

Semaine	9/1	2/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	61.6	61.4	0.2	0.3%	77.2
Brent Spot	63.2	62.0	1.1	1.8%	75.3
WTI Nymex	57.7	57.7	0.0	-0.1%	74.3

Le Brent remonte avec l'incertitude au Venezuela et les tensions en Iran

Les prix du pétrole ont progressé cette semaine, les investisseurs tentant d'évaluer l'impact des nombreuses déclarations de l'administration américaine concernant la gestion du pétrole vénézuélien. Parallèlement, les tensions sur l'offre se sont renforcées sur plusieurs fronts. Un pétrolier à destination de la Russie a été la cible d'une attaque de drones en mer Noire, tandis que l'Ukraine a revendiqué des frappes contre trois plateformes de production pétrolière en mer Caspienne. Parallèlement, l'Irak a repris l'exploitation du champ de West Qurna, l'un des plus grands au monde, après l'imposition de sanctions américaines à l'encontre de Lukoil. Enfin, l'intensification des manifestations en Iran a ravivé les inquiétudes du marché, qui craint que la dégradation durable de la situation dans l'un des principaux pays producteurs mondiaux, avec une production d'environ 3,5 Mb/j en novembre dernier, n'affecte la production et les exportations de brut.

Sur la semaine, le Brent pour livraison en mars a augmenté de 0,3 % pour s'établir à 61,6 \$/b, tandis que le WTI a perdu 0,1 % pour atteindre 57,7 \$/b. Le consensus Bloomberg du 9 janvier est stable avec un prix du Brent de 60 \$/b au premier semestre (fig. 3).

Commercialisation du pétrole vénézuélien par les États-Unis

Après une opération militaire ciblée visant à capturer le président vénézuélien Nicolás Maduro, l'administration Trump met en place une stratégie plus graduelle. Celle-ci combine une pression économique accrue, illustrée récemment par la saisie de deux pétroliers liés au Venezuela, et une relance de l'industrie pétrolière du pays sous la supervision étroite des États-Unis. À ce stade, et même si la situation reste évolutive, Washington semble privilégier une logique de cooptation de l'administration vénézuélienne actuelle plutôt qu'un changement de régime brutal.

Selon un document officiel du département de l'Énergie, les États-Unis ont engagé la mise sur le marché international du pétrole vénézuélien, en partenariat avec des courtiers et de grandes banques internationales dont les noms n'ont pas été rendus publics. L'opération commence par la vente de 30 à 50 Mb actuellement stockés en mer et sur le territoire vénézuélien. Les recettes issues de ces ventes seront versées sur des comptes contrôlés par les autorités américaines, puis redistribuées au bénéfice des populations américaine et vénézuélienne, conformément aux décisions du gouvernement des États-Unis.

Parallèlement, certaines sanctions sont levées de manière ciblée pour permettre l'exportation du pétrole. Les États-Unis fourniront notamment les diluants indispensables au traitement du brut vénézuélien, particulièrement lourd, et autoriseront l'importation d'équipements, de pièces détachées et de services pétroliers. Si les grandes entreprises américaines du secteur pétrolier, comme Exxon, restent pour l'instant prudentes, voire réticentes, en raison du risque politique élevé, ce nouveau cadre pourrait en revanche attirer des acteurs privés américains de plus petite taille, plus enclins à intervenir dans un environnement incertain.

À court terme, la politique américaine à l'égard du pétrole vénézuélien devrait avoir un impact limité sur l'équilibre du marché pétrolier mondial, compte tenu des volumes concernés relativement modestes. L'effet principal se situera plutôt au niveau des flux commerciaux et de la réorganisation des routes pétrolières. En augmentant leurs importations de pétrole lourd vénézuélien, les États-Unis vont contraindre une partie des acheteurs asiatiques (en particulier les raffineurs indépendants chinois) à se tourner vers d'autres fournisseurs proposant des bruts à bas prix. L'Iran et la Russie sont les principaux bénéficiaires potentiels, car leurs exportations sont déjà effectuées avec une décote importante en raison des sanctions. Le pétrole canadien, dont les caractéristiques sont proches de celles du brut vénézuélien (bien que plus visqueux), pourrait également attirer l'attention des acheteurs chinois.

USA : baisse des stocks de brut ; hausse des stocks de produits pétroliers

Les stocks commerciaux de brut ont reculé de 3,8 Mb la semaine dernière (contre un consensus de -1 Mb et une moyenne sur cinq ans de +0,9 Mb). Les niveaux de stocks sont désormais 1 % supérieurs à ceux de l'an dernier, mais restent inférieurs de 4 % à la moyenne quinquennale. Cette baisse s'explique notamment par une hausse du traitement du brut en raffinerie et un léger recul de la production domestique de brut (- 16 kb/j à 13,8 Mb/j) malgré une forte augmentation des importations (+ 1,4 Mb/j).

Concernant les produits légers, les stocks d'essence (+ 7,7 Mb contre + 2,0 Mb attendus) et de distillats (+ 5,6 Mb contre + 1,1 Mb attendus) ont enregistré des hausses nettement supérieures aux attentes, dans un contexte de forte baisse de la demande hebdomadaire. Les stocks d'essence affichent une hausse de 2 % sur un an, ceux de distillats sont globalement en ligne avec les niveaux de l'an dernier, tandis que les stocks de jet/kérosène progressent de 6 % par rapport à l'année précédente.

Semaine	9/1	2/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	61.6	61.4	0.2	0.3%	77.2
Brent Spot	63.2	62.0	1.1	1.8%	75.3
WTI Nymex	57.7	57.7	0.0	-0.1%	74.3

Europe : baisse des prix des produits pétroliers, chute de la marge de raffinage

La semaine dernière, les stocks de produits pétroliers dans le hub ARA ont légèrement progressé (+ 0,8 %), l'augmentation des stocks de gasoil (+ 1,5 %) et de naphta (+ 13 %) compensant la baisse des stocks de fuel oil et de jet/kérosène. Par rapport à la moyenne des cinq dernières années, les stocks d'essence restent excédentaires de 9 %, tandis que ceux de gasoil sont inférieurs de 3 %. À Rotterdam, les prix des produits pétroliers ont baissé la semaine dernière, avec un recul de 2 % pour l'essence et de 0,7 % pour le diesel en moyenne. Dans ce contexte, la marge de raffinage moyenne en Europe (Brent FCC) a reculé à 8,2 \$/b (- 24 %), mais reste très supérieure à sa moyenne sur les cinq dernières années (+ 53 %) pour cette période de l'année.

Raffinage Européen : entre résilience et fragilités structurelles

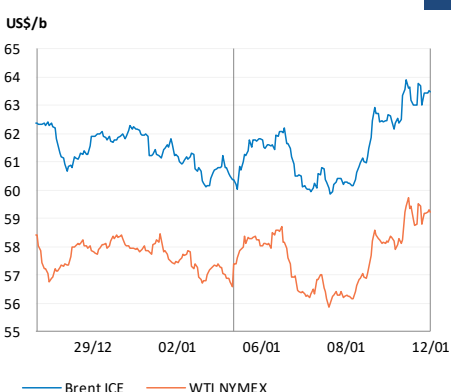
Le secteur européen du raffinage fait face à un environnement particulièrement contraint : hausse des coûts de l'énergie (notamment après l'arrêt des approvisionnements en gaz russe), renchérissement du prix du carbone (mécanisme ETS), et déclin structurel de la demande, accentué par la délocalisation industrielle et le durcissement des politiques climatiques (renforcement des mandats d'incorporation de biocarburants). Malgré ces défis, les marges de raffinage restent soutenues, à des niveaux historiquement élevés.

Cette rentabilité s'explique avant tout par la réduction drastique des capacités de raffinage en Europe au cours des vingt dernières années. Depuis les années 2000, la capacité totale a reculé de plus de 15 %, avec la fermeture définitive de 34 des 109 raffineries non spécialisées alors en activité. Ce mouvement a éliminé les surcapacités, rendant l'offre de produits pétroliers plus rigide et particulièrement sensible aux chocs de marché. À l'échelle mondiale, on observe des dynamiques similaires : entre 2010 et 2020, les projets de nouvelles raffineries représentaient en moyenne près de 9 Mb/j de capacité supplémentaire. Ce volume est aujourd'hui tombé à environ 3 Mb/j, limitant fortement la capacité du secteur à absorber une éventuelle reprise de la demande et contribuant ainsi au maintien des marges élevées.

À court terme, les acteurs du secteur anticipent une certaine stabilisation. Les marges exceptionnelles enregistrées en 2025 ont permis à plusieurs raffineurs de sécuriser des prix attractifs pour 2026 via les marchés à terme. Par ailleurs, l'activité de couverture s'est intensifiée, offrant à certains opérateurs une meilleure visibilité financière.

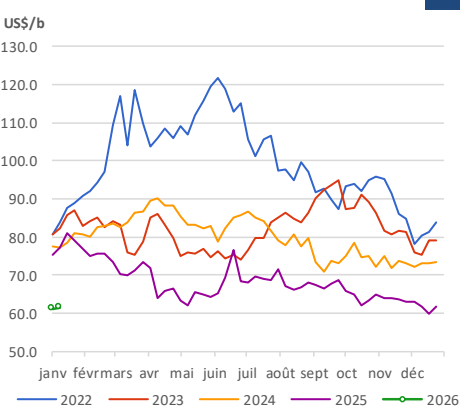
À moyen terme, la reprise des fermetures de sites apparaît inévitable. Les pressions réglementaires croissantes et le déclin structurel de la demande de combustibles fossiles devraient l'emporter sur les soutiens conjoncturels actuels. Les raffineries les moins performantes et les moins complexes seront les plus exposées. Une nouvelle vague de fermetures réduirait encore les capacités disponibles, alimentant une volatilité accrue sur les marchés des produits pétroliers, en particulier en Europe.

Prix Inter-Journaliers Brent / WTI



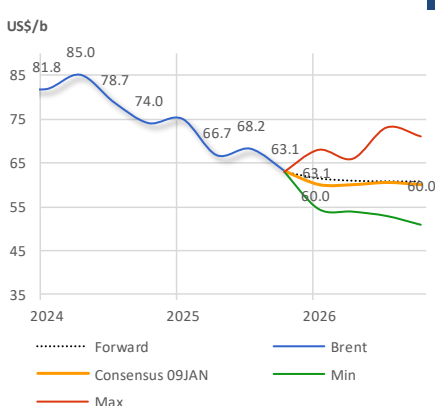
1

Evolution du prix du pétrole brut (Brent)



2

Consensus Bloomberg - Brent



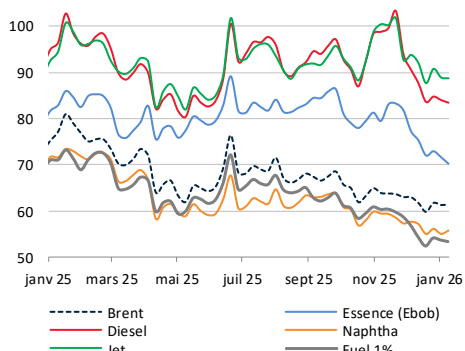
3

Semaine	9/1	2/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	61.6	61.4	0.2	0.3%	77.2
Brent Spot	63.2	62.0	1.1	1.8%	75.3
WTI Nymex	57.7	57.7	0.0	-0.1%	74.3

Prix des Produits Pétroliers - Europe

4

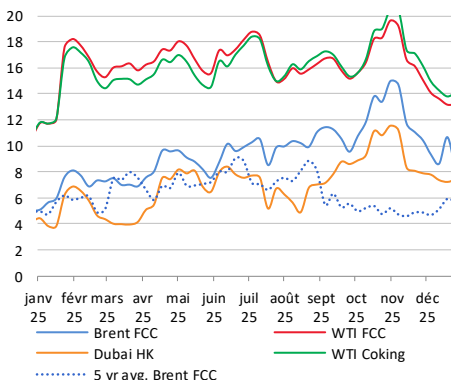
US\$/b



Marges de Raffinage

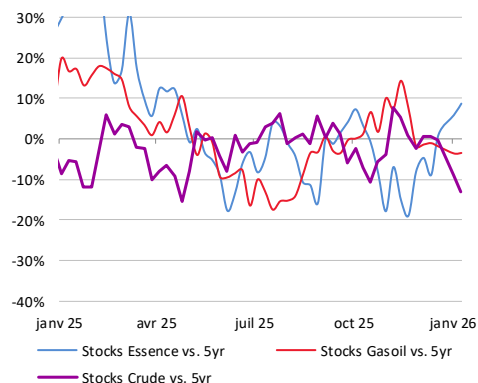
5

US\$/b



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

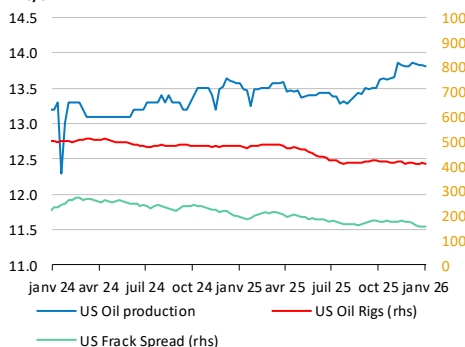
6



US Production de pétrole brut

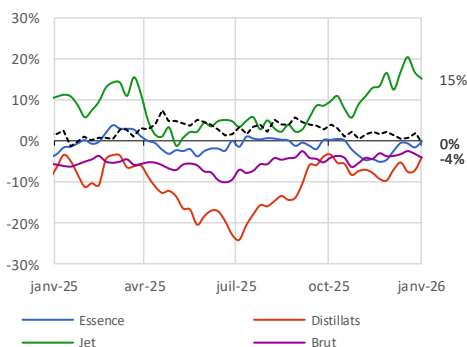
7

mb/d



USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans

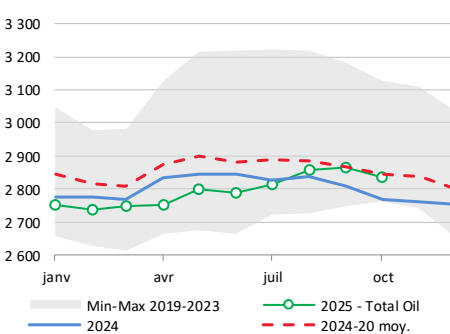
8



AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE

9

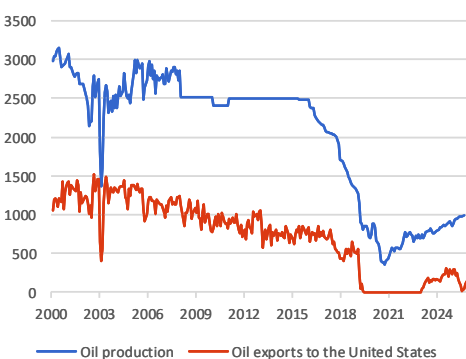
million bbl



Venezuela Production Pétrole

10

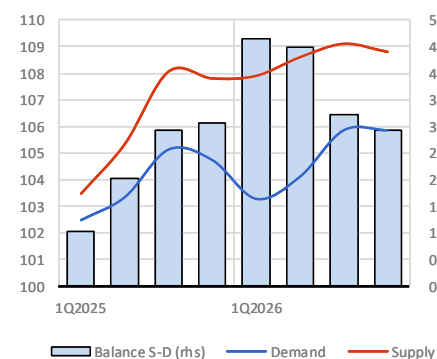
kb/j



AIE Offre Demande Pétrole

11

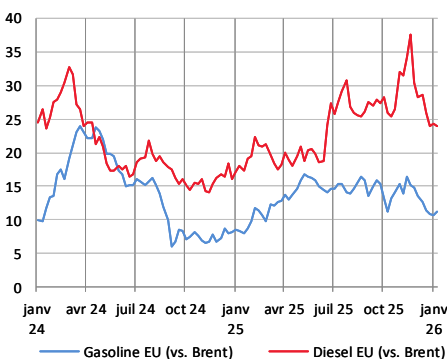
MB/J



Cracks Diesel / Gasoline Europe

12

US\$/b



Semaine	9/1	2/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	61.6	61.4	0.2	0.3%	77.2
Brent Spot	63.2	62.0	1.1	1.8%	75.3
WTI Nymex	57.7	57.7	0.0	-0.1%	74.3

AIE - OMR dec.	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.7	44.9	45.7	46.3	46.2	45.8	45.2	45.6	46.5	46.0	45.8	45.1	45.5	46.4	46.0	45.7	0.1	0.0	-0.1
non-OCDE	56.4	56.4	57.1	57.7	57.9	57.3	57.3	57.7	58.7	58.7	58.1	58.2	58.6	59.5	59.9	59.0	0.8	0.8	0.9
<i>Dont Chine</i>	16.5	16.5	16.6	16.8	16.6	16.6	16.6	16.4	17.1	16.9	16.7	16.7	16.7	17.2	17.1	16.9	0.15	0.12	0.20
Demande totale (mb/j)	102.1	101.3	102.9	104.0	104.1	103.1	102.5	103.3	105.1	104.7	103.9	103.3	104.1	105.9	105.9	104.8	1.0	0.8	0.9
Offre non-OPEP	69.3	69.5	70.4	70.6	70.9	70.4	70.5	71.5	73.3	72.7	72.0	72.6	73.3	73.8	73.4	73.3	1.0	1.7	1.2
Offre OPEP	32.9	32.8	32.8	32.7	32.8	32.8	33.0	33.8	34.7	35.1	34.2	35.3	35.3	35.3	35.4	35.3	-0.2	1.4	1.2
Offre OPEP (brut)	27.4	27.3	27.2	27.2	27.3	27.2	27.5	28.2	29.0	29.3	28.4	29.4	29.4	29.5	29.5	29.4	-0.2	1.2	1.0
Offre non OPEP+	51.6	52.1	53.3	53.6	54.1	53.2	53.5	54.3	56.2	55.9	55.0	55.6	56.1	56.6	56.3	56.1	1.7	1.8	1.1
Offre OPEP+	50.7	50.2	49.9	49.7	49.6	49.9	50.0	51.0	51.9	51.9	51.2	52.3	52.5	52.5	52.5	52.5	-0.8	1.3	1.3
Offre totale (mb/j)	102.3	102.3	103.2	103.3	103.7	103.1	103.5	105.3	108.1	107.8	106.2	107.9	108.6	109.1	108.8	108.6	0.9	3.1	2.4
Differences (+/-)	0.1	1.0	0.3	-0.7	-0.4	0.0	1.0	2.0	2.9	3.1	2.3	4.6	4.5	3.2	2.9	3.8			

Production OPEP basée sur accords actuels

EIA - STEO dec.	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.7	44.9	45.8	46.4	46.3	45.9	45.2	45.7	46.4	46.0	45.8	45.6	45.8	46.5	46.2	46.0	0.1	0.0	0.2
non-OCDE	56.1	56.4	57.3	57.1	57.0	56.9	57.1	58.3	58.4	58.6	58.1	58.2	59.4	59.5	59.5	59.2	0.9	1.2	1.1
<i>Dont Chine</i>	16.2	16.3	16.5	16.1	16.4	16.3	16.4	16.7	16.4	16.8	16.6	16.8	16.9	16.7	17.0	16.9	0.12	0.25	0.30
Demande totale (mb/j)	101.8	101.3	103.1	103.5	103.3	102.8	102.3	104.0	104.8	104.7	103.9	103.8	105.2	106.0	105.7	105.2	1.0	1.1	1.2
Offre non-OPEP	69.8	69.9	70.4	70.4	71.0	70.4	70.7	71.8	73.9	73.8	72.5	73.1	73.5	73.9	74.2	73.7	0.7	2.1	1.1
Offre OPEP	32.7	32.7	32.8	32.6	32.8	32.7	32.9	33.4	34.0	34.2	33.6	33.4	33.8	34.0	33.8	33.8	0.0	0.9	0.1
Offre OPEP (brut)	27.2	27.1	27.1	27.0	27.1	27.1	27.2	27.7	28.3	28.5	27.9	27.6	27.9	28.1	27.9	27.9	-0.1	0.8	0.0
Offre non OPEP+	52.0	52.3	53.4	53.6	54.3	53.4	53.7	54.6	56.6	56.5	55.4	55.7	56.2	56.7	56.9	56.4	1.4	1.9	1.0
Offre OPEP+	50.5	50.3	49.8	49.4	49.5	49.7	49.9	50.5	51.3	51.5	50.8	50.7	51.1	51.1	51.2	51.0	-0.7	1.1	0.2
Offre totale (mb/j)	102.5	102.6	103.2	103.1	103.8	103.2	103.6	105.2	107.9	108.0	106.2	106.5	107.3	107.9	108.1	107.4	0.7	3.0	1.3
Differences (+/-)	0.7	1.3	0.1	-0.4	0.5	0.4	1.3	1.2	3.1	3.3	2.2	2.7	2.0	1.8	2.4	2.3			

OPEP - MOM dec.	2023	1Q2024	2Q2024	3Q2024	4Q2024	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.7	44.8	45.8	46.4	46.2	45.8	45.2	45.7	46.6	46.4	46.0	45.3	45.8	46.8	46.6	46.1	0.2	0.2	0.1
non-OCDE	56.7	58.0	57.4	58.1	59.3	58.0	59.1	58.5	58.9	60.1	59.2	60.3	59.8	60.3	61.3	60.4	1.3	1.2	1.2
<i>Dont Chine</i>	16.4	16.7	16.6	16.8	17.2	16.7	16.9	16.5	17.1	17.0	16.9	17.0	16.7	17.3	17.2	17.1	0.3	0.2	0.2
Demande totale (mb/j)	102.4	102.8	103.2	104.5	105.6	103.8	104.3	104.2	105.5	106.6	105.1	105.6	105.6	107.1	107.9	106.5	1.5	1.3	1.4
Offre non-OPEP+	51.9	52.6	53.1	53.2	53.4	53.2	53.7	54.2	55.0	53.6	54.1	54.3	54.6	54.8	55.3	54.7	1.3	0.9	0.6
Offre OPEP+	50.3	49.6	49.2	48.8	49.1	49.4	49.6	49.9	51.1	51.9	51.2	51.7	52.0	52.0	52.0	51.9	-0.9	1.8	0.8
Offre OPEP (Brut)	27.1	26.6	26.6	26.5	26.7	26.6	26.8	27.1	27.9	28.9	27.7	28.5	28.7	28.8	28.7	28.7	-0.5	1.1	1.0
Offre totale (mb/j)	102.1	102.2	102.2	102.0	102.5	102.6	103.3	104.1	106.1	105.5	105.3	106.0	106.6	106.8	107.3	106.6	0.5	2.7	1.4
Differences (+/-)	-0.2	-0.6	-0.9	-2.5	-3.0	-1.2	-1.0	-0.1	0.6	-1.1	0.2	0.4	1.0	-0.3	-0.6	0.1			

DoC: Declaration of Cooperation

OPEP+ projection based on average AIE, EIA projections