

Semaine	13/2	6/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	68.5	67.7	0.8	1.1%	75.6
Brent Spot	71.6	69.8	1.8	2.6%	75.3
WTI Nymex	63.7	63.5	0.3	0.4%	71.8

À 68,5 \$/b, le Brent reste soutenu par des risques géopolitiques toujours prégnants.

La semaine dernière, les cours du pétrole ont été soutenus en début de période par la persistance des tensions géopolitiques au Moyen-Orient, notamment après une mise en garde des États-Unis concernant la navigation dans le détroit d'Ormuz. En milieu de semaine, les prix ont cependant reculé d'environ 2 \$/b. Cette baisse résulte d'une combinaison de facteurs à la fois géopolitiques et structurels. Sur le plan géopolitique, l'ouverture cette semaine à Genève d'un nouveau cycle de négociations entre les États-Unis et l'Iran sur le dossier nucléaire a contribué à apaiser les tensions immédiates liées à l'Iran, réduisant ainsi la prime de risque sur les marchés pétroliers. Du côté de l'offre, plusieurs sources indiquent que l'OPEP+ envisagerait de reprendre ses augmentations de production dès le mois d'avril, une décision qui pourrait être officialisée lors de la réunion du 1er mars. Par ailleurs, l'administration Trump a accéléré la délivrance de dérogations aux sanctions visant le Venezuela, facilitant le retour des investissements dans le secteur pétrolier et ouvrant la perspective d'un rétablissement des niveaux de production d'avant le blocus dès le deuxième trimestre de l'année (autour de 1 Mb/j). Enfin, le dernier rapport mensuel de l'Agence internationale de l'énergie a confirmé une croissance de la demande mondiale plus faible qu'anticipée pour cette année, ainsi qu'un excédent d'offre significatif. Ces éléments, combinés à une forte hausse des stocks hebdomadaires de pétrole aux États-Unis, ont renforcé la pression baissière sur les prix du brut.

Sur la semaine, le Brent pour livraison en mai a augmenté de 1,1 % à 68,5 \$/b, tandis que le WTI a légèrement progressé de 0,4 % à 63,7 \$/b. Le consensus Bloomberg du 13 février est stable, avec un prix du Brent estimé à 61 \$/b pour le premier trimestre. Les données de positionnement de marché montrent que les positions spéculatives sont restées globalement stables au cours de la semaine écoulée mais toujours à un niveau sensiblement élevé par rapport à celui observé au cours de l'année écoulée, ce qui maintient un biais de risque orienté à la baisse. (Fig. 1 à 3)

Les derniers scénarios de l'AIE, EIA et l'OPEP

L'AIE a légèrement révisé à la baisse ses prévisions de croissance de la demande, notamment en raison de la hausse des prix du pétrole. À noter que l'agence s'appuie désormais sur les prix de détail des produits pétroliers plutôt que sur les prix de gros pour anticiper la consommation d'essence et de diesel. Cette approche permet de mieux refléter la transmission inégale des variations des prix internationaux vers les prix domestiques, les prix à la pompe étant généralement plus rigides, en particulier dans les économies où ils sont administrés ou subventionnés. Côté offre, la production de pétrole hors OPEP a également été ajustée à la baisse, en raison de pertes récentes observées en Amérique du Nord, au Brésil et en Indonésie.

Par ailleurs, l'AIE maintient ses anticipations d'un excédent d'offre significatif de 3,7 Mb/j cette année, une estimation supérieure à celles de la plupart des autres institutions. Cet excédent s'est traduit par une forte accumulation des stocks mondiaux, en hausse de 477 Mb en 2025, soit une progression moyenne de 1,3 Mb/j, portant les stocks à leur niveau le plus élevé depuis mars 2021. Cette hausse est principalement attribuable à l'augmentation des stocks en Chine et à bord des pétroliers en mer, où une part importante des volumes stockés est cependant soumise à des sanctions. Dans les pays de l'OCDE, les stocks ont dépassé la moyenne des cinq dernières années en décembre, une première depuis près de cinq ans (Fig. 9).

Dans son rapport mensuel, l'OPEP a laissé inchangée sa prévision de demande de pétrole. La principale évolution concerne la production de l'OPEP+, qui a reculé de manière significative de 439 kb/j en janvier, principalement en raison d'une baisse de la production au Kazakhstan et en Russie. Si la production pétrolière du Kazakhstan revenait à ses niveaux de décembre, le marché pétrolier serait légèrement excédentaire au premier semestre de l'année. En revanche, la seconde moitié de l'année pourrait être marquée par un déficit d'offre.

De son côté, l'Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA) continue de considérer le marché pétrolier comme largement excédentaire cette année. Elle estime que l'excédent de la balance pétrolière atteindra en moyenne 3,1 Mb/j en 2026, contre 2,7 Mb/j en 2025, avant de ralentir pour s'établir à nouveau autour de 2,7 Mb/j en 2027. L'EIA anticipe un prix spot du Brent en moyenne à 58 \$/b en 2026 et à 53 \$/b en 2027, contre une moyenne de 69 \$/b en 2025. (Fig. 10 à 12 et Tableau)

Performance des majors pétrolières en 2025

Le résultat net consolidé des principales majors pétrolières (Exxon, Chevron, Shell, BP et TotalEnergies) a reculé d'environ 14 % l'an dernier, en raison de la baisse du prix du brut, qui a perdu près de 15 % en 2025. Dans l'ensemble, la production d'hydrocarbures (pétrole et gaz) du panel a progressé de 5 %, une hausse principalement due aux majors américaines, avec une augmentation de 9 % pour Exxon et de 12 % pour Chevron. La situation est plus contrastée chez les majors européennes : la production de TotalEnergies a augmenté de 4 %, tandis que celles de BP et de Shell ont légèrement reculé.

Semaine	13/2	6/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	68.5	67.7	0.8	1.1%	75.6
Brent Spot	71.6	69.8	1.8	2.6%	75.3
WTI Nymex	63.7	63.5	0.3	0.4%	71.8

Les résultats mitigés du segment amont ont toutefois été partiellement compensés par d'excellentes performances dans le segment aval. Chevron et Exxon ont vu leurs résultats dans l'aval bondir de 76 % chacun, grâce à des marges de raffinage élevées, à des économies de coûts structurelles, à des cessions d'actifs et à un traitement en raffinerie record. En Europe, TotalEnergies et BP ont également affiché de solides performances dans le raffinage, avec des hausses respectives de 10 % et 83 %. En revanche, les résultats dans les segments du gaz naturel liquéfié (GNL) et de l'électricité bas carbone se sont dégradés, malgré des volumes de ventes de GNL en progression, pénalisés par un environnement de prix moins favorable.

Concernant les investissements, les dépenses totales des cinq majors ont légèrement augmenté de 2 % sur l'année. Cette hausse est principalement imputable aux groupes américains, avec une progression marquée des CAPEX chez Exxon (+ 17 %) et Chevron (+ 5 %), tandis que les majors européennes ont globalement réduit leurs investissements, notamment TotalEnergies (- 4 %) et BP (- 10 %). (Fig. 13 à 15)

USA : hausse importante des stocks de brut commercial et ralentissement de la demande en produits légers

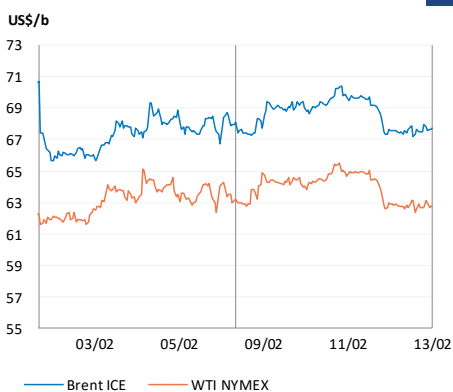
La semaine dernière, les stocks de brut commercial aux États-Unis ont fortement augmenté de 8,5 Mb, dépassant largement les attentes du marché ainsi que la moyenne saisonnière des cinq dernières années (+5,4 Mb). Cette accumulation s'explique par une hausse marquée des importations nettes (+0,9 Mb/j) et par un rebond de la production domestique (+0,5 Mb/j) après les perturbations liées au gel, tandis que le traitement de brut dans les raffineries a légèrement reculé.

Du côté des produits raffinés, les stocks d'essence ont progressé de 1,2 Mb, atteignant un nouveau plus haut sur cinq ans, soutenus par une production élevée. Les stocks de kérosène ont augmenté de 0,3 Mb, en lien avec une demande atone, tandis que les stocks de distillats ont diminué de 2,7 Mb, portés par une demande plus soutenue. La demande en produits légers continue néanmoins de ralentir : sur une moyenne de quatre semaines, elle recule de 2 % sur un an, pénalisée par l'essence et le kérosène. Les distillats font exception, avec une légère amélioration, la demande ne reculant plus que de 3 % sur un an, contre -6 % la semaine précédente. (Fig. 7 à 8)

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

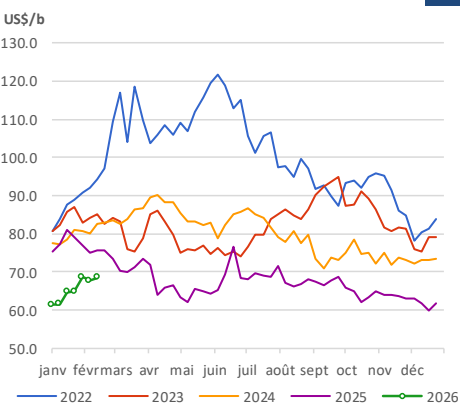
La semaine dernière, les stocks de produits pétroliers dans le hub ARA sont restés globalement stables, avec une légère hausse de 0,2 %. Les stocks d'essence ont reculé de 5,7 % et se situent désormais en dessous de leur moyenne saisonnière des cinq dernières années (-2 %). À l'inverse, les stocks de gasoil ont progressé de près de 1 %, atteignant leur niveau le plus élevé depuis environ deux mois et demi et se rapprochant de la moyenne quinquennale. À Rotterdam, les prix de l'essence ont suivi la hausse du prix d brut tandis que le prix du diesel était en baisse de 1,1%. Dans ce contexte, la marge moyenne de raffinage en Europe (Brent FCC) s'est légèrement contractée de 2,4 %, à 8,4 \$/b, soit un niveau inférieur de 26 % à celui observé à la même période l'an dernier. (Fig. 4 à 6).

Prix Inter-Journaliers Brent / WTI



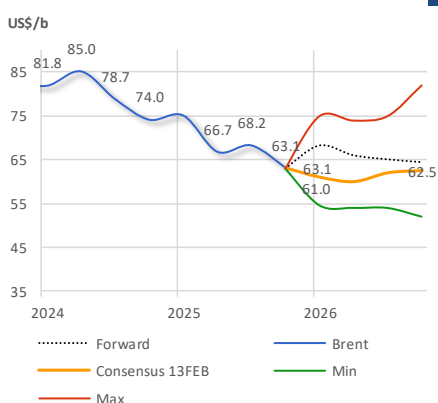
1

Evolution du prix du pétrole brut (Brent)



2

Consensus Bloomberg - Brent

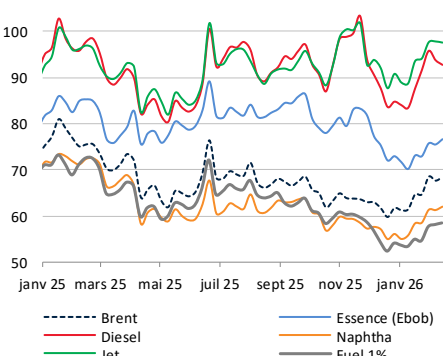


3

Semaine	13/2	6/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	68.5	67.7	0.8	1.1%	75.6
Brent Spot	71.6	69.8	1.8	2.6%	75.3
WTI Nymex	63.7	63.5	0.3	0.4%	71.8

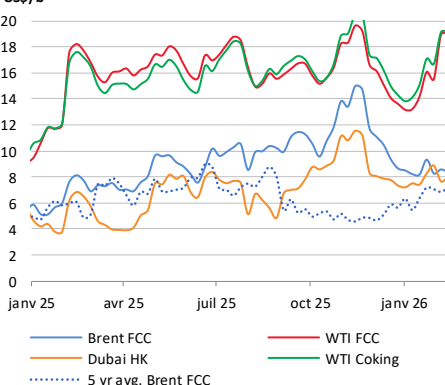
Prix des Produits Pétroliers - Europe

US\$/b

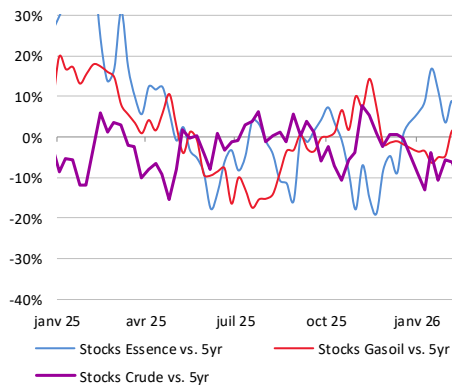


Marges de Raffinage

US\$/b

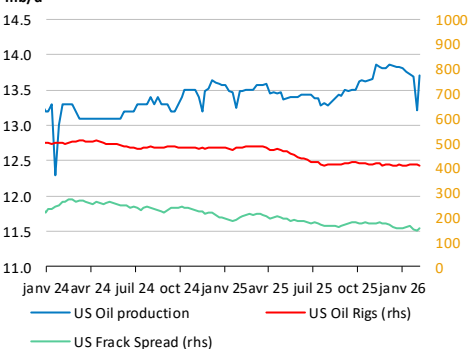


ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans

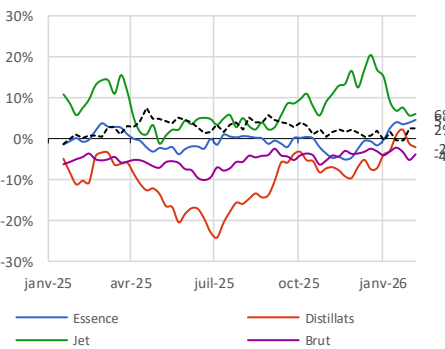


US Production de pétrole brut

mb/d

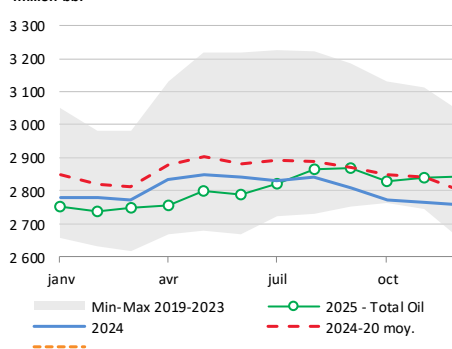


USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans



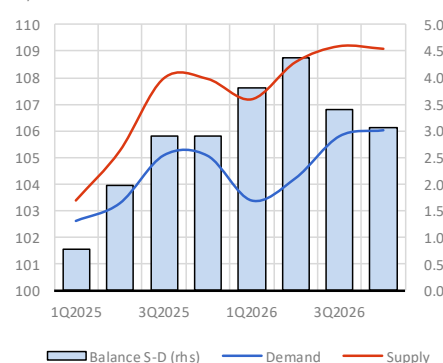
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE

million bbl



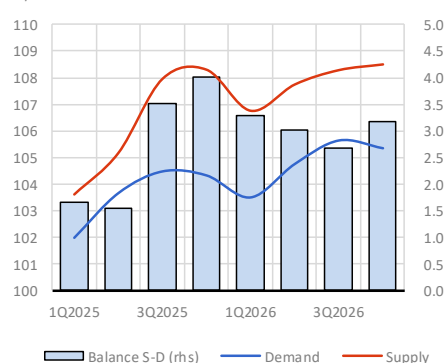
AIE Offre Demande Pétrole

MB/j

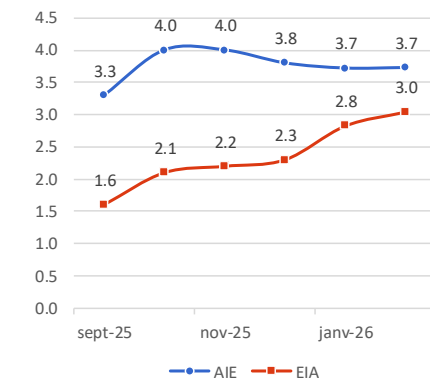


EIA Offre/ Demande Pétrole

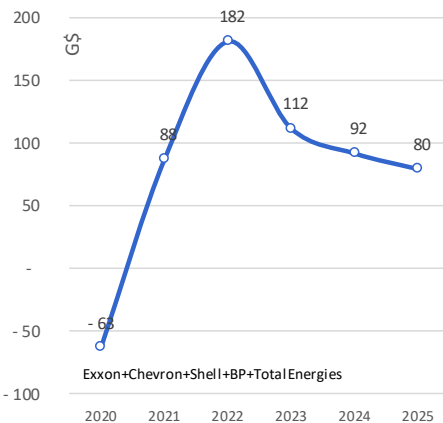
MB/j



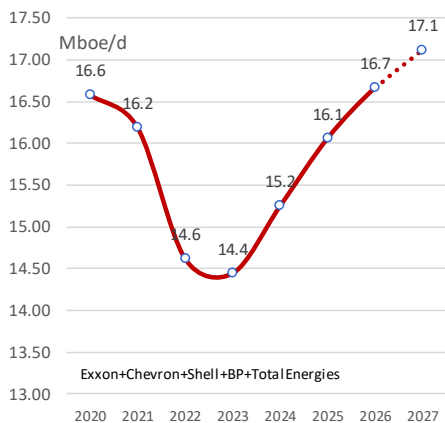
Evolution de la balance pétrolière pour 2026 (Mb/j)



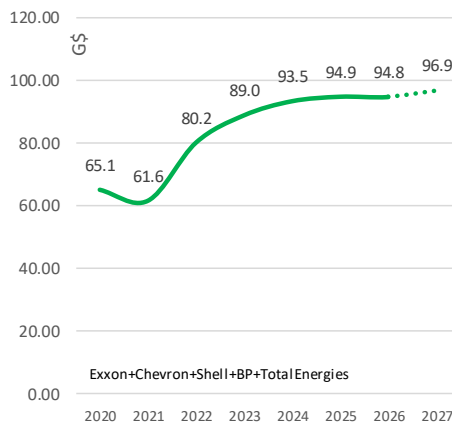
Majors - Résultats Nets



Production Hydrocarbures Majors



Investissement Majors



Semaine	13/2	6/2	Delta	%	Année -1
Brent ICE	68.5	67.7	0.8	1.1%	75.6
Brent Spot	71.6	69.8	1.8	2.6%	75.3
WTI Nymex	63.7	63.5	0.3	0.4%	71.8

AIE - OMR fev.	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	45.6	46.5	45.9	45.8	45.2	45.6	46.5	45.9	45.8						-0.1	0.0	
non-OCDE	57.3	57.4	57.7	58.6	59.2	58.2	58.2	58.6	59.3	60.1	59.1						0.9	0.9	
Dont Chine	16.6	16.6	16.4	17.0	17.3	16.9	16.8	16.8	17.2	17.5	17.1						0.21	0.22	
Demande totale (mb/j)	103.3	102.6	103.3	105.1	105.1	104.0	103.4	104.2	105.8	106.0	104.9						0.8	0.8	
Offre non-OPEP	70.3	70.4	71.4	73.2	73.2	72.1	72.0	73.3	73.9	73.8	73.3						1.8	1.2	
Offre OPEP	32.8	33.0	33.8	34.7	34.8	34.1	35.2	35.3	35.3	35.3	35.3						1.3	1.3	
Offre OPEP (brut)	27.2	27.5	28.2	29.0	FAUX	FAUX	29.3	29.3	29.4	29.4	29.3						-27.2	29.3	
Offre non OPEP+	53.2	53.4	54.3	56.1	56.2	55.0	55.2	56.2	56.8	56.7	56.3						1.8	1.3	
Offre OPEP+	49.9	50.0	51.0	51.9	51.8	51.2	52.0	52.4	52.4	52.4	52.3						1.3	1.1	
Offre totale (mb/j)	103.1	103.4	105.3	108.0	108.0	106.2	107.2	108.6	109.2	109.1	108.6						3.1	2.4	
Differences (+/-)	-0.2	0.8	2.0	2.9	2.9	2.1	3.8	4.4	3.4	3.1	3.7								

Production OPEP basée sur accords actuels

EIA - STEO fev.	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	46.3	46.0	45.8	45.6	45.6	46.3	46.1	45.9	45.6	45.8	46.3	46.1	45.9	-0.1	0.1	0.1
non-OCDE	56.7	56.7	58.0	58.1	58.3	57.8	57.9	59.2	59.3	59.3	58.9	59.1	60.5	60.5	60.6	60.1	1.1	1.1	1.2
Dont Chine	16.4	16.4	16.7	16.5	16.8	16.6	16.7	16.9	16.7	17.0	16.8	16.8	17.1	16.9	17.2	17.0	0.23	0.21	0.20
Demande totale (mb/j)	102.5	102.0	103.6	104.5	104.3	103.6	103.5	104.7	105.6	105.3	104.8	104.6	106.2	106.8	106.6	106.1	1.1	1.2	1.3
Offre non-OPEP	70.4	70.7	71.7	73.8	73.7	72.5	72.6	73.5	73.9	74.2	73.6	73.7	73.9	74.2	74.7	74.1	2.1	1.1	0.6
Offre OPEP	32.9	33.0	33.5	34.1	34.6	33.8	34.2	34.3	34.4	34.3	34.3	34.5	34.7	34.7	34.7	34.6	0.9	0.5	0.3
Offre OPEP (brut)	27.1	27.2	27.7	28.3	28.7	28.0	28.2	28.3	28.4	28.2	28.3	28.3	28.5	28.6	28.5	28.5	0.9	0.3	0.2
Offre non OPEP+	53.4	53.6	54.6	56.5	56.5	55.3	55.6	56.2	56.7	56.8	56.3	56.4	56.7	57.1	57.4	56.9	1.9	1.0	0.6
Offre OPEP+	49.9	50.0	50.6	51.4	51.9	51.0	51.2	51.6	51.6	51.7	51.5	51.8	51.8	51.8	51.9	51.8	1.1	0.6	0.3
Offre totale (mb/j)	103.3	103.6	105.2	108.0	108.3	106.3	106.8	107.8	108.3	108.5	107.8	108.2	108.6	108.9	109.3	108.8	3.0	1.6	0.9
Differences (+/-)	0.8	1.7	1.5	3.5	4.0	2.7	3.3	3.0	2.7	3.2	3.0	3.5	2.4	2.1	2.7	2.7			

OPEP - MOM fev.	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	45.9	45.3	45.7	46.7	46.6	46.1	45.4	45.8	46.8	46.7	46.2	0.1	0.1	
non-OCDE	58.0	59.1	58.5	58.9	60.1	59.2	60.3	59.8	60.3	61.3	60.5	61.5	61.0	61.6	62.6	61.7	1.2	1.2	
Dont Chine	16.7	16.9	16.5	17.1	17.0	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	104.3	104.2	105.5	106.6	105.1	105.6	105.6	107.0	107.9	106.5	106.9	106.8	108.4	109.3	107.9	1.3	1.4	
Offre non-OPEP+	53.2	53.7	54.2	55.0	53.6	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	49.6	49.9	51.1	51.9	50.6	51.6	52.1	52.1	52.2	52.0	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	1.2	1.4	
Offre OPEP (Brut)	26.6	26.8	27.1	27.9	28.9	27.7	28.8	28.8	28.9	28.8	28.8	14.2	14.3	14.3	14.2	14.2	1.1	1.2	
Offre totale (mb/j)	102.6	103.3	104.1	106.1	105.5	104.7	105.9	106.7	107.0	107.5	106.8	107.4	107.2	107.5	108.1	107.6	2.1	2.1	
Differences (+/-)	-1.2	-1.0	-0.1	0.6	-1.1	-0.4	0.3	1.2	-0.0	-0.4	0.3	0.5	0.4	-0.9	-1.1	-0.3			