Département Économie et Évaluation Environnementale
Tableau de bord - Marchés pétroliers
Rédacteur : J. Sabathier

Semaine	30/10	23/10	Delta	%	Année -1
Brent ICE	115.5	111.4	4.1	3.7%	65.0
Brent Spot	120.7	121.4	-0.7	-0.6%	63.1
WTI Nymex	102.1	101.1	1.0	1.0%	60.7
WTI Spot	102.1	104.3	-2.2	-2.1%	60.7

Entre espoirs de désescalade et au risque de nouvelles ruptures d'approvisionnement le Brent se stabilise autour de 120 $/b sur le marché spot

Le marché pétrolier reste dominé par les risques pesant sur l'approvisionnement du Moyen-Orient. Les perspectives de reprise des négociations entre Washington et Téhéran ont ponctuellement fait reculer les cours, mais les attaques contre les infrastructures saoudiennes et les navires commerciaux, combinées à la faiblesse persistante des flux d'hydrocarbures dans la région, entretiennent une prime de risque élevée. Au cours de la semaine dernière, le Brent a évolué entre 113 et 116 $/b et le WTI entre 100 et 103 $/b.

Les tensions entre les États-Unis, Israël et l'Iran demeurent le premier déterminant du marché. Des initiatives diplomatiques, notamment sous médiation qatarienne, visent à relancer les discussions, mais aucun accord n'est en vue : les premières propositions transmises à Téhéran auraient été jugées insuffisantes par des responsables iraniens. Parallèlement, la perspective de nouvelles opérations militaires américaines après les élections de mi-mandat du 3 novembre alimente la crainte d'un conflit prolongé. Les cours réagissent ainsi tour à tour aux espoirs de désescalade et au risque de nouvelles ruptures d'approvisionnement.

Les opérateurs sont restés prudents cette semaine, dans l'attente des élections législatives israéliennes du 27 octobre, puis des élections américaines de mi-mandat du 3 novembre. Le risque électoral joue dans les deux sens : à court terme, il pèse plutôt vers l'escalade, tandis qu'à plus long terme il pourrait ouvrir la voie à un accord. Cette incertitude limite les prises de position et explique la faible amplitude des variations hebdomadaires du Brent.

Les Houthis ont revendiqué plusieurs frappes contre des installations saoudiennes, dont la raffinerie de Ras Tanura (550 kb/j) et des installations liées au système d'oléoducs Est-Ouest. Ces attaques et leurs impacts sur les installations énergétiques du royaume n'ont pas été confirmés par Aramco à ce jour. Des dommages sur des unités de traitement de la raffinerie de Ras Tanura (550 kb/j) ont cependant été observés par satellite et Energy Aspects rapporte l'arrêt d'une unité de distillation, tandis que le journal MEES indique que le site aurait repris ses opérations à débit réduit. Les combats se poursuivent par ailleurs au Yémen. Les forces gouvernementales, soutenues par l'Arabie saoudite, progressent dans certains secteurs autour de Taëz, dont elles cherchent à desserrer l'encerclement, et affrontent les Houthis près du détroit de Bab el-Mandeb, où le contrôle des hauteurs environnantes constitue un enjeu stratégique.

Le marché reste ainsi caractérisé par une prime de risque élevée, alimentée par la persistance des perturbations physiques et la faiblesse des stocks disponibles. Les espoirs diplomatiques limitent les hausses sans suffire à provoquer une détente durable. Tant que les exportations du Golfe, notamment de produits raffinés et de GNL, resteront fortement dégradées, le Brent devrait demeurer sensible à toute nouvelle menace sur les infrastructures ou le transport maritime. Une baisse durable des cours nécessiterait non seulement des avancées diplomatiques, mais aussi des signes tangibles de rétablissement des flux.

En moyenne sur la semaine, le prix spot du Brent s'est établi à 120,7 $/b (-0,6 %). Sur les marchés à terme, le contrat Brent pour livraison en décembre a augmenté de 3,7 % pour atteindre 115,5 $/b, tandis que le WTI a progressé de 1,0 % pour s'établir à 102,1 $/b. Le consensus Bloomberg du 29 octobre est stable par rapport à la semaine dernière : il anticipe un prix moyen du Brent de 95,0 $/b pour le quatrième trimestre. La prévision de prix moyen annuel s'établit à 90,0 $/b pour 2026 et à 81,0 $/b pour 2027.

Stocks hebdomadaires américains : la baisse des stocks de brut et de distillats se poursuit, reconstitution des stocks d'essence

Les stocks commerciaux de brut reculent pour la quatrième semaine consécutive, de 1,9 Mb à 410,6 Mb (environ 4 % sous la moyenne quinquennale), alors que le marché attendait une quasi-stabilité. Cette baisse s'explique entre autres par une forte hausse des exportations à 1,4 Mb/j (+41 % sur la semaine). À noter que Kpler estime que l'EIA a surestimé les exportations de brut d'environ 1 Mb/j par rapport aux chargements observés. Il faut donc s'attendre à une correction des chiffres de l'Agence dans les prochaines semaines. La production de pétrole est en forte hausse (+5,4 %) à près de 14 Mb/j et le traitement du brut en raffinerie reste élevé avec un taux d'utilisation de 92,8 % en légère baisse par rapport à la semaine dernière.

Les stocks de distillats sont en baisse de 1,5 Mb à 102,8 Mb, soit environ 10 % sous leur moyenne quinquennale, avec une demande implicite qui rebondit de 475 kb/j à 4,21 Mb/j à l'approche de la saison de chauffage. À l'inverse, les stocks d'essence progressent de 3,9 Mb à 209,2 Mb avec une demande implicite qui chute de 622 kb/j à 8,36 Mb/j.

Au-delà des variations hebdomadaires, les stocks totaux de pétrole et de produits pétroliers, réserve stratégique comprise, ont diminué d'environ 40,8 Mb entre le 18 septembre et le 23 octobre, à 1,5 milliard de barils, au plus bas

Département Économie et Évaluation Environnementale
Tableau de bord - Marchés pétroliers
Rédacteur : J. Sabathier

Semaine	30/10	23/10	Delta	%	Année -1
Brent ICE	115.5	111.4	4.1	3.7%	65.0
Brent Spot	120.7	121.4	-0.7	-0.6%	63.1
WTI Nymex	102.1	101.1	1.0	1.0%	60.7
WTI Spot	102.1	104.3	-2.2	-2.1%	60.7

depuis plus de vingt ans. Hors réserve stratégique, ils sont tombés à 1,2 Gb. Cette évolution confirme une érosion des disponibilités accumulées aux États-Unis au cours des dernières semaines.

Stocks pétroliers en zone ARA : nouveau point bas de l'année, recul marqué du kérosène et du fioul

Selon les données Insights Global du 29 octobre, les stocks indépendants de produits pétroliers de la zone Amsterdam-Rotterdam-Anvers (ARA) s'établissent à 4,00 Mt, en baisse de 5,5 % sur la semaine (-234 kt). Ils passent sous le précédent point bas de l'année (4,05 Mt le 23 juillet) et sont nettement en retrait par rapport à mi-avril (4,72 Mt) et à la dernière observation avant le conflit (5,86 Mt le 26 février). Les stocks de gazole et diesel reculent de 3 % sur la semaine, à 1,72 Mt. La demande européenne de gazole reste toutefois atone et les flux de fioul domestique vers l'Allemagne ne montrent pas encore de reprise. Les stocks d'essence enregistrent à l'inverse un rebond marqué de 20 %, à 868 kt, après avoir atteint la semaine précédente leur plus bas niveau depuis plus de cinq ans (707 kt). Cette remontée s'explique par une reprise de l'activité de mélange et par des arrivages en provenance notamment d'Allemagne, de Finlande, de Lettonie, d'Espagne et du Royaume-Uni. Les volumes disponibles alimentent également des expéditions vers plusieurs destinations internationales, notamment l'Afrique, le Brésil et les États-Unis.

Enfin, les stocks de kérosène enregistrent la baisse la plus préoccupante : ils diminuent de 17,6 % sur la semaine, à 380 kt, leur niveau le plus bas depuis septembre 2014. Cette baisse des stocks est cohérente avec la faiblesse des arrivées de distillats moyens en Europe en octobre, inférieures de 26 % à 29 % à celles de 2025. Le kérosène et le gasoil, produits les plus exposés à la perte des importations du Moyen-Orient, restent les principaux points de vigilance pour l'approvisionnement européen cet hiver. Le recul des envois américains de diesel et de kérosène vers l'Europe et la baisse des exportations chinoises de produits pèsent sur les perspectives de reconstitution des stocks en novembre.

Sur le marché international de Rotterdam, les prix des produits pétroliers n'ont pas suivi l'augmentation du prix du brut. Le prix de l'essence était en baisse de 2,0 % en moyenne hebdomadaire, tandis que le prix du gazole était en hausse de 1,4 %. Dans ce contexte, la marge de raffinage FCC Brent est en baisse pour la troisième semaine consécutive à 26,1 $/b (-5,3 %). En moyenne depuis le début de l'année elle est de 24,1 $/b contre 9,3 $/b l'année dernière et 8,3 $/b sur les cinq dernières années.

Majors pétrolières : un 3T26 porté par la guerre au Moyen-Orient

Cette semaine, les majors ont publié leurs résultats financiers pour le troisième trimestre 2026. Cette analyse reprend et compare ces résultats à ceux des années précédentes.

Au troisième trimestre 2026, les cinq majors (ExxonMobil, Chevron, Shell, BP et TotalEnergies) ont dégagé ensemble 56,2 milliards de dollars (G$) de résultat ajusté, soit 32,9 G$ de plus qu'au T3 2025 (+141 %) et 8,0 G$ de plus qu'au T2 2026 (+16 %). Cette envolée s'explique par la guerre au Moyen-Orient : les perturbations de l'offre du Golfe ont porté le Brent à 97 $/b en moyenne (+ 28 $/b, soit + 40 % sur un an) et le gaz européen (TTF) à 18 USD/MBtu, tout en faisant exploser les marges de raffinage. L'aval gagne 21,1 G$ en un an (+ 284 %, de 7,4 à 28,5) et dépasse l'amont, qui gagne 7,5 G$ (+ 52 %, à 21,9). Les volumes, eux, reculent chez les cinq sociétés (entre -1,4 % et -6,9 % sur un an), entre arrêts d'actifs au Moyen-Orient et droits à production réduits par la hausse des prix (liée aux contrats de partage de production). Enfin, la transition énergétique reste un poste secondaire : 3 à 4 % des investissements chez Shell et BP, et un tiers au T3 2026 pour TotalEnergies, qui reprend le portefeuille renouvelable de Shell.

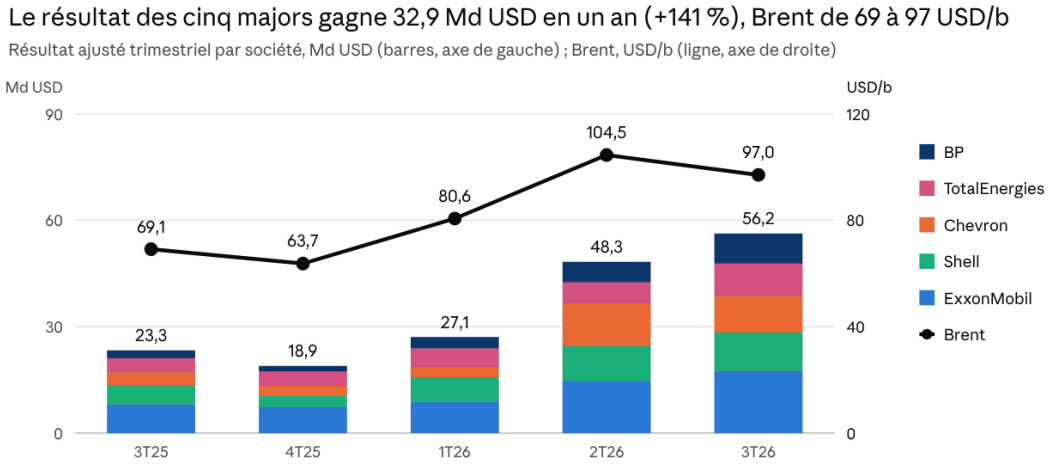
Des prix de crise qui dopent les résultats

Le Brent est passé de 64 $/b au 4T25 à 80,6 $/b au 1T26, puis à 104,5 $/b au 2T26, sous l'effet des perturbations de l'offre du Golfe. Il reste à 97 $/b au 3T26 et dépasse 100 $/b en début de 4T26, selon TotalEnergies. Le TTF est passé de 10,8 USD/MBtu au 4T25 à 18,2 USD/MBtu au 3T26, et TotalEnergies anticipe un prix de vente du GNL supérieur à 14 USD/MBtu au 4T26.

Le résultat cumulé des cinq majors atteint 56,2 G$ au 3T26, en hausse de 16 % malgré un Brent en recul de 7 %. ExxonMobil reste en tête avec 17,5 G$, devant Shell (10,8 G$), Chevron (10,4 G$), TotalEnergies (9,1 G$) et BP (8,5 G$). Sur un an, la multiplication va de ×2,0 chez Shell à ×3,8 chez BP, qui part de plus bas.

Département Économie et Évaluation Environnementale
Tableau de bord - Marchés pétroliers
Rédacteur : J. Sabathier

Semaine	30/10	23/10	Delta	%	Année -1
Brent ICE	115.5	111.4	4.1	3.7%	65.0
Brent Spot	120.7	121.4	-0.7	-0.6%	63.1
WTI Nymex	102.1	101.1	1.0	1.0%	60.7
WTI Spot	102.1	104.3	-2.2	-2.1%	60.7



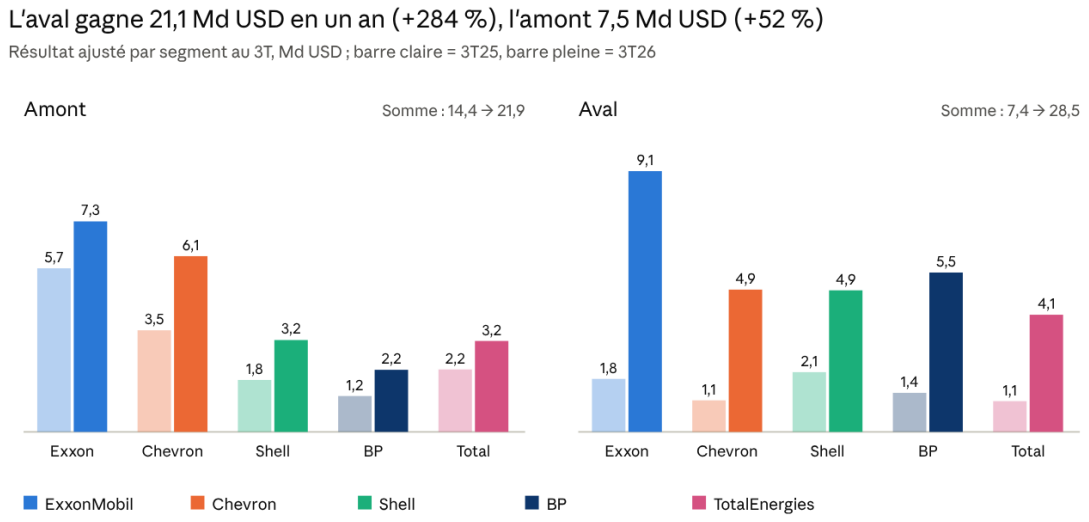
Communiqués et databooks trimestriels des cinq sociétés

L'aval, premier bénéficiaire de la rupture d'approvisionnement

Les raffineurs ont capté l'essentiel de la hausse : l'aval des cinq majors passe de 7,4 à 28,5 G$ (x 3,8), contre x 1,5 pour l'amont (de 14,4 à 21,9). Chez ExxonMobil, l'aval atteint 9,1 G$ (contre 1,8 G$ un an plus tôt), avec des raffineries de la côte du Golfe américaine à 100 % d'utilisation ; Chevron signe un record de 1,09 Mb/j de brut traité aux États-Unis. Shell et TotalEnergies évoquent des marges de raffinage record ou historiques. La pénurie de produits en provenance du Golfe se lit également dans les volumes : les ventes internationales de produits raffinés de Chevron reculent de 9 %.

Les cinq majors ont traité 9,7 Mb/j, en baisse de 348 kb/j (-3,5 %) sur un an. TotalEnergies (1 555 kb/j, +5,2 %, utilisation à 88 %), Shell (1 211 kb/j, +3,0 %) et Chevron (1 758 kb/j, +1,8 %) progressent, alors qu'ExxonMobil (3 735 kb/j, -9,0 %) et BP (1 396 kb/j, -7,9 %, après la cession de Gelsenkirchen le 31 juillet) reculent ; sur le trimestre, les volumes remontent chez ExxonMobil (+173 kb/j), Chevron (+90) et TotalEnergies (+129) mais baissent chez Shell (-56) et BP (-71).

L'amont profite du Brent, mais plafonne : ExxonMobil passe de 9,2 à 7,3 G$ entre le deuxième et le troisième trimestre de 2026, avec des prix en baisse et des droits à production réduits en Guyane (contrat de partage de production). Le gaz et le GNL fournissent un second relais : 3,0 G$ chez Shell (2,1 un an plus tôt), 2,3 chez BP (1,0) et 1,9 chez TotalEnergies (0,9).



Résultat ajusté par segment ; l'aval regroupe raffinage, distribution et chimie, l'amont l'exploration-production

Une production en recul, entre conflit et prix élevés

Département Économie et Évaluation Environnementale
Tableau de bord - Marchés pétroliers
Rédacteur : J. Sabathier

Semaine	30/10	23/10	Delta	%	Année -1
Brent ICE	115.5	111.4	4.1	3.7%	65.0
Brent Spot	120.7	121.4	-0.7	-0.6%	63.1
WTI Nymex	102.1	101.1	1.0	1.0%	60.7
WTI Spot	102.1	104.3	-2.2	-2.1%	60.7

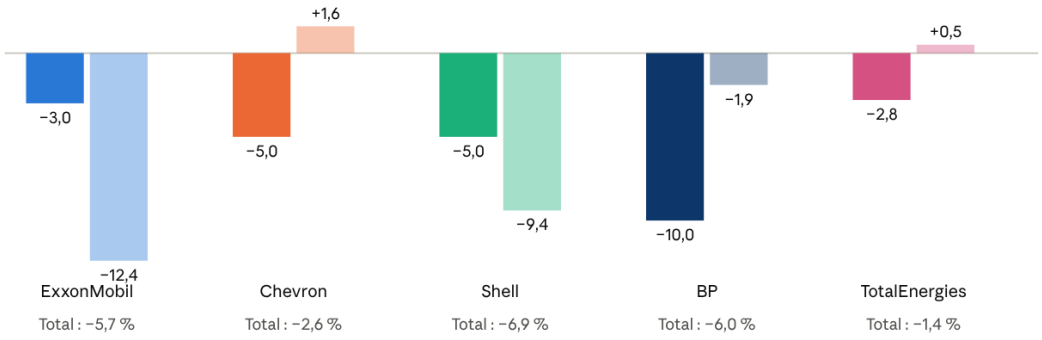
Ensemble, les cinq majors produisent 15,7 millions de barils équivalent pétrole par jour (Mbep/j), dont près des deux tiers de liquides. Cependant, aucune d'entre elles n'a retrouvé son niveau du 3^e trimestre 2025 : la baisse va de 1,4 % chez TotalEnergies à 6,9 % chez Shell. Deux mécanismes se cumulent :

- le conflit : TotalEnergies chiffre son effet à 5 % de sa production (hors Moyen-Orient, sa production serait en hausse de plus de 4 % sur un an) ; chez ExxonMobil, la production asiatique de gaz perd 3,8 Gm³ sur le trimestre (-46 %) et le gaz total 2,7 Gm³ (-12 %) ; chez Shell, le gaz perd 1,9 Gm³ (-16 %) ;
- les prix ensuite : leur niveau réduit les barils revenant aux sociétés dans les contrats de partage de production, ce que citent Chevron et ExxonMobil (- 87 kbep/j sur le trimestre pour ce dernier). Le gaz est ainsi plus touché que les liquides chez ExxonMobil et Shell, alors qu'il progresse légèrement chez Chevron et TotalEnergies. BP perd surtout des liquides (-10 %).

Le 4e trimestre ne promet pas de retour à la normale. BP vise 2 090 à 2 230 kbep/j (2 220 au 3^e trimestre), en incluant « la poursuite de la perturbation au Moyen-Orient » ; TotalEnergies estime l'effet du conflit à moins de 5 % de sa production, principalement en raison de la limitation des exportations de GNL par le détroit d'Ormuz ; Shell compte sur l'acquisition d'ARC Resources pour porter l'Integrated Gas de 772 à 1 080-1 180 kbep/j.

La production recule chez les cinq majors, de 1,4 % (Total) à 6,9 % (Shell)

Variation du 3T26 par rapport au 3T25, en % ; barre pleine = liquides, barre claire = gaz



Liquides (pétrole, condensats, LGN) et gaz ; communiqués du 3T26 et du 3T25 (ExxonMobil) et databooks

Investir, mais surtout réallouer – La transition énergétique reste un poste mineur sauf chez TotalEnergies

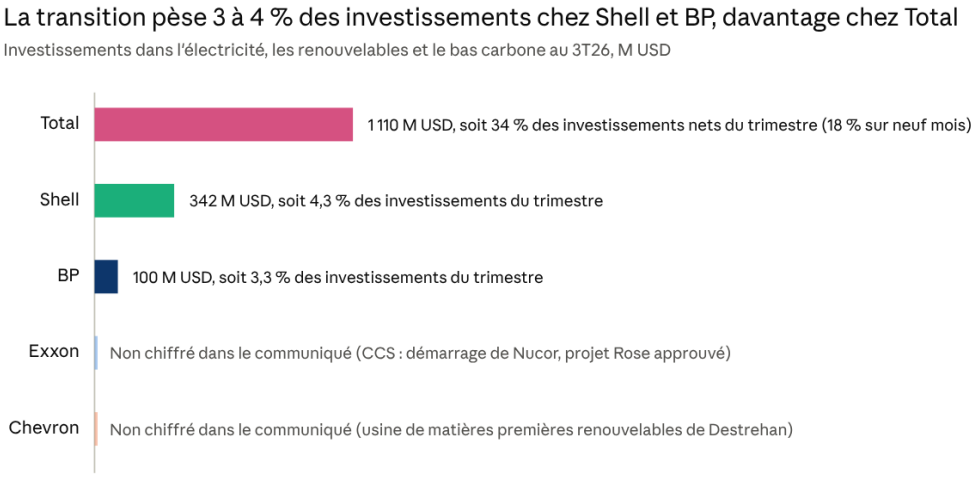
Hors TotalEnergies, la transition énergétique reste un poste mineur : 342 M$ chez Shell (4,3 % de ses investissements du trimestre) et 100 M$ chez BP (3,3 %), dont les dépenses bas carbone ont reculé de 34 % sur neuf mois (219 M$ contre 332).

TotalEnergies fait exception : son Integrated Power a investi 1,1 G$ au 3e trimestre 2026, un effort gonflé par le rachat à Shell d'un portefeuille de 4 GW d'actifs renouvelables onshore ; sur neuf mois, sa part est de 18 % des investissements, contre 23 % un an plus tôt. Sa production d'électricité atteint 44,3 TWh sur neuf mois (+ 25 %), portée par 21,5 GW de renouvelables et 12,3 GW de capacités gaz flexibles installés (6,5 GW un an plus tôt) : la transition se fait de plus en plus par le gaz et l'électricité.

ExxonMobil et Chevron ne chiffrent pas ces dépenses dans leurs communiqués ; ils mettent en avant le captage et le stockage du carbone (démarrage de Nucor, projet Rose approuvé) ainsi qu'une usine de matières premières renouvelables à Destrehan. Les engagements du trimestre vont surtout aux hydrocarbures et au GNL : LNG Canada phase 2 (Shell), Cronos, Ima, Umm Shaif Gas Cap et Absheron phase 2 (TotalEnergies), Papua LNG et Rovuma (ExxonMobil), 7 milliards de dollars sur cinq ans au Venezuela (Chevron).

Département Économie et Évaluation Environnementale
Tableau de bord - Marchés pétroliers
Rédacteur : J. Sabathier

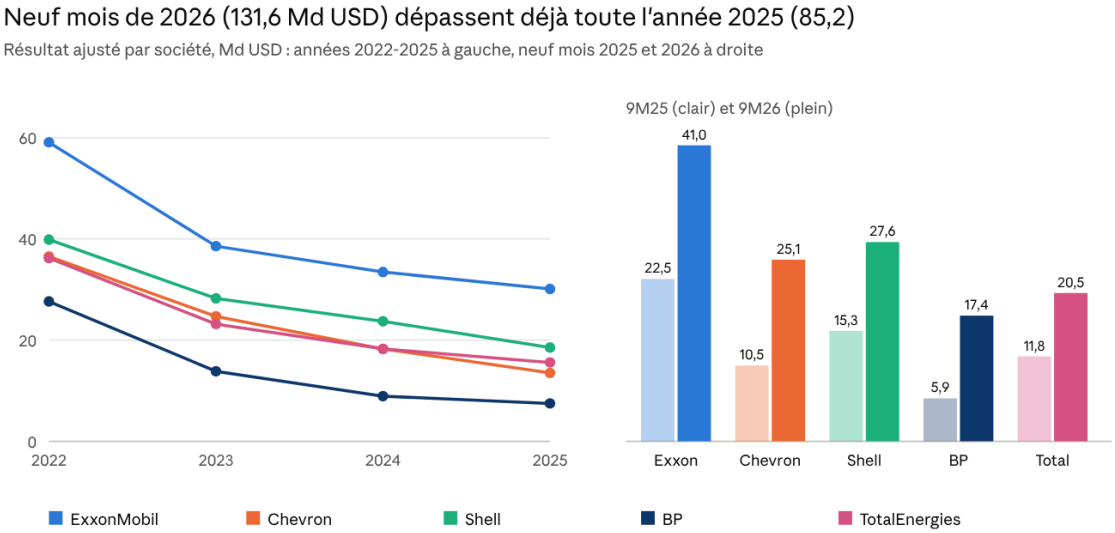
Semaine	30/10	23/10	Delta	%	Année -1
Brent ICE	115.5	111.4	4.1	3.7%	65.0
Brent Spot	120.7	121.4	-0.7	-0.6%	63.1
WTI Nymex	102.1	101.1	1.0	1.0%	60.7
WTI Spot	102.1	104.3	-2.2	-2.1%	60.7



Shell : Renewables & Energy Solutions ; BP : low carbon energy ; TotalEnergies : Integrated Power (investissements nets, rachat du portefeuille de Shell inclus)

Un rebond qui efface le repli de 2022-2025

Le résultat ajusté cumulé des cinq majors avait été divisé par 2,3 entre 2022 (199,4 G$) et 2025 (85,2). En 2026, les neuf premiers mois (131,6) doublent déjà ceux de 2025 (65,9). Le repli de 2022 à 2025 a été le plus fort chez BP (-73 %) et le plus faible chez ExxonMobil (-49 %) ; le rebond de 2026 est le plus net chez BP (×2,9) et Chevron (×2,4), le plus mesuré chez TotalEnergies (×1,7).



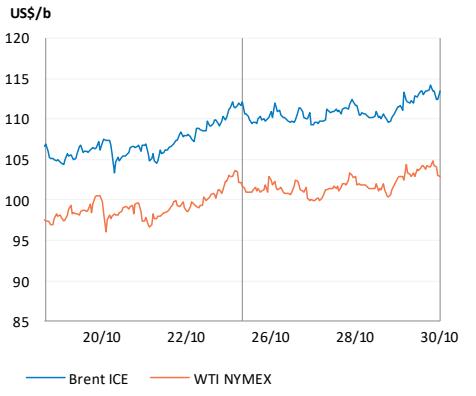
La suite dépendra de la durée du conflit. TotalEnergies anticipe un Brent à plus de 100 $/b et des stocks mondiaux au plus bas dès le début du 4e trimestre ; BP base ses tests de dépréciation sur un Brent à 87 $/b en 2026, avec des perturbations qui se prolongent en 2027. En attendant, les bons résultats financent les retours aux actionnaires et le désendettement : ExxonMobil a distribué 9,4 G$ au cours du dernier trimestre et annonce 20 G$ de rachats pour 2027, Shell lance 5 G$ de rachats sur trois mois, BP a réduit sa dette nette de 8,4 G$ et Chevron dégage 12 G$ de flux de trésorerie disponible. Les points de vigilance sont : les volumes en baisse, les marges de raffinage qui pourraient se normaliser si les flux du Golfe se rétablissent et l'arbitrage entre hydrocarbures et transition énergétique.

2 novembre 2026

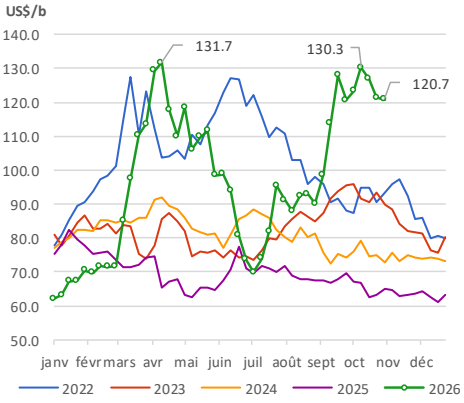
Département Économie et Évaluation Environnementale
Tableau de bord - Marchés pétroliers
Rédacteur : J. Sabathier

Semaine	30/10	23/10	Delta	%	Année -1
Brent ICE	115.5	111.4	4.1	3.7%	65.0
Brent Spot	120.7	121.4	-0.7	-0.6%	63.1
WTI Nymex	102.1	101.1	1.0	1.0%	60.7
WTI Spot	102.1	104.3	-2.2	-2.1%	60.7

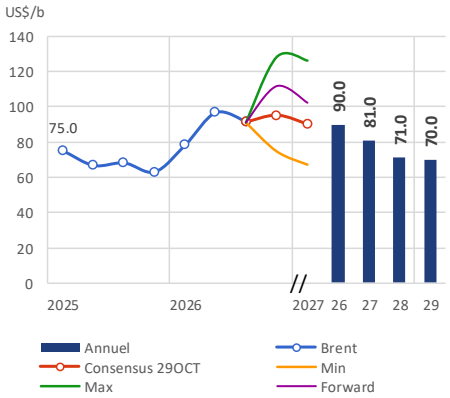
Prix à terme Brent / WTI 1



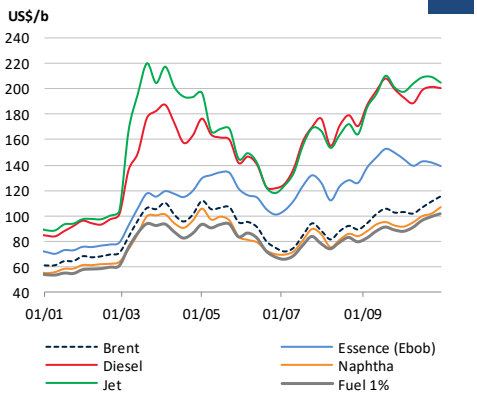
Prix du Brent (spot) 2



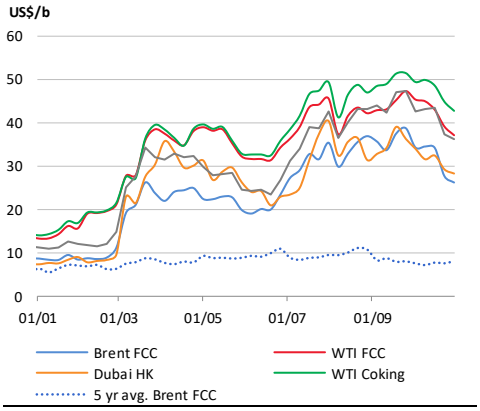
Consensus Bloomberg - Brent 3



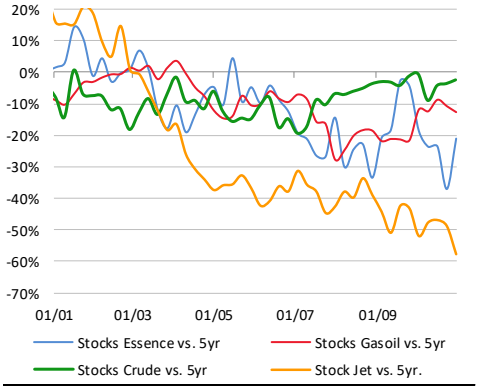
Prix des Produits Pétroliers - Europe 4



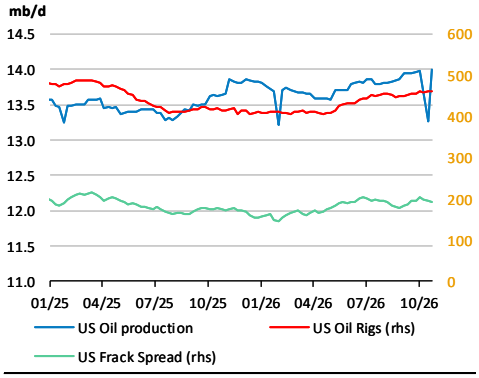
Marges de Raffinage 5



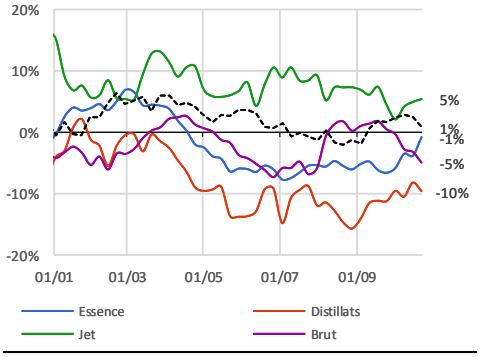
ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans 6



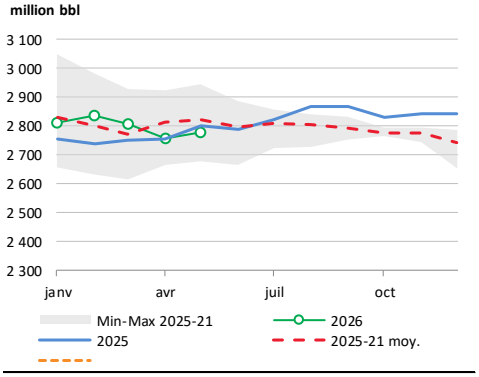
US Production de pétrole brut 7



USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans 8



AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE 9



2 novembre 2026

Département Économie et Évaluation Environnementale
Tableau de bord - Marchés pétroliers
Rédacteur : J. Sabathier

Semaine	30/10	23/10	Delta	%	Année -1
Brent ICE	115.5	111.4	4.1	3.7%	65.0
Brent Spot	120.7	121.4	-0.7	-0.6%	63.1
WTI Nymex	102.1	101.1	1.0	1.0%	60.7
WTI Spot	102.1	104.3	-2.2	-2.1%	60.7

AIE - OMR oct.	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	46.3	46.0	44.7	45.9	45.6	45.5	45.3	45.5	46.2	46.0	45.8	0.1	-0.8	0.3
non-OCDE	58.7	58.3	54.7	56.5	57.9	56.8	57.4	57.9	59.0	60.1	58.6	0.9	-1.9	1.8
Dont Chine	*17.0*	*17.1*	*15.3*	*16.5*	*17.1*	*16.5*	*17.0*	*16.8*	*17.1*	*17.4*	*17.0*	0.3	-0.5	0.5
Demande totale (mb/j)	**105.0**	**104.3**	**99.3**	**102.4**	**103.5**	**102.4**	**102.7**	**103.5**	**105.2**	**106.1**	**104.4**	**1.0**	**-2.6**	**2.0**
Offre non-OPEP	76.6	75.7	76.1	77.5	77.4	76.7	78.0	79.1	79.9	79.6	79.2	2.1	0.1	2.5
Offre OPEP	29.8	27.8	20.4	23.6	24.3	24.0	26.6	29.2	30.2	30.6	29.1	1.2	-5.8	5.1
Offre OPEP (brut)	25.0	23.6	17.5	20.4	20.9	20.6	22.9	25.1	25.8	26.2	25.0	1.0	-4.4	4.4
Offre non OPEP+	59.6	59.2	59.6	61.4	61.1	60.3	61.7	62.8	63.7	63.4	62.9	6.4	0.7	2.6
Offre OPEP+	46.8	44.3	36.9	39.7	40.6	40.4	42.9	45.5	46.4	46.8	45.4	-3.1	-6.4	5.0
Offre totale (mb/j)	106.4	**103.5**	**96.5**	**101.1**	**101.7**	100.7	**104.6**	**108.3**	**110.1**	**110.2**	**108.3**	**3.3**	**-5.7**	**7.6**
Differences (+/-)	1.4	**-0.8**	**-2.8**	**-1.3**	**-1.8**	**-1.7**	1.9	4.8	4.9	4.1	3.9			

EIA -STEO oct.	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	46.3	45.9	44.6	46.2	46.1	45.7	45.7	45.8	46.7	46.4	46.2	0.1	-0.6	0.5
non-OCDE	58.1	57.0	55.5	57.0	57.6	56.8	57.4	58.8	58.8	58.9	58.5	1.2	-1.3	1.7
Dont Chine	*16.6*	*16.6*	*15.8*	*15.7*	*16.1*	*16.0*	*16.1*	*16.4*	*16.2*	*16.5*	*16.3*	0.21	-0.55	0.27
Demande totale (mb/j)	**104.4**	**102.9**	**100.1**	**103.1**	**103.7**	**102.4**	**103.1**	**104.6**	**105.5**	**105.3**	**104.6**	**1.3**	**-2.0**	**2.2**
Offre non-OPEP	76.9	76.3	76.1	77.7	78.6	77.2	79.2	80.1	80.8	81.3	80.4	2.2	0.2	3.2
Offre OPEP (excl. UAE)	29.3	27.6	20.4	23.6	24.4	24.0	26.9	29.5	30.1	30.2	29.2	0.9	-5.4	5.2
Offre OPEP (brut)	24.6	23.2	17.3	20.4	21.0	20.5	22.7	24.6	25.1	25.2	24.4	0.8	-4.2	3.9
Offre non OPEP+	59.9	57.4	50.1	54.9	56.6	54.8	59.7	63.2	64.5	65.2	63.2	3.1	-5.1	8.4
Offre OPEP+	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	0.0	0.0	0.0
Offre totale (mb/j)	106.3	**103.8**	**96.5**	**101.3**	**103.0**	101.1	**106.1**	**109.5**	**110.9**	**111.6**	**109.5**	**3.1**	**-5.1**	**8.4**
Differences (+/-)	1.9	0.9	**-3.5**	**-1.9**	**-0.7**	**-1.3**	3.0	4.9	5.4	6.2	4.9			

OPEP - MOM oct.	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	46.3	46.0	45.1	46.8	46.5	46.1	46.3	45.9	47.4	47.0	46.7	0.4	-0.2	0.5
non-OCDE	59.2	60.3	57.4	59.5	61.2	59.6	61.8	60.1	61.5	63.0	61.6	1.3	0.4	2.0
Dont Chine	*16.9*	*17.2*	*15.9*	*17.0*	*17.2*	*16.8*	*17.4*	*16.5*	*17.6*	*17.7*	*17.3*	0.2	-0.1	0.5
Demande totale (mb/j)	**105.5**	**106.3**	**102.6**	**106.3**	**107.7**	**105.7**	**108.1**	**106.0**	**108.9**	**110.0**	**108.3**	**1.7**	**0.2**	**2.6**
Offre non-OPEP+	54.2	54.7	54.3	54.8	55.5	54.8	55.2	55.2	55.4	56.0	55.5	1.0	0.6	0.6
Offre OPEP+	50.6	48.6	43.0	47.0	45.2	43.6	47.3	48.5	48.7	49.0	48.4	1.2	-7.0	4.7
Offre OPEP (Brut)	26.8	25.9	20.0	24.3	22.6	23.2	24.4	25.5	25.7	25.7	25.3	0.2	-3.6	2.1
Offre totale (mb/j)	104.8	**103.3**	**97.3**	**101.8**	**100.7**	98.5	**102.5**	**103.7**	**104.1**	**104.9**	**103.8**	**2.2**	**-6.3**	**5.4**
Differences (+/-)	**-0.7**	**-3.0**	**-5.2**	**-4.4**	**-7.0**	**-7.3**	**-5.6**	**-2.3**	**-4.8**	**-5.1**	**-4.5**			

DoC: Declaration of Cooperation