

Semaine	30/5	23/5	Delta	%	Année -1
Brent ICE	64.4	65.0	-0.7	-1.0%	82.9
Brent Spot	64.6	65.4	-0.8	-1.3%	80.8
WTI Nymex	61.1	61.9	-0.8	-1.3%	78.5

L'OPEP+ augmentera de nouveau sa production en juillet. Le Brent à 64 \$/b

La semaine dernière, les prix du pétrole brut ont légèrement reculé, dans un contexte marqué par deux réunions importantes : celle de l'OPEP+ et celle des huit pays membres participant aux ajustements volontaires de production. Sans surprise, ce dernier groupe a confirmé ce week-end une nouvelle hausse de production de 411 kb/j à compter de juillet, une décision qui devrait accentuer l'excédent d'offre attendu pour 2025 et 2026 et renforcer ainsi la pression baissière sur les prix. À cela se sont ajoutées des tensions commerciales, notamment entre les États-Unis et la Chine, qui ont contribué à faire baisser davantage les cours du brut. Sur les marchés à terme, la structure en backwardation du Brent s'est légèrement renforcée, avec un différentiel de prix atteignant 1,1 \$/b entre les deux premières échéances et 2,5 \$/b à six mois. Cette tendance pourrait refléter l'anticipation d'une augmentation de l'offre à venir.

En moyenne hebdomadaire, le Brent pour livraison en juillet a baissé de 0,7 \$/b (-1,0 %) à 64,4 \$/b, tandis que le WTI a perdu 0,8 \$/b (-1,3 %) pour atteindre 61,1 \$/b (Fig. 2). Le consensus Bloomberg du 29 mai est stable avec un Brent à 67,0 \$/b au T2 et T3 puis 66 \$/b au T4 (Fig. 3).

Réunions de l'OPEP+ : les annonces

Lors de sa 39^e réunion ministérielle tenue mercredi dernier, l'OPEP+ a décidé de maintenir inchangés les quotas de production officiels jusqu'au 31 décembre 2026. Parallèlement, les membres se sont mis d'accord pour mettre en place un nouveau mécanisme d'évaluation de la capacité de production maximale de chaque pays. Ce nouvel outil servira de base pour la révision des quotas en 2027, avec pour objectif de mieux refléter les réalités techniques et les investissements des membres, tout en prévenant les écarts persistants entre les engagements et les productions effectives. Cette démarche vise également à préserver la cohésion du groupe, fragilisée ces derniers mois par les dépassements répétés des quotas de la part de l'Irak et du Kazakhstan, ainsi que par le retrait de l'Angola fin 2024, à la suite d'un désaccord sur son niveau de production cible.

Par ailleurs, ce week-end, les huit pays de l'OPEP+ ayant annoncé des coupes volontaires supplémentaires en 2023 ont indiqué qu'ils augmenteraient leur production de 411 kb/j en juillet. Le groupe justifie cette décision en s'appuyant sur des perspectives économiques jugées stables et des fondamentaux de marché solides, notamment des niveaux de stocks historiquement bas. Cette mesure devrait permettre aux pays participants d'accélérer leur plan de compensation des dépassements de production. En maintenant un prix du pétrole relativement bas, le groupe cherche à dissuader tout dépassement de production, à regagner des parts de marché et à pénaliser les producteurs dont le coût marginal est élevé, en particulier les opérateurs de pétrole de schiste américains dont les seuils de rentabilité sont plus élevés.

Vers un prix du Brent à 50 \$/b ?

Depuis le mois de mars, le groupe des huit pays de l'OPEP+ a annoncé plusieurs augmentations de sa production totalisant 1,4 Mb/j d'ici juillet, soit plus de la moitié des réductions volontaires décidées auparavant (2,2 Mb/j). Dans un contexte où l'AIE anticipe déjà un surplus d'offre d'environ 1 Mb/j pour cette année et la suivante, cette décision pourrait exercer une forte pression à la baisse sur les prix du brut, au point que certains analystes envisagent un Brent passant sous la barre des 50 \$/b. Toutefois, la réalité pourrait être plus nuancée.

Tout d'abord, cette augmentation était déjà anticipée depuis plusieurs semaines et a donc été prise en compte par les marchés et partiellement intégrée dans le prix du brut. Par ailleurs, si l'on tient compte des ajustements liés aux dépassements de quotas observés ces derniers mois, la hausse nette de la production se limite à environ 1,1 Mb/j. En réalité, de nombreux experts soulignent que les contraintes techniques, logistiques et politiques auxquelles sont confrontés certains producteurs rendent peu probable la mise en œuvre complète de cette augmentation. Ainsi, l'accroissement effectif de l'offre devrait rester inférieur à 1 Mb/j. De plus, tous les barils supplémentaires ne devraient pas nécessairement parvenir sur les marchés mondiaux. En effet, dans les pays du Golfe, la consommation intérieure de pétrole brut augmente durant l'été, notamment pour la production d'électricité et le dessalement de l'eau de mer. L'an dernier, l'Arabie saoudite avait ainsi accru sa consommation directe de brut de plus de 0,5 Mb/j entre mars et juillet. Si une évolution similaire se reproduit cette année, plus de 80 % de la hausse de production saoudienne et près de la moitié de l'effort collectif des huit pays concernés seraient absorbés par la demande locale. Le surplus redouté à l'échelle mondiale pourrait donc être largement atténué par la consommation régionale des pays du Golfe. À cette réalité physique s'ajoute une dimension géopolitique de plus en plus instable, qui continue de soutenir les prix du pétrole malgré des fondamentaux baissiers. L'administration américaine a récemment mis fin à la licence autorisant Chevron à exporter du pétrole brut vénézuélien. Parallèlement, Donald Trump a publiquement condamné les attaques russes en Ukraine, évoquant la possibilité de nouvelles sanctions, avec le secteur de l'énergie en ligne de mire.

Semaine	30/5	23/5	Delta	%	Année -1
Brent ICE	64.4	65.0	-0.7	-1.0%	82.9
Brent Spot	64.6	65.4	-0.8	-1.3%	80.8
WTI Nymex	61.1	61.9	-0.8	-1.3%	78.5

D'autres foyers d'incertitude se rallument ailleurs. En Libye, le gouvernement de l'Est menace de suspendre la production pétrolière en réaction à la prise de contrôle du siège de la compagnie nationale par une milice affiliée aux autorités de l'Ouest. Par ailleurs, les espoirs de reprise des négociations entre les États-Unis et l'Iran semblent s'évanouir. Un récent rapport de l'AIEA fait état d'une hausse inquiétante des stocks d'uranium hautement enrichi en Iran, suffisants pour potentiellement fabriquer dix ogives nucléaires. Ce constat éloigne pour l'instant la perspective d'un allègement des sanctions, qui aurait pu permettre à l'Iran de remettre des volumes supplémentaires de pétrole sur le marché mondial.

Ainsi, même si l'OPEP+ paraît vouloir accélérer l'augmentation de l'offre, les nombreux obstacles géopolitiques et économiques limitent fortement l'effet de cette décision. Dans ce contexte, un Brent à 50 \$/b apparaît bien plus incertain qu'il n'y paraît.

USA : baisse des stocks de pétrole brut. Forte reprise de la consommation d'essence

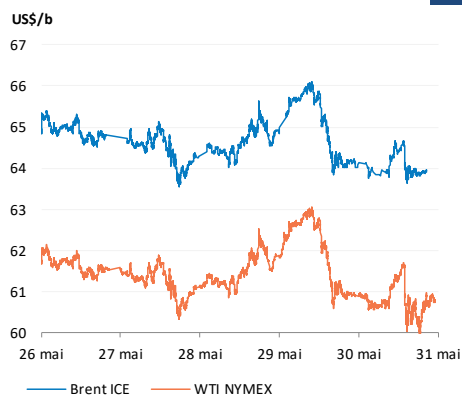
Les stocks commerciaux de pétrole brut ont enregistré la semaine dernière une baisse bien plus marquée que prévu, reculant de 2,8 Mb. Avec ce repli, ils demeurent inférieurs de 3 % à leur niveau de l'an dernier et de 6 % à la moyenne des cinq dernières années (cf. Fig. 8). Ce recul s'explique en partie par une nette progression des exportations de brut, en hausse de 0,8 Mb/j, tandis que la production domestique est restée stable à 13,4 Mb/j (cf. Fig. 7). Du côté des produits légers, c'est la baisse des stocks d'essence qui retient l'attention, avec un recul de 2,4 Mb. Cette diminution s'inscrit dans un contexte de forte reprise de la demande d'essence, qui a atteint près de 9,5 Mb/j, soit une hausse de 0,8 Mb/j en une semaine. Les stocks d'essence sont inférieurs de 3 % à ceux de l'an dernier et de 4 % à la moyenne sur cinq ans.

Europe : baisse stocks d'essence et diesel. Baisse des prix des produits pétroliers.

Les stocks de produits pétroliers du hub d'Amsterdam-Rotterdam-Anvers (ARA) ont reculé de 1,5 % la semaine dernière, atteignant leur plus bas niveau depuis février. Cette baisse est principalement due au repli marqué des stocks d'essence (-2,7 %) et de diesel (-8,9 %), désormais bien en deçà de leurs niveaux habituels : respectivement 8 % et 11 % inférieurs à ceux de l'an dernier. Sur le marché international de Rotterdam, les prix ont suivi la tendance baissière du Brent, avec un recul de 1,1 % pour l'essence et de 1,0 % pour le diesel. Dans ce contexte, la marge de raffinage moyenne en Europe (Brent FCC) a fléchi de 3,3 %, s'établissant à 8,8 \$/b. Elle reste toutefois nettement au-dessus de sa moyenne quinquennale, avec un niveau supérieur de plus de 22 % (cf. fig. 5).

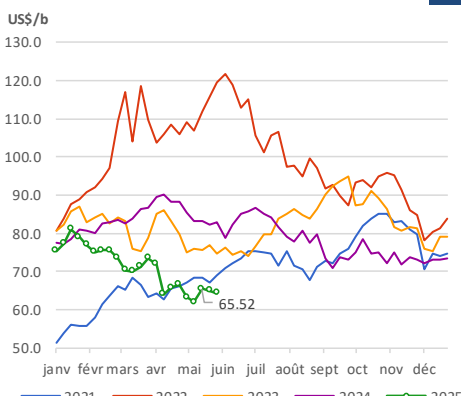
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI

1



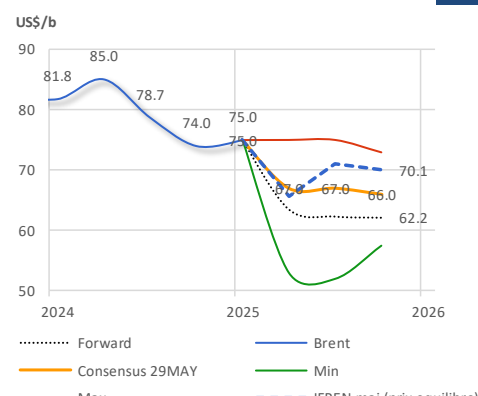
Evolution du prix du pétrole brut (Brent)

2



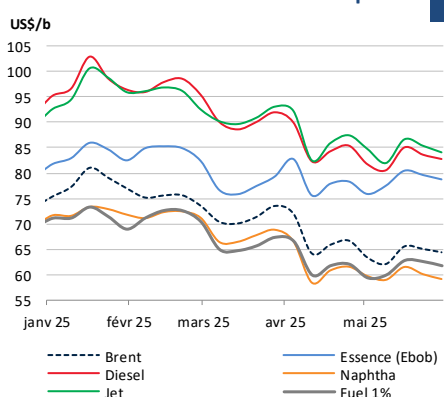
Consensus Bloomberg - Brent

3



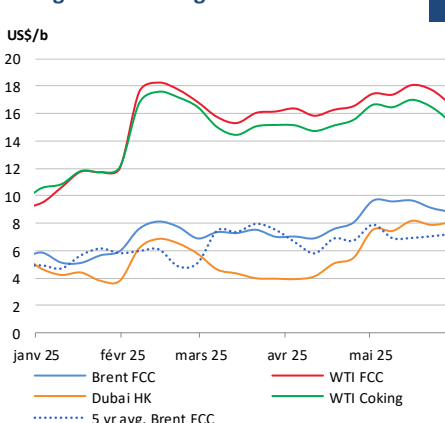
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



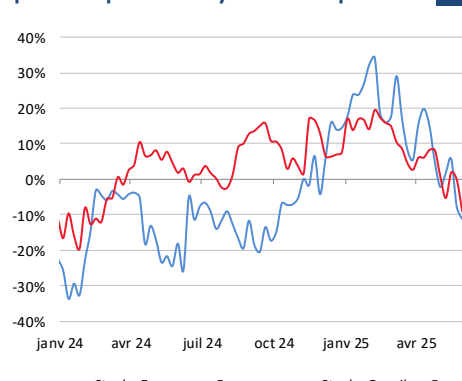
Marges de Raffinage

5



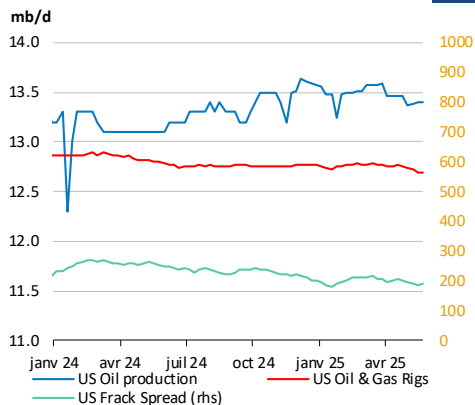
ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

6

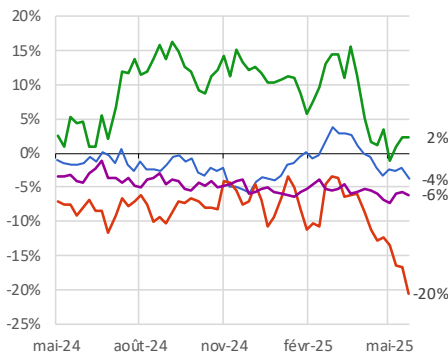


Semaine	30/5	23/5	Delta	%	Année -1
Brent ICE	64.4	65.0	-0.7	-1.0%	82.9
Brent Spot	64.6	65.4	-0.8	-1.3%	80.8
WTI Nymex	61.1	61.9	-0.8	-1.3%	78.5

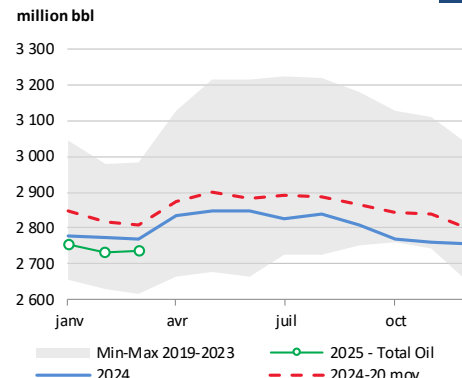
US Production de pétrole brut



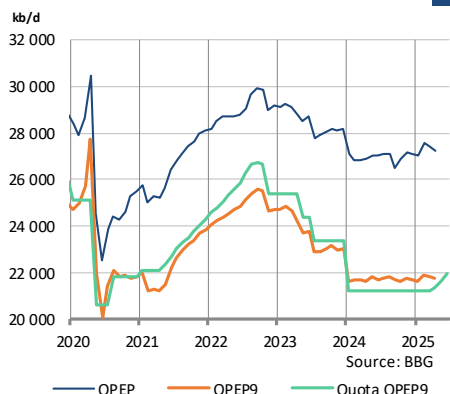
USA: Evolution des stocks vs. moyenne 5 ans



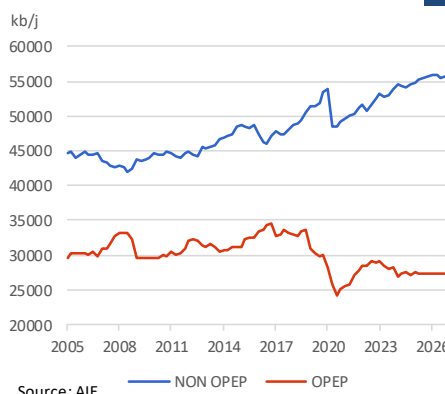
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE



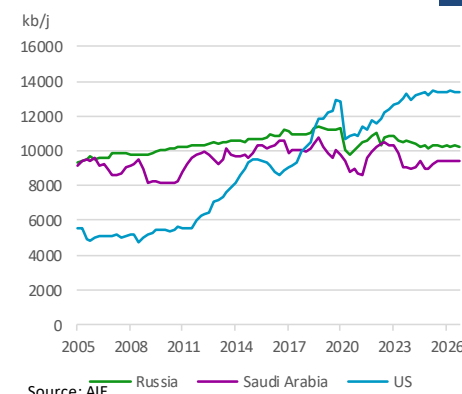
OPEP : Production vs. Quotas



Production OPEP vs. Non OPEP



Principaux Producteurs de Pétrole



AIE - OMR mai	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	25-24	26-25
OCDE	45.7	45.2	45.4	46.0	45.6	45.6	44.8	45.1	45.9	45.4	45.3	-0.1	-0.2
non-OCDE	57.5	57.3	58.4	58.9	58.8	58.4	58.4	59.5	59.8	59.7	59.4	0.9	1.0
Dont Chine	16.6	16.7	16.8	16.9	16.7	16.8	16.7	17.0	17.0	16.9	16.9	0.13	0.15
Demande totale (mb/j)	103.2	102.5	103.9	104.9	104.3	103.9	103.2	104.6	105.7	105.2	104.7	0.7	0.8
Offre non-OPEP	70.2	70.3	71.5	72.0	72.3	71.5	71.9	72.3	72.4	72.4	72.3	1.3	0.7
Offre OPEP	32.8	33.1	33.1	33.1	33.1	33.1	33.3	33.3	33.4	33.4	33.3	0.3	0.3
Offre OPEP (brut)	27.3	27.5	27.3	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	0.1	0.0
Offre non OPEP+	53.1	53.4	54.3	54.8	55.1	54.4	54.8	55.3	55.4	55.5	55.2	1.3	0.8
Offre OPEP+	49.9	50.0	50.2	50.3	50.3	50.2	50.4	50.3	50.4	50.3	50.4	0.3	0.2
Offre totale (mb/j)	103.0	103.4	104.5	105.1	105.4	104.6	105.2	105.6	105.8	105.8	105.6	1.6	1.0
Differences (+/-)	-0.1	1.0	0.6	0.2	1.1	0.7	2.0	1.0	0.1	0.6	0.9		

Production OPEP basée sur accords actuels

EIA - STEO mai	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	25-24	26-25
OCDE	45.7	45.6	45.3	46.1	46.1	45.8	45.5	45.2	46.0	45.9	45.7	0.1	-0.1
non-OCDE	57.1	57.6	58.1	57.9	58.2	58.0	58.7	59.1	59.0	59.1	59.0	0.9	1.0
Dont Chine	16.3	16.5	16.7	16.3	16.6	16.5	16.8	16.9	16.5	16.8	16.7	0.2	0.20
Demande totale (mb/j)	102.7	103.2	103.3	104.0	104.3	103.7	104.2	104.3	105.0	105.0	104.6	1.0	0.9
Offre non-OPEP	70.4	70.5	71.2	72.0	72.5	71.6	72.1	72.5	72.8	73.1	72.6	1.2	1.1
Offre OPEP	32.4	32.7	32.6	32.5	32.5	32.6	32.7	32.7	32.8	32.9	32.8	0.2	0.2
Offre OPEP (brut)	26.7	27.0	26.9	26.8	26.8	26.8	26.9	26.9	27.0	27.0	26.9	0.1	0.1
Offre non OPEP+	53.3	53.5	54.3	55.1	55.4	54.6	55.0	55.4	55.8	56.0	55.5	1.2	1.0
Offre OPEP+	49.4	49.7	49.5	49.4	49.6	49.5	49.8	49.8	49.9	50.0	49.9	0.1	0.3
Offre totale (mb/j)	102.7	103.2	103.8	104.4	105.1	104.1	104.8	105.3	105.7	106.0	105.4	1.4	1.3
Differences (+/-)	0.0	-0.0	0.5	0.4	0.7	0.4	0.6	0.9	0.7	1.0	0.8		

OPEP - MOM avril	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	25-24	26-25
OCDE	45.7	45.2	45.5	46.3	46.1	45.8	45.3	45.5	46.5	46.1	45.8	0.1	0.1
non-OCDE	58.0	59.0	58.8	59.1	60.1	59.2	60.1	60.0	60.4	61.2	60.4	1.2	1.2
Dont Chine	16.7	16.9	16.7	17.0	17.0	16.9	17.0	16.9	17.3	17.2	17.1	0.2	0.2
Demande totale (mb/j)	103.7	104.1	104.3	105.4	106.2	105.0	105.4	105.5	106.9	107.3	106.3	1.3	1.3
Offre non-OPEP+	53.2	53.8	53.9	54.0	54.3	54.0	54.7	54.5	54.7	55.3	54.8	0.8	0.8
Offre OPEP+	49.2	49.4	49.8	49.7	49.8	49.8	50.0	50.0	50.0	50.1	50.0	0.6	0.2
Offre OPEP (Brut)	26.6	26.8	27.3	27.4	27.4	27.2	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	0.6	0.2
Offre totale (mb/j)	102.4	103.2	103.8	103.7	104.2	103.8	104.6	104.5	104.7	105.4	104.8	1.5	1.0
Differences (+/-)	-1.3	-1.0	-0.5	-1.7	-2.0	-1.2	-0.7	-1.0	-2.1	-1.9	-1.5		