

Semaine	7/2	31/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	75.1	77.0	-1.8	-2.4%	79.9
Brent Spot	75.3	77.6	-2.3	-3.0%	82.6
WTI Nymex	71.7	73.0	-1.3	-1.7%	74.6

Les guerres commerciales et les sanctions imposées à l'Iran et la Russie créent une forte incertitude et une volatilité marquée sur le marché pétrolier.

Les marchés pétroliers ont traversé une nouvelle semaine de forte volatilité, rythmée par les déclarations de l'administration américaine. Après une brève hausse en début de semaine, les prix ont reculé à la suite de l'annonce d'une hausse des tarifs douaniers américains sur les importations en provenance du Canada et de la Chine, ravivant les craintes d'une guerre commerciale et d'une reprise de l'inflation. En parallèle, OPEC+ a confirmé une augmentation progressive de sa production dès avril, tandis que les États-Unis ont réinstauré des sanctions visant à réduire à zéro les exportations pétrolières iraniennes. La publication en fin de semaine des stocks de brut américains en forte hausse a accentué la pression baissière avec un Brent clôturant la semaine sous les 75 \$/b (Fig. 1&2)

En moyenne hebdomadaire, le prix du Brent est en baisse pour la troisième semaine consécutive. Le contrat à terme pour livraison en avril a baissé de 1,8 \$/b (-2,4 %) pour s'établir à 75,1 \$/b. Le WTI a terminé à 71,7 \$/b, en baisse de 1,7 %. Selon un consensus d'économistes interrogés par Bloomberg le 5 février, le prix moyen attendu du Brent au premier et deuxième trimestre 2025 est stable à 75 \$/b (Fig. 3).

OPEP+ maintient pour le moment sa stratégie

Lundi dernier, l'OPEP+ a confirmé qu'elle maintiendrait ses restrictions de production jusqu'à la fin du trimestre, avec une reprise progressive prévue en avril. Son plan prévoit d'augmenter la production de 120 kb/j chaque mois à partir d'avril, pour atteindre 2,1 Mb/j d'ici la fin de l'année 2026. Cependant, l'OPEP+ a déjà reporté par trois fois cette décision, craignant qu'une augmentation de sa production n'entraîne un excédent de pétrole sur le marché et fasse baisser les prix. En effet, selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), un excédent d'offre de 0,75 Mb/j pourrait apparaître dès 2025, même en l'absence d'augmentation de l'offre de l'alliance. Certains experts pensent même que l'OPEP+ pourrait finalement abandonner ses plans de relance cette année, étant donné les prévisions de prix du pétrole à 73 \$/b pour 2025 et 71 \$/b pour 2026, selon un consensus d'économistes interrogés par Bloomberg.

Lors de sa réunion, le Joint Ministerial Monitoring Committee (JMMC) de l'OPEP+ a également décidé de changer les sources externes utilisées pour suivre la production de ses membres, en excluant Rystad Energy AS et l'Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA). Ces sources ont été remplacées par les consultants Kpler, OilX et ESAI. Il y a quelques mois, l'AIE avait déjà été écartée. Ces nouveaux changements dans les sources de l'OPEP+ pourraient créer davantage d'incertitudes sur les marchés et rendre l'analyse de la discipline de production du cartel encore plus difficile, alors que les incertitudes sur la demande de pétrole, notamment en Chine, persistent. Les estimations de production de l'OPEP pour janvier, publiées cette semaine par Bloomberg et Reuters, montrent une légère baisse, mais présentent également de grandes disparités. Selon Reuters, la production des neuf pays sous quotas était inférieure de 61 000 b/j à l'objectif fixé, tandis que Bloomberg estime qu'elle le dépassait de 364 000 b/j (Fig. 11). Cette divergence s'explique principalement par l'évaluation de la production des Émirats arabes unis, mais des différences notables existent aussi pour l'Irak, le Koweït et l'Iran. Au total, Bloomberg estime que la production globale de l'OPEP en janvier (27,0 Mb/j) est supérieure de 0,5 Mb/j à celle rapportée par Reuters. L'EIA, l'AIE et l'OPEP publieront cette semaine leur analyse mensuelle du marché pétrolier.

Russie : l'impact des sanctions commence à se faire sentir

À la suite du renforcement des sanctions américaines contre la Russie début janvier, celle-ci fait face à un problème de transport maritime de pétrole qui pourrait significativement impacter ses revenus pétroliers. En sanctionnant plus de 160 pétroliers, les sanctions ont réduit considérablement la flotte de tankers « fantômes » utilisée par la Russie, entraînant une hausse significative des coûts de transport et des délais de livraison vers l'Asie. Certains navires sanctionnés peinent déjà à livrer efficacement leur cargaison, restant ancrés au large de la Russie ou des ports chinois. D'autres pratiquent des transbordements en mer pour stocker leur pétrole dans des navires plus grands. Cette situation contraint de fait la Russie à baisser le prix de vente de son brut pour le faire repasser sous le seuil des 60 \$/b, imposé par les sanctions internationales, afin de pouvoir accéder à des services occidentaux, comme les assurances et les tankers.

Selon Argus, la décote du brut Urals au port de Primorsk par rapport au Brent a atteint 15,7 \$/b la semaine dernière, son niveau le plus élevé depuis janvier (Fig. 10). En réponse à ces perturbations, l'Arabie saoudite a considérablement augmenté ses prix officiels de vente pour mars, notamment pour ses clients asiatiques. Le prix du baril d'Arab Light destiné à l'Asie sera augmenté de 2,4 \$/b, atteignant une prime de 3,9 \$/b par rapport au prix de référence Oman/Dubaï. En Europe, la prime a également augmenté, mais dans une moindre mesure et pour les clients américains, l'augmentation est restée très modeste. La politique de prix de l'Arabie saoudite s'explique à la fois par la reprise attendue de la demande en Asie et par la baisse de la concurrence du pétrole russe et iranien, affaibli par le

Semaine	7/2	31/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	75.1	77.0	-1.8	-2.4%	79.9
Brent Spot	75.3	77.6	-2.3	-3.0%	82.6
WTI Nymex	71.7	73.0	-1.3	-1.7%	74.6

renforcement des sanctions américaines. Toutefois, la chute du prix du brut russe sous les 60 \$/b, si elle se maintient, pourrait relancer les exportations russes et accroître de nouveau la concurrence avec le Moyen-Orient.

USA-Iran : « pression maximale » contre l'Iran, mais un impact limité ?

Le président américain Donald Trump a rétabli sa politique de sanctions de « pression maximale » contre l'Iran, affirmant vouloir réduire à zéro les exportations pétrolières du pays, y compris celles vers la Chine. Bien que les détails restent à préciser par le Trésor américain, l'ordre présidentiel indique clairement une intensification des mesures contre le transport maritime iranien qui s'est bien renforcé ces dernières années. Il charge notamment le procureur général des États-Unis de « prendre toutes les mesures légales disponibles pour saisir les cargaisons de pétrole iranien illicites ». Bien que Washington ait déjà renforcé ses sanctions contre les exportations iraniennes l'an dernier, en particulier après octobre, les exportations de pétrole iranien se sont maintenues à près de 1,5-1,6 Mb/j. Il est donc encore trop tôt pour tirer des conclusions de ces nouvelles mesures, mais la majorité des exportations iraniennes étant destinées à des acteurs indépendants et privés en Chine, peu exposés au marché financier américain et peu préoccupés par les sanctions, l'impact de ces nouvelles sanctions devrait être beaucoup plus faible que durant le premier mandat de D. Trump, de l'ordre de 0,2 à 0,5 Mb/j selon plusieurs sources.

USA : nouvelle hausse des stocks de pétrole brut

Les stocks commerciaux de pétrole brut ont enregistré une hausse significative de +8,7 Mb la semaine dernière, largement au-dessus des attentes (+1,9 Mb). Ces stocks se trouvent désormais à -1 % par rapport à l'année dernière et -4 % par rapport à la moyenne sur 5 ans. Cette augmentation a été soutenue par un rebond de la production domestique, en hausse de +238 000 b/j à 13,5 Mb/j, après les perturbations dues aux tempêtes hivernales (Fig. 7). Du côté de la demande, tous les produits ont enregistré une hausse hebdomadaire, mais la demande d'essence reste inférieure de -5 % à celle de l'année dernière. En revanche, la demande de distillats a bondi de +20 %, tandis que celle de kérosène a augmenté de +8 %. En termes de stocks, les réserves d'essence sont stables, celles de distillats ont diminué de -7 % par rapport à l'année dernière, atteignant un niveau historiquement bas sur 5 ans pour la période, et les stocks de kérosène ont progressé de +4 % (Fig. 8).

Europe : forte hausse de la marge de raffinage

En Europe, les stocks de produits pétroliers dans le hub ARA (Amsterdam-Rotterdam-Anvers) sont restés globalement stables la semaine dernière. La hausse des stocks d'essence (+3,6 %) et de gasoil (+6,3 %) a compensé la baisse des stocks de naphtha et de kérosène. Les stocks d'essence et de gasoil demeurent particulièrement élevés, respectivement +37 % et +16 % au-dessus de leur moyenne sur les cinq dernières années (Fig. 6). Contrairement au prix du pétrole brut, qui a suivi une tendance baissière, les prix des produits pétroliers ont affiché une évolution divergente : l'essence a augmenté de 2,9 %, tandis que le gasoil a légèrement baissé de 0,5 % (Fig. 4). Dans ce contexte, l'indicateur de marge de raffinage moyenne en Europe (Brent FCC) a enregistré une hausse significative de 28 %, atteignant 7,7 \$/b la semaine dernière, son plus haut niveau depuis août 2024 (Fig. 5)

Europe : pétrole, gaz, électricité, CO₂ - Prix de l'énergie en hausse en janvier

En janvier 2025, les prix de l'électricité ont augmenté dans la plupart des grands marchés européens, certains atteignant leur plus haut niveau depuis mars 2023. Cette tendance suit celle des prix du gaz, dont les contrats à terme ont atteint leur plus haut niveau depuis le début de cette année, ainsi que celle des prix du CO₂, à leur plus haut niveau depuis décembre 2023. La demande accrue en électricité a également contribué à cette tendance haussière. L'énergie photovoltaïque a enregistré sa plus grande production pour un mois de janvier dans l'ensemble des grands marchés européens, un record également atteint par l'énergie éolienne en Espagne, en France et au Portugal.

La moyenne mensuelle des prix sur la plupart des marchés européens a dépassé les 95 €/MWh, avec 105,7 €/MWh pour la France et 118,5 €/MWh pour l'Allemagne. Dans un contexte de risques sur l'approvisionnement, à la suite de l'arrêt des importations par gazoduc transitant par l'Ukraine, les contrats à terme du gaz TTF sur le marché ICE pour le mois à venir ont atteint leur moyenne mensuelle la plus élevée depuis mars 2023, à 48,7 €/MWh. Cette situation est également due à une baisse plus importante que prévue des niveaux des stocks de gaz, laissant présager des besoins de restockage élevés cet été. Les contrats à terme sur les quotas d'émission de CO₂ sur le marché EEX pour le contrat de référence de décembre 2025 ont atteint un prix moyen de 78 €/t, soit le niveau le plus élevé depuis novembre 2023 (Fig. 12).

Semaine	7/2	31/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	75.1	77.0	-1.8	-2.4%	79.9
Brent Spot	75.3	77.6	-2.3	-3.0%	82.6
WTI Nymex	71.7	73.0	-1.3	-1.7%	74.6

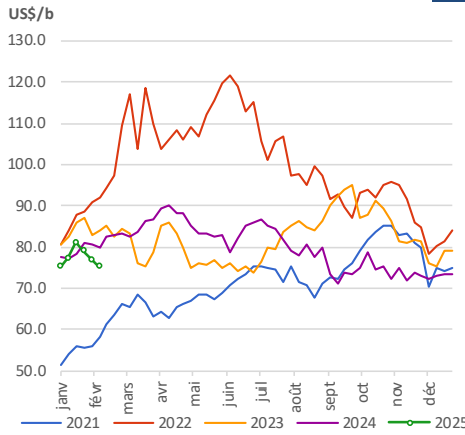
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI

1



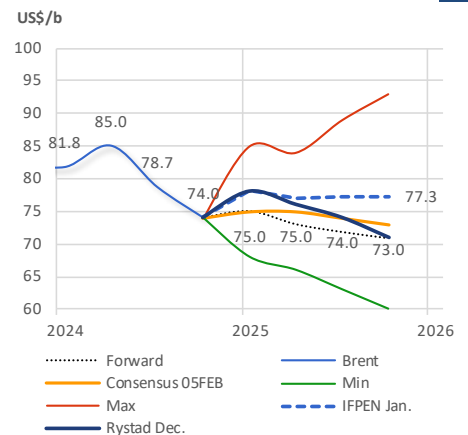
Evolution du prix du pétrole brut (Brent)

2



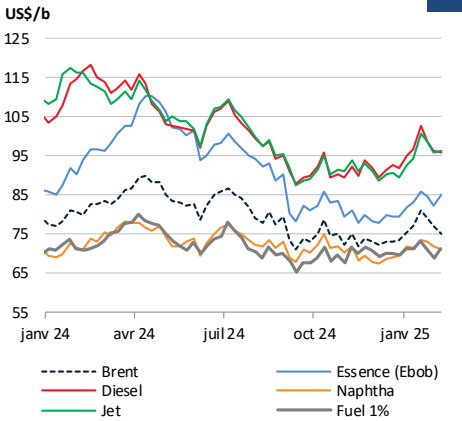
Consensus Bloomberg - Brent

3



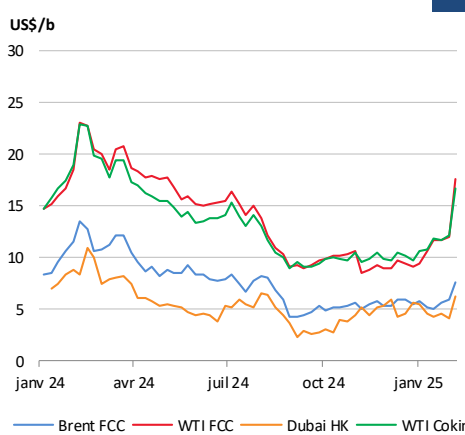
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



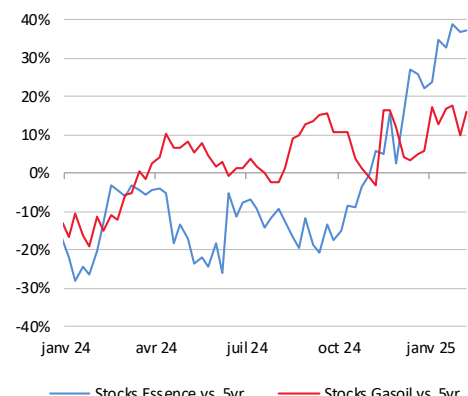
Marges de Raffinage

5



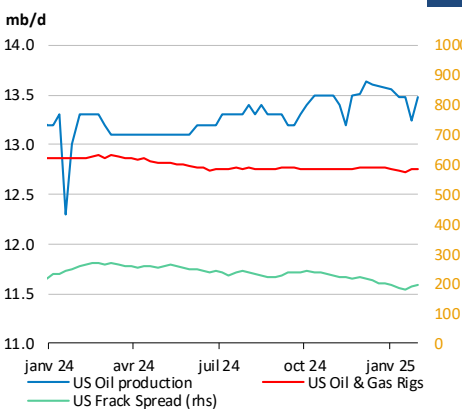
ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

6



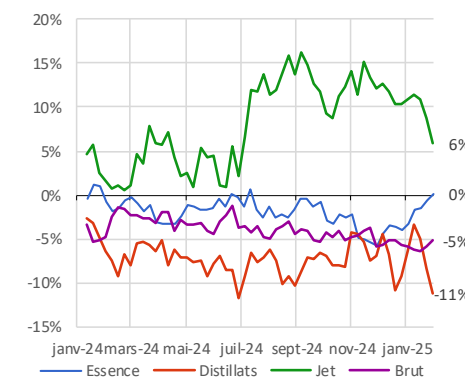
US Production de pétrole brut

7



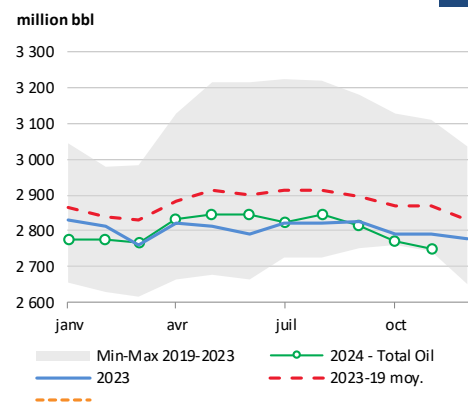
USA: Evolution des stocks vs. moyenne 5 ans

8



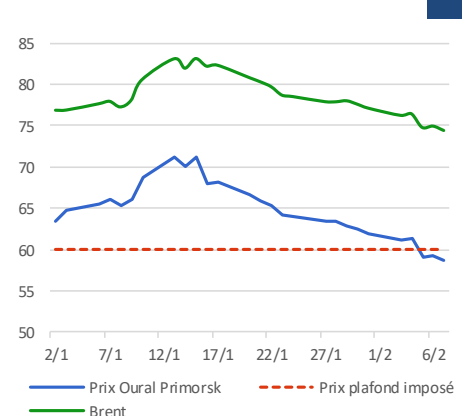
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE

9



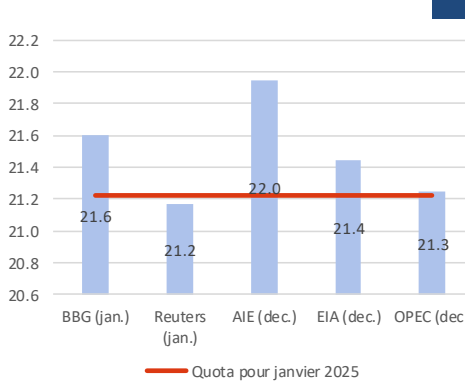
Prix de l'Oural vs. Brent

10



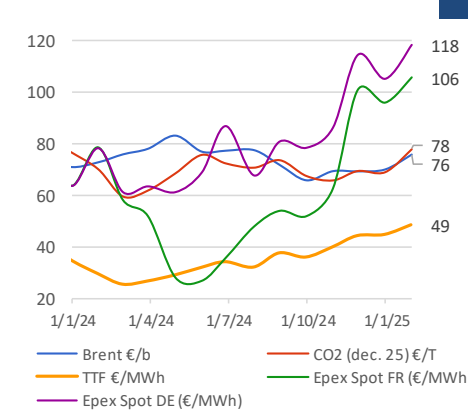
Production OPEP9 selon divers sources

11



Prix de l'énergie et du CO2 en Europe

12



Semaine	7/2	31/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	75.1	77.0	-1.8	-2.4%	79.9
Brent Spot	75.3	77.6	-2.3	-3.0%	82.6
WTI Nymex	71.7	73.0	-1.3	-1.7%	74.6

AIE - OMR jan.	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	24-23	25-24
OCDE	45.6	44.8	45.6	46.1	46.4	45.7	45.1	45.5	46.1	46.0	45.7	0.1	0.0
non-OCDE	56.3	56.6	57.0	57.5	57.6	57.2	57.6	58.2	58.6	58.7	58.3	0.9	1.1
<i>Dont Chine</i>	16.4	16.6	16.7	16.7	16.5	16.6	16.6	16.9	17.0	16.8	16.8	0.18	0.2
Demande totale (mb/j)	102.0	101.4	102.6	103.6	104.0	102.9	102.7	103.7	104.7	104.7	104.0	0.9	1.1
Offre non-OPEP	69.3	69.4	70.3	70.5	70.6	70.2	70.4	71.7	72.3	72.6	71.8	0.9	1.6
Offre OPEP	32.9	32.5	32.8	32.7	32.9	32.7	32.9	32.9	32.9	33.0	32.9	-0.2	0.2
Offre OPEP (brut)	27.4	26.9	27.2	27.1	27.3	27.1	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	-0.3	0.4
Offre non OPEP+	51.6	52.0	53.1	53.5	53.8	53.1	53.4	54.5	55.0	55.4	54.6	1.6	1.5
Offre OPEP+	50.7	49.9	49.9	49.7	49.7	49.8	49.9	50.1	50.2	50.2	50.1	-0.9	0.3
Offre totale (mb/j)	102.3	101.9	103.0	103.2	103.5	102.9	103.3	104.6	105.2	105.6	104.7	0.7	1.8
Differences (+/-)	0.3	0.4	0.5	-0.3	-0.5	0.0	0.6	0.9	0.5	0.9	0.7		

Production OPEP basée sur accords actuels

EIA -STEO jan.	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	24-23	25-24
OCDE	45.7	44.8	45.6	46.1	46.3	45.7	45.6	45.4	46.2	46.3	45.9	0.0	0.2
non-OCDE	56.2	57.1	57.2	56.8	57.1	57.1	58.1	58.3	58.2	58.2	58.2	0.9	1.1
<i>Dont Chine</i>	16.2	16.5	16.4	15.9	16.2	16.3	16.6	16.7	16.3	16.5	16.5	0.1	0.2
Demande totale (mb/j)	101.8	101.9	102.8	103.0	103.4	102.8	103.7	103.7	104.4	104.5	104.1	0.9	1.3
Offre non-OPEP	69.8	69.9	70.4	70.5	70.8	70.4	70.8	71.5	72.2	72.6	71.7	0.5	1.4
Offre OPEP	32.2	32.2	32.1	32.1	32.4	32.2	32.4	32.5	32.7	32.8	32.6	0.0	0.4
Offre OPEP (brut)	26.9	26.8	26.8	26.7	26.7	26.7	26.7	26.8	27.0	27.1	26.9	-0.2	0.1
Offre non OPEP+	58.1	58.8	59.9	60.1	60.9	59.9	60.6	61.3	62.0	62.2	61.5	1.8	1.6
Offre OPEP+	43.9	43.3	42.6	42.5	42.2	42.6	42.6	42.7	42.9	43.2	42.8	-1.3	0.2
Offre totale (mb/j)	102.1	102.1	102.5	102.6	103.1	102.6	103.2	104.0	104.9	105.4	104.3	0.5	1.8
Differences (+/-)	0.2	0.1	-0.2	-0.4	-0.3	-0.2	-0.6	0.3	0.4	0.8	0.2		

OPEP jan.	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	24-23	25-24
OCDE	45.6	44.8	45.8	46.4	46.2	45.8	44.9	45.6	46.5	46.5	45.9	0.1	0.1
non-OCDE	56.6	58.0	57.4	58.1	59.3	58.0	59.3	58.7	59.0	60.2	59.3	1.4	1.3
<i>Dont Chine</i>	16.4	16.7	16.6	16.8	17.2	16.7	17.0	16.9	17.1	17.2	17.0	0.4	0.3
Demande totale (mb/j)	102.2	102.8	103.2	104.5	105.6	103.7	104.2	104.3	105.5	106.7	105.2	1.5	1.4
Offre non-OPEP+	51.8	52.6	53.1	53.2	53.4	53.2	54.0	54.0	54.3	54.8	54.3	1.3	1.1
Offre OPEP+	50.2	41.2	40.9	40.6	49.3	40.8	49.5	49.7	49.7	50.0	49.8	-9.4	9.0
Offre OPEP (Brut)	27.0	26.6	26.6	26.5	27.3	26.8	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	-0.3	0.7
Offre totale (mb/j)	102.0	93.8	94.0	93.8	102.7	94.0	103.5	103.7	104.1	104.8	104.0	-8.1	10.06
Differences (+/-)	-0.2	-9.0	-9.2	-10.8	-2.9	-9.8	-0.7	-0.6	-1.4	-2.0	-1.2		

DoC: Declaration of Cooperation

OPEP+ projection based on average AIE, EIA projections