

Semaine	12/9	5/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	66.7	67.5	-0.8	-1.2%	71.0
Brent Spot	66.7	67.6	-0.9	-1.3%	75.6
WTI Nymex	62.7	63.7	-1.0	-1.6%	67.9

## Le prix du brut fléchit avec la perspective d'un excédent d'offre massif selon l'AIE, mais reste soutenu par un contexte géopolitique tendu et les achats de la Chine. Le Brent à 67 \$/b

La semaine dernière, le marché pétrolier a été pris en étau entre deux forces opposées : d'une part, de nouvelles sanctions contre la Russie et l'Iran font peser un risque de baisse de l'offre ; d'autre part, la hausse de la production du groupe OPEP+ et la perspective de stocks de pétrole de plus en plus importants pèsent sur les prix (fig. 1 & 2).

En début de semaine, les prix du brut ont progressé de près de 2 %, soutenus par la montée des risques géopolitiques. La frappe israélienne au Qatar, l'intrusion de drones russes en Pologne, l'attaque ukrainienne sur Primorsk, principal terminal russe de chargement de pétrole sur la mer Baltique, et le renforcement de la pression américaine en faveur de sanctions plus strictes contre les acheteurs de pétrole russe ont fortement augmenté la prime de risque géopolitique et ravivé les craintes de perturbations de l'approvisionnement pétrolier.

Cette tendance haussière s'est toutefois rapidement inversée avec la publication des dernières prévisions de l'Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA) et de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Ces organismes ont en effet confirmé et amplifié l'excédent d'offre conséquent pour les prochains trimestres qu'ils annoncent depuis quelques mois, ce qui a provoqué une chute significative des prix. Dans ce contexte, les fonds spéculatifs ont réduit leurs positions haussières sur le pétrole, notamment sur le WTI, qui ont atteint leur niveau le plus bas jamais enregistré.

En moyenne hebdomadaire, le Brent pour livraison en novembre a perdu 0,8 \$/b (-1,1 %) pour s'établir à 66,7 \$/b, tandis que le WTI a perdu 1,0 \$/b (-1,6 %), à 62,7 \$/b (Fig. 2). Le consensus Bloomberg du 12 septembre est stable avec pour le troisième trimestre, un Brent attendu à 67 \$/b, et en baisse de 1 \$/b à 63 \$/b au quatrième trimestre (Fig. 3).

### L'AIE anticipe un excédent massif et intenable sur le marché pétrolier

Dans son dernier rapport mensuel, l'AIE a revu à la hausse ses prévisions d'augmentation de la demande mondiale de pétrole à 0,7 Mb/j pour cette année et l'année prochaine, tout en révisant encore plus fortement à la hausse ses projections d'offre. Au final, la production dépassera la consommation de 2 Mb/j cette année et de 3 Mb/j en 2026. Selon l'AIE, cet excédent de 3 Mb/j est intenable : le marché n'a ni la capacité ni les moyens d'absorber une telle hausse de l'offre. L'Agence rappelle qu'entre février et août de cette année, la Chine a absorbé environ 100 Mb, ce qui, avec la hausse plus faible que prévu de la production de l'OPEP+, a permis de limiter la baisse des prix. Si la Chine poursuivait ses achats au rythme actuel, cela permettrait de réduire une partie du surplus, mais cela resterait très insuffisant face aux 3 Mb/j anticipés. Dans ce contexte, des ajustements seront donc nécessaires, que ce soit du côté de l'offre ou de la demande, pour rééquilibrer le marché.

L'Agence américaine d'information sur l'énergie, EIA, a exprimé des préoccupations similaires dans son rapport, indiquant qu'elle s'attend à ce que les stocks mondiaux augmentent en moyenne de plus de 2 Mb/j à partir de ce trimestre et jusqu'au premier trimestre 2026, entraînant une baisse du prix du Brent à 51 \$/b en 2026 (cf. Tableau).

Plusieurs facteurs pourraient toutefois conduire à un excédent moins important qu'anticipé. Des prix nettement plus bas, tels que ceux envisagés par l'EIA, pourraient entraîner un ralentissement, voire un recul de la production. Par ailleurs, un resserrement de l'offre reste possible : de nouvelles sanctions secondaires visant les acheteurs de pétrole russe, actuellement en discussion, pourraient réduire les volumes en provenance de Russie. L'Union européenne envisagerait également d'accélérer la suppression des dernières importations d'hydrocarbures russes. Enfin, les augmentations de production annoncées par l'OPEP+ pourraient ne pas se concrétiser intégralement.

### Pourquoi les prix du brut ne baissent-ils pas plus ?

Dans un contexte d'offre excédentaire, on s'attendrait à ce que le marché pétrolier passe en contango, avec des prix à terme plus élevés que le prix spot. Or, ce n'est pas encore le cas, car c'est essentiellement la Chine, et non le marché mondial, qui achète et stocke du pétrole pour remplir ses réserves, sans attendre de signal économique clair. Au deuxième trimestre, près de 60 % des stocks supplémentaires observés ont été accumulés par la Chine, tandis qu'environ 20 % ont gonflé les stocks de pétrole en mer. À l'inverse, seuls 5 % du surplus ont alimenté les principaux stocks commerciaux de l'OCDE, dont le niveau reste bien inférieur à la moyenne des cinq dernières années et à celui de l'an dernier.

En conséquence, les prix du brut ne commenceront à baisser de manière significative que lorsque les achats chinois et la constitution de stocks de pétrole en mer prendront fin, voire s'inverseront. Cependant, il est très incertain de prévoir le moment exact de ce changement, d'autant que la politique énergétique chinoise est peu transparente et que le niveau réel de ses stocks, considéré comme un secret d'État, est largement inconnu.

Semaine	12/9	5/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	66.7	67.5	-0.8	-1.2%	71.0
Brent Spot	66.7	67.6	-0.9	-1.3%	75.6
WTI Nymex	62.7	63.7	-1.0	-1.6%	67.9

## Chine : quelle capacité de stockage de pétrole ?

Au cours des deux dernières décennies, la réserve stratégique de pétrole (SPR) chinoise s'est rapidement développée, avec un réseau de réservoirs côtiers et de cavernes destiné à assurer la disponibilité du pétrole et à limiter la volatilité des prix. Selon la société d'analyse géospatiale Kayrros, fin mars, la Chine détenait environ 400 Mb dans ses installations de surface et 130 Mb dans des installations souterraines, soit un total de 530 Mb pour ses sites stratégiques, auxquels s'ajoutent près de 668 Mb de stocks commerciaux.

Ces chiffres seraient aujourd'hui de 415 Mb pour la SPR de surface et de 780 Mb pour les stocks commerciaux. Selon le consultant, la capacité totale de stockage disponible au-dessus du sol serait ainsi utilisée à environ 61 %, laissant une marge significative pour de nouvelles augmentations (à titre de comparaison, la SPR américaine contient actuellement un peu plus de 400 Mb de brut et les stocks commerciaux environ 425 Mb).

## USA : hausse des stocks de brut

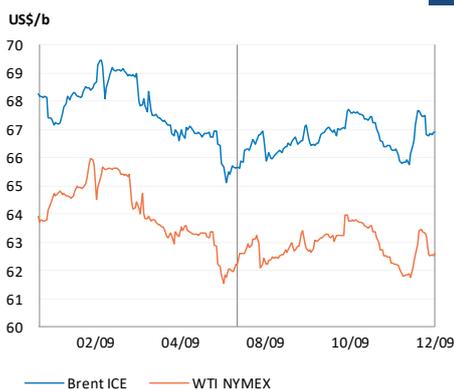
Les stocks commerciaux de pétrole brut ont augmenté de 3,9 Mb la semaine dernière, contre un consensus de -1,4 Mb et une moyenne sur cinq ans de +1,5 Mb. Sur un an, les stocks sont en hausse d'environ 1 %, mais restent inférieurs de 3 % à la moyenne des cinq dernières années. Cette hausse des stocks commerciaux est due à une baisse des exportations de brut de 1,1 Mb/j. Par ailleurs, la production domestique de pétrole brut a augmenté de 72 000 barils par jour pour atteindre 13,5 Mb/j. Du côté des produits raffinés, les stocks d'essence (+ 1,4 Mb), de distillats (+ 4,7 Mb) et de kérosène (+ 0,4 Mb) ont augmenté, soutenus par une demande hebdomadaire plus faible et des exportations nettes en repli. Sur un an, les stocks d'essence sont en baisse de 1 %, mais restent stables par rapport à la moyenne quinquennale. Les stocks de distillats chutent de 4 % sur un an et de 10 % par rapport à la moyenne des cinq dernières années, tandis que les stocks de kérosène reculent de 10 % sur un an, mais restent 3 % au-dessus de la moyenne à cinq ans.

## Europe : stocks de naphta à des niveaux historiques avec la baisse de l'activité pétrochimique

Les stocks de produits pétroliers au hub d'Amsterdam-Rotterdam-Anvers (ARA) ont augmenté de 3,7 % la semaine dernière pour atteindre 6,2 Mt, portés par une forte hausse des stocks de naphta (+15 %), et une hausse des stocks de gazoil (+2%) et d'essence (+2,5%). Les stocks de naphta ont atteint un niveau historique de 667 000 tonnes. Selon le dernier rapport de l'AIE, la demande européenne de naphta a chuté de 90 kb/j (- 9,4 % sur un an) en juin, en raison d'une baisse de l'activité et de la fermeture de sites pétrochimiques. Selon le Financial Times, la mauvaise santé actuelle du secteur pétrochimique européen, pris en étau entre une concurrence chinoise féroce et des droits de douane américains pénalisants, pousserait ExxonMobil à chercher à vendre ses usines chimiques au Royaume-Uni et en Belgique, après avoir déjà cédé celle de Gravenchon. L'AIE prévoit par ailleurs une nouvelle baisse de la consommation européenne de naphta de 20 kb/j en 2025, puis de 40 kb/j en 2026, ce qui ramènerait la demande à 860 kb/j, soit un niveau proche de celui de 2023.

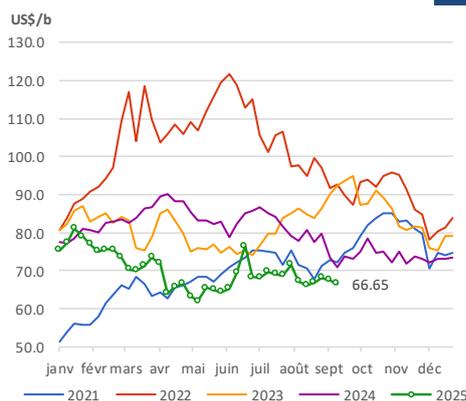
Sur le marché de Rotterdam, les prix des produits pétroliers ont suivi partiellement en moyenne la baisse du Brent, avec une baisse de 0,1 % pour l'essence et de 0,6 % pour le diesel (cf. Fig. 4). A noter que le spread diesel en Europe est reparti à la hausse à près de 25 \$/b à la suite de l'attaque de drones de l'Ukraine sur le plus grand port russe d'exportation de diesel. Bien que l'UE n'importe pas directement de diesel russe, toute perturbation des exportations russes entraîne des répercussions indirectes sur l'approvisionnement européen, par effet domino, principalement via la Turquie. Dans ce contexte, la marge de raffinage moyenne en Europe (Brent FCC) est en hausse de 11 % à 11 \$/b (cf. fig. 5).

Prix Inter-Journaliers Brent / WTI



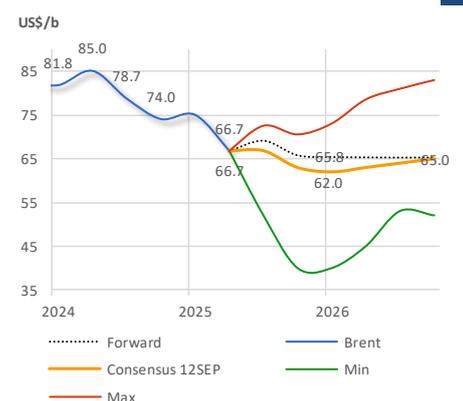
1

Evolution du prix du pétrole brut (Brent)



2

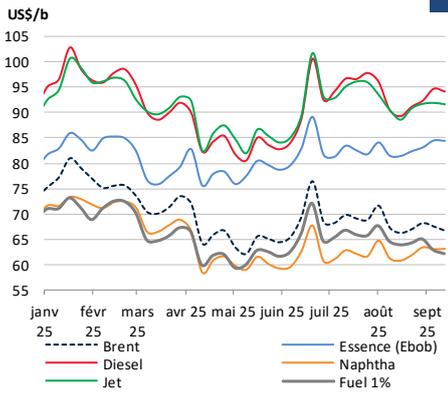
Consensus Bloomberg - Brent



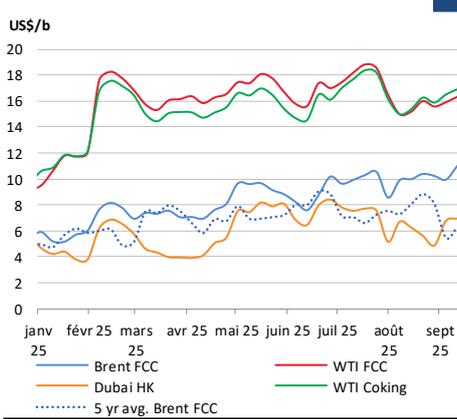
3

Semaine	12/9	5/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	66.7	67.5	-0.8	-1.2%	71.0
Brent Spot	66.7	67.6	-0.9	-1.3%	75.6
WTI Nymex	62.7	63.7	-1.0	-1.6%	67.9

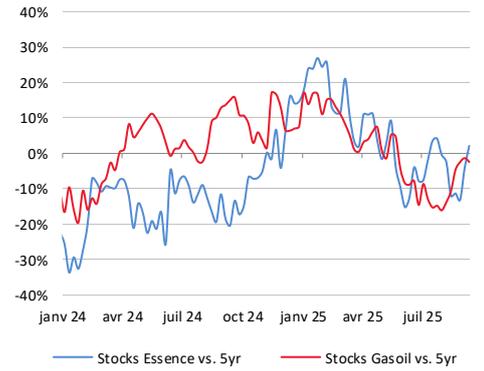
**Prix des Produits Pétroliers - Europe** 4



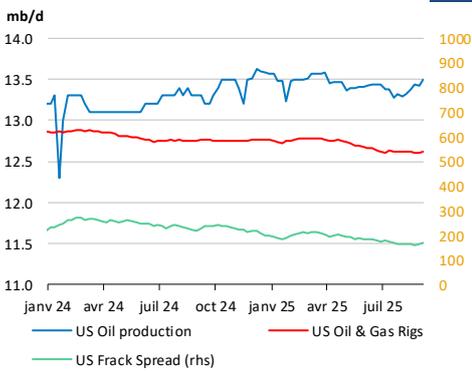
**Marges de Raffinage** 5



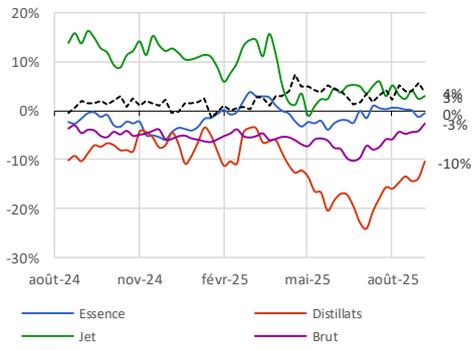
**ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans** 6



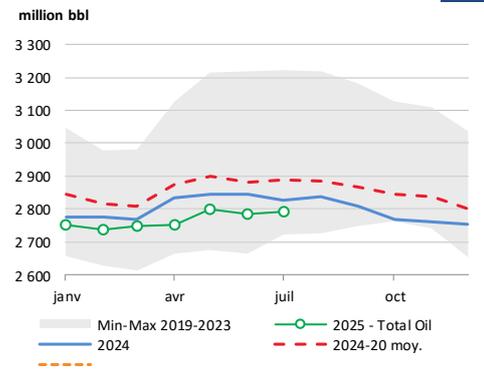
**US Production de pétrole brut** 7



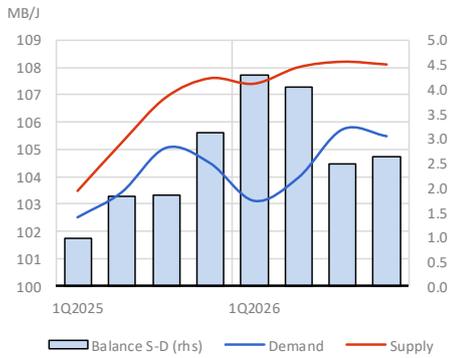
**USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans** 8



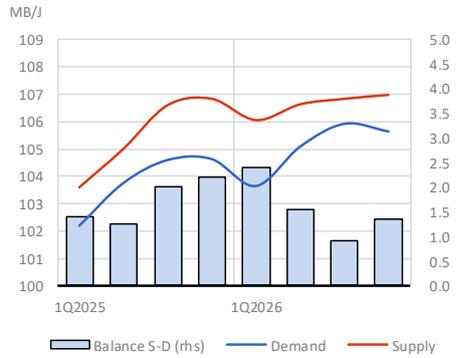
**AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE** 9



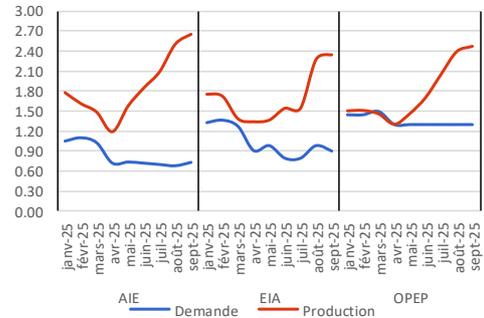
**AIE Offre Demande Pétrole** 10



**EIA Offre Demande Pétrole** 11



**Révision des perspectives de croissance offre et demande de pétrole Mb/j** 12



Semaine	12/9	5/9	Delta	%	Année -1
Brent ICE	66.7	67.5	-0.8	-1.2%	71.0
Brent Spot	66.7	67.6	-0.9	-1.3%	75.6
WTI Nymex	62.7	63.7	-1.0	-1.6%	67.9

AIE - OMR sept.	2023	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.7	45.8	45.2	45.7	46.5	45.9	45.8	45.0	45.3	46.3	45.8	45.6	0.1	0.0	-0.2
non-OCDE	56.5	57.3	57.3	57.8	58.6	58.6	58.1	58.1	58.6	59.4	59.7	59.0	0.8	0.8	0.9
<i>Dont Chine</i>	16.5	16.6	16.6	16.4	16.9	16.7	16.7	16.7	16.6	17.0	16.9	16.8	0.12	0.06	0.14
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>102.2</b>	<b>103.1</b>	<b>102.5</b>	<b>103.4</b>	<b>105.0</b>	<b>104.5</b>	<b>103.9</b>	<b>103.1</b>	<b>104.0</b>	<b>105.7</b>	<b>105.5</b>	<b>104.6</b>	<b>1.0</b>	<b>0.7</b>	<b>0.7</b>
Offre non-OPEP	69.3	70.4	70.4	71.5	72.6	72.9	71.9	72.6	73.2	73.3	73.2	73.1	1.1	1.5	1.2
Offre OPEP	33.0	32.8	33.1	33.8	34.3	34.7	33.9	34.8	34.8	34.9	34.9	34.8	-0.2	1.1	0.9
Offre OPEP (brut)	27.4	27.2	27.4	28.1	28.8	28.8	28.1	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8	-0.2	0.9	0.7
Offre non OPEP+	51.6	53.3	53.5	54.4	55.3	55.6	54.7	55.2	55.9	56.0	55.9	55.7	1.7	1.4	1.0
Offre OPEP+	50.7	49.9	50.0	50.9	51.6	52.0	51.1	52.2	52.1	52.2	52.2	52.2	-0.8	1.2	1.1
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>102.3</b>	<b>103.2</b>	<b>103.5</b>	<b>105.3</b>	<b>106.9</b>	<b>107.6</b>	<b>105.8</b>	<b>107.4</b>	<b>108.0</b>	<b>108.2</b>	<b>108.1</b>	<b>107.9</b>	<b>0.9</b>	<b>2.6</b>	<b>2.1</b>
<b>Differences (+/-)</b>	<b>0.1</b>	<b>0.0</b>	<b>1.0</b>	<b>1.8</b>	<b>1.9</b>	<b>3.1</b>	<b>1.9</b>	<b>4.3</b>	<b>4.0</b>	<b>2.5</b>	<b>2.6</b>	<b>3.3</b>			

*Production OPEP basée sur accords actuels*

EIA - STEO sept.	2023	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.7	45.8	45.2	45.5	46.2	46.0	45.7	45.6	45.7	46.4	46.1	45.9	0.1	-0.1	0.2
non-OCDE	56.2	57.1	57.0	58.2	58.5	58.6	58.1	58.1	59.4	59.5	59.5	59.1	0.9	1.0	1.1
<i>Dont Chine</i>	16.2	16.3	16.4	16.6	16.4	16.8	16.6	16.7	16.9	16.6	16.9	16.8	0.12	0.25	0.24
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>101.9</b>	<b>102.9</b>	<b>102.2</b>	<b>103.8</b>	<b>104.6</b>	<b>104.6</b>	<b>103.8</b>	<b>103.7</b>	<b>105.1</b>	<b>105.9</b>	<b>105.7</b>	<b>105.1</b>	<b>1.0</b>	<b>0.9</b>	<b>1.3</b>
Offre non-OPEP	69.8	70.5	70.7	71.6	72.9	73.2	72.1	72.7	73.0	73.0	73.3	73.0	0.7	1.6	0.9
Offre OPEP	32.7	32.7	32.9	33.4	33.8	33.7	33.4	33.3	33.7	33.9	33.7	33.6	0.0	0.7	0.2
Offre OPEP (brut)	27.2	27.1	27.2	27.7	28.1	27.9	27.7	27.5	27.8	28.0	27.8	27.8	-0.1	0.6	0.1
Offre non OPEP+	52.0	53.4	53.7	54.6	55.6	55.8	54.9	55.4	55.7	55.9	56.0	55.8	1.4	1.5	0.8
Offre OPEP+	50.5	49.7	49.9	50.5	51.0	51.1	50.6	50.7	50.9	51.0	51.0	50.9	-0.7	0.9	0.3
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>102.5</b>	<b>103.2</b>	<b>103.6</b>	<b>105.0</b>	<b>106.6</b>	<b>106.9</b>	<b>105.5</b>	<b>106.1</b>	<b>106.7</b>	<b>106.9</b>	<b>107.0</b>	<b>106.6</b>	<b>0.7</b>	<b>2.3</b>	<b>1.1</b>
<b>Differences (+/-)</b>	<b>0.6</b>	<b>0.3</b>	<b>1.4</b>	<b>1.3</b>	<b>2.0</b>	<b>2.2</b>	<b>1.7</b>	<b>2.4</b>	<b>1.6</b>	<b>0.9</b>	<b>1.3</b>	<b>1.6</b>			

OPEP - MOM sept.	2023	2024	1Q2025	2Q2025	3Q2025	4Q2025	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	24-23	25-24	26-25
OCDE	45.7	45.7	45.2	45.6	46.3	46.1	45.8	45.3	45.8	46.5	46.3	46.0	0.0	0.1	0.1
non-OCDE	56.7	58.2	59.1	58.7	59.2	60.2	59.3	60.3	59.9	60.6	61.4	60.6	1.5	1.2	1.2
<i>Dont Chine</i>	16.4	16.7	16.9	16.5	17.0	17.0	16.9	17.0	16.7	17.3	17.2	17.1	0.3	0.2	0.2
<b>Demande totale (mb/j)</b>	<b>102.4</b>	<b>103.8</b>	<b>104.3</b>	<b>104.3</b>	<b>105.5</b>	<b>106.4</b>	<b>105.1</b>	<b>105.6</b>	<b>105.7</b>	<b>107.1</b>	<b>107.7</b>	<b>106.5</b>	<b>1.5</b>	<b>1.3</b>	<b>1.4</b>
Offre non-OPEP+	51.9	53.2	54.0	54.3	53.8	54.0	54.0	54.2	54.4	54.7	55.2	54.6	1.3	0.8	0.6
Offre OPEP+	50.3	49.4	49.6	50.0	51.5	51.7	51.1	51.6	51.7	51.7	51.8	51.7	-0.9	1.7	0.6
Offre OPEP (Brut)	27.1	26.6	26.8	27.1	28.8	28.8	27.9	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8	-0.5	1.3	0.9
<b>Offre totale (mb/j)</b>	<b>102.1</b>	<b>102.6</b>	<b>103.6</b>	<b>104.2</b>	<b>105.3</b>	<b>105.7</b>	<b>105.1</b>	<b>105.8</b>	<b>106.2</b>	<b>106.4</b>	<b>107.0</b>	<b>106.3</b>	<b>0.5</b>	<b>2.5</b>	<b>1.2</b>
<b>Differences (+/-)</b>	<b>-0.2</b>	<b>-1.2</b>	<b>-0.7</b>	<b>-0.1</b>	<b>-0.2</b>	<b>-0.7</b>	<b>-0.1</b>	<b>0.2</b>	<b>0.5</b>	<b>-0.7</b>	<b>-0.7</b>	<b>-0.2</b>			

DoC: Declaration of Cooperation