

Une décennie de mutations sur la scène pétrolière

Denis Babusiaux

Depuis la parution de l'article « Marchés dérivés, spéculation et prix du pétrole », la spéculation et le comportement des investisseurs sur les marchés financiers ont encore apporté un peu d'écume, sans les dévier, aux vagues de fond qui ont profondément modifié la scène pétrolière. Parmi les facteurs majeurs de l'évolution de cette dernière figurent le développement des pétroles dits « de schiste » et les mesures prises ou annoncées pour lutter contre le risque de changement climatique, sans oublier les conséquences de la crise sanitaire liée à la Covid-19.

Il n'est pas possible d'évoquer le rôle des marchés dérivés et de la spéculation au cours de la décennie écoulée sans tout d'abord revenir sur les bouleversements de la scène pétrolière et les facteurs de son évolution. Ces facteurs ont déjà été mentionnés par Jean-Marie Chevalier [2020] dans un numéro récent de cette revue. Il a mis l'accent sur les aspects géopolitiques que nous ne développerons donc pas ici, en renvoyant également aux articles de Sadek Boussena [Boussena, 2020] et Axel Pierru [Pierru, 2020].

1. Les pétroles de formations compactes (dits « de schiste », *Shale Oil*, LTO pour *Light Tight Oil*)

Le développement de ces « nouveaux pétroles », pétroles de roche-mère ou de formations compactes, a fait l'objet de publications dans cette revue en 2015 et 2017. Nous nous limiterons donc ici à quelques rappels et compléments.

Un essor rapide

En 2010, le recours aux techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique se généralisait aux États-Unis depuis quelques années pour la production de gaz « de schiste ». Cependant, leur utilisation pour la production de pétroles de gisements compacts était alors marginale. Il est en effet plus difficile de déplacer des molécules d'huile que des molécules de gaz dans des gisements à très faible perméabilité. La hausse des prix et l'accès à des financements facilité par des politiques monétaires « accommodantes » mises en place lors de la crise de 2008 par la FED ont conduit à un essor très rapide et largement non prévu des productions de pétroles « de schiste » aux États-Unis. Ces productions ont ainsi augmenté de 1 Mb/j chaque année de 2011 à 2013 et de 1,4 Mb/j en 2014, ce qui correspond en gros à l'augmentation de la production pétrolière mondiale sur cette période. Elles ont permis aux États-Unis de devenir le premier producteur mondial devant l'Arabie saoudite et la Russie dès 2014, si l'on inclut les liquides de gaz naturel (cf. Figure 1). Si ce développement n'est pas le seul facteur de la chute des prix de 2014, il y a fortement contribué.

L'auteur remercie pour leurs apports précieux P.-R. Bauquis, D. Copin, J. Laherrere, G. Maisonnier et J. Sabathier.

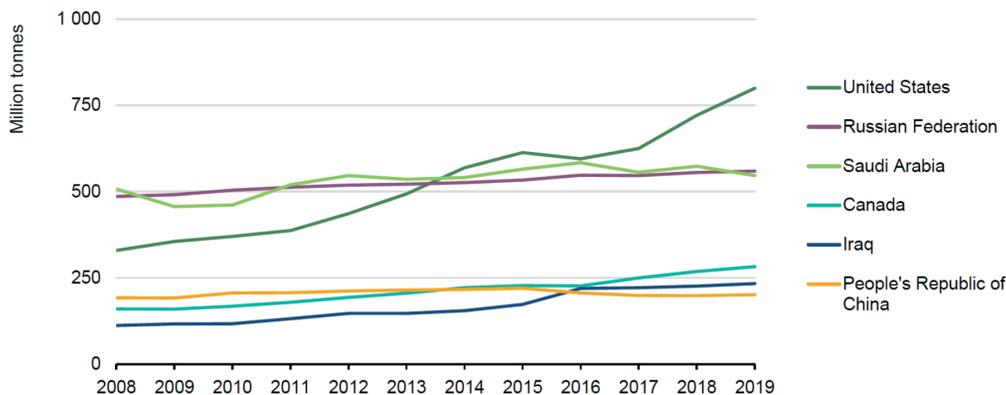


Figure 1. Production de pétrole (LGN inclus) des principaux pays producteurs

Source : Agence Internationale de l'Énergie, *Oil Information Overview 2020*

Remarquons qu'au cours de cette période on observe un phénomène mentionné dans l'article de 2010, avec le rôle des anticipations autodestructrices. Entre 2010 et 2014, un consensus s'était établi sur la nécessité pour répondre à la demande d'un prix du brut élevé. En effet, la production de pétrole conventionnel plafonnait depuis 2005 environ et rendait indispensable le recours à des ressources plus onéreuses. De plus, les prix de 100 à 120 dollars par baril semblaient acceptables aussi bien aux pays producteurs qu'aux pays consommateurs. Toutes les prévisions étaient donc à un maintien (voire à une croissance) des prix. Elles ont conduit les opérateurs à investir et les banques à les financer. Cette situation a présenté quelques similitudes avec celle de la période 1980-1985, un excédent d'offre potentielle entraînant un contre-choc.

Après une baisse en 2015 consécutive à la baisse des prix, la production a repris sa progression dès le début de 2017 à la suite des accords de limitation de production de l'OPEP et de ses partenaires en fin d'année 2016. Elle a atteint en 2019 un niveau de 8 à 8,6 Mb/j suivant les sources statistiques (en particulier gisements compacts proprement dits ou régions de gisements compacts), la production totale américaine LGN (Liquides de Gaz Naturel) compris s'établissant à 13 Mb/j environ début 2020. Même si l'on comptabilise seulement

le pétrole proprement dit (hors LGN), elle a dépassé celle de l'Arabie à partir de 2018 et celle de la Russie en 2019. Les États-Unis sont ainsi devenus exportateurs nets de pétrole et produits finis entre septembre 2019 et février 2020, avant la forte chute de la production des gisements compacts due à la baisse des prix, elle-même en grande partie liée à la crise sanitaire. Nous y reviendrons.

Un potentiel très important

La première conséquence de ces développements a été de modifier la perception de rareté des ressources pétrolières par la plupart des analystes et acteurs du secteur. Même si l'on n'a jamais pu parler de consensus sur ce sujet, à la crainte de raréfaction de l'offre qui prévalait avant 2010 s'est substituée une sensation d'abondance. Depuis dix ans, le potentiel des pétroles de schiste a régulièrement été réévalué à la hausse. En 2016, Rystad Energy publiait une étude dont les résultats ont été résumés par le titre d'un article : « Les États-Unis possèdent plus de pétrole que l'Arabie et la Russie ». L'estimation des réserves de gisements compacts est entachée de fortes incertitudes, aux États-Unis et a fortiori dans le reste du monde, mais leur montant au niveau mondial pourrait être voisin de celui des réserves dites « prouvées » de pétrole conventionnel.

Une décennie de mutations sur la scène pétrolière



Figure 2. Production des gisements compacts américains (LTO) et prix du brut WTI

Source : Jean Laherrere, 24 octobre 2020 d'après l'EIA

Réaction aux prix et réaction des prix

Rappelons quelques caractéristiques de ces pétroles.

- En Amérique du Nord, leur développement a été réalisé par une multitude de producteurs indépendants (aux États-Unis, le propriétaire du sol est propriétaire du sous-sol). Ils ont été rejoints par les « majors » principalement en 2013, lesquelles ont d'ailleurs fortement accru leurs investissements à partir de 2017.

- Les montants d'investissement par puits sont faibles.

- Les mises en production sont rapides et peuvent être réalisées en quelques mois.

- Par contre, 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 sont très variables d'une zone à l'autre et 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.

Conséquence du déclin rapide de la production d'un puits, le forage n'est pas réellement un investissement de long terme. Le coût total ramené au baril produit est ainsi plus représentatif d'un coût marginal à court terme que d'un coût marginal à long terme. 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. Remarquons toutefois que le déclin d'un portefeuille de puits est nettement moins rapide que le déclin d'un puits isolé, ce qui explique en partie une certaine résilience observée lors de la baisse des prix de 2014.

Comme le montre la Figure 2, cette baisse s'est traduite par un déclin de la production en 2015 et 2016 de l'ordre de 0,8 Mb/j. Comme indiqué précédemment, la remontée des prix a ensuite conduit à une reprise de la croissance des productions jusqu'à ce qu'en mars 2020 la guerre des prix lancée par l'Arabie saoudite et la crise sanitaire fassent chuter les prix, l'activité de forage et les productions. Nous y reviendrons en section 3.

Sensible au prix, la production des gisements compacts a également une incidence sur la formation des prix puisque lorsqu'ils sont élevés les productions s'accroissent, limitant ainsi le pouvoir de marché de l'OPEP (Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole) et participant à une régulation des prix.

2. Politiques et mesures de lutte contre le réchauffement climatique

En matière de lutte contre le changement climatique, la décennie écoulée a été particulièrement marquée par l'Accord de Paris de 2015. Elle a vu certains mouvements s'accélérer : développement des énergies renouvelables, des véhicules électriques, démarrage de projets de CCS et CCUS (*Carbon Capture Utilization and Storage*), captage, stockage et utilisation de gaz carbonique.

Les scénarios d'évolution des consommations d'énergie faisant apparaître une baisse à l'horizon d'une dizaine d'années des émissions de gaz à effet de serre deviennent plus crédibles, même si la plupart ne conduisent pas à la neutralité carbone en 2050. Cette dernière est cependant l'objectif d'un nombre croissant de gouvernements et d'entreprises, dont BP et Total. Patrick Pouyanné [2020], PDG de Total, a précisé les objectifs de son entreprise dans un numéro récent de cette revue, objectifs particulièrement ambitieux pour l'Europe puisque concernant non seulement les émissions liées aux installations du groupe mais également celles relatives aux consommations de ses clients («scope 3»). La Chine elle-même a affiché sa détermination à atteindre un niveau zéro d'émissions nettes en 2060 lors de l'intervention de son président Xi Jinping à l'Assemblée générale de l'ONU en septembre 2020.

Pour l'évaluation d'entreprises, de projets d'investissement ou de financement, l'utilisation de critères ESG (environnement, social, gouvernance) se généralise. Remarquons que des décisions de la part de banques et institutions financières de ne plus financer des projets de production d'énergie fossile pourraient

être contre-productives, tout au moins dans le cas du pétrole, moins facilement substituable que le charbon. C'est sur la demande qu'il faut agir. Dans l'état actuel des choses, il est peu probable que de telles décisions aient un effet significatif sur les investissements. Mais si c'était le cas, restreindre l'offre pétrolière, alors que les substitutions à court terme sont pratiquement impossibles, pourrait conduire à des hausses de prix très pénalisantes pour certains consommateurs et préjudiciables à l'activité économique. Une hausse des prix est certes nécessaire, il est sûrement préférable de l'obtenir avec un prix du carbone suffisant, en définissant une trajectoire d'évolution de ce prix (à la hausse) favorable à des décisions d'investissement adéquates.

Progrès techniques, baisse de coûts et énergies renouvelables

La baisse du coût des énergies renouvelables et les soutiens de nombreux États ont conduit à un développement accéléré de la part des énergies éoliennes et solaires dans les bilans énergétiques, développement lui-même générateur de baisse des coûts (économies d'échelle, apprentissage). Ainsi, les statistiques du BP *Statistical Review* de 2019 montrent une croissance de la part d'électricité décarbonée à partir de 2006 en Chine et au Royaume-Uni et, pour la plupart des pays où elle était déjà en croissance, une accélération de cette croissance à partir de 2009.

Évolution hautement 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 de dollars, dépassant celle d'ExxonMobil, qui, elle, chutait de 328 à 146.

En attendant des avancées en matière de stockage de l'électricité, l'intermittence des énergies éolienne et solaire est en grande partie compensée par un recours au gaz naturel, considéré par de nombreux acteurs comme une énergie de transition. La plupart des sociétés pétrolières augmentent donc la part du gaz naturel dans leurs activités d'exploration et production, à

Une décennie de mutations sur la scène pétrolière

l'exemple de Total, qui développe et étudie plusieurs projets de production et liquéfaction de gaz naturel (Yamal et Artic 2 en Russie, Mozambique, Papouasie-Nouvelle Guinée...).

Mobilité électrique

La baisse des coûts des batteries a également été très sensible. Conjugée à diverses incitations de la part des pouvoirs publics et à des normes d'émissions de CO₂ de plus en plus contraignantes, surtout en Europe, elle a permis un développement rapide des ventes de véhicules électriques. Pratiquement nulles en 2010, elles représenteraient de l'ordre de 3 % des ventes mondiales en 2020, contre 2,5 % en 2019 selon l'AIE (Agence Internationale de l'Énergie) [AIE, 2020a]. En Europe, d'après M.-A. Eyl-Mazzega et al. [Eyl-Mazzega et al., 2020], elles se sont élevées à 7 % des ventes au premier semestre 2020, le total dépassant pour la première fois le volume des ventes en Chine (véhicules à batteries et hybrides rechargeables). Les ventes européennes pourraient dépasser les 30 % en 2030.

Les consommations de produits pétroliers

La substitution de carburants pétroliers par l'électricité, avec les baisses de consommation des moteurs thermiques, est un des facteurs qui conduisent à prévoir une stagnation ou une diminution des consommations de produits pétroliers pour le transport routier de passagers dans les pays de l'OCDE, malgré une poursuite de la demande de SUV. Les principaux secteurs dans lesquels les consommations pourraient encore augmenter de façon significative sont ceux de la pétrochimie et du transport sur longue distance (transport routier de marchandises, transport maritime et aviation). Dans les scénarios de l'AIE qui seront mentionnés en section suivante, les montants d'augmentation dans chacun de ces deux secteurs pourraient être voisins.

Conjugué avec des gains d'efficacité énergétique dans l'industrie, au niveau mondial un «pic de la demande» pétrolière pourrait ainsi apparaître dans la décennie à venir.

Vers un «pic de la demande»

C'est au cours de la section suivante que nous présenterons quelques scénarios d'évolution de la demande, la crise sanitaire ayant sensiblement modifié certaines analyses.

Dès à présent, on peut cependant noter une conséquence majeure des actions menées en faveur du climat. Certes, il y a dix ans les gouvernements et la plupart des acteurs étaient conscients de la nécessité de limiter le recours aux énergies fossiles et face au risque de changement climatique de nombreuses sonnettes d'alarme étaient tirées. En résumé cependant, de façon évidemment très caricaturale, il y a dix ans, en tête des préoccupations des pays consommateurs de pétrole figurait la crainte de voir apparaître une raréfaction des ressources, un «pic» pétrolier. Dix ans après, c'est la venue d'un pic de la demande qui suscite des craintes pour les pays producteurs et qui conduit les entreprises pétrolières à repenser leurs stratégies.

La participation des sociétés pétrolières à la transition énergétique via l'OGCI

Créée en 2014, au départ par un groupe d'entreprises pétrolières européennes dont Total, l'OGCI (*Oil and Gas Climate Initiative*) regroupe désormais les 13 plus importantes sociétés pétrolières, dont ExxonMobil, Chevron et Saudi Aramco. Son objectif est de mener des actions communes visant à limiter les émissions de gaz à effet de serre, en soutien de l'accord de Paris. Elle a mis en place un fonds d'investissement pour participer en particulier au développement des techniques de CCUS. Elle soutient les actions permettant d'améliorer l'efficacité énergétique des procédés, la réduction du torchage de gaz et des fuites de méthane. Celles-ci font d'ailleurs l'objet d'observations facilitées par les images satellites traitées en particulier par l'entreprise Kayrros (créée par un ancien de Schlumberger).

Stratégies industrielles

Même dans le cadre de scénarios volontaristes tels que ceux de l'AIE [AIE, 2020a] «*Sustainable Development*» ou «ZEN 2050», le déclin de la production des gisements pétroliers existants doit au moins en partie être compensé par de nouveaux développements pour répondre à la demande. Cependant, des volumes de réserves importants resteront vraisemblablement sous terre. L'industrie devra privilégier l'exploitation des ressources les moins chères et les moins polluantes. De nombreuses sociétés pétrolières ont donc comptabilisé des provisions pour dépréciation d'actifs (*stranded assets*), dont Chevron, ENI, Shell et Total. Remarquons que parmi ces actifs figurent non seulement des éléments de l'amont pétrolier, mais également des capacités de raffinage, depuis longtemps excédentaires dans les pays de l'OCDE. Pour Total, 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 totaux. Ces dépréciations étaient sans doute inévitables, leur comptabilisation a été accélérée par les effets de la crise sanitaire.

Plusieurs sociétés, principalement les Européennes BP, Shell, Total, ENI, Repsol, en complément des actions mentionnées au paragraphe précédent, se sont donné pour objectifs de devenir des entreprises multiénergies pour valoriser en dehors de leurs métiers de départ leur savoir-faire dans la conduite de grands projets, en particulier à l'international. Ainsi, BP a annoncé un programme d'investissement de 5 milliards de dollars par an dans les technologies bas carbone et un plan de réduction de sa production de pétrole et de gaz de 1 Mbep/j, ce qui représente 40 % de sa production. Total s'est engagé dans le photovoltaïque, dans l'éolien en mer en Corée du Sud, dans les batteries avec l'acquisition de Saft, dans la distribution d'électricité avec Total Direct Énergie. L'entreprise va progressivement augmenter de

2 à 3 milliards d'euros par an ses investissements dans l'électricité et les énergies renouvelables (Patrick Pouyanné, septembre 2020).

Un prix du CO₂ suffisant, déterminé par une taxation ou par un marché de droits d'émissions, serait évidemment souhaitable pour une décentralisation des décisions de l'ensemble des acteurs. En l'absence d'un prix incitatif résultant des marchés mis en place, nombre d'entreprises se sont donné pour l'analyse de leurs projets d'investissement un prix défini en interne. Il est par exemple de 40 \$/t pour le groupe Total, y compris pour ses activités dans des pays où la contrainte carbone n'est pas explicite.

3. Les conséquences de la crise sanitaire

La demande en produits pétroliers

Pour l'industrie pétrolière, la première conséquence de la pandémie a évidemment été la baisse brutale de la demande en produits pétroliers entraînée par la baisse de l'activité économique, en particulier dans le secteur des transports et de façon massive dans le transport aérien. Au plus fort de la crise en avril 2020, elle a été estimée par l'AIE à 17 Mb/j (sur une centaine). Un retour à une situation proche de la situation antérieure pourrait avoir lieu lorsque la pandémie sera terminée. De nombreuses incertitudes pèsent cependant sur le dynamisme de la reprise économique et la rémanence de comportements induits par les différentes mesures prises pendant la crise. Certaines pourraient être favorables à une diminution des consommations d'énergie et à une baisse des émissions de gaz à effet de serre. Par exemple, le recours au télétravail peut se poursuivre en partie pour bénéficier d'une économie de temps dans les transports, d'un besoin réduit en surfaces de bureau, les entreprises tirant les enseignements de l'expérience acquise. L'utilisation de vélos, électriques ou non, achetés pour éviter les transports en commun, peut se poursuivre. Les achats sur internet, dopés par les circonstances, pourraient également

Une décennie de mutations sur la scène pétrolière

modifier durablement les comportements des consommateurs.

Les plans de relance économique mis en place dans la plupart des pays industrialisés devraient favoriser l'innovation et les investissements «verts» tels que ceux nécessaires à l'isolation des bâtiments. La croissance des ventes en Europe de véhicules électriques (à batteries et hybrides rechargeables), mentionnée en section précédente, a été spectaculaire au premier semestre 2020, s'élevant à 76 % tandis que les ventes totales chutaient de 38 %.

Pour la plupart des analystes, dans plusieurs secteurs et particulièrement dans celui du transport aérien, la consommation de produits pétroliers ne devrait pas retrouver rapidement son niveau d'avant la crise.

Quelques scénarios

De nombreux organismes et sociétés publient régulièrement des scénarios énergie (Shell, BP, Agence Internationale de l'Énergie, Conseil Mondial de l'Énergie, OPEC, EIA...). Parmi ceux-ci, figurent des scénarios relatifs à des évolutions permettant une baisse des émissions de gaz à effet de serre limitant le réchauffement climatique à 2°C, voire 1,5 °C. Nous ne

les mentionnerons pas ici, en remarquant seulement que dès 2001 Shell en avait construit un faisant une large place à l'hydrogène et à la pile à combustible dans le secteur des transports. Nous nous limiterons à une évocation rapide de scénarios publiés en septembre et octobre 2020 et qui se placent dans le cadre des politiques et mesures déjà en place ou programmées et supposent une poursuite des évolutions de ces dernières années.

Ceux du *World Oil Outlook* de l'OPEP [OPEP, 2020] tablent sur un impact à terme limité de la crise sanitaire, diminuant la demande pétrolière de 1 Mb/j environ, demande qui se situerait à 109,3 Mb/j en 2040 et à 109,1 en 2045 (contre une centaine de Mb/j en 2019). Par contre, les scénarios «*Business as Usual*» de BP [BP, 2020], «*Momentum*» de Total [Total, 2020], «*Stated Policies*» et surtout «*Delayed Recovery*» de l'AIE [AIE, 2020a], marquent une évolution notable par rapport à ceux publiés auparavant. S'appuyant sur les analyses citées ci-devant, ils font en effet apparaître un plafonnement de la demande en produits pétroliers au plus tard en 2030, avec un plateau suivi d'un déclin à partir de 2035 au plus tard.

Les différences avec les publications de 2019 sont particulièrement sensibles dans les scénarios de BP (Figure 3). BP, rappelons-le, fait partie avec Total des entreprises qui ont affiché un objectif de neutralité carbone pour l'ensemble de leurs activités à l'horizon 2050. Prenant en compte des conséquences pérennes de la pandémie sur l'activité économique, le scénario «*Business as Usual*» suppose une quasi-stagnation de la demande en combustibles liquides, biocarburants inclus, au cours des quinze prochaines années, aux environs d'une centaine de Mb/j. Ce niveau est à comparer à celui de l'ordre de 108 Mb/j correspondant à un plateau atteint en 2035 dans le scénario de référence de 2019 (croissance de 1 Mb/j environ chaque année de 2020 à 2025, de 0,5 Mb/j chaque année de 2025 à 2030, quasi-stabilité ensuite).

Pour l'AIE, la demande pétrolière plafonnerait en 2030 (Figure 4). Elle se stabiliserait vers 104 Mb/j au cours de la décennie suivante dans

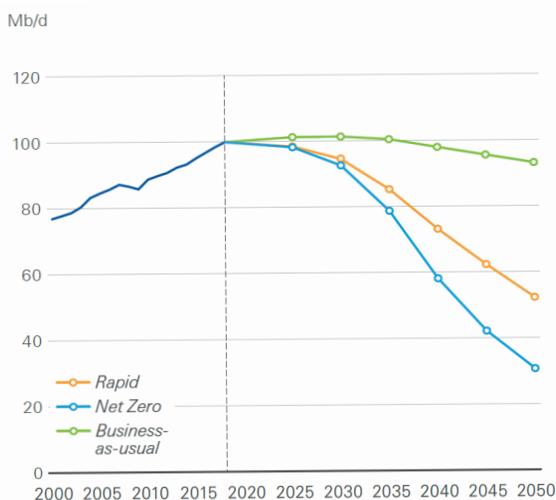


Figure 3. Scénarios de BP (2020)

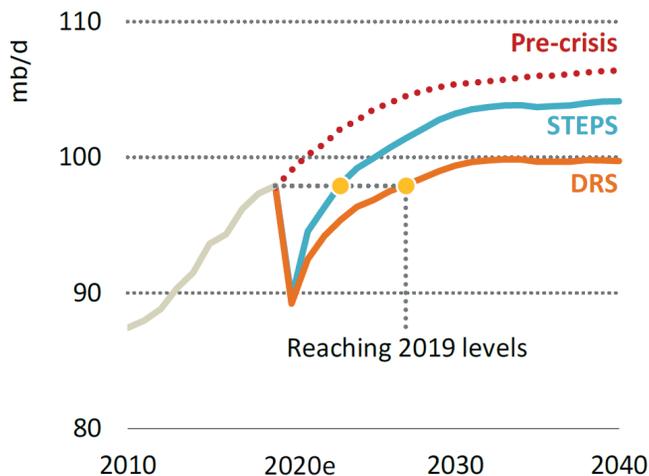


Figure 4. Scénarios de l'AIE (2020)

le scénario STEPS («*Stated Policy Scenario*»), niveau inférieur de 2 Mb/j à celui du scénario de 2019. Dans le scénario DRS («*Delayed Recovery Scenario*»), qui comme son nom l'indique suppose des effets plus prolongés de la pandémie, le plateau se situerait à une centaine de Mb/j.

Dans le scénario «*Momentum*» de Total, le plafonnement de la demande en produits pétroliers proprement dits interviendrait dès le milieu des années 2020, son déclin vers 2030. Il met l'accent sur l'accroissement de la part des biocarburants, la demande totale en combustibles liquides poursuivant sa progression jusque vers 2030 et décroissant ensuite.

L'offre pétrolière

La baisse de la demande provoquée par la pandémie a naturellement fortement touché les producteurs et particulièrement les opérateurs des gisements compacts américains. La très forte et rapide diminution des prix en mars 2020 (Figures 2 et 8) les a conduits non seulement à ralentir drastiquement l'activité de forage et de fracturation, en gros divisée par 5 entre mars et juin, mais aussi à la fermeture de puits. La chute de la production a ainsi été beaucoup plus brutale qu'en 2015, de l'ordre de 2 Mb/j entre mars et mai. La remontée des

prix a ensuite entraîné celle de la production. Pour compléter les informations résumées par la Figure 2, on peut citer les estimations de production faites en septembre 2020 par Rystad, à 8,5 Mb/j en mars; 8,0 en avril; 6,6 en mai; 7,0 en juin; 7,6 en juillet. L'élasticité aux prix de la production, comme indiqué en section 1, est très élevée, on remarque que ses effets ont été beaucoup plus rapides qu'en 2014-2015.

Quelques conséquences pour l'industrie

La chute des prix s'est mécaniquement répercutée sur les résultats des compagnies pétrolières. Nous avons cité les dépréciations d'actifs en section précédente, la baisse des cours a amplifié le mouvement. L'AIE cite une perte de valeur de l'ordre de 25 % des actifs. Les prix bas conduisent les opérateurs à diminuer leurs investissements, qui pourraient chuter en 2020 de 35 % environ. Les conséquences sur l'emploi sont particulièrement dramatiques dans le secteur parapétrolier. En octobre 2020, Technip France estimait à un million le nombre d'emplois menacés dans ce secteur au niveau mondial.

De nombreux producteurs de gisements compacts sont en faillite, depuis le début de l'année, leur nombre était estimé en août 2020 par Haynes & Boone à 32 auxquels

Une décennie de mutations sur la scène pétrolière

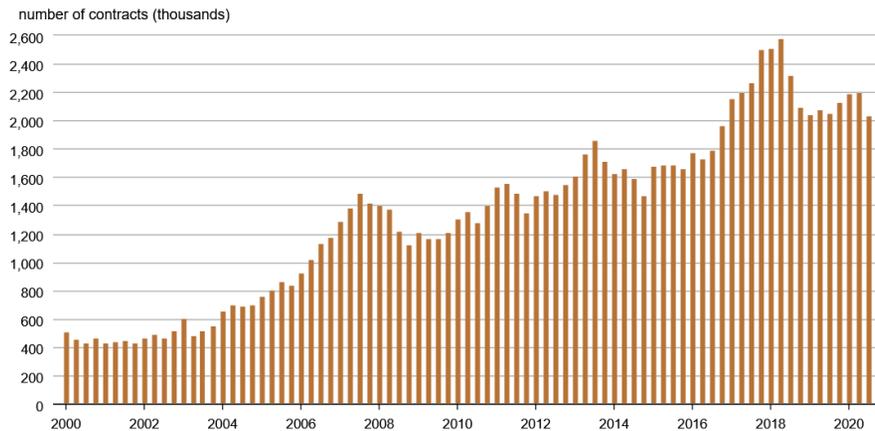


Figure 5. Nombre de contrats à terme « ouverts » sur le Nymex (moyennes trimestrielles)

Source : EIA d'après CME

s'ajouteraient 25 sociétés de service. Dans l'industrie américaine du « schiste », on assiste en conséquence à une restructuration avec une amplification de la montée en puissance des acteurs de grande taille. Ainsi, après l'acquisition de Noble Energy par Chevron au cours de l'été, ConocoPhillips a annoncé en octobre le rachat de Concho (pour 9,7 milliards de dollars) suivi le lendemain par Pioneer Natural Resources annonçant celui de Parsley Energy (pour 4,5 milliards de dollars, en actions).

4. Le rôle des marchés à terme et de la spéculation

Après cette rapide présentation du contexte pétrolier, revenons au thème de l'article de 2010, marchés à terme et spéculation. Avant de parler de spéculation, nous rappellerons quelques caractéristiques des marchés à terme de pétrole et produits pétroliers.

Les marchés « papier »

Malgré des règles plus contraignantes édictées par la CFTC américaine (*Commodities Futures Trading Commission*) après la crise des *subprimes* (en particulier, les banques ne font plus de *trading* pour compte propre), les volumes échangés sur les marchés à terme du pétrole et les marchés dérivés ont poursuivi

leur progression au cours des dix dernières années. Ils ont en gros été multipliés par deux entre 2010 et 2017-2018. Ces marchés sont parfois qualifiés de marché « papier » sur lesquels s'échangent des *dry barrels* (par opposition aux *wet barrels*). Cette évolution est illustrée par les Figures 5 et 6. La Figure 5 présente l'évolution du nombre de contrats à terme « ouverts » sur le WTI (*West Texas Intermediate*, données trimestrielles) sur le NYMEX (*New York Mercantile Exchange*). La Figure 6 donne les volumes échangés sur l'ICE (*InterContinentalExchange*) correspondant à des contrats sur le WTI et le Brent (données mensuelles). La forte hausse des transactions d'avril 2020 sur l'ICE est caractéristique de l'augmentation des activités de *trading* en période de forte volatilité des prix.

La spéculation

La spéculation analysée il y a dix ans était celle qui avait contribué à une montée inhabituelle des prix en juillet 2008. En 2020, c'est d'une chute des prix qu'il convient de parler, au cours d'un épisode que nous décrirons rapidement, même s'il est bien connu, ayant fait l'objet de nombreuses communications non seulement dans le secteur de l'énergie, mais aussi dans la presse grand public.

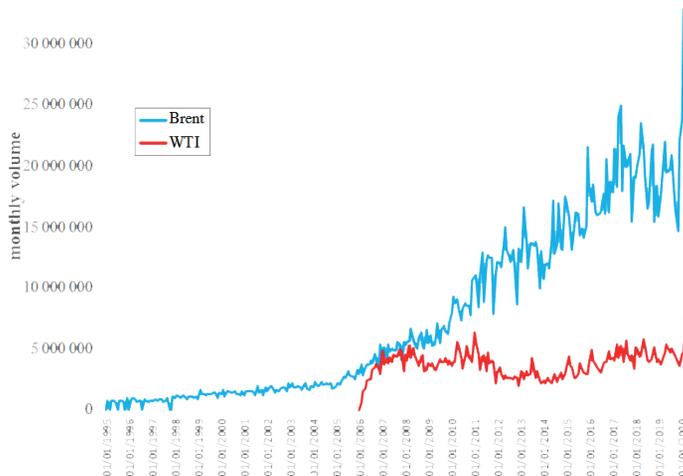


Figure 6. Volumes de transactions sur l'ICE (données mensuelles)

Source : Jean Laherrere d'après l'ICE

Pour Olivier Appert (ancien PDG d'IFPEN et ancien président du CFE), «la spéculation, c'est l'écume des vagues, ce n'est pas l'écume qui fait la vague». La spéculation, objet de ces quelques lignes, sans faire la vague, a cependant fait quelques vagues. Phénomène jamais observé auparavant, les prix du brut, plus précisément du WTI sur le NYMEX, marqueur américain, sont passés en territoire négatif en avril 2020.

En mars, l'Arabie saoudite avait décidé de baisser les prix de ses bruts et d'augmenter ses exportations en réponse au refus de la Russie de diminuer la sienne. La crise sanitaire due à la Covid-19 avait entraîné, nous l'avons vu, une forte baisse de la demande en produits pétroliers. Il en est résulté, à partir de mars 2020, une chute des prix passant d'une soixantaine de dollars par baril en début d'année à une vingtaine début avril. Ces prix bas ont attiré un certain nombre d'opérateurs financiers spéculant sur une remontée des cours. Nombreux ont été ceux qui ont investi dans des trackers ou ETF (*Exchange Trading Funds*), fonds indiciels répliquant les prix du brut. Comme rapporté par l'IFPEN [IFPEN, 2020], 1,6 milliard de dollars a été placé dans le plus gros fonds ETF pétrolier américain, USO (*US Oil Fund*). En avril, il détenait à lui seul 24 % des contrats

à terme sur le WTI sur la seule échéance du 21 avril, pour laquelle le nombre de positions «longues» (d'acheteurs) s'est trouvé inhabituellement élevé.

La réduction drastique de la demande en brut des raffineries américaines s'était traduite par une saturation des capacités de transport par *pipe* et de stockage (stockages pleins à 75 %, le reste étant réservé) à Cushing, Oklahoma, terminal de livraison des quantités physiques objets des contrats à terme sur le WTI. La date d'expiration des contrats à terme pour livraison en mai était le 21 avril. La veille, un certain nombre de détenteurs de contrats, n'ayant pas la possibilité de prendre livraison, ont dû payer des tiers pour le faire. Remarquons d'ailleurs que la plupart des opérateurs sur les marchés «papier» n'ont pas vocation à intervenir sur les marchés physiques. Le prix en séance est ainsi tombé à -40,32 dollars et s'est établi en clôture à -37,63. Même si quelques autres prix de brut (WTI Midland, Mars, West Texas Sour) ont également été négatifs en raison des interconnexions, l'EIA (*Energy Information Administration*) a considéré qu'ils n'étaient pas représentatifs des fondamentaux en d'autres localisations que Cushing. Les cotations enregistrées alors sont données par la Figure 7.

Une décennie de mutations sur la scène pétrolière

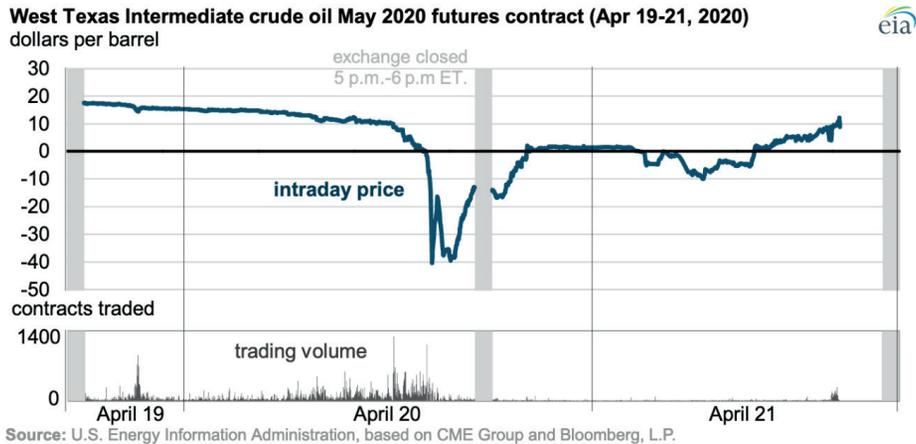


Figure 7. Prix du WTI et quantités négociées sur le NYMEX

Source : EIA, 27 mai 2020

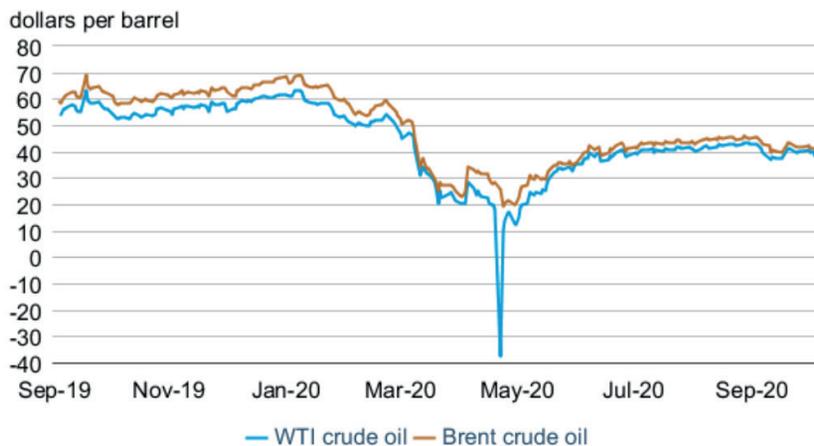


Figure 8. Prix du WTI sur le NYMEX et prix du Brent sur l'ICE

Source : EIA, *Short Term Outlook*, octobre 2020

Comme l'IFPEN, il convient de remarquer que le NYMEX et sa maison mère le CME (*Chicago Mercantile Exchange*) ont depuis instauré des règles pour éviter qu'un tel phénomène ne se reproduise, en imposant en particulier aux ETF de répartir leurs positions sur plusieurs échéances.

Des mouvements semblables n'ont pas été observés pour le Brent dont les contrats à terme sur l'ICE (*IntercontinentalExchange*) expiraient le 30 avril, les contrats étant en général

«débouclés» en «cash» et basés sur des chargements depuis plusieurs terminaux de la mer du Nord. Les évolutions des prix du WTI et du Brent au cours du premier semestre 2020 sont présentées par la Figure 8.

Remarquons de plus que les courbes des prix à terme ont été en report (*contango*, prix à terme supérieurs au prix à une échéance rapprochée) lors des prix bas d'avril mai (cf. Figure 9). Ces courbes font apparaître un écart inhabituel de 3 à 4 dollars par baril à l'échéance

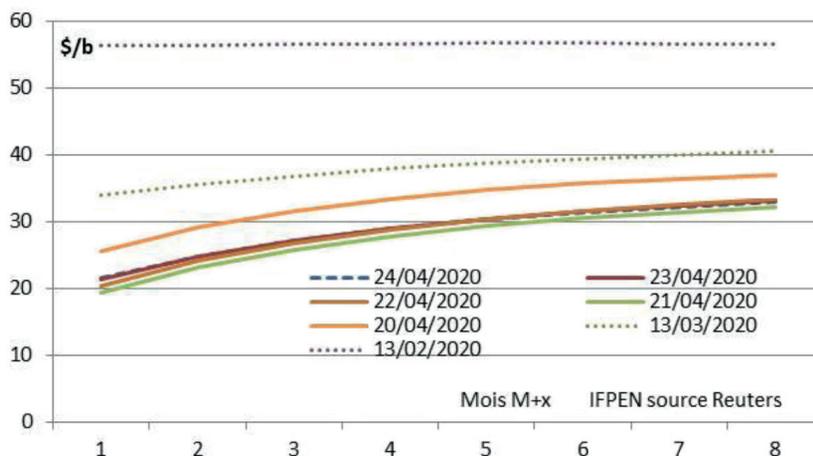


Figure 9. Prix à terme du Brent

Source : IFPEN, tableau de bord 27 avril 2020

d'un mois, signe que les opérateurs ont considéré cet épisode comme un accident passager et confirmant que les capacités de stockage étaient saturées (interdisant ou limitant les possibilités d'arbitrage). Comme anticipé effectivement, ces niveaux de prix ont entraîné un certain nombre de réactions (baisse de la production américaine et des pays de l'OPEP +, regroupant les pays de l'OPEP et des pays hors OPEP dont la Russie), qui elles-mêmes ont conduit à la remontée des cours.

Conclusion

Un point important concernant l'avenir du paysage pétrolier est la forte chute des investissements dans l'exploration-production pétrolière et la suppression d'emplois dans le secteur parapétrolier. Malgré les efforts réalisés et à poursuivre pour limiter la demande pétrolière, lorsqu'elle reprendra sa progression, l'industrie risque d'avoir des difficultés à y faire face avec des capacités fortement réduites. Une nouvelle crise liée à des prix élevés n'est donc pas à exclure. L'histoire pétrolière est jalonnée de crises et l'industrie a souvent dû définir ses stratégies en présence d'incertitudes. Les événements du passé récent renforcent encore ces incertitudes.

RÉFÉRENCES

- AIE (2020a), "World Energy Outlook 2020", Paris, www.iea.org.
- AIE (2020b), "Investment estimates for 2020 continue to point to a record slump in spending", Paris, www.iea.org/articles.
- Babusiaux D., Appert O. (2015), «Les prix du pétrole, une ère nouvelle?», *La Revue de l'Énergie* n° 627, septembre-octobre.
- Babusiaux D., Bauquis P.-R., (2017), «Un point sur les pétroles de gisements compacts», *La Revue de l'Énergie* n° 635, décembre.
- Boussena S. (2020), «Après le Covid-19 : où vont les prix du pétrole?», *Pétrostratégies*, 29 juin.
- BP (2020), "Energy Outlook edition 2020", www.bp.com.
- Chevalier J.-M. (2020), «La géopolitique intermittente du pétrole et du gaz naturel», *La Revue de l'Énergie* n° 650, mai-juin.
- IFPEN (2020), Tableau de bord pétrolier, 4 mai.
- OPEP (2020), "2020 World Oil Outlook 2045", OPEC (Organization of Petroleum Exporting Countries) Secretariat, october 2020, Vienna, Austria, www.opec.org.
- Pierru A., Smith J.L., Almutairib H., (2020), "OPEC's Pursuit of Market Stability", *Economics of Energy & Environmental Policy*, Vol. 9, No. 2.
- Pouyanné P. (2020), «Entretien avec Patrick Pouyanné», *La Revue de l'Énergie*, n° 650, mai-juin.
- Total (2020), "Total Energy Outlook 2020", www.total.com.