

La revanche de l'OPEP+ Une crise pétrolière se profile-t-elle à moyen terme ?

Olivier APPERT
Denis BABUSIAUX

► Points clés

- La transition énergétique risque d'être accompagnée de prix très élevés du pétrole car la demande en tendance encore haussière se heurtera à une évolution de l'offre sous tensions non pas du fait d'une absence de ressources, mais d'une insuffisance des investissements qui ne permettront pas de compenser le déclin naturel des gisements existants.
- Les *majors* européennes vont réduire leurs investissements encore plus fortement et céder des actifs, tandis que seules les entreprises nationales, ou de petits producteurs, vont encore les accroître pour augmenter leur production. Il s'ensuit une montée en puissance du contrôle des pays producteurs sur le marché pétrolier avec les enjeux géopolitiques liés.
- Un choc durable des prix se profile, qui peut provoquer de l'instabilité, des tensions sociales et de l'inflation. Un retour de l'Iran sur les marchés apaiserait un peu les tensions actuelles, mais n'infléchirait pas cette dynamique structurelle.

Introduction

Le monde est-il entré dans une crise durable des prix du pétrole ? Le cours du baril avoisine les 100 dollars (\$), la demande a rebondi plus vite que l'offre malgré les paliers de progression supplémentaires de + 400 000 barils/jour (b/j) actés par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) en alliance avec d'autres producteurs dont la Russie (dite OPEP+) tous les mois. Si la production nord-américaine repart à la hausse, certains producteurs de l'OPEP+ font preuve de perturbations durables et ont des difficultés à atteindre leurs quotas. Et les tensions géopolitiques se renforcent autour de la Russie, de Taïwan et au Moyen-Orient.

La neutralité carbone dite ZEN (Zéro Émission Nette) est un objectif que se fixe un nombre croissant d'États dans le contexte de la transition énergétique, sans souvent s'interroger au préalable sur les moyens de l'atteindre. Le Japon et la Corée ont adhéré à cet objectif en 2021. L'Union européenne (UE) vient de renforcer ses engagements pour 2030 et les États-Unis ont aussi renforcé leur contribution nationale déterminée. La Chine et la Russie s'engagent pour une neutralité carbone à échéance 2060 et le débat progresse aux États-Unis. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) a détaillé dans un récent rapport les moyens pour atteindre cette neutralité carbone en 2050¹. Les conditions sont drastiques et pour certaines irréalistes. C'est une véritable révolution.

La consommation d'énergie devrait baisser dès maintenant. Les énergies renouvelables représenteraient les deux-tiers du mix énergétique tandis que la part des fossiles chuterait à un peu plus de 20 % (contre 80 % aujourd'hui). Le nucléaire devrait voir sa part passer de 5 % à 11 %. En 2050, 7,6 gigatonnes (Gt) de dioxyde de carbone (CO₂) devraient être stockées dans le sous-sol. Le mix énergétique serait massivement électrifié : les investissements dans le secteur devraient être triplés. Enfin, ce scénario prévoyait un arrêt dès 2021 de l'approbation du développement des nouveaux champs pétroliers et gaziers, ce qui présupposait une baisse significative de la demande.

Avec la forte hausse des prix du pétrole et l'inflation qui menace de devenir structurelle, la question de fond est de savoir si la transition énergétique, qui a besoin de prix des énergies fossiles élevés mais néanmoins limités et progressifs, n'est pas en train de provoquer un choc des prix structurel qui, finalement, lui nuirait du fait d'une déstabilisation des économies.

1. *World Energy Outlook 2021*, Paris, Agence internationale de l'énergie, disponible sur : www.iea.org.

Les implications du scénario ZEN face aux réalités des systèmes énergétiques et du taux de déclin de la production

Les entreprises pétrolières sont sous pression pour accélérer leur sortie du pétrole, voire même du gaz. Les organisations non gouvernementales (ONG) mettent en avant l'impératif de réduire au plus tôt la consommation de pétrole et donc sa production. Cette pression est relayée par une vingtaine des gouvernements (dont la France) qui ont décidé lors de la COP26 (Conférence of Parties) de supprimer à terme rapproché toute aide à l'export pour des projets d'exploitation pétrolière ou gazière. La pression vient aussi des milieux financiers qui s'interrogent sur leurs engagements dans ce domaine. Il est significatif que Black Rock, le plus important gestionnaire d'actifs au monde avec un encours d'environ 10 000 milliards de dollars s'est engagé à adopter les standards de responsabilité sociale, environnementale et de gouvernance (RSE) dans ses investissements. La montée de la valeur en Bourse de Tesla est significative. Autre exemple symbolique : NextEra, fournisseur américain d'énergie éolienne et photovoltaïque, avait en octobre 2010 une capitalisation boursière de 23 milliards de dollars ; elle est passée en octobre 2020 à 148 milliards, dépassant celle d'ExxonMobil, qui, elle, chutait de 328 à 146 milliards (mais a maintenant retrouvé ses niveaux antérieurs).

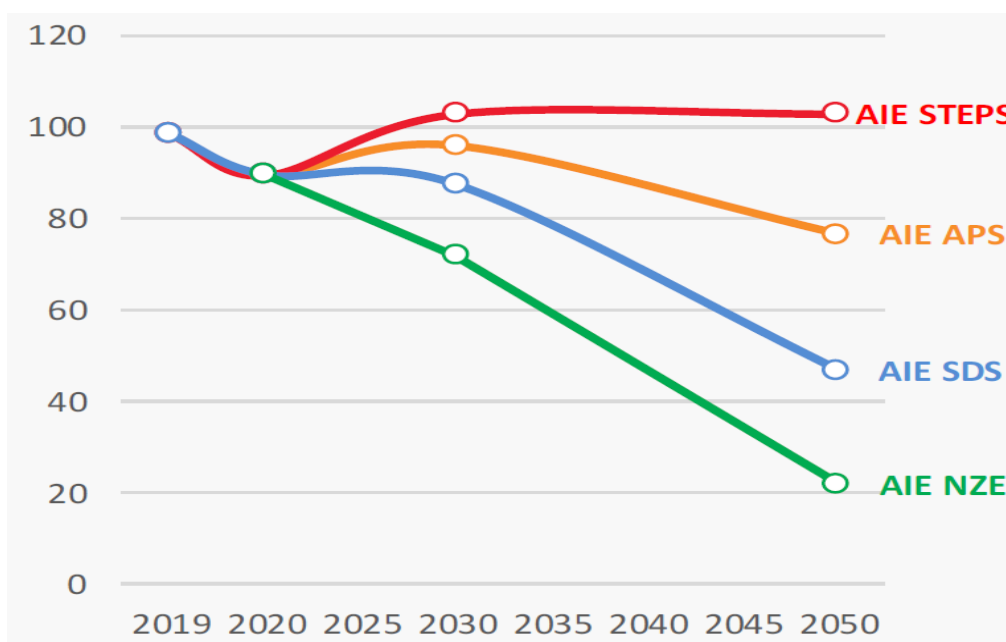
Si la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre (EGS) fait consensus, la baisse de la demande de pétrole reste un défi. Par exemple, dans le secteur des transports routiers, le scénario ZEN de l'AIE suppose un arrêt complet, au niveau mondial, des ventes de véhicules à moteurs thermiques à partir de 2035 (objectif en discussion à Bruxelles pour l'UE mais qui est sensible). Même si les ventes de véhicules électriques augmentent rapidement, en particulier dans les pays de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), dans nombre de pays (dont l'Inde et ceux de l'Asie du Sud-Est) les incitations par des politiques publiques sont limitées, et réduire l'écart de prix entre motorisations électriques et thermiques prendra du temps. Ainsi, le scénario « transition énergétique » de Bloomberg New Energy Finance² table sur une diminution de la consommation de produits pétroliers de 21 millions de b/j d'ici 2050 grâce à la pénétration de l'électricité mais cette consommation serait encore de l'ordre de 25 millions de b/j alors qu'elle devrait être nulle pour atteindre la neutralité carbone. La multiplication du nombre de scénarios construits par l'AIE donne d'ailleurs une indication sur les défis du scénario ZEN. On peut également remarquer que l'Energy Information Administration (EIA) du Department of Energy américain estime que sur la base des politiques actuellement actées, il n'y a pas de diminution de la demande pétrolière avant

La baisse de la
demande de pétrole
reste un défi

2. *Electric Vehicle Outlook 2021*, Bloomberg NEF, disponible sur : <https://about.bnef.com>.

2050³. Quant à l'OPEP (2021), son scénario de référence affiche une progression de la demande jusqu'en 2035 (principalement tirée par le secteur du transport), suivie d'un plateau à 108 millions de b/j⁴.

Schéma 1 : Demande pétrolière selon les différents scénarios de l'AIE en millions de b/j, 2019-2050



Légende : STEPS : Stated Energy Policies, APS : Announced Pledges, SDS : Sustainable Development, NZE : Net Zero Emissions.

Source : IFPEN d'après l'AIE (2021).

Sauf accident majeur comme celui de la pandémie de Covid-19, la demande devrait continuer à progresser avant une éventuelle décroissance. Or, la baisse des investissements pétroliers aura un impact rapide sur le niveau de production.

En effet pour tout gisement pétrolier, la production est en déclin après un « plateau ». Celui-ci peut être long pour les gros gisements. Il est réduit, voire inexistant lorsque l'optimisation économique conduit à maximiser la production des premières années, c'est particulièrement vrai pour les productions en mer. Ce déclin peut être ralenti par le forage de puits supplémentaires ou le recours à des techniques de récupération assistée. L'estimation d'un taux moyen de déclin de la production mondiale en l'absence de nouveaux investissements est délicate. Il est en augmentation compte tenu du nombre croissant de petits gisements mis en production et du nombre de gisements en phase de déclin. Des valeurs souvent citées sont de 5 à 6 % par an. Même si la consommation

3. *International Energy Outlook 2021*, Energy Information Administration, disponible sur : www.eia.gov.

4. *2021: World Oil Outlook 2045*, Organization of Petroleum Exporting Countries, disponible sur : www.opec.org.

commence à diminuer vers 2025 ou 2030, il est très probable que d'importants investissements soient indispensables dans l'amont pétrolier pour compenser le déclin des gisements actuellement en production ou en développement. Le niveau adéquat est cependant particulièrement difficile à définir : d'un côté une insuffisance de l'offre peut conduire à un choc pétrolier, de l'autre des réserves resteront probablement en terre avec la baisse de la demande qui devrait résulter de la lutte contre le changement climatique.

Si les politiques publiques, les percées technologiques et l'évolution du comportement des consommateurs conduisent effectivement à une baisse de la demande pétrolière dans les pays de l'OCDE, des volumes importants de réserves risquent de rester inexploités. L'industrie privilégie déjà l'exploitation des ressources les moins chères et les moins polluantes. De nombreuses sociétés pétrolières ont donc comptabilisé des provisions pour dépréciation d'actifs, dont Chevron, ENI, Shell et TotalEnergies. Pour cette dernière, ce sont principalement les actifs canadiens correspondant aux sables bitumineux qui sont concernés, leur exploitation étant particulièrement consommatrice d'énergie. Le montant total des dépréciations de l'industrie a été estimé par l'AIE à une cinquantaine de milliards de dollars, représentant une quinzaine de pourcents des actifs totaux⁵. Ces dépréciations étaient sans doute inévitables, leur comptabilisation a été accélérée par les effets de la crise sanitaire.

La baisse des investissements pétroliers aura un impact rapide sur le niveau de production

Ce contexte conduit les compagnies pétrolières à réduire leurs investissements en amont afin d'éviter des coûts échoués et de répondre aux attentes de certains de leurs actionnaires. D'ores et déjà, ces investissements ont baissé à cause de l'effondrement des prix en 2014 passant de 884 à 378 milliards de dollars par an⁶. Cette baisse des investissements aura rapidement un impact sur le niveau de la production alors que la demande devrait continuer à croître (sauf maintien très élevé des prix qui pèseraient quand même sur la demande dans les pays émergents et accéléreraient le déclin dans l'OCDE) et n'amorce pas le déclin qu'appelle de ses vœux l'AIE dans son scénario ZEN. Cela pourrait conduire à un choc pétrolier dans les années à venir. Les *majors* européennes se sont donné pour objectifs de devenir des entreprises multi-énergies pour valoriser en dehors de leurs métiers de départ leur savoir-faire dans la conduite de grands projets comme l'éolien *offshore*, en particulier à l'international.

5. *World Energy Outlook 2020*, Paris, Agence internationale de l'énergie, disponible sur : www.iea.org.

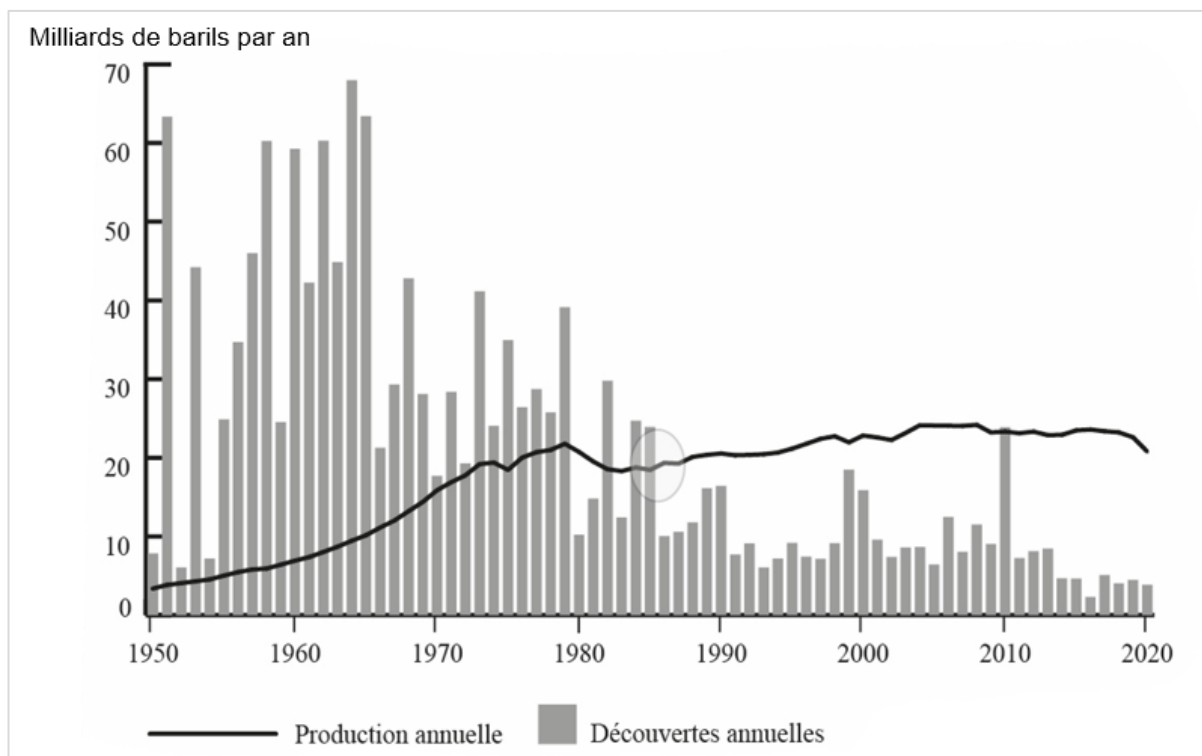
6. Voir le schéma 3 ci-après.

La production marginale mondiale de pétrole est non conventionnelle et de plus petite taille

Depuis le premier choc pétrolier, la hausse de la demande de pétrole a été assurée par des investissements massifs dans de nouvelles ressources notamment en *offshore* mais aussi de « ressources non conventionnelles » telles que les sables bitumineux du Canada, le pétrole extra-lourd du Venezuela ou le pétrole de schiste aux États-Unis. Grâce à ces investissements, les réserves pétrolières ont fortement augmenté, permettant de répondre à la croissance de la demande.

Ce sont ces nouvelles ressources, et principalement à partir de 2010 celles des pétroles de schiste américains, qui ont permis de pallier le plafonnement à partir de 2005 et le déclin à partir de 2010 de la production de pétroles conventionnels. Les volumes de nouvelles découvertes de pétrole conventionnel sont, depuis de nombreuses années, en diminution et les quantités correspondantes, en moyenne sur les dix dernières années, compensent à peine le quart des quantités consommées. Ceci est illustré par le schéma 2, en remarquant de plus que les découvertes d'hydrocarbures (pétrole et gaz) de 2021 représentent moins de la moitié de celles de 2020. Cette baisse s'accompagne d'une baisse très significative de la taille moyenne des gisements découverts.

Schéma 2 : Nouvelles découvertes et production annuelle de pétrole conventionnel



Source : M. Auzanneau et H. Chauvin, Pétrole. Le déclin est proche, Paris, Le Seuil, 2021 (d'après Rystad).

Ces évolutions sont naturellement liées au fait que les plus gros gisements et les plus faciles d'accès ont maintenant été découverts. Elles peuvent cependant être expliquées en partie par la baisse d'activité des opérateurs. Le volume actuel des réserves peut ne pas poser de problèmes majeurs si la demande peut être réduite conformément aux scénarios ZEN ou SDS. Dans le cas contraire se posera la question de l'adéquation de l'offre à la demande et donc des investissements nécessaires.

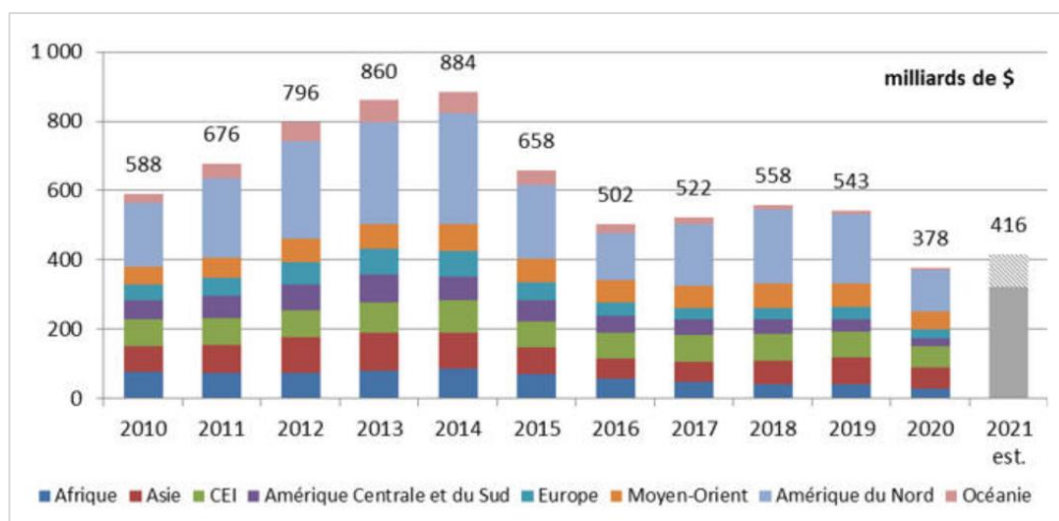
Depuis 2014, les investissements dans l'amont pétroliers ont été divisés par deux. La première explication a été la baisse des prix de 2014, dans un contexte où prévalait une impression d'abondance créée par la forte croissance des productions de pétrole de schistes américains.

Cependant, sont aussi en cause les freins à la production d'énergie fossile mentionnés ci-dessus : les entreprises sont conduites à la prudence pour faire face aux incertitudes, amplifiées par la crise sanitaire, et éviter le risque de développer des actifs qui ne pourront pas être rentabilisés en cas de baisse de la demande (*stranded assets*). L'industrie est amenée à privilégier les investissements à cycle court (dans les huiles de schistes) et les projets à faible coût de production qui seront les plus robustes. Elle a sensiblement diminué les seuils de rentabilité exigés pour valider un projet (prix du brut assurant la rentabilité des projets). Plusieurs opérateurs citent des seuils abaissés à 25 \$/b. Les conséquences de la pandémie sur les consommations et les prix ont conduit à une nouvelle chute des investissements en 2020 (cf. schéma 3). La quasi-totalité des opérateurs y a participé.

La baisse des investissements pétroliers en 2020 et 2021 dans le contexte de la pandémie aura à l'évidence un impact significatif.

Depuis 2014, les investissements dans l'amont pétroliers ont été divisés par deux

Schéma 3 : Investissements dans l'amont pétrolier



Source : IFPEN.

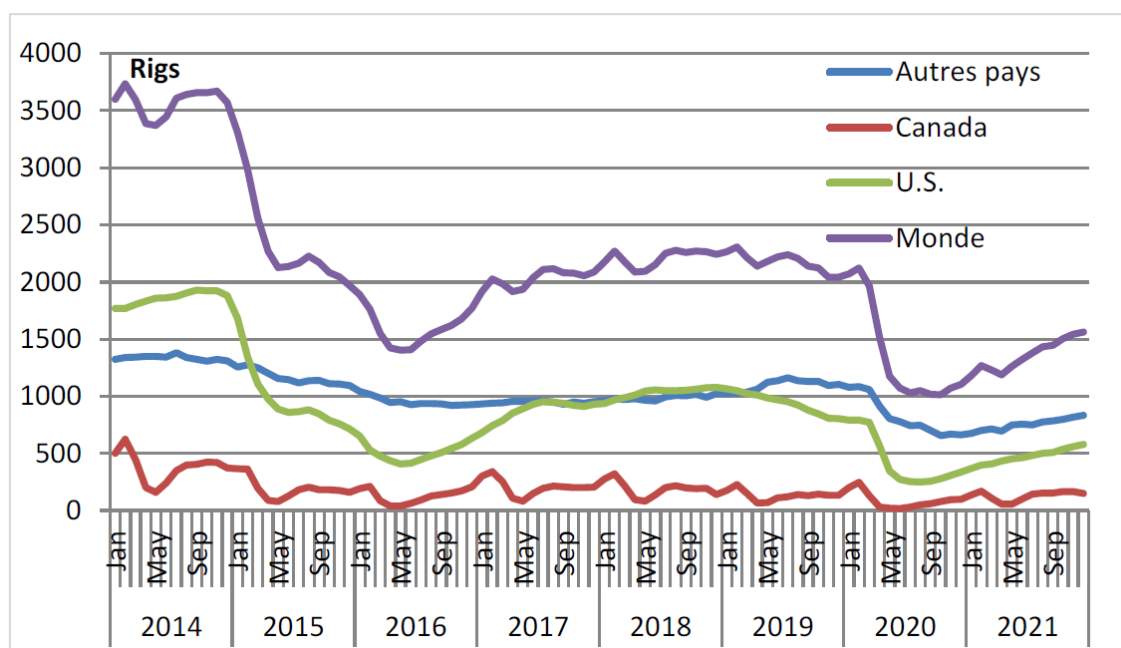
L'abaissement des seuils de rentabilité conduit naturellement à une diminution de l'attractivité de bon nombre de prospects, en particulier en *offshore*. Un exemple en est donné par la division par quatre du prix de vente des licences en mer du Brésil (attribuées principalement à TotalEnergies et Shell).

L'activité de forage a ainsi été sensiblement réduite comme le montre le schéma 4, et reste à un très bas niveau malgré une certaine reprise en 2021, ce qui signifie que les développements de capacités sont également à bas niveau.

Indicateur complémentaire, selon Rystad, les surfaces de domaine minier acquises par les compagnies internationales ont été divisées par 2 entre 2019 et 2020 (celles de 2021 sont voisines de celles de 2020), Rystad mentionne également une division par deux du nombre de décisions finales d'investissement prises par les opérateurs en mer du Nord norvégienne et britannique.

Dès 2018, l'AIE mentionnait un risque d'insuffisance de l'offre, « *supply crunch* », engendrée par des niveaux d'investissement trop faibles. La stagnation et le déclin de la production de pétrole conventionnel mentionnés ci-dessus avaient été masqués par le développement des pétroles de formations compactes américains, puis en 2020, par la baisse des consommations liées à la pandémie. La situation s'est nettement dégradée depuis. Si la hausse des prix du premier trimestre 2022 peut inciter les opérateurs à une reprise de leurs activités, il ne fait pas oublier qu'il faut, pour la plupart des pétroles conventionnels plusieurs années entre une décision d'investissement et l'extraction des premiers barils. Les productions de pétrole de schistes sont plus réactives.

Schéma 4 : Appareils de forage en activité



Source : IFPEN d'après Baker Hughes.

Les montants d'investissement par puits y sont faibles. Les mises en production sont rapides et peuvent être réalisées en quelques mois. Cependant, la production cumulée par puits est faible, nettement inférieure (dans un rapport de 10 à 100 fois) à celle des puits de pétrole conventionnels et en particulier à celle des puits en mer. De plus, le déclin de la production est très rapide, plus de la moitié de la production totale d'un puits est obtenue au cours des deux premières années. L'exploitation d'une zone demande donc le forage d'un grand nombre de puits.

Les coûts de production, très variables d'une zone à l'autre, ont fortement diminué au cours de la décennie passée grâce au progrès technique, à la standardisation des matériels, à l'apprentissage et, après 2015, à la baisse des tarifs des sociétés de services parapétroliers. Ces caractéristiques (déclin rapide et délais réduits de mise en production) conduisent, malgré quelques inerties, à une sensibilité au prix de l'activité de forage et donc de la production des gisements compacts très supérieure à celle des autres types de gisements, conventionnels ou non.

Aujourd'hui, l'industrie du schiste, déjà touchée par la baisse des prix de 2014 (près de 150 faillites enregistrées en 2016), est sinistrée en raison de la chute des prix de 2020. Les faillites se comptent à nouveau en dizaines parmi les producteurs indépendants et les sociétés de services parapétroliers. Le cumul des nombres de faillites depuis 2015 dépasse les 500. Au premier semestre 2020, on a assisté à une forte chute du nombre d'appareils de forage en activité (passé de 700 à moins de 200), à des fermetures de puits et à une baisse de production de 2 millions de b/j entre mars et mai 2020. La reprise depuis juillet 2020 est significative mais nettement moins rapide que ce que l'on pouvait prévoir compte tenu de la sensibilité aux prix observée précédemment. En effet, de lourdes pertes ont été enregistrées et l'accès aux financements s'est restreint. Les acteurs sont donc plus prudents que lors de la phase de développement rapide, ils ont en général remplacé leurs objectifs de croissance en volume par des objectifs de rentabilité et de limitation des risques. Notons au passage une restructuration avec une diminution du nombre de petits indépendants au profit des *majors*.

À moyen terme, les incertitudes sur le potentiel de production sont très élevées. Ces incertitudes sont d'ordre géologiques et techniques, leurs accumulations sont en effet très hétérogènes. Elles sont également d'ordre économique, en lien avec le prix du pétrole et les conditions de financement, et d'ordre politique : l'administration américaine sous la présidence de Donald Trump avait assoupli les réglementations environnementales, qui peuvent redevenir plus restrictives sous la présidence de Joe Biden. L'ensemble de ces incertitudes explique l'écart entre les valeurs des scénarios haut et bas de la production américaine de l'EIA⁷, qui pour 2030-2035 vont de 13 à 27 millions de b/j, LGN (liquides de gaz naturel) inclus. Le scénario de référence table sur une croissance jusqu'en 2030 à 20 millions de b/j (soit 14 Mb/j hors LGN), suivie d'un plateau puis d'un léger déclin.

7. World Energy Outlook 2021, op. cit.

À l'heure actuelle, on observe un rebond de la croissance économique et donc des consommations de produits pétroliers plus rapide que ce qui était généralement prévu. D'après l'AIE, elle devrait retrouver en 2022 le niveau de 2019 malgré une poursuite du télétravail et les difficultés du secteur aérien. Pour répondre à la demande, les pays de l'OPEP+, (les pays de l'OPEP et une dizaine de pays producteurs non-OPEP dont la Russie)

Un rebond de la croissance économique et des consommations de produits pétroliers plus rapide que prévu

ont défini un programme de relâchement de leurs quotas de production, quotas mis en place en 2020 pour limiter la chute des prix provoquée par la pandémie. Cependant, à l'exception de quelques pays du Moyen-Orient dont l'Arabie Saoudite, la plupart des pays producteurs rencontrent des difficultés à augmenter leurs productions en raison de problèmes de financement liés à la chute de leurs revenus en 2020, de problèmes techniques et de maintenance parfois en partie dus au Covid (Irak,

Nigeria, Angola, Malaisie, Azerbaïdjan, Kazakhstan, Gabon) ou politiques (Venezuela, Libye), tandis que les sanctions occidentales limitent les exportations de l'Iran et les moyens techniques de la Russie qui doit orienter ses développements vers des zones plus difficiles. Ainsi, au début de l'année 2022, l'OPEP+ produit 800 000 b/j de moins que son objectif.

Perspectives : l'OPEP+ renforcée, le marché de plus en plus volatile et fragile, un choc est possible

À court terme, l'EIA⁸ comme l'AIE sont optimistes sur les augmentations de production aux États-Unis (voir ci-dessus), au Canada, au Brésil en Arabie Saoudite, et aux Émirats Arabes Unis. Par contre, une augmentation de production de l'Arabie Saoudite et des Émirats va conduire à une baisse des capacités excédentaires de l'OPEP, qui pourraient devenir inférieures à 3 millions de b/j. Le franchissement de ce seuil a le plus souvent dans le passé conduit à une forte volatilité des prix. Un consensus sur le risque de montée rapide des cours a par exemple été souligné par Exxon, TotalEnergies et Shell lors du Qatar Economic Forum en juin 2021.

À moyen terme, compte tenu de la déplétion naturelle et des niveaux très bas de développement de nouvelles capacités, un nombre limité de pays semblent capables d'apporter une contribution significative à une hausse de production pour répondre à la demande : les États-Unis d'une part, et quelques pays du Moyen-Orient membres de l'OPEP d'autre part. Enfin, l'autre élément de l'équation est de savoir si la production russe se stabilisera à son niveau actuel (environ 10,5 millions de b/j) ou déclinera rapidement, par exemple sous l'effet de sanctions. Pour éviter une baisse de production, Rosneft et Lukoil ont annoncé une augmentation de 20 % de leurs investissements en

8. *Short Term Energy Outlook*, EIA, janvier 2022, disponible sur : www.eia.gov.

2022, GazpromNeft de 10 %. Les incertitudes sont principalement liées au rythme de développement par Rosneft du projet géant Vostok, proche des côtes de la mer Arctique. Étant donné les incertitudes qui pèsent sur la production des pétroles de schistes, il est donc très probable que l'OPEP+ retrouve un pouvoir de marché qui a semblé, pendant quelques années, limité par le développement de la production américaine.

Le niveau des capacités excédentaires de l'OPEP peut remonter avec de nouveaux investissements comme ceux annoncés par l'ADNOC (Compagnie nationale d'Abou Dhabi) en novembre 2021 pour un montant de 6 milliards de dollars, qui devraient permettre une augmentation de production pour atteindre 5 millions de b/j d'ici 2030. Cependant, compte tenu du faible niveau des capacités excédentaires de l'OPEP et du temps nécessaire aux développements, la situation risque d'être semblable à celle de 2004, avec des capacités de production saturées dans un contexte de hausse généralisée des prix des matières premières.

Dans ce contexte d'offre limitée, si la demande a tendance à se stabiliser dans les pays de l'OCDE (voire à décliner dans la plupart d'entre eux), elle continue à croître dans le reste du monde. On ne peut pas exclure un choc pétrolier. Ce choc pourrait prendre deux formes : un choc « rampant » à l'image de ce qu'on a connu au début du siècle ou un choc « violent » comparable aux chocs pétrolier de 1973 et 1979.

Le marché pétrolier a été confronté à un choc « rampant » entre 2000 et 2008. Les prix du pétrole étaient descendus en décembre 1998 à 10 \$/b par suite de la crise asiatique. Les investissements en exploration/production avaient chuté. Les prix ont remonté régulièrement ensuite pour atteindre 147 \$/b en juillet 2008. La croissance économique mondiale a relancé la demande. C'est en particulier le cas de la Chine qui a quasiment doublé sa consommation sur cette période et triplé le niveau de ses importations compte tenu d'un plafonnement de la production domestique. Dans le même temps, les pays producteurs de l'OPEP ont repris le contrôle du marché, en particulier à la suite de l'arrivée au pouvoir de Chavez au Venezuela. La crise des *subprimes* et la faillite de Lehman Brothers en septembre 2008 ont mis fin à cette flambée.

On se retrouve aujourd'hui dans une situation comparable. La croissance économique mondiale a été forte en 2021 en sortie de la crise Covid. Les marchés restent optimistes sur les perspectives pour les années à venir. La baisse des investissements des *majors* internationales renforce le pouvoir de marché de l'OPEP+ comme on l'a vu ces derniers mois avec l'échec des discussions engagées par l'administration américaine avec les pays producteurs. Ceux-ci sont à nouveau en mesure de contrôler les prix en adaptant leur production comme ils l'ont fait depuis un an. Leur décision prise lors de leur réunion du 2 février 2022 de relever de seulement 400 kb/j illustre leur volonté de maintenir le marché sous tension.

Compte tenu du contexte géopolitique actuel on ne peut exclure un scénario de choc « violent ». En 1973, le premier choc pétrolier a été déclenché par la guerre du Kippour

dans un contexte de tension croissante du marché pétrolier. La révolution iranienne a conduit au deuxième choc pétrolier en 1979. Les sources de conflit au Moyen-Orient sont nombreuses : guerre au Yémen, attaques de drones, conflit syrien, nucléaire iranien, inquiétudes d'Israël... Les tensions entre la Russie et l'Ukraine peuvent dérapier sur un conflit majeur qui aurait à l'évidence un impact sur le marché pétrolier. Un plein retour de l'Iran sur les marchés d'ici fin 2022, dans l'hypothèse d'un accord sur le nucléaire et d'une levée partielle des sanctions, serait de nature à écarter ce risque de choc violent et à exercer une pression à la baisse sur les prix, toutes choses égales par ailleurs. Les prix se maintiendraient néanmoins à des niveaux élevés.

De tels chocs auraient à l'évidence un impact majeur sur l'Europe dont l'économie est très dépendante des importations pétrolières (et de gaz). Comment réduire la dépendance vis-à-vis du pétrole sans augmenter la précarité énergétique, en accompagnant la reconversion de certains emplois et en formant une main-d'œuvre qualifiée ? Les économistes favorisent la mise en place d'un signal prix fort incitant les acteurs à réduire leur consommation. Les décisions prises ces derniers mois dans le contexte de la crise électrique et gazière en Europe vont à l'encontre de ce signal. C'est pourtant indispensable si on veut éviter une dépendance géopolitique croissante qui permet aux pays producteurs d'augmenter leurs rentes pétrolières.

Olivier Appert est conseiller au Centre Énergie & Climat de l'Ifri. Il a été président-directeur général d'IFP Énergies nouvelles de 2003 à 2015. Par ailleurs, il a présidé le Conseil français de l'Énergie, comité français du Conseil mondial de l'Énergie. Il est membre de l'Académie des Technologies.

Denis Babusiaux est enseignant et consultant, président du Comité Économie d'EVOLEN. 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, « La revanche de l'OPEP+ : une crise pétrolière se profile-t-elle à moyen terme ? », *Briefings de l'Ifri*, Ifri, 24 février 2022.

ISBN : 979-10-373-0493-3

Les opinions exprimées dans ce texte n'engagent que la responsabilité de l'auteur.

© Tous droits réservés, Ifri, 2022

Couverture : © Maxx-Studio/Shutterstock



27 rue de la Procession
75740 Paris cedex 15 – France

Ifri.org

