

Semaine	16/1	9/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	64.8	61.6	3.2	5.2%	81.0
Brent Spot	67.3	63.2	4.1	6.6%	78.2
WTI Nymex	60.3	57.7	2.6	4.5%	78.6

L'éventualité d'une intervention américaine en Iran fait grimper le Brent à près de 67\$/b

La semaine dernière, les cours du pétrole ont été fortement influencés par les tensions en Iran et les menaces de Donald Trump à l'encontre du régime de Téhéran. Ces événements ont propulsé le prix du Brent à près de 67 \$/b, son niveau le plus élevé depuis le début du mois d'octobre (fig. 1&2). Cependant, les déclarations du président américain en milieu de semaine, dans lesquelles il évoquait la fin des tueries en Iran, ont temporairement apaisé les craintes d'une intervention militaire américaine, entraînant un repli d'environ 3 \$/b du prix du brut. Malgré cette accalmie, le risque d'une escalade persiste et continue de peser sur les marchés.

Les inquiétudes des marchés ne portent pas tant sur une éventuelle baisse des exportations iraniennes. L'Iran, cinquième producteur de l'Opep+, extrait environ 3,5 Mb/j, dont 1,9 Mb/j sont exportés, principalement vers la Chine. Le principal risque réside plutôt dans la possibilité d'un blocage du détroit d'Ormuz, un point de passage stratégique par lequel transite près d'un quart du pétrole maritime mondial.

En cas d'apaisement de la situation en Iran, l'attention des marchés pourrait se tourner à nouveau vers le Venezuela. Un retour progressif des volumes récemment sanctionnés ou bloqués pourrait en effet relancer les craintes d'un excédent d'offre sur le marché pétrolier en 2026, comme le souligne l'EIA dans son dernier rapport mensuel. La question clé reste de savoir si ce pétrole excédentaire parviendra effectivement sur les marchés mondiaux. En 2025, l'excédent pétrolier a principalement été absorbé par la Chine pour reconstituer ses réserves stratégiques, contrairement aux pays de l'OCDE dont les stocks sont restés stables. Si, à l'avenir, une part plus importante de cette surproduction était dirigée vers les pays industrialisés, notamment en cas de ralentissement des achats chinois, les prix pourraient subir une pression baissière significative. L'EIA anticipe ainsi un prix moyen du Brent de 56 \$/b en 2026 puis de 54 \$/b en 2027. À court terme cependant, la prime de risque liée aux menaces sur l'offre devrait continuer de soutenir les cours.

Sur la semaine, le Brent pour livraison en mars a augmenté de 5,2 % pour s'établir à 64,8 \$/b, tandis que le WTI a gagné 4,5 % pour atteindre 60,3 \$/b. Le consensus Bloomberg du 16 janvier est stable avec un prix du Brent de 60 \$/b au premier semestre (fig. 3). Sur les marchés à terme, les investisseurs institutionnels ont fortement accru leurs positions spéculatives à la hausse sur le Brent, portant leurs engagements à 208 461 contrats la semaine dernière en hausse de + 70%, leur plus haut niveau depuis neuf mois. Cette dynamique suggère une anticipation de rebond des prix dans un contexte géopolitique toujours tendu, malgré un contexte de marché marqué par des stocks abondants et une offre excédentaire.

EIA : Un marché toujours excédentaire en 2026 et 2027 qui pèse sur les prix

Dans son dernier rapport, l'Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA) anticipe un marché pétrolier excédentaire en 2026 et 2027, bien que ce surplus soit moins marqué qu'en 2025. Les stocks mondiaux devraient ainsi augmenter en moyenne de 2,8 Mb/j en 2026, puis de 2,1 Mb/j en 2027 (cf. tableau). Si la Chine devrait continuer à amortir la baisse des prix en renforçant massivement ses réserves stratégiques, l'EIA estime néanmoins que cet excédent d'offre finira par peser sur les cours.

Du côté de l'offre, l'OPEP+ pourrait rencontrer des difficultés à atteindre ses objectifs de production, en particulier en raison des sanctions affectant la Russie et du déclin structurel de la production mexicaine. Après avoir atteint un record de 13,6 Mb/j en 2025, la production américaine devrait reculer pour s'établir autour de 13,3 Mb/j en 2027. À l'inverse, la croissance attendue de la production en Amérique du Sud notamment au Brésil, au Guyana et en Argentine, portée par la mise en service de nouveaux projets, devrait en partie compenser ce recul.

La demande mondiale, soutenue par l'Asie et le Moyen-Orient, devrait progresser de 1,1 Mb/j en 2026 et de 1,3 Mb/j en 2027, mais cette dynamique restera insuffisante pour résorber l'excédent d'offre. Enfin, de fortes incertitudes demeurent autour du Venezuela : les sanctions qui freinent ses exportations privent actuellement le marché d'environ 0,6 Mb/j, principalement à destination de la Chine. Toute levée de ces restrictions pourrait accentuer la pression baissière sur les prix.

Europe : Arrêt des importations de produits raffinés issus de brut russe

À compter du 21 janvier 2026, l'Union européenne interdira l'importation de produits raffinés issus de pétrole brut russe. Les acheteurs européens devront désormais démontrer que ces produits ne proviennent pas de brut russe, tandis que les raffineurs devront attester d'une période minimale de 60 jours sans déchargement de pétrole russe dans les terminaux alimentant les cargaisons exportées.

Semaine	16/1	9/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	64.8	61.6	3.2	5.2%	81.0
Brent Spot	67.3	63.2	4.1	6.6%	78.2
WTI Nymex	60.3	57.7	2.6	4.5%	78.6

L'Inde et la Turquie, principaux importateurs de brut russe et exportateurs de produits raffinés vers l'Europe, notamment de distillats moyens, représentent à elles seules environ 22 % des importations européennes. Depuis novembre, ces deux pays ont réduit la part du brut russe dans leurs approvisionnements, celle-ci passant de 35 % à environ 20 % début janvier, au profit de sources alternatives en provenance d'Irak, d'Arabie saoudite, des Émirats arabes unis et des États-Unis, selon le cabinet Vortexa. Les raffineries indiennes, comme celle de Jamnagar, et turques, telles que Socar STAR et Tupras Izmir, ont ainsi ajusté leurs sources d'approvisionnement afin de se conformer aux nouvelles exigences réglementaires. Toutefois, certaines cargaisons pourraient encore rencontrer des difficultés à fournir les preuves d'origine requises.

À court terme, l'Europe ne devrait pas connaître de tensions majeures sur son approvisionnement, les exportateurs asiatiques et moyen-orientaux étant en mesure de compenser d'éventuels manques. En revanche, cette nouvelle réglementation européenne engendrera des coûts supplémentaires liés aux audits, à la traçabilité et aux exigences de preuve d'origine, ainsi qu'à des primes de risque assurantielles plus élevées. Elle devrait également accroître la volatilité du marché, la traçabilité des produits raffinés étant plus complexe à établir que celle du pétrole brut.

USA : forte hausse des stocks de brut et d'essence

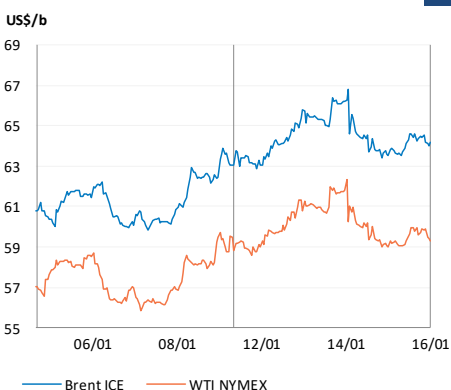
Les stocks commerciaux de pétrole brut ont enregistré une hausse marquée de 3,4 Mb la semaine dernière, bien supérieure aux attentes des analystes, qui anticipaient un recul de 1,7 Mb, et nettement au-dessus de la moyenne quinquennale (+0,2 Mb). Les niveaux de stocks se situent désormais 2 % au-dessus de ceux observés il y a un an, tout en restant 3 % inférieurs à la moyenne des cinq dernières années. Cette hausse s'explique principalement par une forte augmentation des importations de brut, en hausse de 751 kb/j. Du côté de l'offre domestique, la production de pétrole brut a légèrement reculé pour s'établir à 13,75 Mb/j, tandis que les raffineries ont intensifié leur activité, atteignant un nouveau plus haut sur cinq ans et dépassant de 2 % leur niveau de l'an dernier.

S'agissant des produits légers, les stocks d'essence ont enregistré une hausse saisonnière très marquée de 9 Mb, contre une attente de seulement +2 Mb. Ils se situent désormais 17 % au-dessus de la moyenne des cinq dernières années, à leur plus haut niveau pour cette période depuis cinq ans. À l'inverse, les stocks de distillats sont restés stables, alors qu'un recul de 0,8 Mb était anticipé, cette relative fermeté étant soutenue par une demande hebdomadaire soutenue.

Europe : forte hausse des stocks d'essence

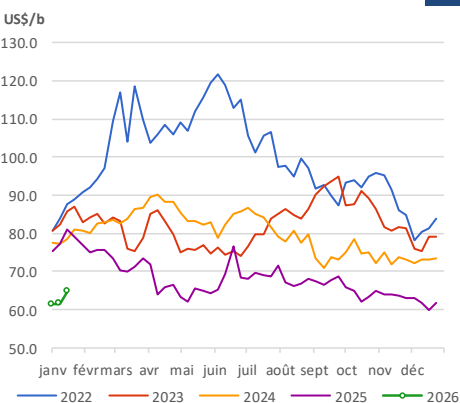
La semaine dernière, les stocks de produits pétroliers dans le hub ARA ont progressé de plus de 4 % en moyenne. Les stocks d'essence ont enregistré une forte hausse de 10,6 %, atteignant leur plus haut niveau depuis avril dernier, tandis que les stocks de gasoil ont augmenté de plus de 1 %. Par rapport à la moyenne des cinq dernières années, les stocks d'essence demeurent excédentaires de 17 %, alors que ceux de gasoil restent inférieurs de 6 %. À Rotterdam, les prix des produits pétroliers ont suivi la hausse des cours du brut, avec une augmentation moyenne de 4 % pour l'essence et de 5 % pour le diesel. Dans ce contexte, la marge moyenne de raffinage en Europe (Brent FCC) s'est légèrement contractée, reculant de 1 % pour s'établir à 8,2 \$/b.

Prix Inter-Journaliers Brent / WTI



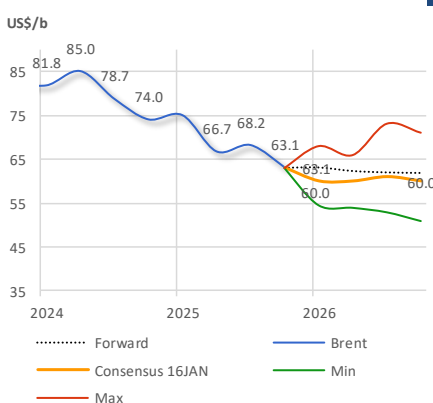
1

Evolution du prix du pétrole brut (Brent)



2

Consensus Bloomberg - Brent

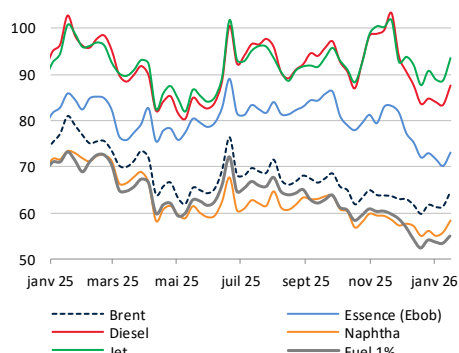


3

Semaine	16/1	9/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	64.8	61.6	3.2	5.2%	81.0
Brent Spot	67.3	63.2	4.1	6.6%	78.2
WTI Nymex	60.3	57.7	2.6	4.5%	78.6

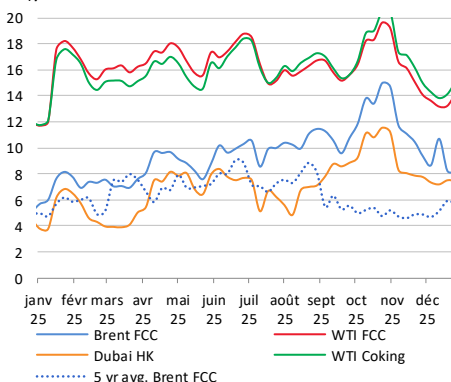
Prix des Produits Pétroliers - Europe

US\$/b

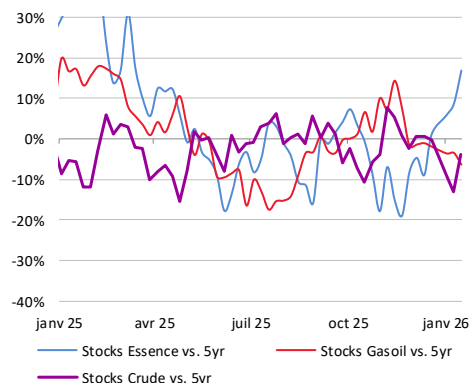


Marges de Raffinage

US\$/b

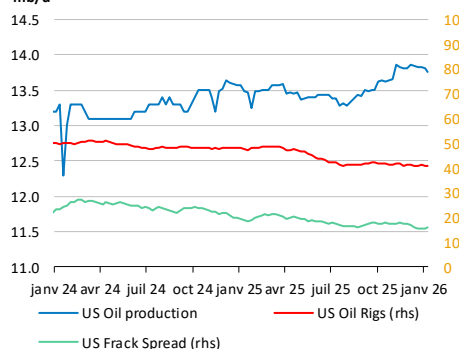


ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

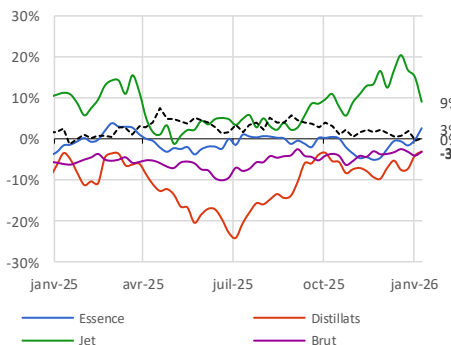


US Production de pétrole brut

mb/d

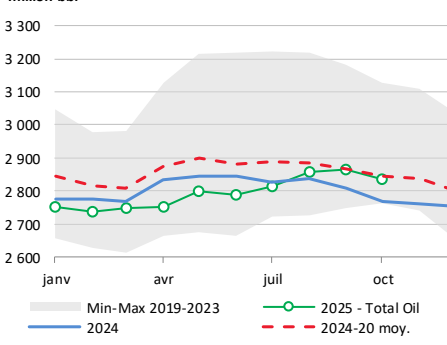


USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans



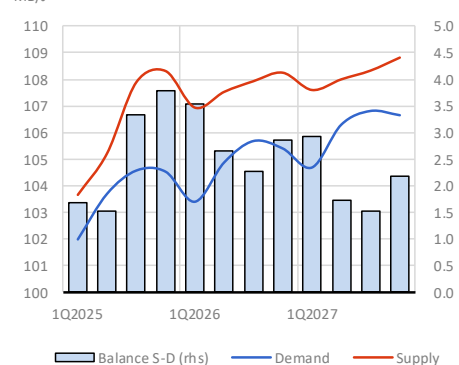
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE

million bbl



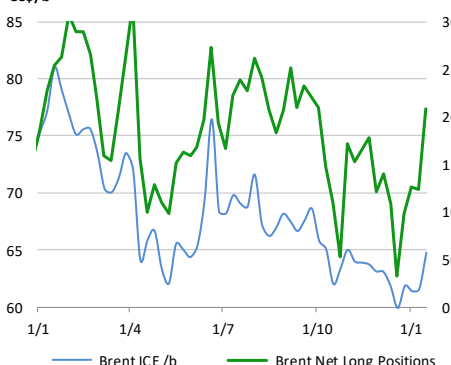
EIA Offre/ Demande Pétrole

MB/j



Brent : Positions nette longues

US\$/b



Brut stocké en mer

°



Semaine	16/1	9/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	64.8	61.6	3.2	5.2%	81.0
Brent Spot	67.3	63.2	4.1	6.6%	78.2
WTI Nymex	60.3	57.7	2.6	4.5%	78.6

AIE - OMR dec.	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	45.8	45.2	45.6	46.5	46.0	45.8	45.1	45.5	46.4	46.0	45.7						0.0	-0.1	
non-OCDE	57.3	57.3	57.7	58.7	58.7	58.1	58.2	58.6	59.5	59.9	59.0						0.8	0.9	
<i>Dont Chine</i>	16.6	16.6	16.4	17.1	16.9	16.7	16.7	16.7	17.2	17.1	16.9						0.12	0.20	
Demande totale (mb/j)	103.1	102.5	103.3	105.1	104.7	103.9	103.3	104.1	105.9	105.9	104.8						0.8	0.9	
Offre non-OPEP	70.4	70.5	71.5	73.3	72.7	72.0	72.6	73.3	73.8	73.4	73.3						1.7	1.2	
Offre OPEP	32.8	33.0	33.8	34.7	35.1	34.2	35.3	35.3	35.3	35.4	35.3						1.4	1.2	
Offre OPEP (brut)	27.2	27.5	28.2	29.0	29.3	28.4	29.4	29.4	29.5	29.5	29.4						1.2	1.0	
Offre non OPEP+	53.2	53.5	54.3	56.2	55.9	55.0	55.6	56.1	56.6	56.3	56.1						1.8	1.1	
Offre OPEP+	49.9	50.0	51.0	51.9	51.9	51.2	52.3	52.5	52.5	52.5	52.5						1.3	1.3	
Offre totale (mb/j)	103.1	103.5	105.3	108.1	107.8	106.2	107.9	108.6	109.1	108.8	108.6						3.1	2.4	
Differences (+/-)	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 janv.	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	45.9	45.2	45.7	46.5	46.2	45.9	45.5	45.7	46.3	46.1	45.9	45.6	45.8	46.4	46.1	46.0	0.0	0.0	0.1
non-OCDE	56.7	56.8	58.0	58.1	58.3	57.8	57.9	59.2	59.3	59.3	58.9	59.1	60.5	60.4	60.5	60.1	1.1	1.1	1.2
<i>Dont Chine</i>	16.4	16.4	16.7	16.5	16.8	16.6	16.7	16.9	16.7	17.0	16.8	16.9	17.1	16.9	17.2	17.0	0.23	0.21	0.20
Demande totale (mb/j)	102.5	102.0	103.7	104.6	104.5	103.7	103.4	104.9	105.7	105.4	104.8	104.7	106.3	106.8	106.6	106.1	1.2	1.1	1.3
Offre non-OPEP	70.4	70.7	71.8	73.9	73.8	72.5	73.2	73.6	73.9	74.2	73.7	73.6	73.8	74.1	74.5	74.0	2.1	1.2	0.3
Offre OPEP	32.9	33.0	33.5	34.0	34.5	33.7	33.7	33.9	34.0	34.0	33.9	34.0	34.2	34.2	34.3	34.2	0.8	0.2	0.3
Offre OPEP (brut)	27.1	27.2	27.7	28.2	28.6	27.9	27.8	27.9	28.0	28.0	27.9	27.8	28.0	28.1	28.1	28.0	0.8	0.0	0.1
Offre non OPEP+	53.4	53.7	54.6	56.6	56.6	55.4	56.0	56.3	56.8	56.9	56.5	56.4	56.7	57.1	57.4	56.9	2.0	1.1	0.4
Offre OPEP+	49.9	50.0	50.6	51.3	51.7	50.9	51.0	51.2	51.1	51.3	51.2	51.2	51.3	51.2	51.5	51.3	1.0	0.3	0.1
Offre totale (mb/j)	103.3	103.7	105.2	107.9	108.3	106.3	106.9	107.5	107.9	108.2	107.7	107.6	108.0	108.3	108.8	108.2	2.9	1.4	0.5
Differences (+/-)	0.8	1.7	1.5	3.3	3.8	2.6	3.5	2.7	2.3	2.9	2.8	2.9	1.7	1.5	2.2	2.1			

OPEP - MOM dec.	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	45.8	45.2	45.7	46.6	46.4	46.0	45.3	45.8	46.8	46.6	46.1						0.2	0.1	
non-OCDE	58.0	59.1	58.5	58.9	60.1	59.2	60.3	59.8	60.3	61.3	60.4						1.2	1.2	
<i>Dont Chine</i>	16.7	16.9	16.5	17.1	17.0	16.9	17.0	16.7	17.3	17.2	17.1						0.2	0.2	
Demande totale (mb/j)	103.8	104.3	104.2	105.5	106.6	105.1	105.6	105.6	107.1	107.9	106.5						1.3	1.4	
Offre non-OPEP+	53.2	53.7	54.2	55.0	53.6	54.1	54.3	54.6	54.8	55.3	54.7						0.9	0.6	
Offre OPEP+	49.4	49.6	49.9	51.1	51.7	51.2	51.8	52.0	51.9	52.1	51.9						1.8	0.7	
Offre OPEP (Brut)	26.6	26.8	27.1	27.9	29.0	27.7	28.6	28.7	28.7	28.7	28.7						1.1	1.0	
Offre totale (mb/j)	102.6	103.3	104.1	106.1	105.3	105.3	106.1	106.6	106.7	107.4	106.6						2.7	1.3	
Differences (+/-)	-1.2	-1.0	-0.1	0.6	-1.3	0.2	0.5	1.0	-0.4	-0.5	0.1								

DoC: Declaration of Cooperation