

Semaine	1/12	24/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	81.3	81.8	-0.5	-0.6%	84.8
Brent Spot	81.2	81.5	-0.3	-0.4%	85.7
WTI Nymex	75.8	77.0	-1.2	-1.5%	79.4

L'OPEP+ peine à rassurer le marché pétrolier : Le Brent en baisse à 81 \$/b

La semaine dernière, avant la réunion de l'OPEP+ qui devait fixer de nouveaux quotas de production et stabiliser le marché pétrolier, les prix du brut ont fortement augmenté, approchant les 85 \$/b pour le Brent. Toutefois, suite à l'annonce en demi-teinte de l'OPEP+, soulevant des doutes sur la mise en œuvre effective des réductions annoncées, les prix ont chuté de près de 5 % jeudi dernier et sont repassés sous les 80 \$/b en fin de semaine (**Fig. 1 & 2**). Les ventes algorithmiques et la faiblesse des volumes échangés sur les marchés futurs auraient également joué un rôle important dans la baisse des cours sur la fin de la semaine, les modèles intrajournaliers déclenchant des ventes lorsque le WTI et le Brent franchissent certains niveaux techniques clés. En moyenne hebdomadaire, le Brent a perdu 0,5 \$/b (-0,6 %) à 81,3 \$/b et le WTI 1,2 \$/b (-1,5 %) à 75,8 \$/b. Le consensus des économistes interrogés par Bloomberg au 1er décembre est en baisse avec un prix du Brent à 87,5 \$/b (-1,25 \$/b) au premier trimestre 2024 (**Fig. 3**).

OPEP+ : Une réunion qui ne convainc pas le marché et soulève de nombreuses questions sur l'unité du groupe

La réunion de l'OPEP+ la semaine dernière avait deux objectifs : 1) clarifier les quotas de production pour l'Angola, le Nigeria et le Congo, car ces pays estimaient que leurs objectifs actuels de production ne reflétaient pas leur potentiel ; 2) annoncer des réductions supplémentaires de production afin de lutter contre le surplus d'offre mondiale qui se profile au premier semestre de l'année prochaine, estimé à 1,2 Mb/j selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

En ce qui concerne les quotas des trois pays africains, l'OPEP+ a indiqué dans son communiqué que, sur la base du rapport rédigé par trois consultants indépendants (IHS, Wood Mackenzie et Rystad Energy), le niveau de production pouvant être atteint en 2024 serait de 1,11 Mb/j pour l'Angola, de 1,5 Mb/j pour le Nigeria et de 0,28 Mb/j pour le Congo. L'Angola a immédiatement indiqué qu'elle rejetait ce plafond et qu'elle produirait autant que possible, autour de 1,18 Mb/j. En octobre dernier, l'Angola a produit 1,13 Mb/j selon l'AIE.

En ce qui concerne les réductions supplémentaires de production, le communiqué de l'OPEP+ n'a pas vraiment convaincu le marché. Sur la forme, les annonces de réductions volontaires de production ont été faites directement par huit pays (sur les 19 que compte l'OPEP+) alors qu'habituellement, ces annonces sont faites par le Secrétariat général de l'OPEP+. Aucun accord global n'a été publié, ce qui suggère que certains producteurs pourraient ne pas respecter leurs engagements. Sur le fond, le total des réductions s'élève à 2,2 Mb/j à partir de janvier et jusqu'à la fin mars 2024. Ce chiffre inclut les réductions volontaires supplémentaires de six pays (Iraq, Émirats arabes unis, Koweït, Kazakhstan, Algérie, Oman) pour 0,9 Mb/j, auxquelles s'ajoutent les réductions volontaires actuelles de l'Arabie saoudite et de la Russie pour un total de 1,3 Mb/j.

Selon plusieurs observateurs, le résultat de cette réunion est une "victoire mitigée" pour l'Arabie saoudite, car son incapacité à obtenir un accord global n'augure rien de bon pour l'unité du groupe ou sa capacité à équilibrer le marché. Le fait que ces réductions aient été négociées longuement et ne fassent pas partie des quotas officiels suggère un engagement limité envers leur mise en œuvre. Néanmoins, les réductions supplémentaires devraient contribuer à éviter un excédent d'offre sur le marché au premier trimestre et à maintenir le prix du pétrole brut autour de 80-85 \$/b. La prochaine réunion de l'OPEP+ est fixée au 1er juin 2024.

USA : Nouvelle augmentation des stocks de pétrole et de produits pétroliers dans un contexte de faible demande

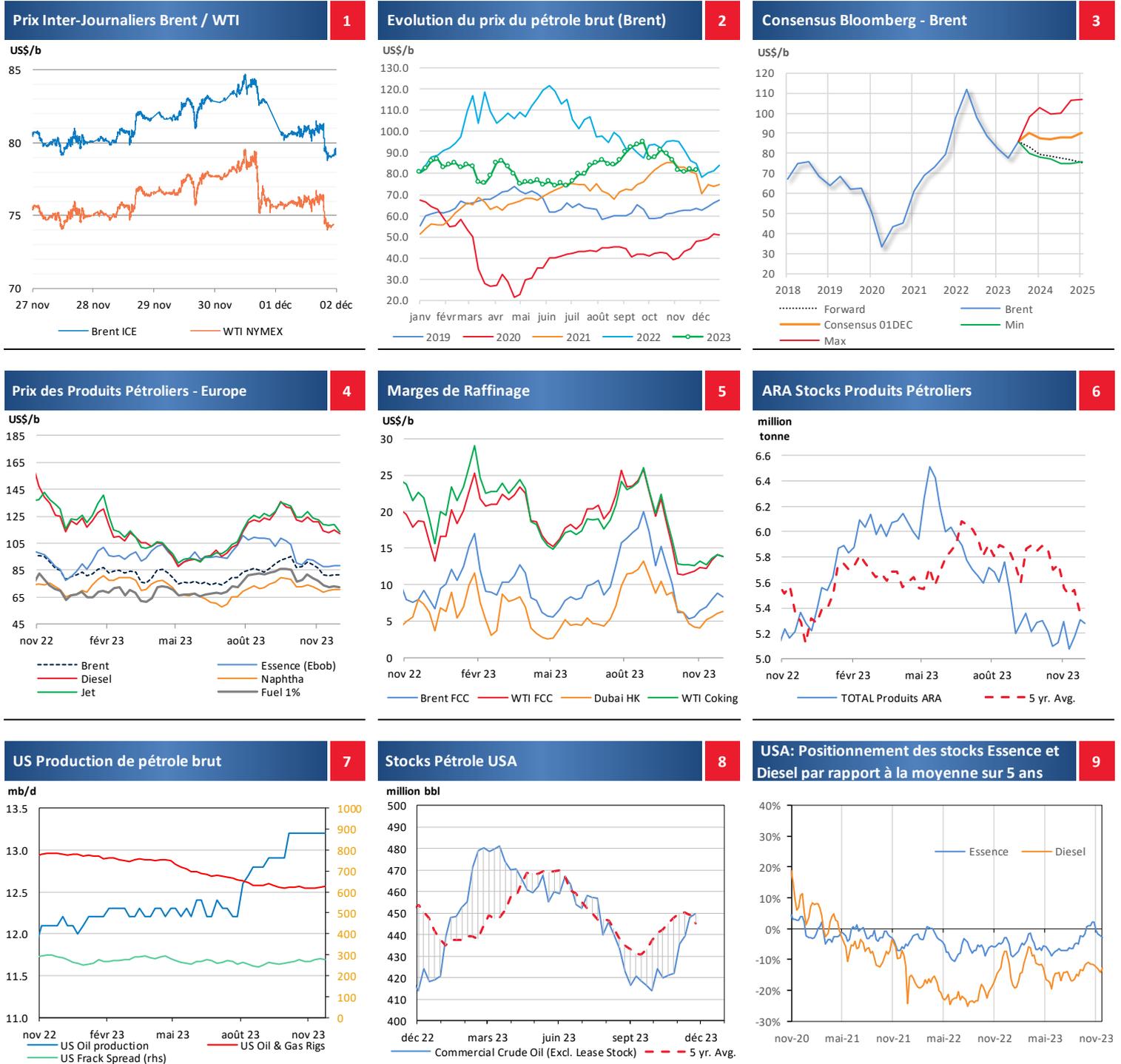
Les stocks américains de pétrole brut ont enregistré une augmentation pour la sixième semaine consécutive lors de la semaine du 24 novembre, avec une hausse de +1,6 Mb, pour atteindre 449,7 Mb (**Fig. 8**). Les stocks sont désormais alignés sur la moyenne des cinq dernières années. L'augmentation a été soutenue par la production intérieure de brut, qui est restée à un niveau record de 13,2 Mb/j (**Fig. 7**). En ce qui concerne les produits pétroliers, les réserves d'essence et de distillat ont également augmenté (+1,7 Mb et +5,2 Mb respectivement), principalement en raison d'une demande plus faible.

Europe : Baisse des stocks de gasoil. Le marché gasoil reste tendu en Europe

Les stocks de produits pétroliers dans la région ARA (Amsterdam-Rotterdam-Anvers) ont baissé de 0,5% (**Fig. 6**), la baisse des stocks de distillats compensant la hausse des stocks d'essence. Les stocks d'essence ont augmenté de 8,5 % pour atteindre 1,31 Mt, les négociants stockant en prévision d'une augmentation de la demande à l'exportation. Les stocks de gasoil ont diminué de 5,5 % pour atteindre 1,74 Mt en raison du ralentissement des importations (principalement en provenance des régions à l'est de Suez), alors que la demande en Europe du nord connaît une forte augmentation atteignant son plus haut niveau depuis juin. Le marché européen du gasoil reste toujours en tension compte tenu des problèmes de production dans les raffineries en Allemagne. Si les conditions d'approvisionnement s'améliorent, l'offre de distillat reste encore loin de ses niveaux habituels. Dans ce contexte, le crack gasoil européen

Semaine	1/12	24/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	81.3	81.8	-0.5	-0.6%	84.8
Brent Spot	81.2	81.5	-0.3	-0.4%	85.7
WTI Nymex	75.8	77.0	-1.2	-1.5%	79.4

était en baisse de 4,3% la semaine dernière mais reste à un niveau élevé de 26,7 \$/b. La marge de raffinage européenne (Brent FCC) a perdu 0,6 \$/b à 8,3 \$/b (Fig. 5).



Semaine	1/12	24/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	81.3	81.8	-0.5	-0.6%	84.8
Brent Spot	81.2	81.5	-0.3	-0.4%	85.7
WTI Nymex	75.8	77.0	-1.2	-1.5%	79.4

AIE - OMR nov.	2021	1Q2022	2Q2022	3Q2022	4Q2022	2022	1Q2023	2Q2023	3Q2023	4Q2023	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	23-22	24-23
OCDE	44.9	45.7	45.3	46.2	45.8	45.8	45.4	45.7	46.1	46.2	45.8	45.2	45.3	45.6	45.9	45.5	0.1	-0.3
non-OCDE	52.7	53.6	53.1	54.0	54.7	53.8	54.9	56.0	56.9	56.6	56.1	56.3	57.1	57.9	58.2	57.4	2.3	1.3
<i>Dont Chine</i>	15.1	15.1	14.0	14.5	15.0	14.7	15.6	16.6	16.9	16.6	16.4	16.6	17.1	17.3	17.3	17.1	1.8	0.6
Demande totale (mb/j)	97.5	99.3	98.4	100.2	100.4	99.6	100.4	101.7	103.0	102.8	102.0	101.5	102.4	103.5	104.1	102.9	2.4	0.9
Offre non-OPEP	63.8	65.0	64.7	66.0	66.6	65.6	67.0	67.5	68.0	68.2	67.7	68.2	68.9	69.3	69.0	68.9	2.1	1.2
Offre OPEP (Brut)	26.4	28.6	28.8	29.6	29.5	28.9	29.4	28.9	27.9	28.2	28.7	29.1	28.9	29.0	29.0	28.9	-0.2	0.2
Offre OPEP (NGLs)	5.3	5.4	5.4	5.5	5.4	5.4	5.5	5.5	5.6	5.6	5.5	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	0.1	0.1
Offre non-OPEP+	48.7	49.4	50.1	51.0	51.4	50.5	51.8	52.6	53.2	53.2	52.7	53.3	54.0	54.4	54.1	53.9	2.2	1.2
Offre OPEP+ (crude)	41.5	44.1	43.4	44.6	44.6	44.2	44.6	43.8	42.8	43.0	43.6	43.9	43.9	43.8	43.9	43.9	-0.6	0.3
Offre totale (mb/j)	95.5	98.9	98.9	101.1	101.4	100.1	101.9	101.9	101.6	101.8	101.8	102.8	103.5	103.8	103.6	103.4	1.7	1.6
Differences (+/-)	-2.0	-0.4	0.5	0.9	1.0	0.5	1.6	0.2	-1.4	-1.0	-0.2	1.3	1.1	0.3	-0.5	0.5	-0.7	0.7

Production OPEP basée sur accords actuels

EIA -STEO nov.	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	45.6	45.7	45.2	45.3	46.2	46.5	45.8	45.8	45.4	46.1	46.2	45.9	0.1	0.1
non-OCDE	52.3	52.9	53.5	53.9	53.9	53.5	54.7	55.4	55.4	55.4	55.2	56.3	56.7	56.7	56.6	56.6	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	16.3	16.5	16.1	16.4	16.3	0.8	0.4
Demande totale (mb/j)	97.1	98.5	98.6	100.1	99.5	99.2	99.9	100.8	101.6	101.8	101.0	102.0	102.1	102.8	102.8	102.4	1.9	1.4
Offre non-OPEP	64.0	65.2	65.1	66.2	66.8	65.8	67.2	67.8	68.7	69.1	68.2	68.7	69.0	69.6	69.9	69.3	2.4	1.1
Offre OPEP (NGLs)	5.4	5.6	5.4	5.5	5.5	5.5	5.5	5.3	5.3	5.4	5.4	5.5	5.4	5.4	5.4	5.4	-0.1	0.0
Offre OPEP (Brut)	26.3	28.2	28.3	29.2	28.9	28.7	28.5	28.4	27.5	27.6	28.0	27.7	27.9	28.0	27.8	27.8	-0.7	-0.2
Offre totale (mb/j)	95.7	99.0	98.9	100.9	101.2	100.0	101.1	101.5	101.6	102.0	101.5	101.8	102.3	103.0	103.1	102.5	1.6	1.0
Differences (+/-)	-1.5	0.5	0.3	0.8	1.7	0.8	1.2	0.7	-0.1	0.2	0.5	-0.2	0.2	0.2	0.3	0.1	-0.3	-0.4

OPEP nov.	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	46.0	45.8	45.7	46.0	46.5	46.2	46.1	0.1	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	57.9	57.7	58.2	59.2	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	16.3	16.1	16.3	16.5	16.9	17.0	16.7	1.1	0.6
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	103.6	103.6	104.8	105.4	104.4	2.5	2.2
Offre non-OPEP	63.9	65.6	64.8	65.8	66.9	65.8	67.7	67.6	68.1	66.9	67.6	68.5	68.5	69.1	69.8	69.0	1.8	1.4
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	28.2	28.2	29.1	28.9	29.0	29.0	29.0	-0.6	0.8
Offre totale (mb/j)	95.5	99.2	98.8	100.6	101.4	100.1	102.0	101.4	101.1	100.5	101.2	103.1	102.9	103.6	104.3	103.5	1.2	2.2
Differences (+/-)	-1.5	-0.2	0.5	1.1	0.4	0.4	0.4	-0.1	-1.0	-2.7	-0.9	-0.5	-0.7	-1.2	-1.1	-0.9	-1.3	0.0