

Semaine	6/2	30/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	67.7	68.6	-0.9	-1.2%	75.1
Brent Spot	69.8	70.4	-0.6	-0.9%	77.6
WTI Nymex	63.5	63.4	0.1	0.2%	71.7

Après 4 semaines de hausse hebdomadaire, le Brent recule, mais la prime géopolitique reste élevée.

La semaine dernière, les prix du pétrole ont été très volatils, sous l'effet principalement des tensions entre les États-Unis et l'Iran, ainsi que des discussions autour du programme nucléaire iranien. Les marchés sont passés de l'espoir d'un apaisement à la crainte d'une escalade, réagissant vivement à chaque annonce diplomatique ou militaire dans la région.

Outre ces tensions géopolitiques, plusieurs facteurs structurels ont influencé l'évolution des cours du pétrole. L'OPEP+ a d'abord confirmé le maintien de sa production pour le mois de mars, une décision attendue qui a contribué à stabiliser les anticipations des marchés. Parallèlement, les États-Unis ont enregistré une baisse inattendue de leurs stocks de brut, avec un recul de 3,5 millions de barils, ce qui a renforcé la pression à la hausse sur les prix. Un autre événement majeur a marqué la semaine : la conclusion d'un accord commercial entre Washington et New Delhi. Les États-Unis ont accepté de réduire les droits de douane sur certains produits indiens en échange de l'engagement de l'Inde de cesser ses achats de pétrole russe, une mesure qui s'inscrit également dans le durcissement des sanctions contre la Russie. Cet accord pourrait, à terme, redessiner les flux d'approvisionnement pétrolier mondiaux. Enfin, l'Arabie saoudite a abaissé le prix de son brut Arabian Light pour les acheteurs asiatiques à son plus bas niveau depuis 2021 par rapport au prix moyen Oman/Dubaï, ce qui confirme que le marché reste en situation d'offre excédentaire.

Sur la semaine, le Brent pour livraison en avril a reculé de 1,2 % à 67,7 \$/b, tandis que le WTI a légèrement progressé de 0,2 % à 63,5 \$/baril. Le consensus Bloomberg du 6 février a été revu à la hausse, avec un prix du Brent estimé à 61 \$/b pour le premier trimestre. Enfin, les données de positionnement montrent que les spéculateurs ont continué d'acheter massivement des contrats sur le pétrole. Le poids des positions spéculatives sur le Brent et le WTI a atteint son plus haut niveau depuis septembre, signe d'un marché très dominé par les spéculateurs haussiers (Fig. 10). Dans ce contexte, les analystes estiment désormais que les flux spéculatifs devraient continuer à peser globalement sur les prix du brut, mais avec un potentiel haussier plus limité et un risque accru de corrections rapides à la baisse, sauf en cas de nouvel événement géopolitique majeur.

Traité Inde-US : un nouveau coup dur pour le pétrole russe – une opportunité pour la chine

La semaine dernière, les États-Unis et l'Inde ont signé un accord commercial bilatéral réduisant les droits de douane américains sur les produits indiens à 18 %. Jusqu'à présent, l'Inde était soumise à un tarif de base de 25 %, auquel s'ajoutait, depuis l'automne, une surtaxe de 25 % liée à ses achats de pétrole russe. En échange, l'Inde a accepté de mettre fin à ses importations de pétrole russe. Les modalités précises de cette décision restent toutefois incertaines, notamment l'existence d'une période de transition permettant aux raffineries de respecter leurs contrats en cours. À ce jour, aucune directive officielle n'a été transmise aux raffineries indiennes pour interrompre leurs achats. Dans le cadre de l'accord, l'Inde a également promis d'acheter pour 500 milliards de dollars de produits américains au cours des cinq prochaines années, notamment de l'énergie, du charbon métallurgique, des avions et des pièces aéronautiques, des métaux précieux et des produits technologiques. Le président américain Donald Trump souhaite que l'Inde se tourne davantage vers le pétrole américain et vénézuélien. Toutefois, ces pétroles ne sont pas des substituts parfaits au pétrole russe : le brut vénézuélien est plus lourd et plus soufré, tandis que le pétrole de schiste américain est plus léger et moins soufré, ce qui obligera l'Inde à rechercher d'autres fournisseurs, principalement au Moyen-Orient. Cette baisse des achats indiens de pétrole russe va profiter directement à d'autres pays, attirés par des rabais records sur le brut russe. Selon les données de Kpler, les importations maritimes chinoises de pétrole russe ont atteint un niveau record de 1,7 Mb/j en janvier. Dans le même temps, les livraisons vers l'Inde sont tombées à 1,1 Mb/j, leur niveau le plus bas depuis novembre 2022, confirmant ainsi un redéploiement rapide des flux de pétrole russe vers la Chine.

Russie : forte baisse des revenus pétroliers – nouvelles sanctions européennes attendues ce mois-ci

Selon Bloomberg, les revenus pétroliers de la Russie ont fortement reculé en janvier, atteignant leur niveau le plus bas depuis plus de cinq ans. Cette baisse s'explique par des prix du pétrole plus faibles, des rabais record sur le brut russe dus aux sanctions américaines, ainsi que par un rouble plus fort. Selon Argus, le brut russe Urals s'échange actuellement avec une décote d'environ 29,6 \$/b (FOB Novorossisk) par rapport au Brent, contre 16 \$/b l'année dernière à la même période. Les recettes fiscales issues du pétrole ont ainsi été divisées par deux en un an, tandis que les revenus combinés du pétrole et du gaz ont également chuté de 50 %, ce qui pèse lourdement sur les finances publiques russes, ces secteurs représentant près d'un quart du budget de l'État.

Semaine	6/2	30/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	67.7	68.6	-0.9	-1.2%	75.1
Brent Spot	69.8	70.4	-0.6	-0.9%	77.6
WTI Nymex	63.5	63.4	0.1	0.2%	71.7

La situation pourrait se dégrader davantage pour les finances russes avec le prochain paquet de sanctions européennes attendu ce mois-ci. L'UE prévoit notamment d'interdire les services maritimes liés au transport de pétrole russe, de durcir les mesures concernant le gaz naturel liquéfié (GNL) et de renforcer les sanctions financières, ce qui pourrait perturber les paiements et le transport maritime. Enfin, l'UE prévoit d'interdire l'importation de certains métaux, produits chimiques et minerais encore non sanctionnés, ce qui pourrait accentuer les tensions sur les marchés des matières premières et du transport.

USA : baisse contre-saisonnière des stocks de brut et hausse des réserves d'essence

Les stocks commerciaux de pétrole brut ont fortement reculé la semaine dernière, avec une baisse de 3,5 Mb (contre une attente de -0,6 Mb et une moyenne sur cinq ans de +2,2 Mb). Les niveaux de stocks se situent désormais 1 % en dessous de ceux de l'an dernier et 5 % sous la moyenne quinquennale. Cette baisse s'explique en grande partie par un important ajustement du facteur de correction (-1 040 kb/j) et par une diminution de l'activité aux États-Unis liée aux tempêtes hivernales, ce qui a entraîné un recul de la production nationale de 481 kb/j, à 13,2 Mb/j.

Du côté des produits raffinés, les stocks d'essence ont augmenté de 0,7 Mb avec une demande hebdomadaire faible, et atteignent un plus haut sur cinq ans (+3 % sur un an). À l'inverse, les stocks de distillats ont nettement reculé (-5,6 Mb contre -1,1 Mb attendu), tout comme ceux de carburéacteur (-0,7 Mb), soutenus par une demande plus dynamique. Les stocks de distillats restent 8 % au-dessus de leur niveau de l'an dernier, mais 1 % en dessous de la moyenne quinquennale. Les stocks de carburéacteur sont proches de ceux de l'an dernier et demeurent élevés sur cinq ans, avec toutefois un léger recul par rapport à la moyenne quinquennale (+6 % contre +8 % précédemment).

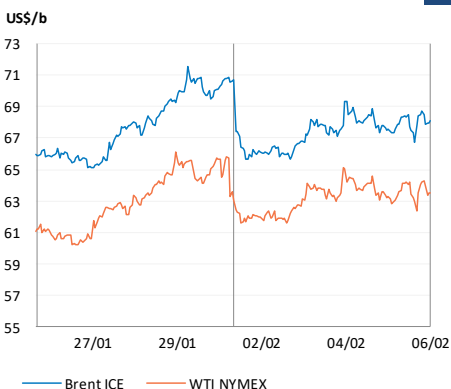
USA : première mégafusion de l'année dans le shale. Vers une nouvelle vague de consolidation ?

Le 2 février, Devon Energy et Coterra Energy ont annoncé leur projet de fusion (Devon rachètera Coterra par échange d'actions, et le groupe combiné conservera le nom de Devon Energy). Les deux groupes pétroliers et gaziers disposent d'actifs très complémentaires, notamment dans le bassin du Delaware (Permien) et dans le bassin d'Anadarko, ce qui devrait leur permettre de réaliser environ 1 milliard de dollars d'économies d'ici la fin de l'année 2027. Cette opération, valorisée à 21,4 milliards de dollars, devrait être finalisée au deuxième trimestre 2026. La nouvelle entité produira plus de 1,6 Mboe/j, ce qui en fera l'un des plus grands producteurs indépendants américains. Le bassin du Delaware restera au cœur de l'activité, avec plus de la moitié de la production, devant le bassin de Marcellus (gaz), l'Anadarko, l'Eagle Ford et les régions des Rocheuses. Les synergies attendues proviendront de trois sources principales : une meilleure allocation des investissements, des gains d'efficacité opérationnelle et une réduction des coûts administratifs (voir la figure 11).

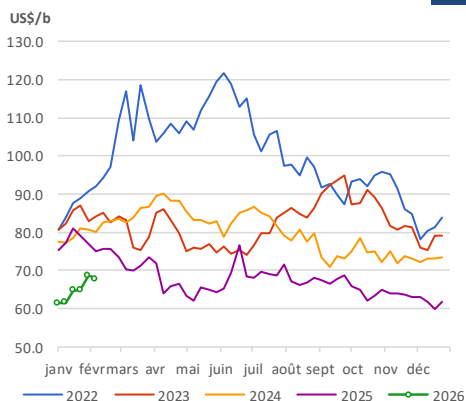
Europe : stocks de produits pétroliers stables – baisse de la marge de raffinage

La semaine dernière, les stocks de produits pétroliers dans le hub ARA sont restés globalement stables (-0,6 %). Les stocks d'essence et de gasoil ont augmenté respectivement de +6 % et +2 %, tandis que ceux de fuel oil et de kérosène ont reculé. Par rapport à la moyenne des cinq dernières années, les stocks d'essence demeurent excédentaires de 9 %, et ceux de gasoil redeviennent légèrement excédentaires (+2 %). À Rotterdam, les prix des produits pétroliers ont suivi la baisse du brut, avec un recul de 0,2 % pour l'essence et de 2,1 % pour le diesel. Dans ce contexte, la marge moyenne de raffinage en Europe (Brent FCC) a légèrement progressé de 3 %, à 8,5 \$/b, tout en restant 21 % inférieure à son niveau de l'an dernier.

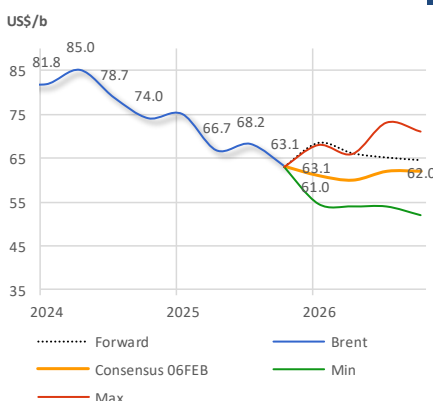
Prix Inter-Journaliers Brent / WTI



1 Evolution du prix du pétrole brut (Brent)



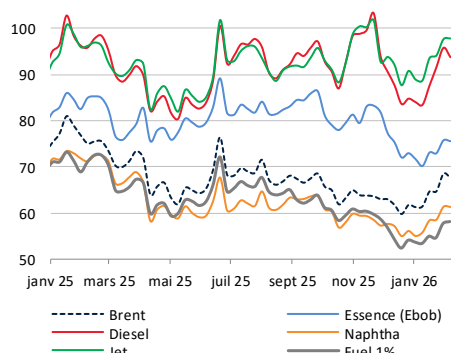
Consensus Bloomberg - Brent



Semaine	6/2	30/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	67.7	68.6	-0.9	-1.2%	75.1
Brent Spot	69.8	70.4	-0.6	-0.9%	77.6
WTI Nymex	63.5	63.4	0.1	0.2%	71.7

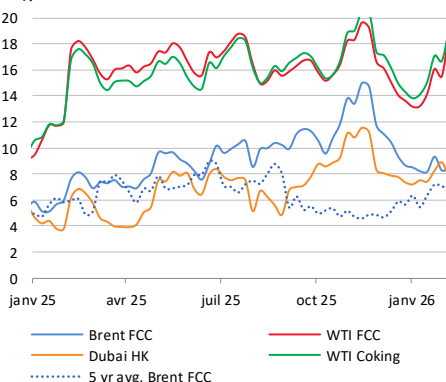
Prix des Produits Pétroliers - Europe

US\$/b

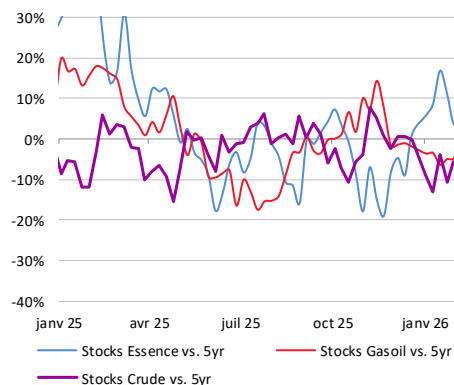


Marges de Raffinage

US\$/b

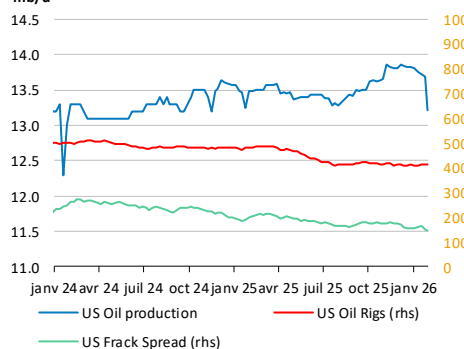


ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

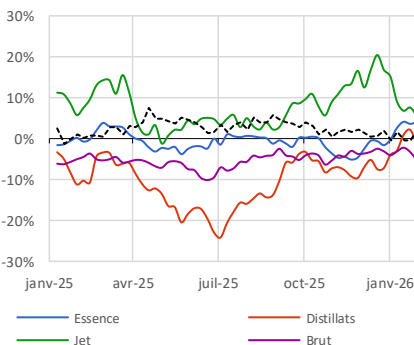


US Production de pétrole brut

mb/d

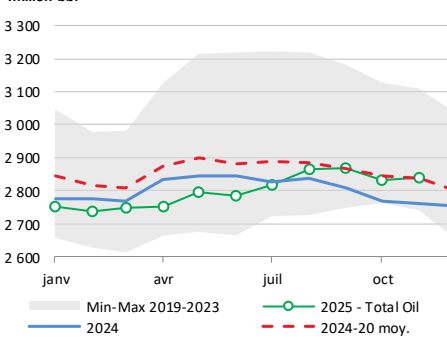


USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans



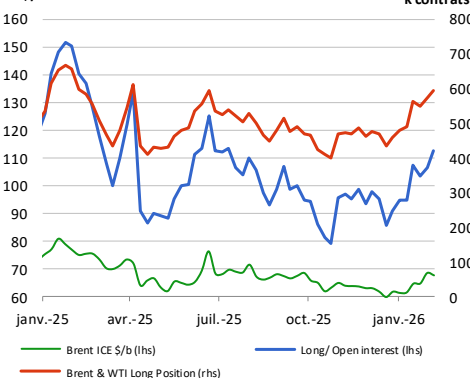
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE

million bbl

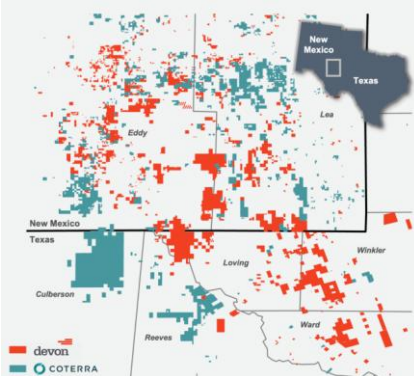


Brent & WTI : Positions longues

US\$/b



Devon / Coterra - New Mexico



Inde - Consommation de pétrole (Mb/j)



Semaine	6/2	30/1	Delta	%	Année -1
Brent ICE	67.7	68.6	-0.9	-1.2%	75.1
Brent Spot	69.8	70.4	-0.6	-0.9%	77.6
WTI Nymex	63.5	63.4	0.1	0.2%	71.7

AIE - OMR janv.	2024	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	45.8	45.7	45.1	45.5	46.4	45.9	45.8						-0.1	0.0	
non-OCDE	57.4	58.3	58.3	58.8	59.6	60.3	59.2						0.9	0.9	
<i>Dont Chine</i>	16.6	16.8	16.7	16.7	17.2	17.4	17.0						0.18	0.18	
Demande totale (mb/j)	103.2	104.0	103.4	104.3	105.9	106.2	105.0						0.8	0.9	
Offre non-OPEP	70.4	72.1	72.3	73.4	73.9	73.6	73.3						1.7	1.2	
Offre OPEP	32.8	34.1	35.3	35.4	35.4	35.4	35.4						1.3	1.3	
Offre OPEP (brut)	27.2	FAUX	29.4	29.4	29.5	29.5	29.4						-27.2	29.4	
Offre non OPEP+	53.2	55.1	55.6	56.3	56.9	56.5	56.3						1.8	1.2	
Offre OPEP+	49.9	51.1	52.0	52.5	52.4	52.5	52.4						1.2	1.3	
Offre totale (mb/j)	103.1	106.2	107.6	108.8	109.3	109.0	108.7						3.0	2.5	
Differences (+/-)	-0.1	2.1	4.2	4.5	3.4	2.8	3.7								

EIA - STEO janv.	2024	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	45.9	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	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	16.6	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	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	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	33.7	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	27.9	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	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	50.9	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	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	2.6	3.5	2.7	2.3	2.9	2.8	2.9	1.7	1.5	2.2	2.1			

OPEP - MOM janv.	2024	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	45.8	45.9	45.3	45.8	46.7	46.6	46.1	45.4	45.9	46.9	46.7	46.2	0.1	0.1	
non-OCDE	58.0	59.2	60.3	59.8	60.3	61.3	60.4	61.5	60.9	61.6	62.6	61.7	1.2	1.2	
<i>Dont Chine</i>	16.7	16.9	17.0	16.7	17.3	17.3	17.1	17.2	16.9	17.5	17.5	17.3	0.2	0.2	
Demande totale (mb/j)	103.8	105.1	105.6	105.6	107.1	107.9	106.5	106.9	106.8	108.5	109.3	107.9	1.3	1.4	
Offre non-OPEP+	53.2	54.2	54.3	54.6	54.9	55.4	54.8	55.2	55.0	55.3	56.0	55.4	1.0	0.6	
Offre OPEP+	49.4	50.6	51.5	52.0	51.9	52.0	51.8	51.9	51.9	52.0	52.0	51.9	1.2	1.3	
Offre OPEP (Brut)	26.6	27.6	28.6	28.7	28.7	28.7	28.7	13.9	14.0	14.0	14.0	14.0	1.0	1.0	
Offre totale (mb/j)	102.6	104.7	105.8	106.6	106.8	107.4	106.6	107.1	107.0	107.3	107.9	107.3	2.1	1.9	
Differences (+/-)	-1.2	-0.4	0.3	1.0	-0.3	-0.5	0.1	0.3	0.2	-1.2	-1.3	-0.5			