

Semaine	16/2	9/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	82.5	79.9	2.6	3.3%	85.1
Brent Spot	85.3	82.0	3.3	4.0%	82.8
WTI Nymex	77.7	74.6	3.1	4.2%	78.5

Le Brent à plus de 82 \$/b malgré une demande atone anticipée par l'AIE cette année

Le prix du Brent continue d'être **soutenu par les tensions géopolitiques au Moyen-Orient**, malgré les dernières perspectives de l'AIE, qui prévoient une faible croissance de la demande et un marché pétrolier excédentaire cette année (Fig. 1 & 2 & 11).

En moyenne hebdomadaire, le prix du Brent ICE (contrat à terme à un mois de Londres) a augmenté de 2,6 \$/b (+3,3 %) à 82,5 \$/b, tandis que le WTI a gagné 3,1 \$/b (+4,2 %) à 77,7 \$/b. Le consensus des économistes interrogés par Bloomberg le 16 février est stable par rapport à la semaine dernière, avec un prix du Brent pour le premier trimestre à 82,5 \$/b et 83,0 \$/b pour le deuxième trimestre (Fig. 3).

Rapport mensuel de l'AIE : une vision trop optimiste de l'approvisionnement pétrolier en 2024 ?

Dans son dernier rapport mensuel publié la semaine dernière, l'AIE maintient ses prévisions de **croissance de la demande** de pétrole à **1,2 million de barils par jour (Mb/j)** pour cette année, contre 2,3 Mb/j l'année dernière. Cette estimation est la plus basse parmi les autres agences : l'EIA américaine prévoit une demande de 1,4 Mb/j et l'OPEP continue de tabler sur une croissance plus forte de 2,3 Mb/j (cf. tableau et fig. 10). L'AIE justifie sa position par un contexte macroéconomique mondial plus difficile et la hausse des prix du pétrole qui en freinant l'activité économique risque de compromettre l'amélioration des perspectives économiques.

Les prévisions concernant **l'offre hors OPEP** ont été revues à la hausse, et l'AIE s'attend désormais à ce qu'elle augmente plus rapidement que la demande, à **hauteur de +1,5 Mb/j**. Dans le même temps, l'AIE envisage une **stabilisation de l'offre OPEP**, avec une production moyenne cette année de 27,7 Mb/j (contre 27,6 Mb/j en 2023). Dans ce contexte, les pays de l'OPEP ont peu de marge de manœuvre pour revenir sur leurs réductions volontaires de production sans risquer une offre excédentaire.

Les prévisions de l'AIE à propos de la croissance de la production de pétrole hors OPEP+ semblent cependant très optimistes. C'est notamment le cas des prévisions concernant la production pétrolière américaine qui, en incluant les liquides de gaz naturel (LGN), devrait augmenter de 0,8 Mb/j cette année, alors que l'EIA ne prévoit qu'une croissance de 0,25 Mb/j. L'offre excédentaire de l'AIE s'explique également par le dépassement des objectifs de production par l'OPEP+. La baisse de 0,3 Mb/j enregistrée en janvier est en effet bien en deçà des accords et s'explique en partie par les arrêts de production en Libye qui ont été résolus depuis. Les pays soumis à des quotas ont produit 0,55 Mb/j de plus que convenu, principalement en raison du dépassement des objectifs par le Kazakhstan et l'Irak. Ces deux pays se sont engagés à réduire leur production dans les mois à venir. Ainsi, pour de nombreux observateurs, il est peu probable que l'approvisionnement du marché soit aussi abondant que le suggère le dernier rapport mensuel de l'AIE.

En ce qui concerne **les stocks de pétrole**, l'AIE a enregistré une **baisse des stocks industriels** dans les pays de l'OCDE de 24,1 Mb en décembre, pour atteindre 2 761 Mb (Fig. 9), soit 85,9 Mb en dessous de la moyenne quinquennale. **L'Europe est à l'origine de 75 % du déficit**, principalement en raison de la **baisse des stocks de distillats moyens**. La production européenne de distillats moyens a chuté ces dernières années en raison du ralentissement de l'activité des raffineries. En outre, le remplacement du brut russe, riche en distillats moyens, par des qualités plus légères, à la suite des sanctions, a réduit les rendements en distillats moyens. **Les stocks totaux de pétrole de l'OCDE** ont terminé l'année 2023 à 3 971 Mb, soit le **niveau le plus bas depuis 2004**. Néanmoins, ils couvriraient encore 87,5 jours de demande future.

En se basant sur les données de l'AIE concernant l'évolution de la demande, de la production et des stocks, nous estimons le prix d'équilibre du Brent pour 2024 à 83,4 \$/b au premier trimestre, 82,8 \$/b au deuxième trimestre et 84,6 \$/b en moyenne sur l'année. Ces estimations présupposent que le risque géopolitique mondial demeurera élevé, à des niveaux similaires à ceux actuels, tout au long de 2024. Si les tensions actuelles venaient à se détendre et à revenir à des niveaux comparables à ceux des années précédentes, le prix d'équilibre du Brent en 2024 baisserait à 80,2 \$/b.

L'Arabie saoudite suspend ses plans d'augmentation de capacité de production de pétrole. Une nouvelle stratégie du royaume orientée vers la pétrochimie

Dans son rapport, l'AIE revient sur l'annonce par l'Arabie saoudite de la suspension de son projet d'augmenter sa capacité de production de brut de 1 Mb/j pour atteindre 13 Mb/j, un objectif fixé en 2020. **Si Riyad s'en tient à ce plan, l'Arabie saoudite pourrait, d'ici la fin de la décennie, n'avoir qu'une capacité de réserve de pétrole brut de 1 Mb/j (contre 3 Mb/j actuellement), soit le niveau le plus bas jamais enregistré.** À moyen terme, cependant, et sauf perturbations inattendues, le ralentissement constant de la croissance de la demande mondiale de pétrole et l'augmentation continue de l'offre hors OPEP+ devraient garantir que les marchés pétroliers mondiaux restent suffisamment approvisionnés, même sans nouveaux investissements de la part du royaume, selon l'AIE.

Toutefois, même si le royaume renonce à augmenter sa capacité de production de pétrole brut, **la capacité totale d'approvisionnement en pétrole saoudien, avec les condensats et les liquides de gaz naturel (LGN), devrait continuer à**

Semaine	16/2	9/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	82.5	79.9	2.6	3.3%	85.1
Brent Spot	85.3	82.0	3.3	4.0%	82.8
WTI Nymex	77.7	74.6	3.1	4.2%	78.5

augmenter à moyen terme avec en particulier le démarrage du champ de Jafurah, le plus grand champ de gaz associé non conventionnel du Royaume. Il s'agit potentiellement du plus grand champ de gaz de schiste en dehors des États-Unis qui devrait produire plus de 600 kb/j de condensats et de LGN d'ici 2030. La stratégie de l'Arabie saoudite de se concentrer sur la production de ces fractions légères répond bien à l'évolution de la demande qui s'oriente de plus en plus vers la pétrochimie et les produits légers.

USA : Faible niveau d'utilisation des raffineries américaines

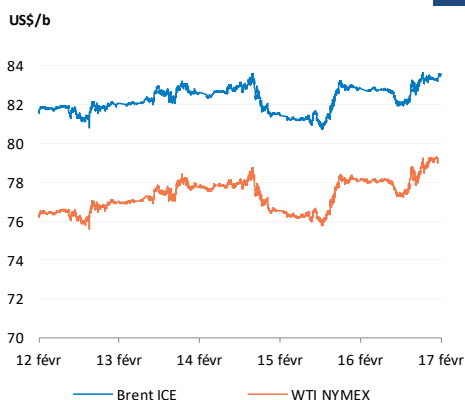
Aux États-Unis, les stocks commerciaux de brut ont augmenté de 12 Mb la semaine dernière (vs. +3,4 Mb consensus/+4,4 Mb moyenne sur 5 ans), les stocks étant désormais inférieurs de 7% aux niveaux de l'année précédente et de 2% à la moyenne sur 5 ans (Fig. 8). Cette hausse a été soutenue par une **baisse de l'activité des raffineries américaines, le taux d'utilisation étant à son plus bas niveau depuis 5 ans (81 %)** en raison d'arrêts pour maintenance et réparation (Fig.12). En ce qui concerne les produits pétroliers, les stocks d'essence sont en hausse de 2 % en glissement annuel, mais sont inférieurs de 2 % à la moyenne quinquennale, et les stocks de distillats sont en hausse de 5 % en glissement annuel, mais continuent de s'écarter de la moyenne quinquennale (Fig. 8).

Europe : Remontée des stocks, baisse des marges de raffinage

En Europe, les stocks de produits raffinés dans la zone ARA ont augmenté de 9% à 5,7 Mt la semaine dernière. **Les stocks d'essence ont augmenté de 17%**, mais restent inférieurs de plus de 3% à la moyenne des cinq dernières années. **Les stocks de gazole ont également augmenté de 3 %, mais restent inférieurs de plus de 15 % à la moyenne des cinq dernières années** (Fig. 6). Sur le marché international de Rotterdam, les prix des produits pétroliers ont suivi l'évolution des cours du pétrole brut, augmentant de 2,8 % pour l'essence et de 2,6 % pour le gazole (Fig. 4). L'augmentation des stocks de gazole a permis d'alléger la pression sur ce marché avec un crack gazole en baisse de 2 % la semaine dernière. Dans ce contexte, **la marge de raffinage européenne a baissé de +6% à 12,8 \$/b (Fig. 5), mais reste près de 3 fois supérieure à la moyenne historique sur les 5 dernières années.**

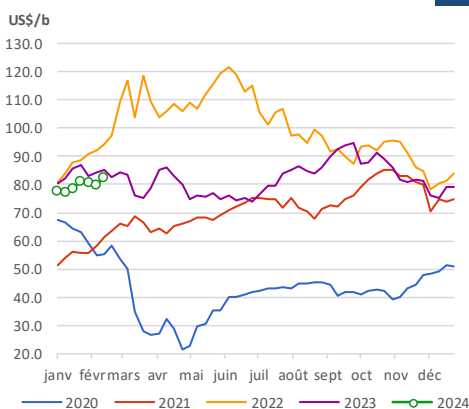
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI

1



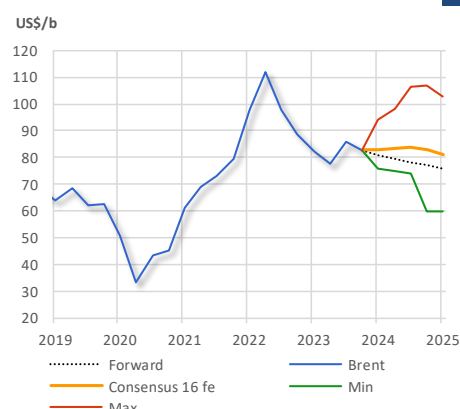
Evolution du prix du pétrole brut (Brent)

2



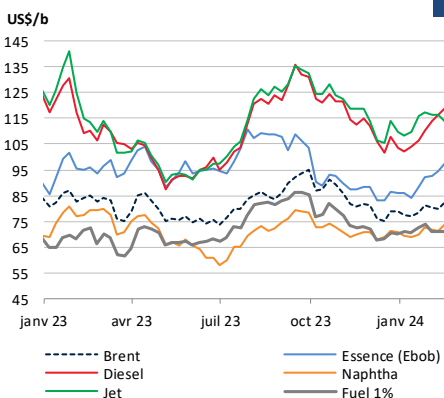
Consensus Bloomberg - Brent

3



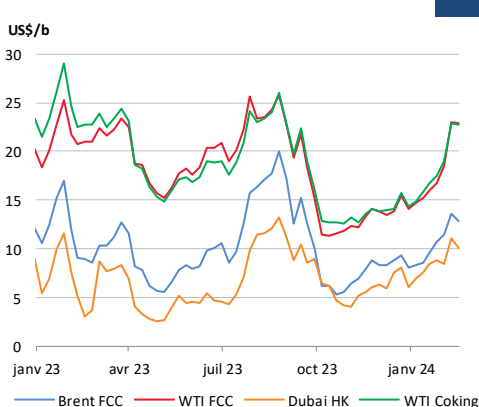
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



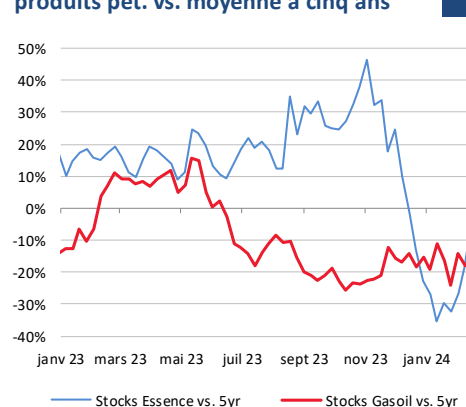
Marges de Raffinage

5



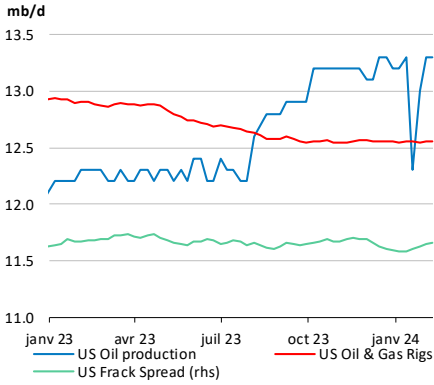
ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

6

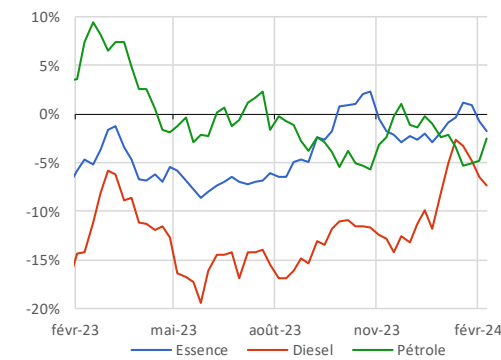


Semaine	16/2	9/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	82.5	79.9	2.6	3.3%	85.1
Brent Spot	85.3	82.0	3.3	4.0%	82.8
WTI Nymex	77.7	74.6	3.1	4.2%	78.5

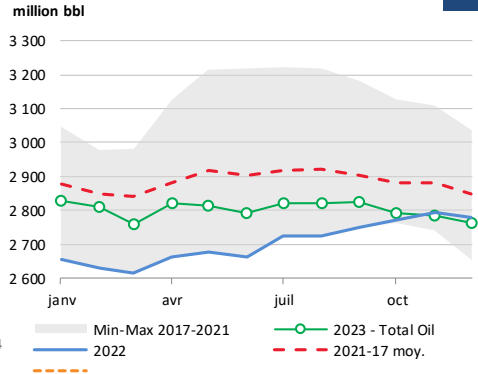
US Production de pétrole brut



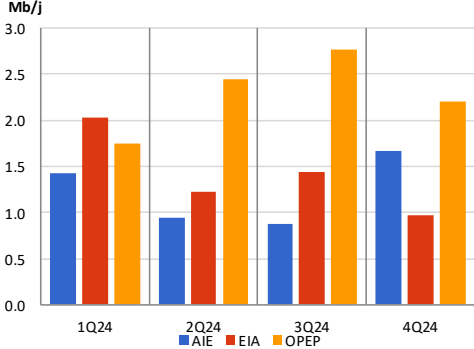
USA: Evolution des stocks vs. moyenne 5 ans



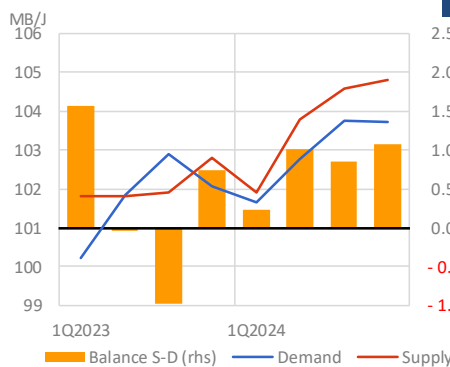
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE



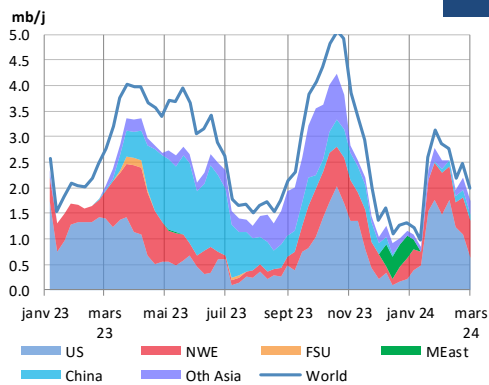
Evolution de la croissance de la demande de pétrole AIE



AIE: Offre / Demande de Pétrole



Raffineries à l'arrêt dans le monde



AIE - OMR fev.	2021	1Q2022	2Q2022	3Q2022	4Q2022	2022	1Q2023	2Q2023	3Q2023	4Q2023	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	23-22	24-23
OCDE	44.8	45.7	45.2	46.1	45.7	45.7	45.4	45.7	46.0	46.0	45.8	45.4	45.6	45.7	45.9	45.7	0.1	-0.1
non-OCDE	52.7	53.6	53.1	53.9	54.6	53.8	54.9	56.2	56.9	56.1	56.0	56.3	57.2	58.0	57.8	57.3	2.2	1.3
<i>Dont Chine</i>	15.1	15.1	14.0	14.5	15.0	14.7	15.6	16.6	16.9	16.4	16.4	16.6	17.0	17.5	17.2	17.1	1.7	0.7
Demande totale (mb/j)	97.5	99.3	98.3	100.1	100.3	99.5	100.2	101.8	102.9	102.1	101.8	101.7	102.8	103.8	103.7	103.0	2.3	1.2
Offre non-OPEP	64.9	66.1	65.9	67.2	67.7	66.7	68.0	68.5	69.5	70.3	69.1	69.7	70.6	70.9	71.1	70.6	2.4	1.5
Offre OPEP (Brut)	25.3	27.4	27.6	28.5	28.4	27.8	28.3	27.8	26.8	27.1	27.6	26.7	27.7	28.2	28.3	27.7	-0.2	0.1
Offre OPEP (NGLs)	5.3	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.6	5.6	5.6	0.1	0.1
Offre non-OPEP+	48.7	50.5	51.2	52.2	52.4	51.6	52.8	53.6	54.7	55.4	54.2	55.0	55.8	56.1	56.3	55.8	2.6	1.6
Offre OPEP+ (crude)	41.5	43.0	42.3	43.5	43.6	43.1	43.5	42.7	41.7	41.9	42.4	41.4	42.5	42.9	42.9	42.4	-0.7	0.0
Offre totale (mb/j)	95.5	98.9	98.9	101.1	101.4	100.1	101.8	101.8	101.9	102.8	102.1	101.9	103.8	104.6	104.8	103.8	2.0	1.7
Differences (+/-)	-2.0	-0.4	0.6	1.0	1.1	0.6	1.6	-0.0	-1.0	0.7	0.3	0.2	1.0	0.8	1.1	0.8	-0.3	0.5

EIA - STEO fev.	2021	1Q2022	2Q2022	3Q2022	4Q2022	2022	1Q2023	2Q2023	3Q2023	4Q2023	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	23-22	24-23
OCDE	44.8	45.7	45.1	46.2	45.7	45.7	45.2	45.7	46.0	46.5	45.9	45.9	45.6	46.2	46.3	46.0	0.2	0.2
non-OCDE	52.3	52.8	53.5	53.8	53.9	53.5	54.7	55.2	55.3	55.3	55.2	56.1	56.6	56.5	56.5	56.4	1.7	1.3
<i>Dont Chine</i>	15.3	15.1	15.1	15.1	15.3	15.2	15.9	16.1	15.8	16.0	15.9	16.2	16.4	16.1	16.3	16.3	0.8	0.3
Demande totale (mb/j)	97.1	98.5	98.6	100.0	99.5	99.2	100.0	100.9	101.3	101.8	101.0	102.0	102.1	102.8	102.8	102.4	1.8	1.4
Offre non-OPEP	65.2	66.4	66.4	67.4	68.0	67.0	68.3	69.0	70.1	70.8	69.6	69.7	70.2	70.6	70.7	70.3	2.5	0.8
Offre OPEP (NGLs)	5.3	5.5	5.3	5.4	5.4	5.4	5.4	5.2	5.3	5.3	5.3	5.4	5.3	5.3	5.3	5.3	-0.1	0.0
Offre OPEP (Brut)	25.2	27.1	27.1	28.1	27.8	27.5	27.4	27.2	26.4	26.6	26.9	26.1	26.8	26.9	26.8	26.7	-0.6	-0.2
Offre totale (mb/j)	95.7	99.0	98.9	100.9	101.2	100.0	101.1	101.5	101.7	102.7	101.7	101.2	102.3	102.9	102.9	102.3	1.8	0.5
Differences (+/-)	-1.5	0.5	0.3	0.9	1.7	0.8	1.1	0.6	0.4	0.9	0.7	-0.8	0.1	0.1	0.1	-0.1	-0.1	-0.9

OPEP fev.	2021	1Q2022	2Q2022	3Q2022	4Q2022	2022	1Q2023	2Q2023	3Q2023	4Q2023	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	23-22	24-23
OCDE	44.8	45.8	45.4	46.6	46.0	45.8	45.4	45.7	46.2	45.9	45.8	45.6	45.9	46.3	46.2	46.0	0.0	0.3
non-OCDE	52.3	53.6	52.9	52.9	55.0	53.9	56.1	55.8	55.9	57.3	56.3	57.7	58.0	58.5	59.3	58.4	2.4	2.0
<i>Dont Chine</i>	15.0	14.8	14.4	14.7	15.5	15.0	15.7	16.1	16.3	16.4	16.2	16.1	16.8	17.1	17.3	16.8	1.2	0.7
Demande totale (mb/j)	97.1	99.5	98.3	99.5	101.0	99.7	101.6	101.5	102.1	103.3	102.1	103.3	103.9	104.9	105.5	104.4	2.5	2.3
Offre non-OPEP	63.9	65.6	64.8	65.8	66.9	65.8	67.7	67.6	68.3	66.7	69.1	70.1	70.2	70.7	71.2	70.5	3.2	1.5
Offre OPEP (NGLs)	5.3	5.3	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.5	5.4	5.4	5.4	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	0.0	0.1
Offre OPEP (Brut)	26.3	28.3	28.6	29.4	29.1	28.9	28.8	28.3	27.6	27.1	27.9	26.7	27.7	28.2	28.3	27.7	-0.9	-0.2
Offre totale (mb/j)	95.5	99.2	98.8	100.6	101.4	100.1	102.0	101.4	101.3	99.3	102.4	102.2	103.4	104.3	105.0	103.7	2.3	1.3
Differences (+/-)	-1.5	-0.2	0.5	1.1	0.4	0.4	0.4	-0.1	-0.8	-4.0	0.3	-1.1	-0.5	-0.5	-0.5	-0.7	-0.1	-0.9