

Semaine	27/2	20/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	71.3	70.0	1.3	1.9%	73.5
Brent Spot	71.6	71.5	0.1	0.2%	76.0
WTI Nymex	65.9	65.1	0.8	1.3%	69.7

Frappes américaines et israéliennes contre l'Iran : fortes craintes de perturbations des flux pétroliers et gaziers et pressions à la hausse sur les prix

La semaine dernière, alors que les discussions entre les États-Unis et l'Iran se poursuivaient sur le nucléaire et que le marché restait tendu par le risque d'une escalade militaire, le prix du Brent a clôturé vendredi à 72,5 \$ le baril, reflet de la forte prime de risque géopolitique intégrée par les acteurs du marché. En moyenne hebdomadaire, le Brent a progressé de 1,9 % à 71,3 \$/b, tandis que le WTI a augmenté de 1,3 % à 65,9 \$/b. Le consensus Bloomberg du 26 février est également en forte hausse, avec un prix du Brent estimé à 64 \$/b (+ 3 \$/b) pour le premier trimestre et à 62,9 \$/b (+ 1,5 \$/b) pour l'année 2026 (fig. 1 à 3).

Le Brent et le gaz ouvrent en forte hausse ce matin

À la suite des frappes menées ce week-end par les États-Unis et Israël contre l'Iran, les marchés énergétiques sont désormais exposés à des risques de perturbations de l'offre significatifs, avec une hausse anticipée dès l'ouverture des marchés. Ce matin, le Brent s'échangeait déjà à plus de 80 \$/b sur le marché londonien. L'ampleur et la durée des tensions sur les cours du brut dépendront étroitement de l'évolution des opérations militaires. Washington évoque une intervention pouvant s'étendre jusqu'à quatre semaines, tandis qu'Israël affirme qu'elle se poursuivra « aussi longtemps que nécessaire ». Par ailleurs, le conflit tend à s'étendre géographiquement, avec des frappes iraniennes visant des bases américaines et des infrastructures civiles dans d'autres pays du Golfe, ainsi que des frappes israéliennes au Liban en réponse aux tirs du Hezbollah.

Dans ce contexte, les principaux scénarios anticipent une évolution rapide du Brent dans une fourchette de 80 à 90 \$/b, avec un risque de franchissement du seuil des 100 \$/b en cas de perturbations durables des approvisionnements ou d'atteintes aux infrastructures énergétiques régionales. À titre de comparaison, lors du conflit de juin 2025, les prix du brut avaient enregistré leur plus forte hausse en trois ans, le Brent franchissant brièvement la barre des 80 \$/b avant de se replier une fois confirmé que les infrastructures pétrolières n'avaient pas été endommagées. Dans ce contexte de réévaluation du risque, Morgan Stanley a relevé ce matin ses hypothèses de prix du baril de brut à 80 \$/b, contre 62,5 \$/b précédemment, pour le deuxième trimestre, tout en maintenant une projection de 70 \$/b pour le troisième trimestre.

Les marchés européens et asiatiques du gaz naturel pourraient connaître des tensions encore plus prononcées en raison des risques croissants pesant sur les flux de GNL en provenance du Qatar. Selon plusieurs scénarios, notamment celui de Goldman Sachs, une interruption d'un mois suffirait à provoquer une hausse de 130 % des prix en Europe et sur les marchés spot asiatiques, pour les porter à 73 EUR/MWh (vs. 31.6 EUR/MWh vendredi dernier). Une perturbation plus durable des flux de gaz naturel transitant par le détroit d'Ormuz, au-delà de deux mois, pousserait vraisemblablement les prix européens au-delà de 100 EUR/MWh, un niveau proche de celui observé en 2022, lors de l'invasion de l'Ukraine par la Russie. Ce matin, à l'ouverture des marchés, le TTF enregistrait déjà une hausse de 22 %, à 38,5 €/MWh.

Enfin, les marges de raffinage pourraient également se tendre, car près de 6 Mb/j de produits raffinés transitent par le détroit d'Ormuz. À cet égard, les marges de raffinage affichaient déjà une forte progression la semaine dernière, avec une hausse de 26 % en Europe et de 14 % en Asie.

Le rôle stratégique des infrastructures pétrolières du golfe persique

Selon les dernières données de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), l'Iran produisait environ 3,5 Mb/j en janvier dernier, dont 1,4 Mb/j étaient exportés, principalement vers la Chine. Le terminal de l'île de Kharg, situé dans le nord du golfe Persique, joue un rôle central dans ces exportations, avec un transit estimé à 1,5 Mb/j. Des informations non confirmées font état de frappes ayant ciblé cette île, où une explosion a été signalée samedi par une agence de presse iranienne. Les détails concernant d'éventuels dommages aux infrastructures pétrolières restent toutefois flous (cf. cartes).

Le détroit d'Ormuz, point de passage stratégique, est bien sûr au cœur des tensions, avec près de 20 Mb/j de pétrole et plus de 100 milliards de mètres cubes de gaz naturel liquéfié (GNL) qui y transitent chaque année. Cette région abrite également une capacité de raffinage significative, avec des raffineries situées en Arabie saoudite, aux Émirats arabes unis, au Koweït, au Qatar, à Bahreïn, à Oman et en Iran, pour une capacité totale d'environ 8,5 à 9 Mb/j. Ce matin, Saudi Aramco a annoncé l'arrêt de la raffinerie de Ras Tanura (550 kb/j), suite à l'attaque d'un drone dans la région.

Concernant la navigation dans le golfe Persique, samedi, des navires ont rapporté avoir reçu un message radio, attribué à la marine iranienne, annonçant une interdiction de transit dans le détroit. Bien que le ministre iranien des Affaires étrangères ait démenti toute intention de fermer cette voie maritime, les premiers signes indiquent que les pétroliers

Semaine	27/2	20/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	71.3	70.0	1.3	1.9%	73.5
Brent Spot	71.6	71.5	0.1	0.2%	76.0
WTI Nymex	65.9	65.1	0.8	1.3%	69.7

commencent déjà à l'éviter par précaution. Les perturbations maritimes se sont concrétisées dès ce week-end, avec les premières attaques signalées depuis le début du conflit. Deux incidents ont eu lieu dans le détroit d'Ormuz, au large de l'enclave omanaise de Musandam, tandis qu'un troisième s'est produit plus au sud, près de Mascate, selon le centre de coordination de la navigation maritime du Royaume-Uni. Face à cette escalade, des acteurs majeurs de la logistique ont réagi rapidement : DP World a suspendu ses opérations au port de Jebel Ali, à Dubaï, premier port à conteneurs du Moyen-Orient, tandis que MSC a suspendu les nouvelles réservations de fret à destination de la région. De son côté, CMA-CGM a demandé à ses navires de se mettre à l'abri et a suspendu ses navigations dans le golfe.

Bien qu'une fermeture totale du détroit d'Ormuz reste peu probable, l'Iran pourrait mettre en œuvre une stratégie d'attaque des navires, incluant des brouillages GPS ou l'utilisation de mines marines. Lors du conflit de l'an dernier, de nombreux navires avaient subi des perturbations de leurs systèmes de navigation, provoquant de nombreux incidents.

Les solutions de contournement du détroit d'Ormuz

L'escalade des tensions dans le golfe Persique met en lumière les capacités différenciées des pays producteurs à contourner le détroit d'Ormuz. Certains États disposent d'infrastructures leur permettant de réduire leur dépendance à ce point de passage, tandis que d'autres restent entièrement exposés aux perturbations dans la région.

L'Arabie saoudite et les Émirats arabes unis disposent d'options logistiques leur permettant de rediriger une partie de leurs exportations pétrolières, ce qui limite l'offre à risque à environ 15 Mb/j (dont 9 Mb/j de brut et 6 Mb/j de produits raffinés). L'Arabie saoudite peut notamment s'appuyer sur l'oléoduc Est-Ouest, une infrastructure de 1 200 kilomètres de long qui traverse le pays jusqu'à un terminal situé sur la mer Rouge. D'une capacité d'environ 5 Mb/j, cet oléoduc offre une alternative significative pour l'exportation du pétrole saoudien, qui peut y être chargé sur des navires à destination des marchés internationaux.

De leur côté, les Émirats arabes unis disposent du pipeline Habshan-Fujairah, qui relie leurs champs pétroliers à un port du golfe d'Oman. Bien que sa capacité soit plus modeste (autour de 1,5 Mb/j), cette infrastructure permet aux Émirats de réduire partiellement leur dépendance au détroit d'Ormuz.

En revanche, les autres pays de la région ne disposent pas d'alternatives similaires. L'Irak, deuxième producteur de l'OPEP, possède bien un oléoduc reliant le nord du pays à la Méditerranée via la Turquie, mais celui-ci ne concerne que le pétrole extrait dans les champs septentrionaux. En pratique, la quasi-totalité des exportations irakiennes transite par voie maritime depuis le port de Bassorah, empruntant inévitablement le détroit d'Ormuz. Quant au Koweït, au Qatar et à Bahreïn, ils ne disposent d'aucune infrastructure alternative et dépendent donc entièrement de cette voie maritime pour leurs exportations pétrolières (cf. cartes).

Quels leviers disposent-on face à une rupture d'approvisionnement ?

Selon les dernières données publiées par les agences internationales (AIE et EIA), le marché pétrolier se trouve actuellement en situation de large excédent. Ce contexte résulte du ralentissement de la croissance de la demande mondiale, combiné à une hausse soutenue de la production hors OPEP+. À court terme, cette configuration permet d'absorber d'éventuelles perturbations de l'offre sans déséquilibre majeur. Par ailleurs, certains producteurs du Golfe, dont l'Arabie saoudite, ont récemment accéléré leurs exportations. Les expéditions de brut saoudien ont ainsi atteint en moyenne 7,3 Mb/j sur les 24 premiers jours de février, un niveau inédit depuis près de trois ans.

En cas de chocs plus significatifs sur l'approvisionnement pétrolier, les gouvernements disposent néanmoins de plusieurs leviers pour en atténuer l'impact sur les marchés. La réponse la plus immédiate passerait vraisemblablement par la mobilisation des réserves stratégiques, coordonnée via l'AIE. À la fin de l'année 2025, les stocks stratégiques déclarés dépassaient 4 milliards de barils, soit l'équivalent de 141 jours d'importations selon l'AIE. Ces chiffres n'intègrent toutefois ni les réserves chinoises, ni les stocks flottants en mer. En tenant compte de ces éléments, les réserves mondiales totales sont estimées à environ 8,2 milliards de barils, correspondant à une capacité théorique d'environ 22 Mb/j (fig. 11).

Un autre levier réside dans l'action de l'OPEP+ qui dispose d'une capacité de réserve d'environ 4 Mb/j et qui a d'ores et déjà annoncé ce week-end une hausse de production supérieure aux attentes, avec une augmentation de 206 kb/j prévue pour avril. Toutefois, face à des perturbations d'ampleur, cet ajustement resterait marginal et insuffisant pour compenser une interruption significative des flux. Par ailleurs, la majorité des capacités de réserve de l'OPEP étant concentrées dans le Golfe, leur utilité serait fortement limitée en cas de blocage du détroit d'Ormuz.

Pour le marché mondial du GNL, les marges de manœuvre sont plus restreintes. Bien que de nouvelles capacités de liquéfaction américaines soient attendues dans les prochaines années, certaines devant entrer en service dès 2026, elles ne suffiraient pas à compenser rapidement les volumes à risque en provenance du Qatar et des Émirats arabes

Semaine	27/2	20/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	71.3	70.0	1.3	1.9%	73.5
Brent Spot	71.6	71.5	0.1	0.2%	76.0
WTI Nymex	65.9	65.1	0.8	1.3%	69.7

unis. Dans ce contexte, l'équilibrage du marché reposerait avant tout sur une hausse durable des prix, entraînant mécaniquement une destruction de la demande et un réajustement des flux.

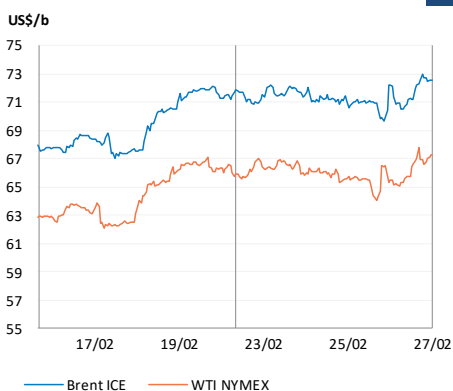
USA : Forte hausse des stocks de brut

Les stocks commerciaux de brut ont augmenté de 16 Mb la semaine dernière, dépassant nettement les attentes (+ 1,9 Mb) et la moyenne quinquennale (+ 0,3 Mb), et repassant ainsi au-dessus des niveaux de l'an dernier (+ 1 % par rapport à l'année dernière) tout en restant 2 % sous la moyenne sur 5 ans. Cette hausse est principalement due à un ajustement statistique exceptionnel de 2 739 kb/j, ce qui soulève à nouveau des interrogations sur la fiabilité des données, à une augmentation des importations nettes (421 kb/j) et à une baisse du traitement dans les raffineries. La production domestique américaine était en légère baisse, à 13,7 Mb/j. Côté produits légers, les stocks d'essence ont diminué de 1 Mb, tandis que les stocks de distillats ont progressé légèrement de 300 kb. Au total, la demande moyenne sur quatre semaines de produits légers progresse de 2 % par rapport à l'année précédente, tirée par le jet (+ 3 %) et les distillats (+ 4 %), malgré un léger fléchissement de l'essence (+ 1 %) (fig. 7 et 8).

Europe : Baisse des stocks de produits pétroliers. Forte augmentation de la marge de raffinage

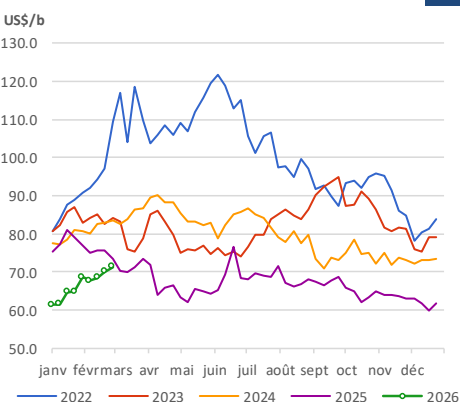
La semaine dernière, les stocks de produits pétroliers dans le hub ARA ont baissé de 4,7 %, la hausse de 1,1 % des stocks d'essence et de 4,2 % des stocks de gazole compensant la baisse des stocks de kérosène et de naphtha. Les stocks d'essence se situent désormais en deçà de leur moyenne saisonnière des cinq dernières années (- 2 %), tandis que ceux de gasoil sont dans la moyenne à cinq ans. À Rotterdam, les prix de l'essence et du gazole ont suivi la hausse du prix du brut. La hausse est plus marquée pour le diesel (+ 4,1 % en moyenne sur la semaine). Dans ce contexte, la marge moyenne de raffinage en Europe (Brent FCC) a augmenté de 26 % pour atteindre 11 \$/b, son plus haut niveau depuis le début de l'année, soit 60 % de plus que celui observé à la même période l'an dernier (fig. 4 à 6).

Prix Inter-Journaliers Brent / WTI



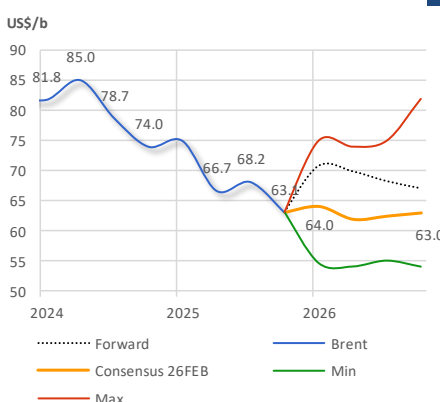
1

Evolution du prix du pétrole brut (Brent)



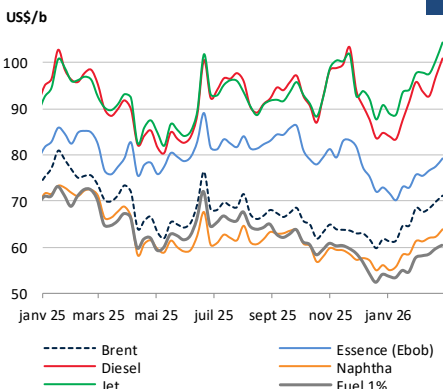
2

Consensus Bloomberg - Brent



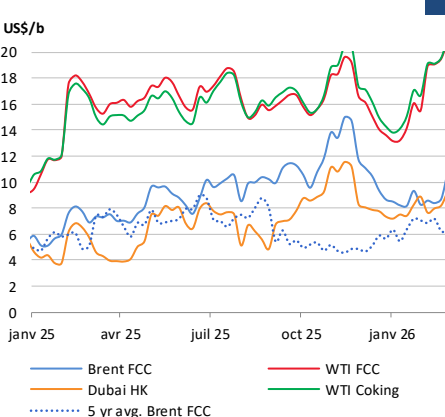
3

Prix des Produits Pétroliers - Europe



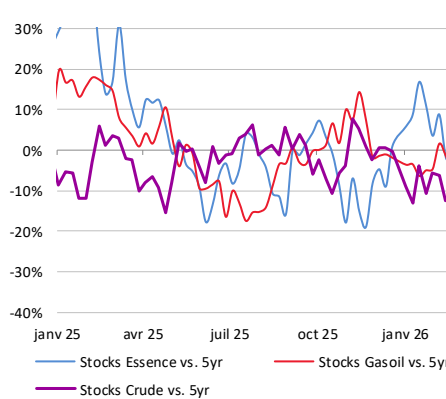
4

Marges de Raffinage



5

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

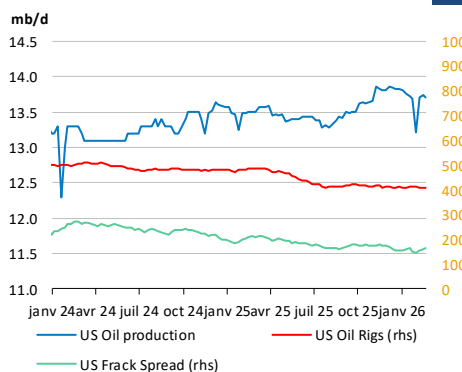


6

Semaine	27/2	20/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	71.3	70.0	1.3	1.9%	73.5
Brent Spot	71.6	71.5	0.1	0.2%	76.0
WTI Nymex	65.9	65.1	0.8	1.3%	69.7

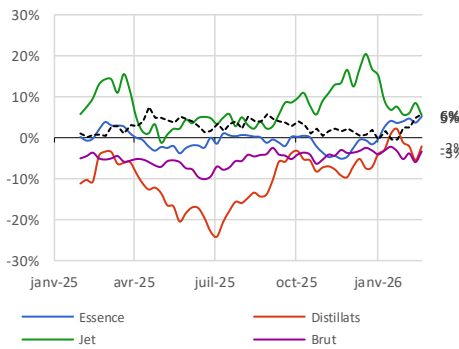
US Production de pétrole brut

7



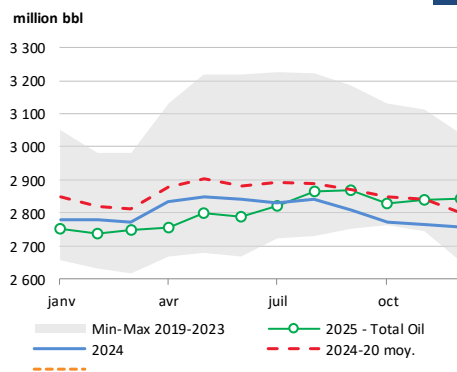
USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans

8



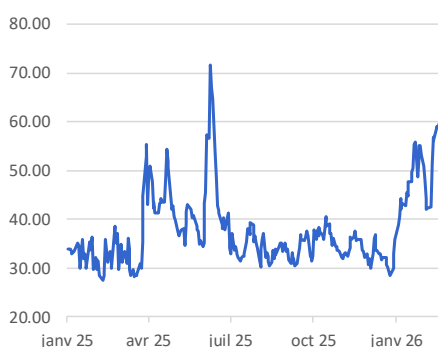
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE

9



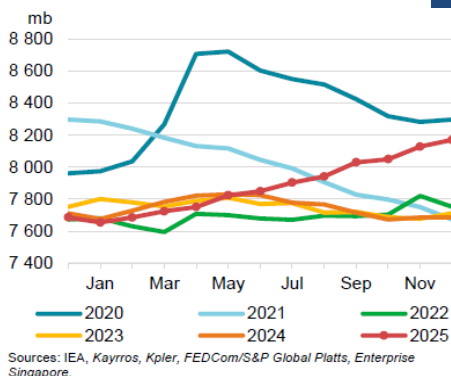
Volatilité Pétrole Indice OVX

10



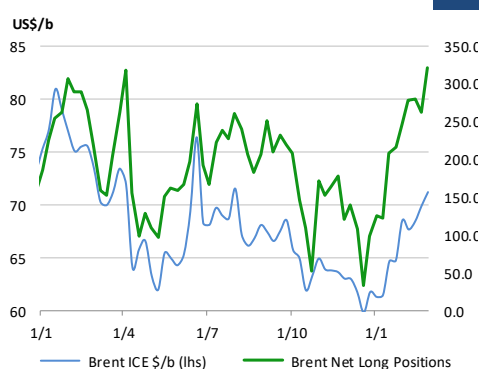
Stocks Pétroliers Totaux

11



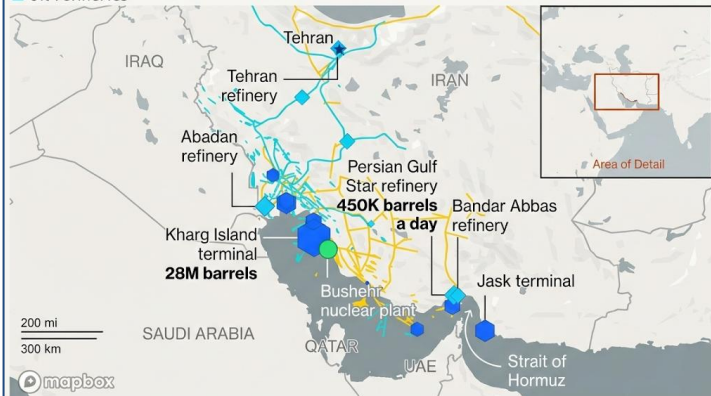
Brent : Positions nettes longues

12



Iran's Oil and Gas Assets: What to Watch

Gas pipelines and fields Oil pipelines and fields Oil terminals Oil refineries



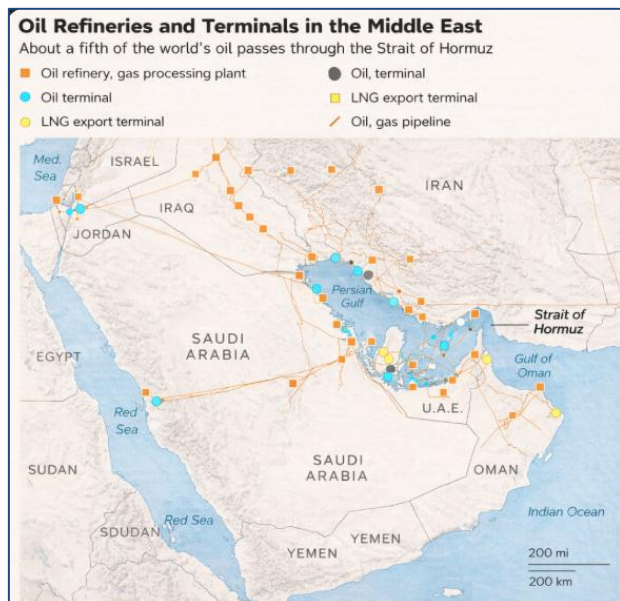
Sources: Bloomberg (oil refineries and terminals); US Department of Energy Global Oil & Gas Features Database (pipelines and fields); Middle East Economic Survey (MEES)
Note: Oil refineries and terminals are sized by capacity; planned capacity for the Jask terminal is 10M barrels, MEES reported in 2024.

Pipelines Bypassing Hormuz

Oil refinery Oil terminal Oil, gas pipeline



Semaine	27/2	20/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	71.3	70.0	1.3	1.9%	73.5
Brent Spot	71.6	71.5	0.1	0.2%	76.0
WTI Nymex	65.9	65.1	0.8	1.3%	69.7



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	1.1	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			