/j vers les autres régions. Ce rapport s'est complètement inversé ce mois-ci : 300 kb/j vers l'Europe et 950 kb/j vers les autres destinations, selon Vortexa. Les chargements de Reliance vers l'Asie du Sud-Est atteignent même leur plus haut niveau en dix ans dans les données Vortexa.

Cette réorientation fragilise des régions très dépendantes du Golfe en particulier l'Afrique de l'Est et australe qui y puise 80 % de ses importations de diesel et kérosène, et la moitié de ses produits pétroliers. Des traders en Afrique de l'Est signalent déjà les premières tensions sur le diesel. L'Asie de l'Est, de son côté, dépend du Golfe pour 60 % de ses importations de brut et 20 % de ses produits. Face à cette situation, certaines régions se tournent désormais vers l'Europe pour s'approvisionner. Un tanker a ainsi chargé cette semaine à Anvers une cargaison mixte diesel/kérosène à destination de l'Afrique du Sud une opération jugée rentable malgré des coûts de fret élevés. Des traders évoquent même la possibilité d'exporter du diesel européen jusqu'en Australie où les stocks sont très bas.

Semaine	27/3	20/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	105.5	106.4	-0.9	-0.9%	73.5
Brent Spot	113.5	110.3	3.1	2.8%	72.1
WTI Nymex	93.0	96.1	-3.1	-3.2%	69.4
WTI Spot	93.7	96.1	-2.4	-2.5%	69.6

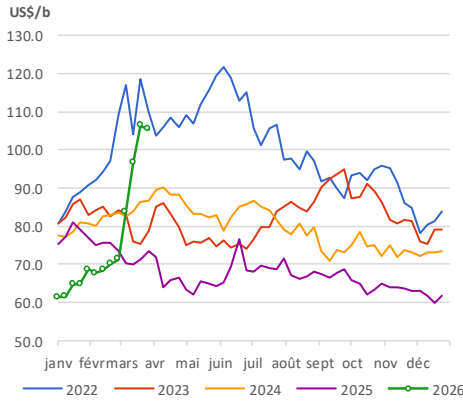
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI

1



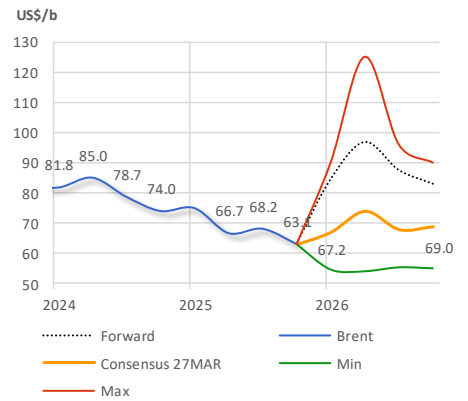
Evolution du prix du pétrole brut (Brent)

2



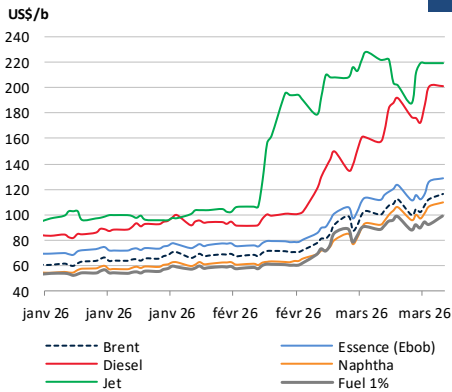
Consensus Bloomberg - Brent

3



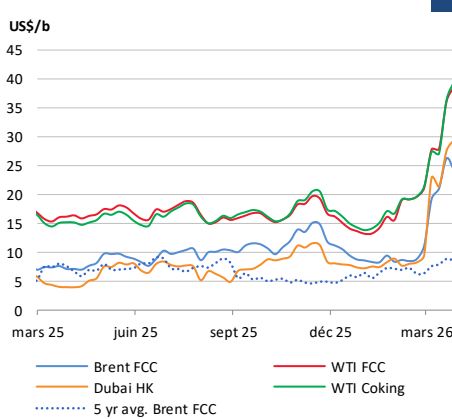
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



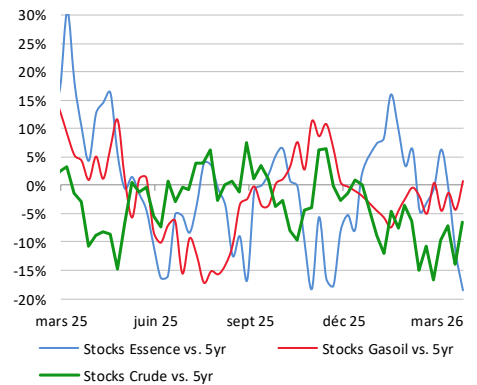
Marges de Raffinage

5



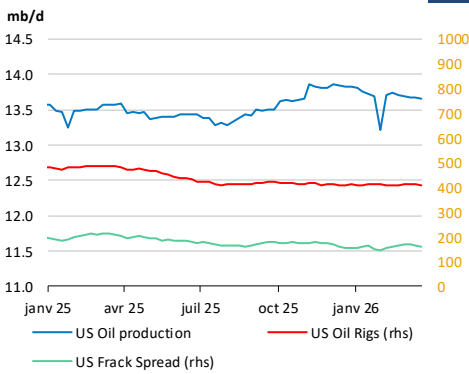
ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

6



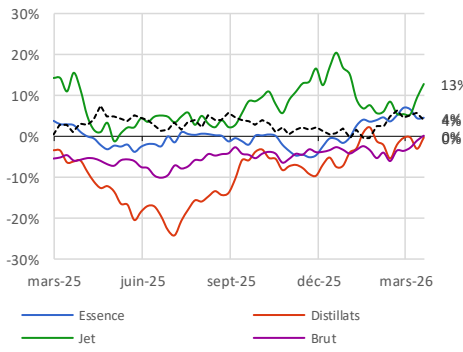
US Production de pétrole brut

7



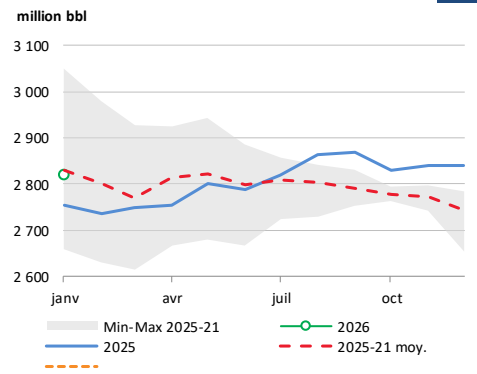
USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans

8



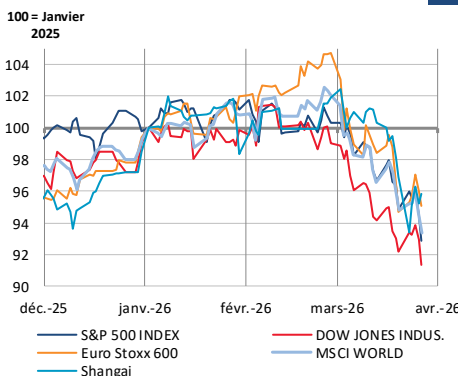
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE

9



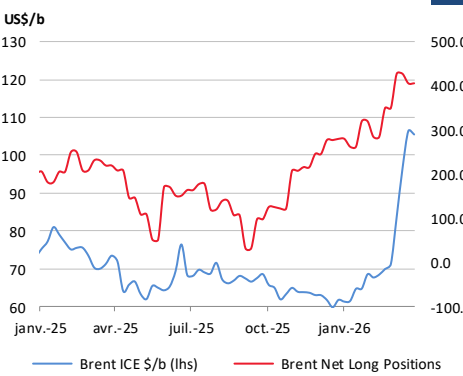
Evolution Marchés Financiers (100: Janv. 2026)

10



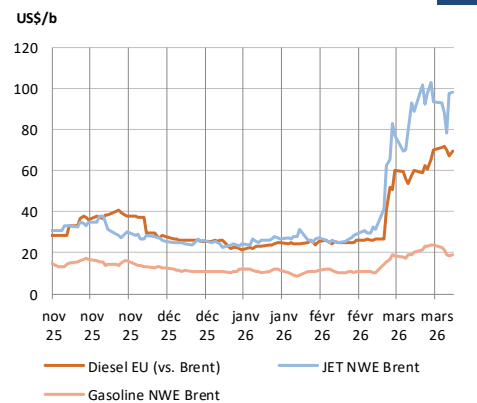
Prix du Brent et Positions sur les marchés financiers

11



Cracks Diesel / Gasoline/ Jet Europe

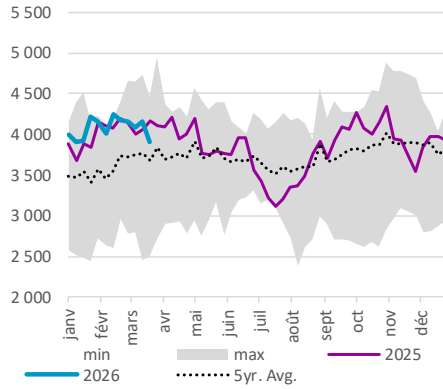
12



Semaine	27/3	20/3	Delta	%	Année -1
Brent ICE	105.5	106.4	-0.9	-0.9%	73.5
Brent Spot	113.5	110.3	3.1	2.8%	72.1
WTI Nymex	93.0	96.1	-3.1	-3.2%	69.4
WTI Spot	93.7	96.1	-2.4	-2.5%	69.6

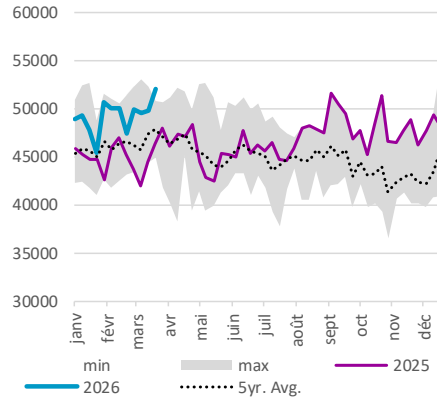
US Crude oil exports (kb/d)

13



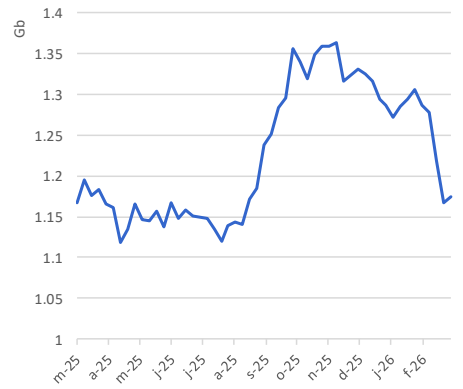
Singapore Oil Stocks (kb)

14



Brut stocké en mer

15



AIE - OMR mars	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	45.4	45.5	46.4	46.1	45.8						0.0	0.0	
non-OCDE	57.4	57.4	57.7	58.6	59.1	58.2	58.0	58.5	59.2	60.0	58.9						0.8	0.7	
<i>Dont Chine</i>	16.6	16.6	16.4	17.0	17.3	16.9	16.8	16.8	17.1	17.4	17.0						0.21	0.20	
Demande totale (mb/j)	103.3	102.7	103.4	105.2	105.2	104.1	103.4	104.0	105.7	106.1	104.8						0.8	0.6	
Offre non-OPEP	70.3	70.4	71.4	73.2	73.3	72.1	71.5	73.3	74.0	73.9	73.2						1.8	1.1	
Offre OPEP	32.8	33.0	33.8	34.6	34.7	34.0	32.5	32.8	35.4	35.4	34.0						1.3	0.0	
Offre OPEP (brut)	27.2	27.5	28.2	29.0	29.0	28.4	27.1	27.2	29.5	29.5	28.4						1.2	0.0	
Offre non OPEP+	53.2	53.4	54.3	56.1	56.2	55.0	55.0	56.1	56.9	56.7	56.2						1.8	1.2	
Offre OPEP+	49.9	50.0	50.9	51.8	51.7	51.1	49.0	50.0	52.5	52.6	51.0						1.2	-0.1	
Offre totale (mb/j)	103.1	103.4	105.2	107.9	107.9	106.1	104.0	106.1	109.4	109.3	107.2						3.0	1.1	
Differences (+/-)	-0.2	0.7	1.8	2.7	2.8	2.0	0.6	2.1	3.7	3.2	2.4								

Production OPEP basée sur accords actuels

EIA - STEO mars	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	45.6	46.5	46.1	45.9	45.7	45.5	46.3	45.9	45.9	45.7	45.8	46.5	46.1	46.0	-0.1	0.0	0.2
non-OCDE	56.9	57.0	58.3	58.4	58.6	58.1	58.3	59.6	59.7	59.7	59.3	59.5	60.9	60.9	61.0	60.6	1.2	1.2	1.3
<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	16.9	17.2	16.9	17.2	17.0	0.23	0.23	0.21
Demande totale (mb/j)	102.8	102.3	103.9	104.9	104.7	103.9	104.0	105.1	106.0	105.6	105.2	105.2	106.7	107.4	107.1	106.6	1.1	1.2	1.4
Offre non-OPEP	70.4	70.7	71.7	73.8	73.8	72.5	72.3	73.6	74.1	74.6	73.7	74.4	74.7	75.1	75.7	75.0	2.1	1.2	1.3
Offre OPEP	32.9	33.0	33.5	34.1	34.6	33.8	32.9	32.1	34.2	34.3	33.4	34.5	34.7	34.7	34.7	34.6	0.9	-0.4	1.3
Offre OPEP (brut)	27.1	27.2	27.7	28.3	28.7	28.0	27.0	26.2	28.1	28.2	27.4	28.3	28.5	28.6	28.5	28.5	0.9	-0.6	1.1
Offre non OPEP+	53.4	53.6	54.6	56.5	56.5	55.3	55.6	56.2	56.9	57.3	56.5	57.1	57.5	58.1	58.5	57.8	1.9	1.2	1.3
Offre OPEP+	49.9	50.0	50.6	51.4	51.9	51.0	49.6	49.6	51.4	51.7	50.6	51.8	51.8	51.8	51.9	51.8	1.0	-0.4	1.3
Offre totale (mb/j)	103.3	103.6	105.2	108.0	108.4	106.3	105.2	105.8	108.3	108.9	107.0	108.8	109.3	109.9	110.4	109.6	3.0	0.8	2.6
Differences (+/-)	0.5	1.3	1.3	3.1	3.7	2.3	1.2	0.7	2.2	3.3	1.9	3.7	2.6	2.4	3.2	3.0			

OPEP - MOM mars	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	45.3	45.8	46.7	46.5	46.1	45.4	45.9	46.8	46.6	46.2	0.0	0.1	0.1
non-OCDE	57.9	59.1	58.5	58.9	60.1	59.2	60.3	59.8	60.3	61.4	60.4	61.5	60.9	61.6	62.7	61.7	1.3	1.2	1.2
<i>Dont Chine</i>	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	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	108.5	109.3	107.9	1.3	1.4	1.3
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	55.3	55.1	55.4	56.0	55.4	1.0	0.6	0.6
Offre OPEP+	49.4	49.6	49.9	51.1	51.9	50.6	49.6	50.1	52.1	52.3	51.0	51.7	51.7	51.7	51.7	51.7	1.2	0.5	0.7
Offre OPEP (Brut)	26.6	26.8	27.1	27.9	28.9	27.7	27.0	26.7	28.8	28.9	27.9	28.3	28.5	28.6	28.5	28.5	1.1	0.2	-13.6
Offre totale (mb/j)	102.6	103.3	104.1	106.1	105.5	104.8	103.9	104.7	107.0	107.7	105.8	107.0	106.8	107.1	107.7	107.1	2.2	1.1	1.3
Differences (+/-)	-1.2	-1.0	-0.1	0.6	-1.1	-0.4	-1.7	-0.8	-0.0	-0.2	-0.7	0.1	-0.0	-1.4	-1.6	-0.7			