

Pétrole : incertitudes et perspectives divergentes à moyen et long termes

Olivier APPERT

Denis BARBUSIAUX

► Points clés

- Le marché pétrolier a évolué très rapidement. On pouvait craindre une montée importante des prix liée à une baisse des investissements et à la poursuite de la croissance soutenue de la demande il y a encore trois ans.
- Les tensions géopolitiques ont modifié le contexte de marché. L'accroissement de la demande ralentit tandis que l'offre est abondante, tirée par un rebond des investissements.
- La pétrochimie tire la demande mais l'essor de la mobilité électrique a déjà réduit la consommation de 1,3 millions de barils de pétrole par jour Mb/j) en 2024. Une baisse de 6 Mb/j est attendue pour 2030.
- Les perspectives à plus long terme sont divergentes. Si des scénarios prévoient une baisse limitée de la demande à partir de 2030 ou 2035, certains envisagent en 2050 une consommation supérieure aux niveaux actuels. Une alternance de contre-choc(s) et de choc(s) pétroliers n'est pas impossible dans un monde où le pétrole reste un puissant marqueur de stabilité. Une crise de l'OPEP comparable à celle de 2014 n'est pas exclue.

Introduction

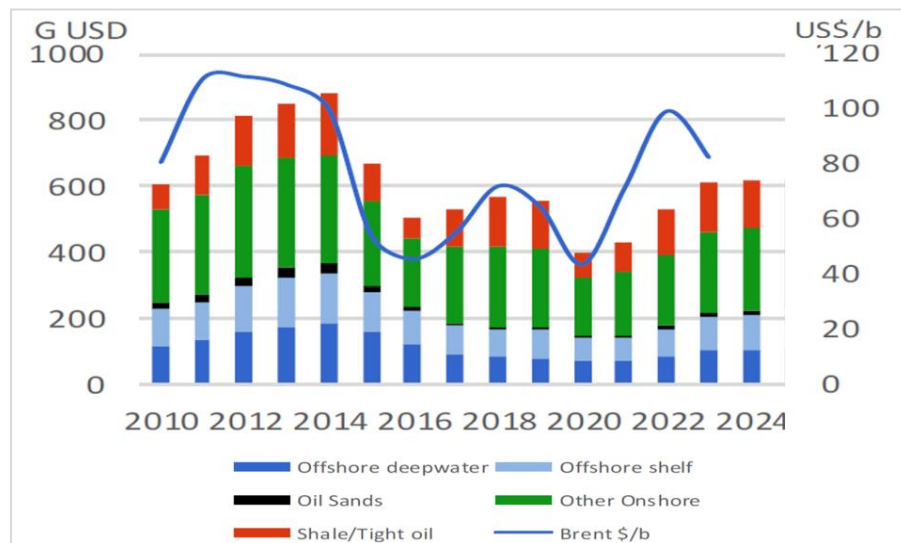
La crise du marché pétrolier en 2014 a débouché sur une reprise en main du marché par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP). Celle-ci s'est mise d'accord sur une diminution des quotas de production de tous ses membres, notamment les pays du Moyen-Orient et l'organisation s'est alliée à d'autres producteurs, principalement la Russie, au sein de l'alliance dite « OPEP+ ». Son pouvoir de marché s'est confirmé à l'occasion de la pandémie, après un éclatement temporaire de l'alliance élargie. Elle a su gérer la production de ses membres pour faire remonter les prix. Ces crises se sont cependant traduites par une baisse des investissements mondiaux en exploration/production, qui sont passés de plus de 800 milliards de dollars (G\$) en 2014 à 400 G\$ en 2020, et se sont couplées à un puissant effort de diminution des coûts. Les compagnies pétrolières européennes ont réorienté leurs investissements vers le gaz et dans une moindre mesure, les technologies bas carbone, dans le contexte de la lutte contre le changement climatique. Ce recul des investissements pouvait faire craindre une insuffisance des capacités de production à moyen terme, alors même que la demande continuait à être orientée à la hausse en particulier par la Chine et les pays émergents¹, d'où un risque de montée significative des prix, voire d'un choc pétrolier. Les bouleversements géopolitiques récents ont rebattu les cartes : c'est en particulier le cas de l'invasion de l'Ukraine par la Russie et de l'embrasement du Proche-Orient.

Les évolutions récentes

Le rebond des investissements

BP a annoncé une remontée de ses investissements dans l'amont pétrolier alors que la *major* programmait auparavant une baisse de 40 % de sa production sur la décennie 2020. Shell, qui prévoyait une baisse de sa production de 2 % par an sur la même période, est revenu sur ses engagements – certaines compagnies ayant par ailleurs accusé une forte perte de production en Russie. De façon plus générale, dès 2022, les investissements ont repris. La guerre en Ukraine, en particulier, a remis au centre des préoccupations la sécurité d'approvisionnement. Les surfaces d'acquisition de domaine minier par les compagnies internationales, qui avaient été divisées par deux entre 2019 et 2020-2021, ont augmenté de 25 % entre 2021 et 2022. Les investissements annuels dans l'amont pétrolier, qui avaient été divisés par deux entre 2014 et 2020, sont remontés de 400 à plus de 600 G\$ en 2023. Ils sont estimés à 620 G\$ pour l'année 2024 (estimation Rystad, cf. Graphique 1). Même si une partie, la moitié environ, correspond à une augmentation des prix des services parapétroliers, la hausse en volume est significative.

1. O. Appert et D. Babusiaux, « La revanche de l'OPEP+ : une crise pétrolière se profile-t-elle à moyen terme ? » *Briefings de l'Ifri*, Ifri, 24 février 2022.

Graphique 1 : Investissements en exploration-production, 2010-2024

Source : IFPEN d'après Rystad.

Certaines implications des *majors* dans les énergies bas carbone sont revues à la baisse, d'une part pour financer leurs nouveaux développements dans les hydrocarbures, d'autre part en raison d'une baisse des rentabilités attendues dans les projets d'énergie renouvelable, en particulier dans l'éolien avec la montée des coûts dans ce secteur. Par exemple, BP a passé en pertes et profits 1,1 G\$ d'investissements dans l'éolien en mer en 2023. Shell a revendu en février 2024 sa participation de 80 % dans le projet d'éolien *offshore* de 1,25 gigawatts (GW) MunmuBaram en Corée du Sud et vient de décider de suspendre tout investissement dans ce type de projets.

Quant à ExxonMobil, l'entreprise a connu la meilleure performance boursière parmi les *majors* et se focalise sur son cœur de métier. Elle programme une hausse de sa production d'hydrocarbures pour répondre à une demande qu'elle voit en croissance jusque vers 2030, puis en plateau (et non en diminution). L'accent est mis sur la réduction de ses propres émissions et investit principalement sur le captage et stockage du dioxyde de carbone (CO₂). Elle a ainsi acheté en 2023 Denbury, spécialiste du captage, pour 4,9 G\$ et acquis l'accès à une quinzaine de sites de stockage. Elle détient le plus vaste réseau privé de gazoducs pour le transport de CO₂ aux États-Unis. Elle investit également dans les recherches sur les biocarburants avancés et l'hydrogène bas carbone pour la production de carburants.

Remarquons cependant que TotalEnergies maintient la croissance de ses capacités de production d'énergie renouvelable, qui sont aujourd'hui plus de quatre fois celles de BP ou de Shell. Ses investissements dans les énergies bas carbone représentent environ 30 % du total de ses investissements.

Anticipations autodestructrices

Ce phénomène de rebond des investissements est à rapprocher du fait que les anticipations sont souvent autodestructrices en économie pétrolière². En 2021-2022, nombreux ont été les opérateurs qui ont fait l'analyse présentée dans notre article de 2022³. Ils ont craint un manque de capacités de production par défaut d'investissement et donc une montée des prix. Cette analyse a par exemple été partagée par les représentants d'ExxonMobil, Shell et TotalEnergies au Qatar Economic Forum de juin 2021. Elle a conduit à une réaction rapide de l'industrie qui a confirmé ses capacités d'adaptation.

Une meilleure productivité des investissements

La remontée des investissements est accompagnée par une poursuite des progrès techniques et de l'apprentissage. Les développements en mer se font avec des coûts en diminution, ce qui est favorable aux projets tels que ceux du Brésil, du Guyana et du Suriname.

Dans le secteur des pétroles non conventionnels américains, on assiste à un rebond de la productivité par puits. Celle-ci avait chuté d'une dizaine de pourcents en 2022, ce qui avait engendré des craintes sur le potentiel de ces ressources. Elle est à nouveau en croissance, avec en particulier la poursuite de l'augmentation de la longueur moyenne des drains latéraux qui est passée de 9 000 pieds en 2018 à 12 000 en 2024, la productivité par pied foré étant elle-même en rebond. La saturation en nombre de puits des zones les plus favorables est compensée par différentes avancées. La durée du forage se réduit encore, conduisant à une augmentation des productions à nombre inchangé d'appareils de forage en service. Le recours à l'Intelligence artificielle (IA) et aux superordinateurs permet de mieux définir les cibles. La reprise de fracturation (*refracking*) se généralise avec parfois un allongement des drains mais souvent sans reprise du forage, donc à moindre coût. Le nombre de fracturation sur un puits est en forte augmentation (passant par exemple de moins de dix à une trentaine). Ceci explique la remontée de la productivité du Bakken (zone la plus ancienne) et quelques nouvelles perspectives prometteuses qui apparaissent (Uinta, Utica).

Une fragilisation de l'OPEP+

La production des pays non-OPEP+, en particulier États-Unis, Brésil, Guyana, Canada, poursuit sa progression. Aux États-Unis, depuis 2015, la production de pétrole brut, condensats et liquides de gaz naturel (LGN), est passée de 13 millions de barils par jour (Mb/j) à 21 Mb/j alors que la production de l'Arabie saoudite, comme celle de la Russie,

2. Parmi les nombreux exemples, on peut citer les anticipations qui ont conduit au contre-choc pétrolier de 1985. Entre 1980 et 1985, toutes les prévisions relatives à l'évolution des prix du pétrole étaient à la hausse avec une référence à la théorie d'Hotelling. Cela a conduit à rechercher des ressources plus chères (Alaska, mer plus profonde...) qui ont entraîné un excédent d'offre.

3. O. Appert et D. Babusiaux, « La revanche de l'OPEP+ : une crise pétrolière se profile-t-elle à moyen terme ? », *op. cit.*

a été relativement stable, entre 11 et 12 Mb/j (cf. Graphique 2). La croissance de la production américaine fait l'objet d'un consensus bipartisan : elle a en effet été régulière sous les présidences d'Obama, de Trump et de Biden. L'élection de Trump ne peut que renforcer cette évolution : en effet le leadership américain retrouvé sur le marché mondial des hydrocarbures représente un atout géopolitique majeur, nous y reviendrons. Les États-Unis sont le principal contributeur à l'accroissement de la production des pays extérieurs à l'OPEP+. Les capacités de production de ces pays augmentent plus vite que la demande, dont la croissance ralentit, en particulier en Chine (au niveau mondial + 2 Mb/j entre 2022 et 2023 ; + 1 M b/j entre 2023 et 2024).

Graphique 2 : Production de pétrole (y compris condensats et LGN) des trois principaux pays producteurs, 2015-2024



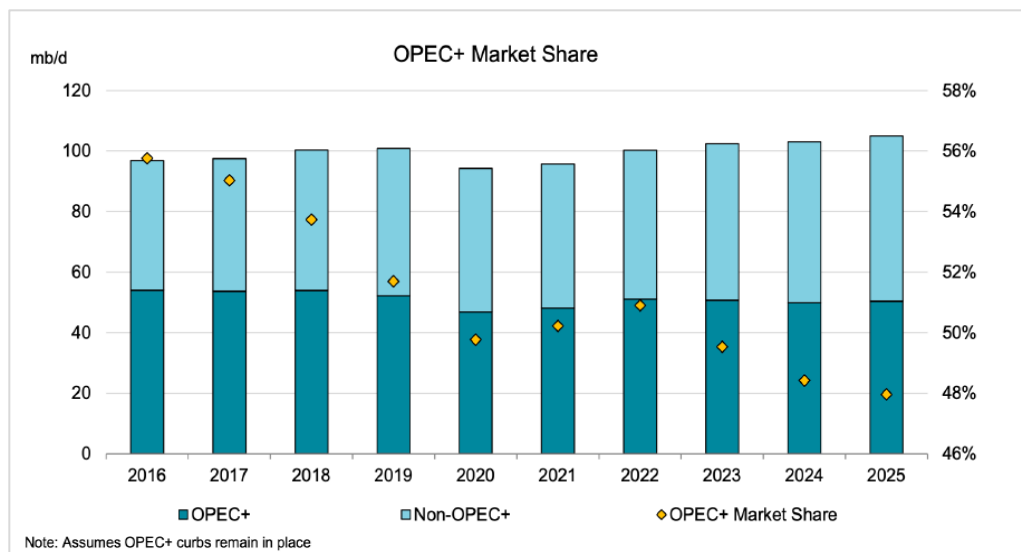
Source : IFRI, IFPEN.

Il en résulte une baisse de la part de marché de l'OPEP+ (cf. Graphique 3) qui est passée de 56 % en 2016 à 48 % aujourd'hui et devrait continuer à baisser d'ici 2030. Les excédents de capacités de production de l'OPEP sont passés de 2,3 Mb/j en 2022 à 3,8 en 2023 et à 4,4 Mb/j en 2024 selon l'Energy Information Administration (EIA) : ils sont localisés aux trois quarts en Arabie saoudite, aux Émirats arabes unis (EAU) et en Irak.

L'OPEP+

- L'Organisation des pays exportateurs de pétrole a été créée en 1960, pour défendre les intérêts des pays producteurs face à la diminution des prix, par l'Arabie saoudite, l'Iran, l'Irak, le Koweït et le Venezuela.
- Membres en 2024 : Algérie, Arabie saoudite, Congo, EAU, Gabon, Guinée équatoriale, Iran, Irak, Koweït, Libye, Nigeria, Venezuela.
Remarques : sont exclus des quotas le Venezuela, l'Iran et la Libye ; l'Angola a quitté l'organisation en décembre 2023
- En 2016, onze pays non OPEP se sont joints à l'organisation pour coopérer à la définition de politiques de production, constituant ainsi l'OPEP+.
- Membres non OPEP en 2024 (au nombre de 10) : Russie, Mexique, Kazakhstan, Azerbaïdjan, Bahreïn, Brunei, Malaisie, Oman, Soudan, Soudan du Sud.

Graphique 3 : Production des pays de l'OPEP+ et des non-OPEP+ et part de marché de l'OPEP+



Source : Agence internationale de l'énergie (AIE).

Cette situation crée des tensions au sein du cartel. Certains pays sont réticents à baisser leur production. L'Angola a décidé de quitter l'OPEP fin 2023. La production russe a diminué de 10 % environ par rapport à celle de 2019. Depuis l'invasion de l'Ukraine, la baisse est seulement légère (de l'ordre de 4 %) malgré les sanctions internationales. Cette baisse permet cependant à la Russie d'afficher une contribution aux coupes de production. Lors de leur dernière réunion en décembre 2024, les pays de l'OPEP+ ont surmonté leurs divergences en reconduisant leurs quotas. Pendant combien de temps les pays producteurs du Moyen-Orient accepteront de porter la charge du maintien des prix ?

On se retrouve dans une situation qui rappelle la crise de 2014, mais entre-temps, la dépendance aux revenus pétroliers de ces pays a encore augmenté, leurs budgets et investissements (infrastructures, industrie, tourisme, défense) ayant bondi.

Les perspectives

Les tendances lourdes

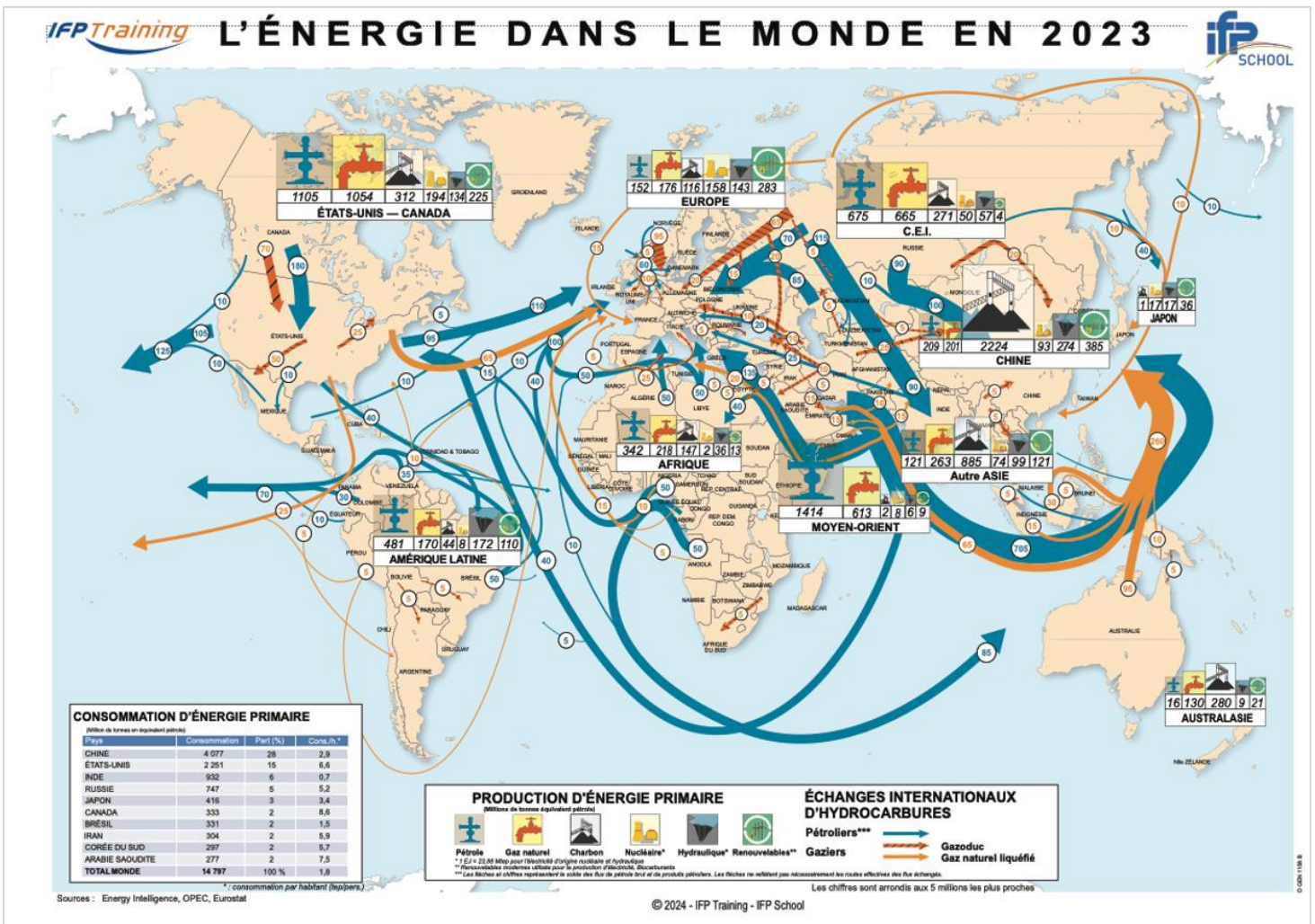
Rappelons brièvement quelques tendances observées sur la scène pétrolière. En 2008-2009, la production de pétrole des États-Unis était tombée à 5 Mb/j. La majeure partie des échanges internationaux de pétrole se faisait donc du Moyen-Orient vers l'Europe et les États-Unis. Les relations de ces derniers avec les pays du golfe Persique et principalement l'Arabie saoudite étaient donc de première importance. La donne a été changée d'une part par l'augmentation continue de la production américaine que nous venons de mentionner, d'autre part par l'évolution des consommations. La demande des pays de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) est en diminution, particulièrement en Europe. En revanche, on assiste à une forte croissance des consommations et des importations des pays en développement rapide, principalement en Chine, en Inde et en Asie du Sud-Est. C'est dans ces pays que les capacités de raffinage sont encore en développement (ainsi qu'au Moyen-Orient) alors qu'elles sont excédentaires ou prévues en régression dans les pays de l'OCDE et particulièrement en Europe. Les flux pétroliers se tournent donc majoritairement vers l'est (cf. Graphique 4), et en particulier vers la Chine pour qui le Moyen-Orient constitue une source d'approvisionnement majeure (54 %).

**Autre tendance
amenée à croître :
l'essor de la mobilité
routière électrique**

Autre tendance amenée à croître : l'essor de la mobilité routière électrique, (véhicules légers et bus), qui déplace des volumes encore limités, mais grandissants, de pétrole notamment en Chine, où l'utilisation de camions roulant au gaz naturel y contribue également. Le parc de véhicules électriques, à batteries et hybrides rechargeables (hors 2 ou 3 roues), approche fin 2024 les 5 % du parc (3 % pour le parc 100 % électrique). Il pourrait être multiplié par un facteur supérieur à 4 d'ici 2030 dans le scénario des politiques déclarées (STEP) de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). L'électrification des véhicules a permis d'économiser 1 Mb/j de carburants pétroliers en 2023, cette économie devrait atteindre 6 Mb/j en 2030 selon l'AIE⁴.

4. Oil 2024, AIE, juin 2024 ; World Energy Outlook 2024, AIE, 2024.

Graphique 4. Flux de pétrole et de gaz naturel



Source : © IFP School, 2024.

À l'avenir, l'augmentation des consommations devrait venir essentiellement des pays émergents. Le principal secteur concerné est celui de la pétrochimie, suivi par celui des transports. C'est dans ce dernier que l'on observe une croissance particulièrement forte de la demande en Inde, tandis que la Chine fait exception en raison de la montée très rapide de l'électrification de ses véhicules. La demande des pays de l'OCDE devrait poursuivre son déclin, avec les efforts d'efficacité énergétique et l'électrification des parcs automobiles, évolutions soutenues par des réglementations et des politiques incitatives (*Green Deal* en Europe, *Inflation Reduction Act* aux États-Unis).

À court terme

La croissance de la demande mondiale devrait se poursuivre à un rythme cependant moins rapide que par le passé⁵, avec le ralentissement de la croissance économique – et donc des consommations en Chine – et le déclin des consommations dans les pays développés.

Du côté de l'offre, la reprise des investissements citée précédemment conduit à une augmentation des capacités de production en Amérique latine (Brésil, Guyana, Suriname), au Canada, aux États-Unis et au Moyen-Orient (Irak et Émirats arabes unis).

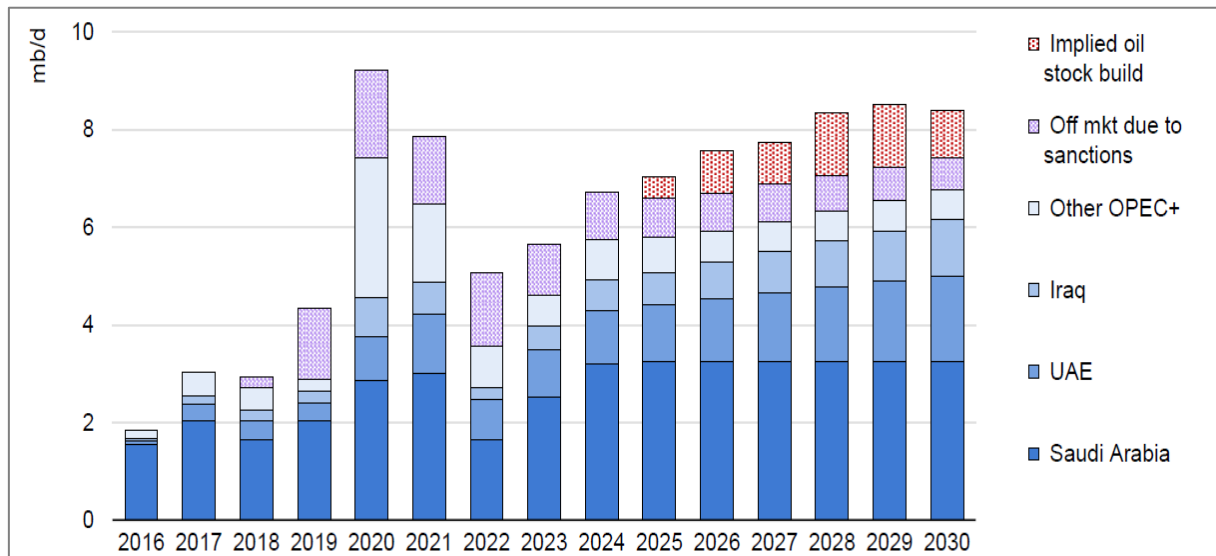
Le rythme de cette augmentation génère un (quasi-) consensus sur le maintien d'un surplus d'offre jusque vers 2030. Il devrait se traduire par une hausse des excédents de capacité de production de l'OPEP+ (cf. Graphique 5). Compte tenu des tensions actuelles au sein de l'Organisation, un éclatement n'est pas à exclure.

Ces prévisions sont cependant fragiles. Par exemple, du côté de la demande, en dehors de la Chine, on observe un ralentissement non anticipé de la progression des ventes de véhicules électriques. Du côté de l'offre, le président élu Trump dit vouloir encourager la production domestique. Le gouvernement fédéral détient effectivement des droits miniers. En mer, les délais de mise en exploitation ne permettent pas d'évolutions rapides. Pour les pétroles non conventionnels, l'administration peut ouvrir l'accès à des terrains tels que ceux du sous-bassin Delaware (bassin permien au Nouveau-Mexique), zone très prolifique. Cependant les surfaces sont limitées et les spécialistes considèrent que leur exploitation risque de se substituer à d'autres plutôt que s'y ajouter. Il est donc peu probable que les perspectives de croissance des productions soient significativement modifiées. Cependant, il n'est pas impossible que l'administration Trump impose une meilleure efficacité des sanctions contre l'Iran dont la production pourrait alors être amputée de 1 Mb/j. Les mesures prises contre sa flotte « fantôme » devraient également limiter les exportations de la Russie. Les États-Unis ont annoncé⁶ le 10 janvier 2025 de nouvelles sanctions contre celle-ci, ciblant GazpromNeft et Surgutneftegas, des assureurs, des négociants et doublant le nombre de tankers visés, nombre ainsi porté à 135. Ces nouvelles mesures pourraient entraîner une baisse des exportations russes, estimée entre 300 000 et 800 000 b/j par Citi.

Compte tenu des tensions actuelles au sein de l'OPEP, un éclatement n'est pas à exclure

5. L'augmentation des consommations était de +2 Mb/j en 2023 et de +0,9 Mb/j en 2024. Pour 2025, elle est prévue à 1,1 Mb/j par l'AIE et à 1,3 Mb/j par l'EIA.

5. Source : IFPEN, TB du 13 janvier 2025.

Graphique 5. Excédents de capacité de production de l'OPEP+

Source : AIE (Oil 2024, juin 2024).

À moyen et long termes, des scénarios qui divergent

De nombreux organismes et entreprises publient des scénarios relatifs aux évolutions futures du mix énergétique. Parmi ceux-ci figure le plus souvent un scénario tendanciel, *Stated Policies* pour l'AIE, *Trends* pour TotalEnergies, *Current Trajectory* pour BP, *2,0 DE* ou *2,2 DE* pour Rystad. Pour Shell et pour le Conseil mondial de l'énergie (CME), la dénomination du scénario tendanciel a récemment évolué pour mettre en avant la montée du protectionnisme et des comportements du « chacun pour soi ». Il se nomme ainsi Archipelagos pour Shell (2023) et Rock pour le CME (2024). Ces scénarios font tous apparaître une baisse des consommations d'énergie fossile et en particulier de pétrole dans les années 2030. Elle est due à un développement rapide des énergies renouvelables et de l'électrification des véhicules automobiles. La demande pétrolière en 2050 varie selon ces scénarios de 80 à 93 Mb/j. Cette baisse est cependant insuffisante pour obtenir une limitation du réchauffement climatique bien en dessous des 2 °C.

Sont donc définis des scénarios impliquant des politiques publiques très volontaristes, appelés par exemple *Net Zero* pour l'AIE et pour BP. La baisse de la demande de pétrole serait alors beaucoup plus marquée. Il convient cependant de faire une remarque. Le CME avait jusqu'en 2019, comme l'ensemble des organismes cités ici, un scénario *Unfinished Symphony* compatible avec l'accord de Paris. Il supposait une coopération internationale pour lutter contre le changement climatique. Il a été abandonné dans l'édition 2024 compte tenu des événements géopolitiques récents rendant peu probable une telle hypothèse. Cette remarque est à rapprocher du fait que le scénario *Trends* de TotalEnergies de 2024 fait intervenir un « pic » de la demande

postérieur à la date prévue lors des éditions antérieures⁷, soulignant les difficultés de coordination internationale mises en lumière par les résultats de la COP29 de Bakou⁸. On peut également remarquer que les communications de l'AIE mettent moins que précédemment l'accent sur le scénario *Net Zero*. Une lettre ouverte du Congrès américain à l'AIE a d'ailleurs rappelé à cet organisme qu'il a été créé principalement pour répondre à des préoccupations de sécurité énergétique⁹ et non pour intervenir sur des questions liées à la transition énergétique. Des scénarios intermédiaires entre un tendanciel et un scénario de type *Net Zero* sont le plus souvent construits, tels que celui de l'AIE, *Announced Pledges*. Celui-ci suppose que tous les États qui ont pris des engagements en faveur d'une baisse des émissions de gaz à effet de serre les tiendront. Dans ces scénarios intermédiaires, la demande de pétrole s'établit entre 54 et 70 Mb/j en 2050. Pour les organismes que nous venons de citer, implicitement ou explicitement, il y a une très faible probabilité que les consommations pétrolières soient supérieures à 90 Mb/j en 2050.

Il convient de remarquer que d'autres considèrent au contraire comme très peu probable une diminution de la demande avant 2050. Les projections d'ExxonMobil¹⁰ correspondent à une demande en pétrole en plateau après 2030, et donc supérieure en 2050 à celle de 2024. Le scénario de référence de l'EIA fait intervenir une augmentation de la demande de combustibles liquides passant de 100 Mb/j en 2023 à 121,5 Mb/j, ce qui nécessite une augmentation de la production de pétrole brut de 0,5 % par an sur la période (+ 1,6 % par an pour les autres liquides). Plusieurs scénarios sont analysés mais aucun ne suppose une baisse de la demande en carburants et combustibles liquides. Enfin, le scénario central de l'OPEP voit la demande de pétrole proprement dite s'établir à 120 Mb/j en 2050 (contre 102 en 2023). Dans un scénario « bas » elle serait à peu près stable voire en légère diminution à long terme, tandis qu'elle atteindrait dans un scénario « haut » 127 Mb/j en 2050.

Ce tour d'horizon illustre les divergences entre les différentes analyses et les incertitudes concernant les moyen et long termes. Si l'on écarte les scénarios qui paraissent de très faible probabilité, l'éventail des valeurs possibles du volume de la demande en 2050 est encore très large, de 55 à 120 Mb/j.

Dans ces scénarios intermédiaires, la demande de pétrole s'établit entre 54 et 70 Mb/j en 2050

7. Un article des *Échos* du 5 novembre 2024 a pour titre « TotalEnergies voit encore s'éloigner le pic de la consommation de pétrole ».

7. Contrairement à la COP28 de Dubaï, le communiqué final ne fait aucunement mention de la sortie des énergies fossiles.

9. « Open Letter of Inquiry from the U.S. Congress to the IEA », 20 mars 2024.

10. ExxonMobil fait état de « projections » et tout en reconnaissant l'ampleur des incertitudes ne définit pas de scénarios alternatifs.

La disponibilité des ressources et les prix

Si la demande pétrolière est en diminution significative (scénarios *Net Zero* ou intermédiaires), la question de la disponibilité des ressources ne devrait pas se poser et les prix devraient rester modérés. Le pouvoir de marché de l'OPEP serait ainsi limité, ce qui risque de mettre à mal la cohésion de l'Organisation.

Dans le cas contraire la question des ressources ne peut pas être éludée. En effet, le volume des nouvelles découvertes de pétrole conventionnel est, chaque année, très nettement inférieur aux consommations (en moyenne, moins du tiers de ces dernières). La production mondiale de pétrole conventionnel plafonne depuis 2006 environ, il est très peu probable qu'elle puisse être augmentée. Malgré les développements récents tels que ceux de l'Amérique du Sud (Brésil, Guyana), et sauf imprévu comme l'émergence de nouveaux concepts géologiques¹¹, elle risque au contraire de décroître. Limiter sa diminution demandera de lourds investissements compte tenu du déclin naturel du débit des gisements actuellement en production (de l'ordre de 5 à 6 % par an). De plus, les délais de mise en production sont élevés, particulièrement en mer où se trouvent les trois quarts des nouvelles découvertes.

Quant aux pétroles non conventionnels de l'Amérique du Nord, leur développement sera vraisemblablement limité. Il y a un consensus sur un déclin des productions inéluctable à partir de 2030 ou 2035 alors que les zones les plus favorables seront épuisées. La poursuite des progrès techniques rend cependant les prévisions difficiles. Ainsi les scénarios de l'EIA donnent une très large fourchette pour la production des États-

Unis en 2050, de 13 à 29 Mb/j (les valeurs basses de la fourchette pourraient être liées à la disponibilité des ressources mais surtout à des prix bas).

Jusqu'en 2030-2035, ces pétroles non conventionnels, tout comme les biocarburants, devraient pouvoir jouer un rôle de producteur d'appoint et de régulateur des prix. Les décisions de forage et de fracturation sont très sensibles aux prix, et les variations de la production suivent rapidement les variations de l'activité de forage¹². Novilab donne un exemple d'éléments

constituant une courbe d'offre du Midland (partie du bassin permien du Texas, le plus prolifique). Sur les 25 000 localisations d'exploitation possibles recensées, 10 000 seraient rentables à 60 \$/b, 15 000 à 70 \$/b et 20 000 à 90 \$/b.

Au-delà de 2035, la satisfaction de la demande risque de passer par un appel accru à la production des pays de l'OPEP+, restaurant ainsi leur pouvoir de marché. Un choc

**Il y a un consensus sur
un déclin des
productions inéluctable
à partir de 2030 ou
2035**

11. Tel que celui des pétroles profondément enfouis. La découverte de Jack dans le golfe du Mexique en 2006, a ouvert de nouvelles perspectives avec par exemple le développement des gisements antésalifères du Brésil.

12. Sources : EIA, Novilab.

pétrolier n'est pas à exclure. La probabilité en est naturellement d'autant plus forte que les consommations seront élevées.

Une demande croissant au-delà de 2030 et dont la trajectoire serait orientée vers une consommation de 120 Mb/j en 2050 se heurtera vraisemblablement à une insuffisance des capacités de production. Il s'ensuivrait alors une montée des prix, voire un choc pétrolier tel que les consommations en seront fortement affectées. Il est difficile de parler d'insuffisance des ressources pétrolières. Par exemple, au niveau mondial, le potentiel des gisements compacts est très important mais leur mise en exploitation ne peut se faire qu'avec des prix sensiblement plus élevés que ceux d'aujourd'hui. Selon Rystad, un scénario conduisant à une demande de 96 Mb/j en 2050 pourrait se réaliser seulement avec des prix supérieurs à 150 \$/b.

Ainsi, si les politiques publiques, l'évolution des comportements et les progrès techniques n'ont pas un effet suffisant pour réduire les consommations, ce sera la montée des prix qui sera le moteur de la nécessaire compression de la demande. Pour les pays consommateurs, il serait naturellement préférable que l'élévation des prix soit obtenue par la mise en place d'un programme de progression des prix du carbone plutôt que par un choc pétrolier très dommageable pour la plupart des parties. Une telle mesure relative au prix du carbone est préconisée de longue date par la plupart des économistes. Elle est malheureusement politiquement difficile à mettre en place comme l'ont montré les manifestations des Gilets jaunes.

**Il est difficile de
parler d'insuffisance
des ressources
pétrolières**

Conclusion et perspectives

Le marché pétrolier a évolué très rapidement ces toutes dernières années. Il y a deux ans, les pays de l'OPEP+ avaient repris le contrôle du marché pétrolier. La demande continuait à croître régulièrement. La baisse des investissements en exploration/production pouvait faire craindre une insuffisance de capacités de production, d'où un risque de montée significative des prix, voire un choc pétrolier.

Dans un contexte géopolitique tendu, et avec des économies chinoises et mondiales ralenties, la croissance de la demande s'est affaiblie. Les compagnies pétrolières internationales ont renforcé leurs investissements dans l'amont. Ce rebond s'est accompagné d'une poursuite des progrès techniques en particulier aux États-Unis qui ont acquis un leadership sur le marché pétrolier et gazier mondial. L'OPEP+ cherche à maintenir un certain contrôle du marché mais les tensions internes sont croissantes.

À court terme, ces tendances lourdes devraient se poursuivre. Moindre croissance de la demande et augmentation des capacités de production non-OPEP+ conduisent au maintien d'un surplus de production d'ici 2030. Dans ce contexte, une crise de l'OPEP comparable à celle de 2014 n'est pas exclue. Le baril retombé aux alentours des 70-75 \$/b,

malgré les crises, et ces surplus d'offre, permettent d'envisager un tampon important en cas de choc géopolitique, comme entre Israël et l'Iran.

À moyen et long termes, les perspectives sont très divergentes. Selon les scénarios *Net Zero Emissions* qui impliquent des politiques publiques très volontaristes, la demande pétrolière pourrait diminuer fortement à échéance de 2050. On peut cependant s'interroger sur le réalisme de ces scénarios dans le contexte de la crise de la gouvernance mondiale que l'on constate COP après COP. Les autres scénarios développés prévoient une baisse limitée de la demande à cette échéance, voire une augmentation pour atteindre 120 Mb/j en 2050. L'équilibre du marché pétrolier représente un défi pour ces scénarios très probables. En effet ils impliquent des niveaux élevés d'investissements. Par ailleurs la poursuite de la production de pétroles non conventionnels notamment aux États-Unis nécessite un niveau de prix élevé. Les pays de l'OPEP+ pourraient reprendre le contrôle du marché et imposer le maintien de prix élevés indispensables pour assurer leur développement économique dans le contexte de la transition énergétique. Le monde pourrait à nouveau être confronté à un choc pétrolier.

Olivier Appert a été président-directeur général d'IFP Énergies nouvelles de 2003 à 2015, du Conseil français de l'Énergie, Comité français du Conseil mondial de l'Énergie de 2010 à 2018 et de France Brevets de 2016 à 2023. Il est membre de l'Académie des Technologies et conseiller du Centre énergie et climat de l'Ifri.

Denis Babusiaux est enseignant et consultant, président du Comité Économie d'EVOLLEN. Il a été directeur du centre Économie et Gestion d'IFP School et directeur de recherche associé à l'IFP.

Comment citer cette publication :

Olivier Appert et Denis Babusiaux, « Pétrole : incertitudes et perspectives divergentes à moyen et long termes », *Briefings de l'Ifri*, Ifri, 30 janvier 2025.

ISBN : 979-10-373-0981-5

Les opinions exprimées dans ce texte n'engagent que la responsabilité des auteurs.

© Tous droits réservés, Ifri, 2025

Couverture : Concept du marché pétrolier et du commerce de l'énergie © Shutterstock.com



27 rue de la Procession
75740 Paris cedex 15 – France

lfri.org

