

Semaine	6/9	30/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	73.5	79.7	-6.1	-7.7%	90.0
Brent Spot	75.6	81.5	-5.9	-7.2%	87.3
WTI Nymex	69.1	75.4	-6.3	-8.4%	87.2

Le Brent à son plus bas niveau depuis 3 ans malgré l'intervention de l'OPEP+

Les prix du pétrole brut ont fortement chuté la semaine dernière, avec le Brent clôturant vendredi à 71 \$/b, son niveau le plus bas depuis décembre 2021 (Fig. 1 & 2). Cette baisse s'explique par la publication de données macroéconomiques décevantes aux États-Unis et en Chine, ravivant les inquiétudes concernant la demande de pétrole. La décision de l'OPEP+ de prolonger les réductions volontaires supplémentaires de production de deux mois n'aura finalement pas suffi à inverser la tendance face à la perspective d'une résolution prochaine du conflit en Libye et d'une reprise des exportations de pétrole. La baisse a également été accentuée par l'action des gestionnaires de fonds sur les marchés à terme qui ont réduit leurs positions nettes longues sur le Brent et le WTI de 99 889 contrats combinés, pour atteindre 139 242, selon les données hebdomadaires des contrats à terme et options de l'ICE Futures Europe et de la CFTC, ce qui constitue le niveau le plus bas jamais enregistré (Fig. 10).

En moyenne hebdomadaire, les prix à terme du Brent ICE pour livraison en octobre ont chuté de 6,1 \$/b (-7,7 %, soit la plus forte baisse hebdomadaire depuis octobre 2023), pour atteindre 73,5 \$/b. De même, les prix du WTI ont reculé de 6,3 \$/b (-8,4 %), s'établissant à 69,1 \$/b. Selon le consensus des économistes interrogés par Bloomberg le 6 septembre, les prévisions de prix du Brent ont été revues à la baisse, à 84,0 \$/b pour le troisième trimestre (-0,5 \$/b) et à 82,6 \$/b (-0,4 \$/b) pour le quatrième trimestre (fig. 3).

Chine : faiblesse de la demande intérieure ; USA : ralentissement du marché du travail

La semaine dernière, la publication des indices PMI pour la Chine a de nouveau brossé un portrait assez terne de l'économie chinoise. Le PMI composite officiel a légèrement baissé à 50,1, son niveau le plus bas depuis 20 mois (juillet : 50,2). Le PMI composite de Caixin (qui donne une part plus importante aux sociétés de service) est lui resté stable à 51,2 (Fig. 11). Ainsi, les deux PMIs composites indiquent que l'économie chinoise continue d'évoluer à bas régime, la chute du secteur immobilier pesant toujours sur la demande intérieure.

Aux États-Unis, le dernier rapport sur l'emploi montre que le marché de l'emploi a perdu de son dynamisme, avec certes une baisse du taux de chômage, mais aussi une baisse des créations d'emploi. Pour certains économistes, ce rapport devrait inciter la Banque centrale américaine (Fed) à commencer à baisser ses taux lors de sa prochaine réunion, les 17 et 18 septembre, pour éviter une dégradation trop importante de la situation.

Au niveau mondial, l'indice PMI de JP Morgan du mois d'août montre toujours un écart important entre les secteurs manufacturier et des services. Ce dernier secteur a enregistré une forte accélération, avec un niveau d'activité en hausse à 53,8, au plus haut depuis mai dernier. En revanche, le secteur manufacturier a continué de se détériorer, avec une contraction de la production, des nouvelles commandes et de l'emploi (indice à 49,9). Au final, l'indice composite s'est établi à 52,8 en août, en hausse par rapport à 52,5 en juillet. Il se maintient au-dessus du seuil neutre de 50,0 pour le dixième mois consécutif.

OPEP+ cherche à stabiliser le prix du brut en prolongeant les réductions volontaires supplémentaires de production

Dans un contexte de baisse des prix du brut, de faible croissance de la demande de pétrole et de la perspective d'une résolution rapide du conflit libyen, les 8 pays¹ qui s'étaient engagés à réduire volontairement leur production ont décidé la semaine dernière de repousser leurs plans. Initialement, les coupes de production unilatérales devaient être progressivement retirées, sur une base mensuelle, à hauteur de 180 à 200 kb/j, entre le T4 2024 et le T3 2025. Cependant, dans le contexte actuel d'un marché excédentaire et de la faiblesse de la demande, ces plans d'augmentation de l'offre ont été repoussés de deux mois. Les membres prévoient désormais de réintroduire progressivement 2,2 Mb/j à partir de décembre 2024 et ce, jusqu'en novembre 2025. Ces augmentations pourront toutefois être révisées en fonction des évolutions du marché. L'accord signé la semaine dernière inclut également un engagement fort de la part de l'Irak et du Kazakhstan à mettre en place des mesures concrètes pour se conformer aux niveaux de production exigés et respecter leurs calendriers de compensation pour août et septembre. Au final, la décision de l'OPEP+ de ralentir le rythme des augmentations permettra probablement de stabiliser les prix, plutôt que de provoquer une hausse immédiate du Brent à 80 \$/b à court terme.

Investissement dans l'amont pétrolier en 2024 : en hausse de 1 % à 620 milliards de dollars

Selon Rystad, les investissements mondiaux dans l'amont pétrolier pour 2024 devraient augmenter de 1 % pour atteindre 620 milliards de dollars. Les investissements dans le pétrole de schiste devraient baisser de 10 % cette année, tandis que ceux dans l'offshore progresseraient d'environ 6 % (Fig. 12). Les régions enregistrant la plus forte croissance des investissements dans le secteur amont pétrolier sont l'Afrique (+20 % grâce aux investissements au

¹ Arabie Saoudite, Russie, Irak, Émirats Arabes Unis, Koweït, Kazakhstan, Algérie et Oman.

Semaine	6/9	30/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	73.5	79.7	-6.1	-7.7%	90.0
Brent Spot	75.6	81.5	-5.9	-7.2%	87.3
WTI Nymex	69.1	75.4	-6.3	-8.4%	87.2

Nigeria, en Ouganda et en Libye) et l'Europe (+18 %, principalement en Norvège et au Royaume-Uni). Dans un scénario de demande de pétrole tendanciel, les investissements dans l'amont pétrolier devraient se stabiliser entre 620 et 660 milliards de dollars par an pour les prochaines années (2025-2030). Ce niveau d'investissement serait suffisant pour assurer le renouvellement des ressources, à condition que les prix du brut restent compris entre 70 et 80 \$/b. En dessous de 60 \$/b, 25 % des ajouts de ressources ne seraient plus rentables selon Rystad.

USA : Baisse des stocks de pétrole brut et baisse de la demande de produits pétroliers

Les stocks commerciaux de pétrole brut ont diminué de près de 7 Mb la semaine dernière, plaçant les stocks 4,5 % en dessous de la moyenne sur cinq ans (Fig. 8). Cette baisse a été soutenue par une diminution des importations et une production nationale de pétrole brut stable à 13,3 Mb/j (fig. 7).

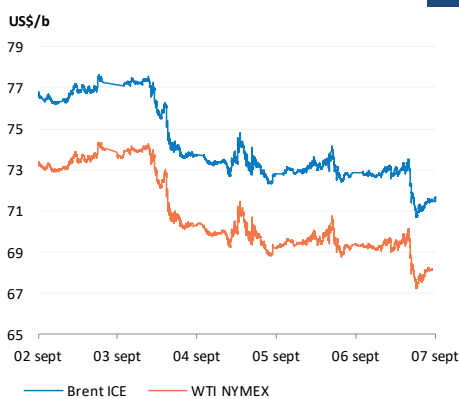
En ce qui concerne les produits pétroliers, le volume de produits raffinés livrés au cours de la semaine, considéré comme un indicateur implicite de la demande, a baissé de près de 5 % cette semaine en raison d'une baisse de 4 % de la demande d'essence. Dans ce contexte, les stocks d'essence étaient en hausse de 0,8 Mb la semaine dernière.

Europe : Forte baisse du prix de l'essence

En Europe, les stocks de produits pétroliers au hub d'Amsterdam-Rotterdam-Anvers (ARA) ont baissé de 2,5 %, principalement en raison de la diminution des stocks d'essence (-3 %), de fioul (-8 %) et de kérosène (-7 %) (fig. 6). Les prix des produits pétroliers ont suivi et amplifié la baisse des prix du brut, avec une baisse de 11 % du prix de l'essence et de 4 % du prix du diesel. Les cracks produits continuent de chuter, reflétant la faiblesse de la demande en Europe. Le crack essence a perdu plus de 40 %, tombant à moins de 6 \$/b tandis que le crack gazole remontait légèrement de 4,5 %, à 17,1 \$/b (fig. 11). Dans ce contexte, la moyenne hebdomadaire de la marge de raffinage européenne (Brent FCC) était pratiquement stable (+1 %) à 4,3 \$/b, soit 16 % en dessous de la moyenne sur 5 ans (5,1 \$/b) (fig. 5). En moyenne depuis le début de l'année, la marge Brent FCC s'établit à 9 \$/b, contre 6,1 \$/b en moyenne sur les 5 dernières années.

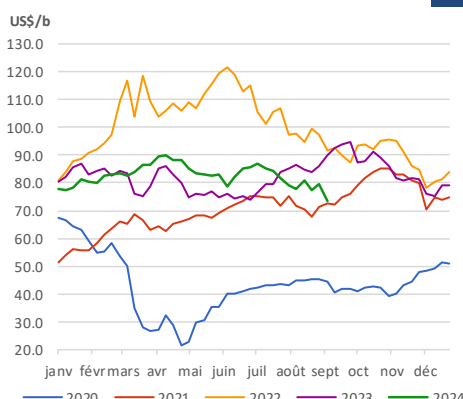
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI

1



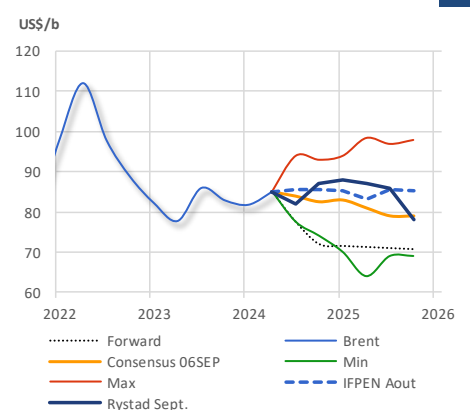
Evolution du prix du pétrole brut (Brent)

2



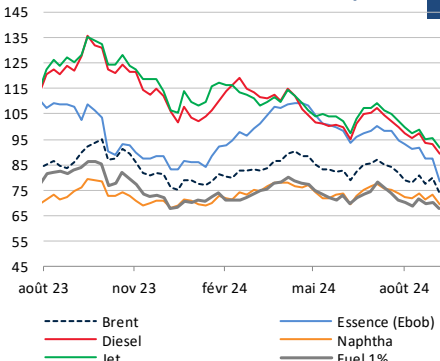
Consensus Bloomberg - Brent

3



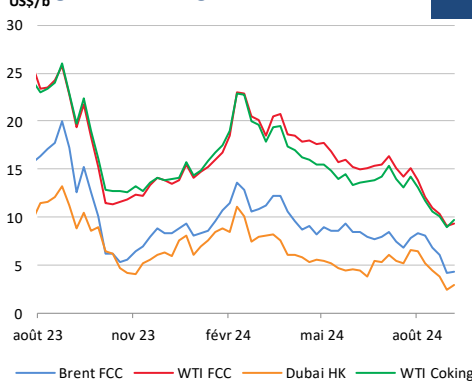
Prix des Produits Pétroliers - Europe

4



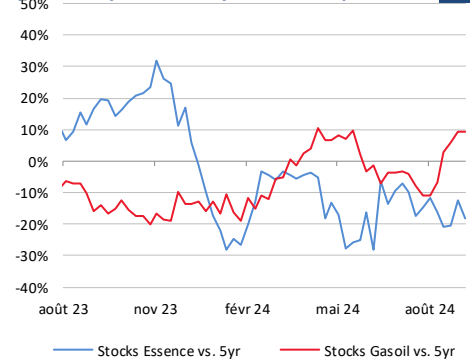
Marges de Raffinage

5

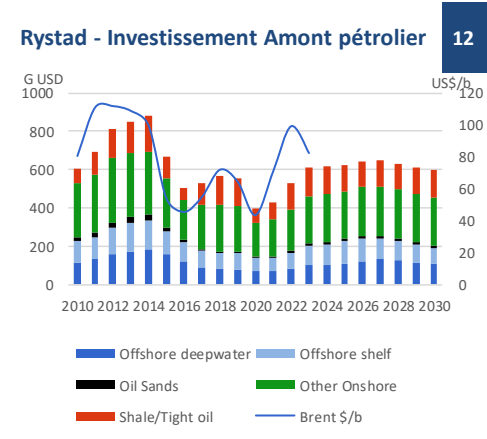
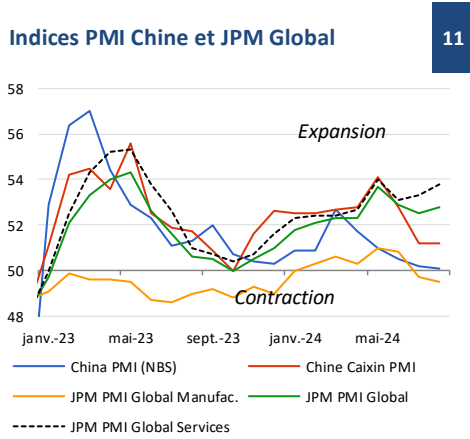
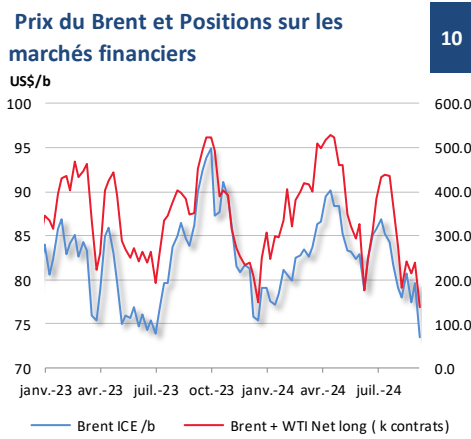
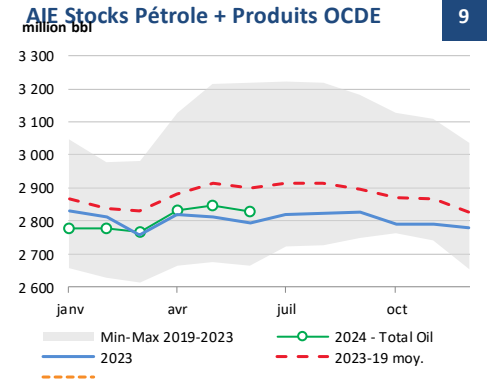
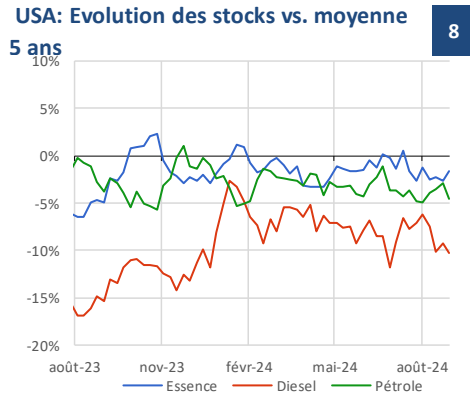
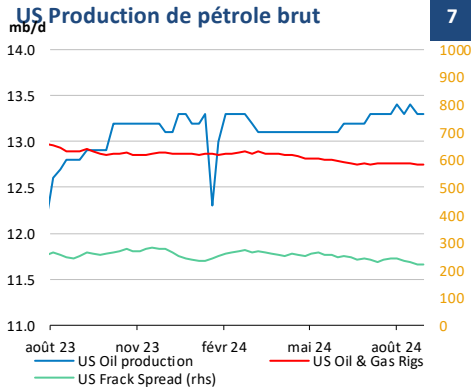


ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

6



Semaine	6/9	30/8	Delta	%	Année -1
Brent ICE	73.5	79.7	-6.1	-7.7%	90.0
Brent Spot	75.6	81.5	-5.9	-7.2%	87.3
WTI Nymex	69.1	75.4	-6.3	-8.4%	87.2



AIE - OMR aout	2022	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	23-22	24-23	25-24
OCDE	45.6	45.6	44.8	45.8	46.1	45.9	45.6	44.8	45.4	46.0	45.8	45.5	0.1	0.0	-0.1
non-OCDE	54.4	56.4	56.5	57.3	58.0	57.8	57.4	57.5	58.4	59.1	59.0	58.5	2.0	1.0	1.1
Dont Chine	15.1	16.5	16.5	16.7	17.1	17.0	16.8	16.8	17.0	17.4	17.4	17.2	1.5	0.3	0.3
Demande totale (mb/j)	100.0	102.1	101.3	103.1	104.1	103.7	103.06	102.3	103.8	105.0	104.8	104.01	2.1	1.0	1.0
Offre non-OPEP	66.9	69.3	69.4	70.2	70.5	70.9	70.2	70.8	72.0	72.4	72.7	72.0	2.3	1.0	1.8
Offre OPEP (Brut)	33.2	33.1	32.5	32.8	32.9	33.1	32.9	33.1	33.2	33.1	33.2	33.2	-0.1	-0.3	0.3
Offre OPEP+ (crude)	43.0	42.4	41.5	41.5	41.5	41.7	41.6	41.8	41.9	41.9	42.0	41.9	-0.6	-0.8	0.3
Offre OPEP+ (Total)	51.0	50.7	49.8	49.8	49.9	50.1	49.9	50.2	50.3	50.3	50.4	50.3	-0.3	-0.8	0.4
Offre totale (mb/j)	100.2	102.2	101.8	102.8	103.3	103.8	102.9	103.7	104.9	105.3	105.7	104.9	2.0	0.7	2.0
Differences (+/-)	0.2	0.1	0.5	-0.3	-0.8	0.1	-0.2	1.4	1.1	0.3	0.9	0.9	-0.1	-0.3	1.0

EIA - STEO aout	2022	2023	Production OPEP basée sur accords actuels				Production OPEP basée sur accords actuels				2025	23-22	24-23	25-24	
			1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025					4Q2025
OCDE	45.6	45.7	44.8	45.4	46.2	46.3	45.7	45.7	45.4	46.2	46.4	45.9	0.1	0.0	0.2
non-OCDE	54.3	56.2	57.0	57.4	57.3	57.3	57.2	58.4	58.8	58.7	58.7	58.6	1.9	1.1	1.4
Dont Chine	15.2	16.1	16.5	16.4	16.1	16.4	16.3	16.7	16.8	16.4	16.7	16.7	0.9	0.3	0.3
Demande totale (mb/j)	99.8	101.8	101.8	102.8	103.6	103.6	102.9	104.1	104.2	104.9	105.1	104.6	2.0	1.1	1.6
Offre non-OPEP	67.1	69.6	69.7	70.2	70.6	70.9	70.4	70.8	71.7	72.5	72.9	72.0	2.5	0.8	1.6
Offre OPEP	32.9	32.2	32.0	31.9	32.1	32.0	32.0	32.1	32.4	32.7	32.5	32.4	-0.7	-0.2	0.4
Offre totale (mb/j)	100.1	101.8	101.8	102.1	102.7	102.9	102.4	103.0	104.1	105.2	105.4	104.4	1.7	0.6	2.1
Differences (+/-)	0.2	-0.0	-0.1	-0.7	-0.9	-0.7	-0.6	-1.1	-0.0	0.3	0.4	-0.1	-0.2	-0.6	0.5

OPEP aout	2022	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	23-22	24-23	25-24
OCDE	45.6	45.7	45.0	45.8	46.3	46.2	45.8	45.1	45.9	46.4	46.3	45.9	0.1	0.2	0.1
non-OCDE	54.1	56.6	58.2	57.9	58.6	59.4	58.5	59.8	59.5	60.4	61.0	60.2	2.5	1.9	1.7
Dont Chine	15.0	16.4	16.7	16.9	17.3	17.4	17.1	17.1	17.3	17.7	17.8	17.5	1.3	0.7	0.4
Demande totale (mb/j)	99.7	102.2	103.1	103.7	104.8	105.6	104.3	104.9	105.4	106.8	107.3	106.1	2.6	2.1	1.8
Offre non-DoC Liquids	57.4	60.0	61.0	61.3	61.2	61.7	61.3	62.3	62.3	62.4	63.0	62.5	2.6	1.3	1.1
Non-OPEC DoC crude production	15.1	15.0	14.7	14.3	14.4	14.5	14.5	14.6	14.7	14.7	14.8	14.7	-0.2	-0.5	0.2
Offre OPEP (Brut)	27.7	27.0	26.6	26.6	27.3	27.5	27.0	27.5	27.5	27.4	27.5	27.5	-0.7	0.0	0.5
Offre totale (mb/j)	100.2	102.0	102.2	102.2	103.0	103.8	102.8	104.4	104.4	104.5	105.3	104.7	1.8	0.8	1.87
Differences (+/-)	0.6	-0.2	-0.9	-1.5	-1.9	-1.8	-1.5	-0.5	-0.9	-2.3	-2.0	-1.4	-0.8	-1.3	0.1