

Semaine	9/2	2/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	79.9	80.6	-0.7	-0.8%	84.1
Brent Spot	82.0	82.6	-0.6	-0.7%	82.7
WTI Nymex	74.6	75.3	-0.7	-0.9%	77.5

## Le Brent remonte à près de 80 \$/b. Tensions sur le marché international du gasoil

Le prix du Brent a atteint plus de 82 \$/b la semaine dernière, une envolée alimentée par les tensions géopolitiques en mer Rouge (Fig. 1 & 2) après de nouvelles attaques des rebelles Houthis contre des navires américains et britanniques en réponse à des frappes américaines. Les récentes déclarations du ministre iranien des affaires étrangères et du secrétaire d'État américain laissent toujours entrevoir la possibilité d'un cessez-le-feu dans la bande de Gaza même si de nouvelles offensives dans le sud de Gaza se préparent. La perspective d'un cessez-le-feu pourrait apaiser les tensions dans la région et freiner la hausse du prix du pétrole brut. Sur les marchés à terme, les investisseurs ont commencé à revoir leurs positions en réduisant leurs paris haussiers sur le Brent et le WTI. Le nombre de positions longues nettes a ainsi chuté de 85 474 à 319 701, selon les données hebdomadaires d'ICE Futures Europe et de la CFTC sur les contrats à terme et les options (Fig. 10)

En moyenne hebdomadaire, le prix de l'ICE Brent (contrat à terme à un mois de Londres) a baissé de 0,7 \$/b (-0,8 %) à 79,9 \$/b, et le WTI a perdu 0,7 \$/b (-0,9 %) à 74,6 \$/b. Le consensus des économistes interrogés par Bloomberg le 9 février est en légère hausse de 0,25 \$/b par rapport à la semaine dernière, avec un prix du Brent pour le premier trimestre à 82,5 \$/b et 82,8 \$/b pour le deuxième trimestre (Fig. 3).

### **L'agence américaine EIA révisé à la baisse ses prévisions de production de brut**

Dans son dernier rapport mensuel, publié la semaine dernière, l'EIA a revu à la baisse ses prévisions pour la production américaine de pétrole brut en 2024 (cf. Tableau). Elle ne prévoit plus qu'une augmentation annuelle moyenne de la production de 0,17 Mb/j, contre 0,29 Mb/j le mois dernier. La production de janvier a été réduite de 0,6 Mb/j en raison de fermetures dues à la vague de froid (Fig. 7), et les chiffres de production attendus pour les mois à venir ont été revus à la baisse de plus de 0,1 Mb/j dans certains cas. Selon l'Agence, le niveau record de production enregistré en décembre 2023 (13,3 Mb/j) ne devrait pas être atteint avant le début de l'année 2025. En définitive, cela signifie que la forte augmentation de l'offre de pétrole en provenance des États-Unis qui s'est produite l'année dernière ne se matérialisera pas cette année. La réduction de la production américaine devrait permettre aux pays de l'OPEP+ de diminuer progressivement leurs réductions volontaires de production au cours de l'année et de regagner des parts de marché.

Au niveau mondial, l'EIA prévoit que la production mondiale de carburants liquides augmentera de 0,5 Mb/j en 2024, contre près de 1,8 Mb/j en 2023. La croissance mondiale de la production de carburants liquides est tirée par l'offre hors OPEP, qui augmente de près de 0,8 Mb/j, compensant une baisse de la production de l'OPEP de 0,2 Mb/j.

L'EIA prévoit que la consommation mondiale de combustibles liquides augmentera de 1,4 Mb/j en 2024 et de 1,3 Mb/j en 2025. L'essentiel de la croissance attendue de la demande de combustibles liquides se situe en Asie hors OCDE, sous l'impulsion de la Chine et de l'Inde, qui devraient augmenter leur consommation de 0,6 Mb/j en 2024 et de 0,5 Mb/j en 2025. Enfin, dans les pays de l'OCDE, la consommation de carburants liquides devrait rester relativement stable en 2024 et 2025.

### **Un marché mondial du gasoil particulièrement tendu**

Aux États-Unis, le crack diesel (différence de prix entre le prix du gasoil et du pétrole brut) a augmenté de près de 40% depuis le début de l'année pour atteindre plus de 40 \$/b la semaine dernière (Fig. 11). Cette situation est due à plusieurs facteurs dont le froid inhabituel du mois de janvier qui a entraîné la fermeture de plusieurs raffineries. De plus, une importante raffinerie du Midwest américain, BP Whiting, est à l'arrêt depuis le début de février. Le taux d'utilisation moyen des raffineries américaines a ainsi chuté à 82,5% la semaine dernière, soit 5 points de pourcentage en dessous de la moyenne sur cinq ans. En conséquence, les stocks américains de distillats sont désormais inférieurs de 6 % à la moyenne sur cinq ans (Fig. 8). Par ailleurs, dans son dernier rapport mensuel, l'EIA a révisé à la baisse ses prévisions de capacité de raffinage de pétrole brut aux États-Unis à partir de mars 2024, à la suite de la décision de Phillips 66 de convertir sa raffinerie de Rodeo, près de San Francisco en Californie, à la production de carburants renouvelables.

En Europe, les stocks de distillats sont également en forte baisse. Dans son dernier rapport (janvier 2024), l'AIE a révisé à la baisse de 12,8 Mb les stocks de gasoil européens en novembre, à leur niveau le plus bas depuis 18 ans. Les stocks de gasoil dans les régions d'Amsterdam, de Rotterdam et d'Anvers sont également en baisse et sont inférieurs de près de 18 % à la moyenne quinquennale en raison des retards de livraison générés par la situation en mer Rouge (Fig. 6). Le prix du crack gasoil en Europe a atteint la semaine dernière les 34 \$/b, en augmentation de plus de 49 % depuis le début de l'année. Cette situation sur les marchés internationaux se répercute progressivement à la pompe. Pour la semaine du 5 février, le gazole dans la zone euro s'est établi en moyenne à 1,71 €/l, en hausse de plus de 4 cts/l depuis le début de l'année (en France, pour la même semaine, le prix du gazole à la pompe s'est établi en moyenne à 1,79 €/l, en hausse de 7 cts/l depuis le début de l'année).

Semaine	9/2	2/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	79.9	80.6	-0.7	-0.8%	84.1
Brent Spot	82.0	82.6	-0.6	-0.7%	82.7
WTI Nymex	74.6	75.3	-0.7	-0.9%	77.5

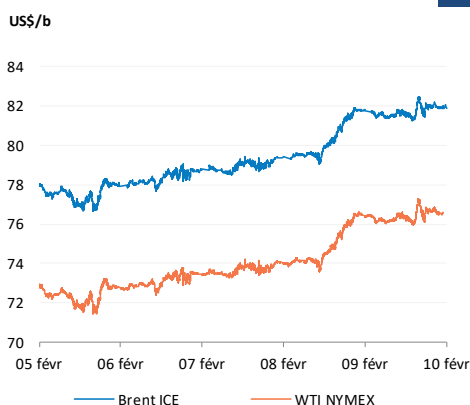
En Chine, après avoir exporté de très grandes quantités de gazole au cours de l'hiver 22/23, les exportations (nettes) de gazole ont considérablement diminué à la fin de l'année dernière en raison des quotas d'exportation. À Singapour, le crack gasoil a dépassé les 30 \$/b (+ 35% depuis le début de l'année).

Dans ce contexte, les marges de raffinage ont fortement augmenté pour atteindre leur plus haut niveau depuis 4 mois. En Europe, la marge de raffinage a augmenté de plus de 2 \$/b pour atteindre 13,6 \$/b. Aux États-Unis, la marge de raffinage FCC (raffinerie complexe avec craquage catalytique fluide permettant de réduire les hydrocarbures plus lourds en de plus légers) a augmenté de 4,5 \$/b à 23 \$/b, tandis qu'en Asie, la marge a augmenté de 2,6 \$/b à 11,0 \$/b (Fig. 5).

Cette situation étonnamment tendue sur le marché du diesel ne devrait toutefois pas durer longtemps. Aux États-Unis, l'activité de raffinage devrait revenir à la normale dans les prochains mois, après la période de maintenance, et en Europe, les retards dans les importations européennes de diesel en provenance de l'Inde et du Moyen-Orient, dus à la situation sécuritaire tendue en mer Rouge, devraient progressivement se résorber. Dans le même temps, la demande de diesel reste faible dans de nombreux pays en raison de la situation économique. Enfin, les capacités de raffinage continuent de s'accroître, notamment au Moyen-Orient (Koweït et Arabie Saoudite), mais aussi en Chine.

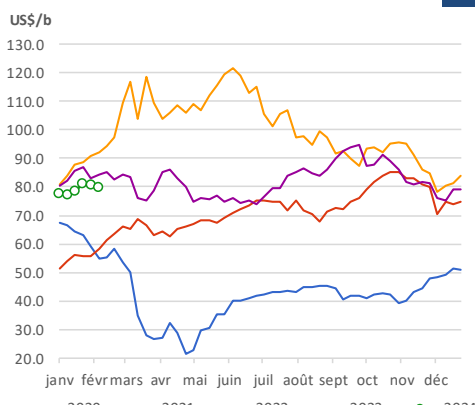
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI

1



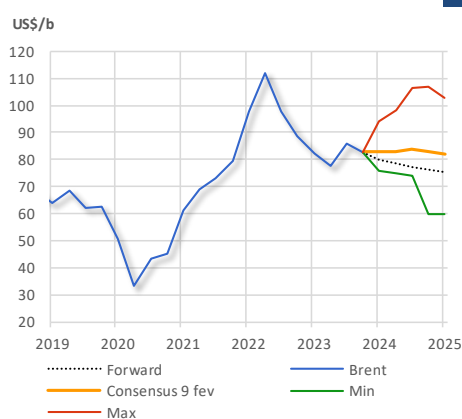
Evolution du prix du pétrole brut (Brent)

2



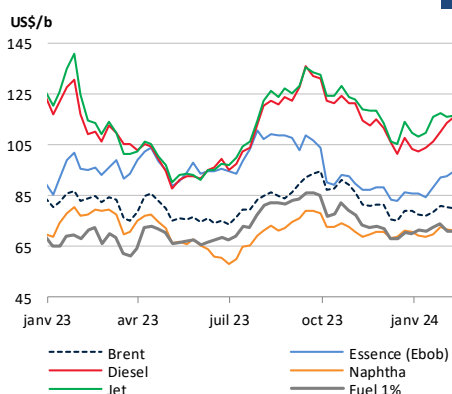
Consensus Bloomberg - Brent

3



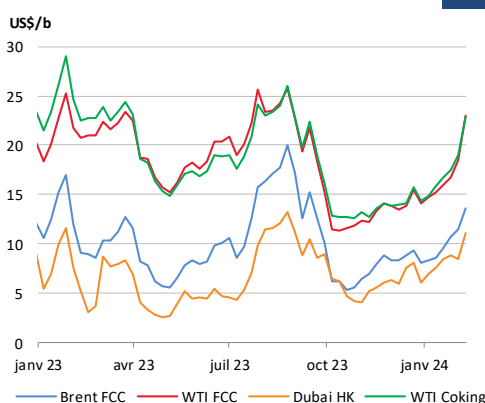
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



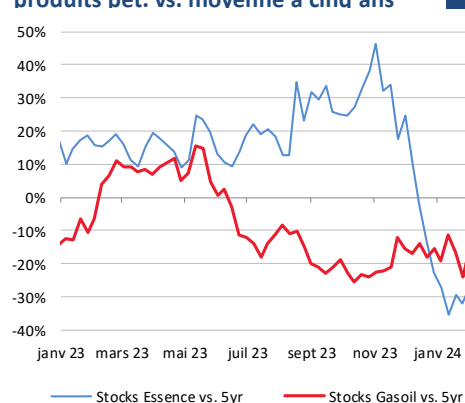
Marges de Raffinage

5

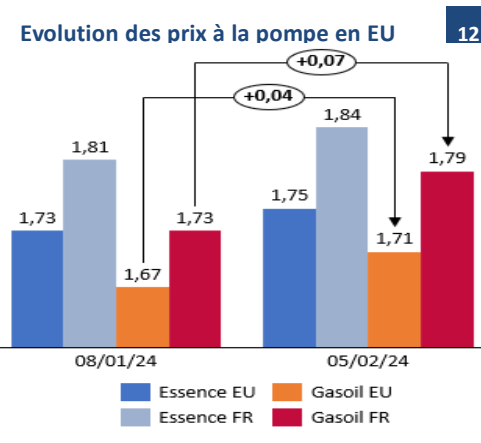
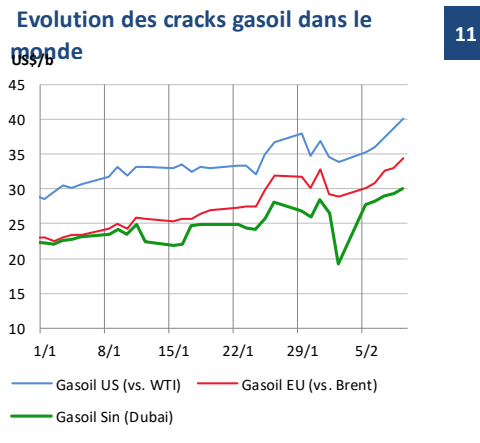
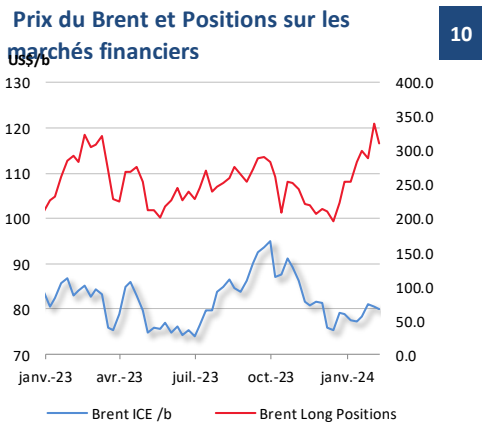
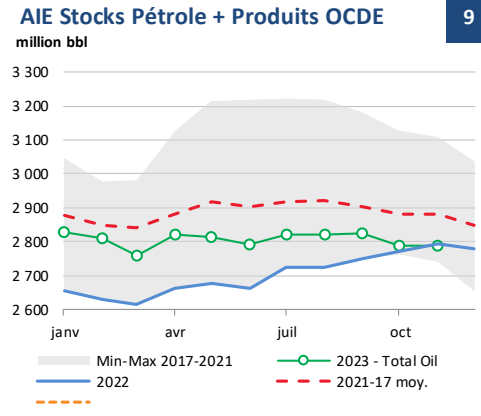
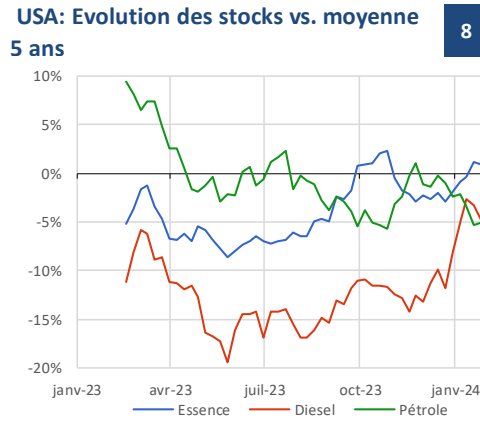
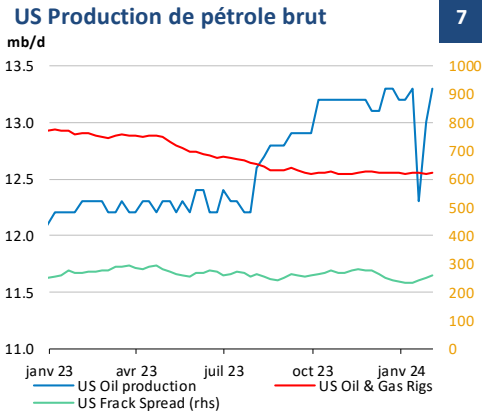


ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

6



Semaine	9/2	2/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	79.9	80.6	-0.7	-0.8%	84.1
Brent Spot	82.0	82.6	-0.6	-0.7%	82.7
WTI Nymex	74.6	75.3	-0.7	-0.9%	77.5



AIE - OMR janv.	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	45.9	45.7	45.4	45.5	45.6	45.9	45.6	0.1	-0.1
non-OCDE	52.7	53.5	53.1	53.9	54.6	53.8	54.9	56.1	56.8	56.1	56.0	56.3	57.3	58.0	57.9	57.4	2.2	1.4
<i>Dont Chine</i>	15.1	15.1	14.0	14.5	15.0	14.7	15.6	16.6	16.9	16.5	16.4	16.7	17.0	17.5	17.2	17.1	1.7	0.7
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>97.5</b>	<b>99.3</b>	<b>98.3</b>	<b>100.1</b>	<b>100.2</b>	<b>99.5</b>	<b>100.2</b>	<b>101.8</b>	<b>102.9</b>	<b>102.0</b>	<b>101.7</b>	<b>101.7</b>	<b>102.7</b>	<b>103.7</b>	<b>103.8</b>	<b>103.0</b>	<b>2.3</b>	<b>1.2</b>
Offre non-OPEP	64.9	66.2	65.9	67.2	67.7	66.8	68.1	68.6	69.6	70.0	69.1	69.5	70.4	70.8	70.8	70.4	2.3	1.3
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	26.8	27.6	28.2	28.3	27.6	-0.2	0.0
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	49.4	50.1	51.1	51.4	51.6	52.8	53.6	54.7	55.1	54.1	54.8	55.6	55.9	55.9	55.5	2.5	1.4
Offre OPEP+ (crude)	41.5	44.1	43.4	44.6	44.6	43.1	43.5	42.7	41.7	41.9	42.4	41.3	42.4	42.9	43.0	42.4	-0.7	0.0
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>95.5</b>	<b>98.9</b>	<b>98.9</b>	<b>101.1</b>	<b>101.4</b>	<b>100.1</b>	<b>101.8</b>	<b>101.8</b>	<b>101.9</b>	<b>102.5</b>	<b>102.0</b>	<b>101.6</b>	<b>103.5</b>	<b>104.4</b>	<b>104.5</b>	<b>103.5</b>	<b>1.9</b>	<b>1.5</b>
Differences (+/-)	-2.0	-0.4	0.6	1.0	1.2	0.6	1.6	-0.0	-1.0	0.5	0.3	-0.1	0.8	0.7	0.7	0.5	-0.4	0.3

Production OPEP basée sur accords actuels

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
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>97.1</b>	<b>98.5</b>	<b>98.6</b>	<b>100.0</b>	<b>99.5</b>	<b>99.2</b>	<b>100.0</b>	<b>100.9</b>	<b>101.3</b>	<b>101.8</b>	<b>101.0</b>	<b>102.0</b>	<b>102.1</b>	<b>102.8</b>	<b>102.8</b>	<b>102.4</b>	<b>1.8</b>	<b>1.4</b>
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
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>95.7</b>	<b>99.0</b>	<b>98.9</b>	<b>100.9</b>	<b>101.2</b>	<b>100.0</b>	<b>101.1</b>	<b>101.5</b>	<b>101.7</b>	<b>102.7</b>	<b>101.7</b>	<b>101.2</b>	<b>102.3</b>	<b>102.9</b>	<b>102.9</b>	<b>102.3</b>	<b>1.8</b>	<b>0.5</b>
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 janv.	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	59.1	58.3	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	17.1	16.8	1.2	0.6
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>97.1</b>	<b>99.5</b>	<b>98.3</b>	<b>99.5</b>	<b>101.0</b>	<b>99.7</b>	<b>101.6</b>	<b>101.5</b>	<b>102.1</b>	<b>103.3</b>	<b>102.1</b>	<b>103.3</b>	<b>103.9</b>	<b>104.9</b>	<b>105.3</b>	<b>104.4</b>	<b>2.5</b>	<b>2.2</b>
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	70.0	70.0	70.5	71.1	70.4	3.2	1.3
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	26.8	27.6	28.2	28.3	27.7	-0.9	-0.2
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>95.5</b>	<b>99.2</b>	<b>98.8</b>	<b>100.6</b>	<b>101.4</b>	<b>100.1</b>	<b>102.0</b>	<b>101.4</b>	<b>101.3</b>	<b>99.3</b>	<b>102.4</b>	<b>102.2</b>	<b>103.1</b>	<b>104.2</b>	<b>104.9</b>	<b>103.6</b>	<b>2.3</b>	<b>1.2</b>
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	-0.8	-0.7	-0.4	-0.8	-0.1	-1.1