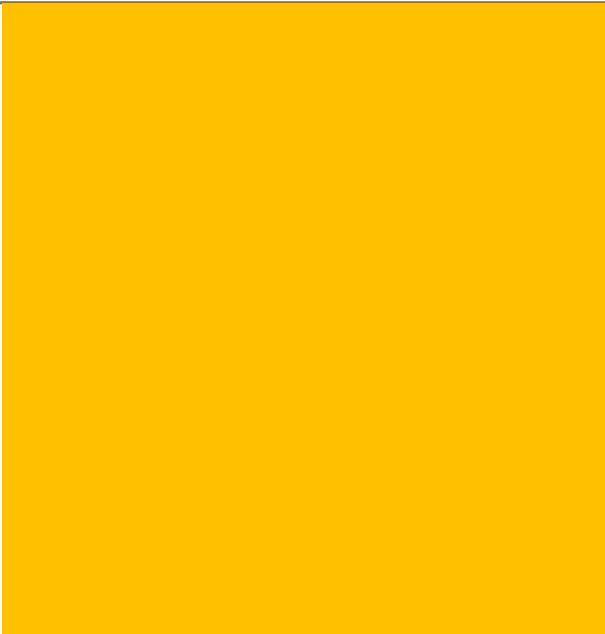




Regards sur l'or noir : un nouveau choc pétrolier se dessinerait-il à l'horizon ?

Document de Travail n° 11
Décembre 2018

VALICI Thomas



Table des matières

I.Introduction	2
II.Qu'est ce qui détermine les prix du pétrole ?	2
III.Quelles sont les différentes étapes de l'exploitation du pétrole ?	3
IV.Pourquoi les prix du pétrole ont-ils chuté violemment en 2014 ?	3
V.Pourquoi les pays de l'OPEP et la Russie se sont-ils alliés pour soutenir les cours du pétrole ?	5
VI.Pourquoi l'équilibre de Nash peut-il expliquer la politique actuelle de réduction de l'offre ?	7
VII.Pourquoi avons-nous récemment vu rechuter les cours du pétrole ?	8
VIII.Pourquoi les prix du pétrole ont-ils une tendance de fond haussière ?	8
IX.Pourquoi le pétrole de schiste ne résoudra pas le problème du déficit d'investissement ?	12
X.Pourquoi le pétrole a encore de beaux jours devant lui ?	17
XI.Estimation du nombre de barils manquants	18
XII.Estimation des prix futurs du Brent	20
XIII.Conclusion	22

I. Introduction

Tous les économistes scrutent les évolutions du pétrole avec vigilance et préoccupation. Polluant atmosphérique, il n'en demeure pas moins de nos jours la source d'énergie la plus utilisée sur notre planète, devant le charbon, le gaz naturel et le nucléaire. Ses variations, à la hausse comme à la baisse, peuvent conduire à des changements de cycles économiques, d'où la nécessité d'anticiper tout signe d'un retournement de situation sur ce marché. Lorsque son nom est mentionné, nous pensons le plus souvent aux carburants liquides tels que l'essence, le diesel, le fioul (mazout), le kérosène ou encore le gaz de pétrole liquéfié, puisque nous songeons aux moyens de transport qu'il propulse, qu'il s'agisse de l'aérien, du maritime, du fluvial ou du terrestre. Mais, le pétrole entre par ailleurs dans la fabrication de nombreuses matières : dans la pétrochimie (isolants, emballages, plastiques, caoutchoucs synthétiques...), l'habillement (fibres synthétiques comme le nylon ou le polyester...), les produits pharmaceutiques (médicaments, graisses, huiles blanches, paraffines...), la chimie (les solvants, peintures, diluants, encres, colles, détergents, teintureries...), les produits d'hygiène (dentifrice, brosse à dents...), les engrais et les pesticides ou encore l'électricité lorsqu'elle est fabriquée à partir du fioul. Autant dire que le pétrole est partout.

Alors que les marchés pétroliers avaient montré des signes haussiers lors de ces derniers mois avant de rechuter violemment au cours du 4^{ème} trimestre de 2018, un choc pétrolier est-il un scénario envisageable à moyen terme ? Si oui, quels en seraient les signes avant-coureurs ?

Nous présenterons en première partie les déterminants des prix de l'or noir ainsi que ses différentes étapes d'exploitation. La deuxième partie proposera un regard sur l'évolution des marchés pétroliers depuis 2014 et les raisons pour lesquelles les prix du pétrole ont une tendance de fond haussière à moyen terme. La dernière partie tentera d'estimer les conséquences du sous-investissement massif observé dans l'industrie depuis 2015 sur les prix futurs du Brent, à comportements de consommation inchangés.

II. Qu'est ce qui détermine les prix du pétrole ?

Les prix du pétrole sont déterminés par deux facteurs : l'équilibre entre l'offre et la demande et la psychologie des marchés. Le sentiment et la conviction des acteurs du marché sont en effet des éléments déterminants dans l'attribution du prix de l'or noir, puisqu'il est largement fixé sur les marchés à terme. Un contrat à terme est un accord ferme et obligatoire de livraison d'un actif sous-jacent à une date future entre l'acheteur et le vendeur.

Sur ce marché, il y a principalement deux types d'acheteurs : ceux qui se couvrent d'un risque « le hedging » (une compagnie aérienne se protégeant d'une hausse éventuelle des prix du baril) et ceux qui spéculent (un agent essayant de déterminer les prix du marché, mais qui n'aurait pas l'intention d'acheter de pétrole). Ces derniers permettent néanmoins de favoriser la liquidité sur les marchés pour ceux qui souhaitent se prémunir des risques. Selon le Chicago Mercantile Exchange (CME), la plupart des transactions sur contrats à terme sont effectuées par des spéculateurs : ainsi, moins de 3% des transactions aboutissent à ce que l'acheteur d'un contrat à terme prenne possession du produit négocié.

III. Quelles sont les différentes étapes de l'exploitation du pétrole ?

L'exploitation du pétrole se divise essentiellement en deux étapes.

En amont, se retrouvent les différentes étapes d'exploration et de production pétrolière. L'exploration consiste à rechercher des gisements. Pour ce faire, géologues et géophysiciens opèrent conjointement grâce à des techniques d'imagerie et de forage pour certifier la présence de pétrole et évaluer les réserves, qu'il s'agisse de sources conventionnelles ou non. La phase de production commence avec le développement du gisement (choix crucial de l'emplacement, des installations et du matériel, trajectoire des forages, gestion des réserves...) et se poursuit avec l'extraction du pétrole. L'exploration et la production du pétrole étaient autrefois et avant tout effectuées en terre « onshore », pour des raisons techniques, économiques et par facilité d'accès. Cependant, depuis plusieurs décennies maintenant, les développements s'effectuent aussi dans la mer « offshore », où les techniques sont plus complexes, puisque les eaux profondes compliquent les opérations. En raison, notamment des conditions météorologiques extrêmes, mais aussi à cause des décalages de température, de pression et de corrosion.

En aval, se retrouvent les différentes étapes de raffinage et de distribution. Les opérations de raffinage consistent à distiller et à transformer le pétrole brut (selon sa viscosité, son contenu en soufre, son origine...) pour le convertir en carburants propres à l'emploi, par exemple de l'essence, du gazole ou encore du kérosène. Pour acheminer le pétrole d'une zone de production aux raffineries (transport primaire) ou des raffineries vers les zones de consommation (transport secondaire), plusieurs modes de transports sont ainsi utilisés : routier et ferroviaire par voie terrestre, pétrolier par voie maritime, barge par voie fluviale ou par pipeline.

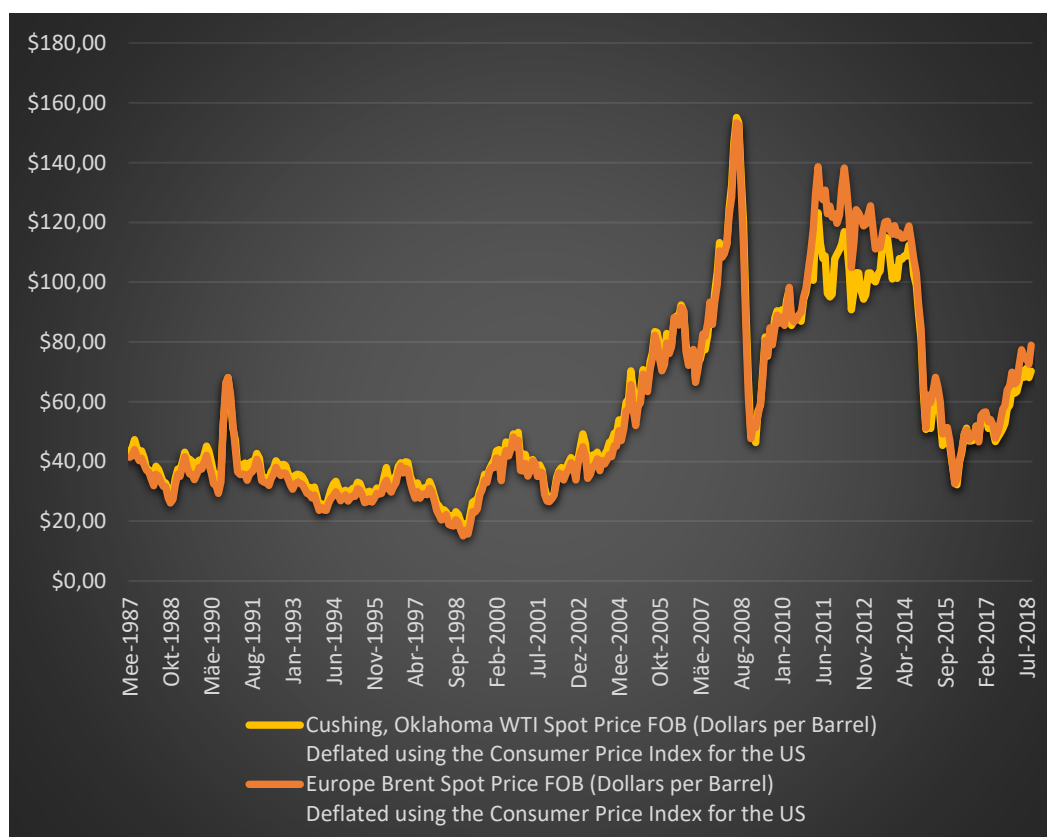
La durée des différents projets pour démarrer la production pétrolière n'est pas la même. Pour certains pétroliers onshore, il faut compter entre 3 et 6 mois (pétroliers de schiste) tandis que pour d'autres plusieurs années. Pour les projets « offshore », il faut compter au minimum entre 5 et 7 ans. En règle générale, le temps nécessaire pour commencer à extraire du pétrole dépend très fortement des types de terrain, de l'existence ou non d'infrastructures locales, de la difficulté à installer des plateformes, des types de licences obtenues par les autorités gouvernementales, des normes environnementales¹, des réseaux d'approvisionnement, des enquêtes sismiques, de la modélisation des réservoirs, des installations, des premiers forages des puits, des analyses de la faisabilité et du retour sur investissement du projet, etc...

IV. Pourquoi les prix du pétrole ont-ils chuté violemment en 2014 ?

¹ Les opérations dites de fracking (fracturation hydraulique) sont par exemple interdites dans la plupart des pays européens.

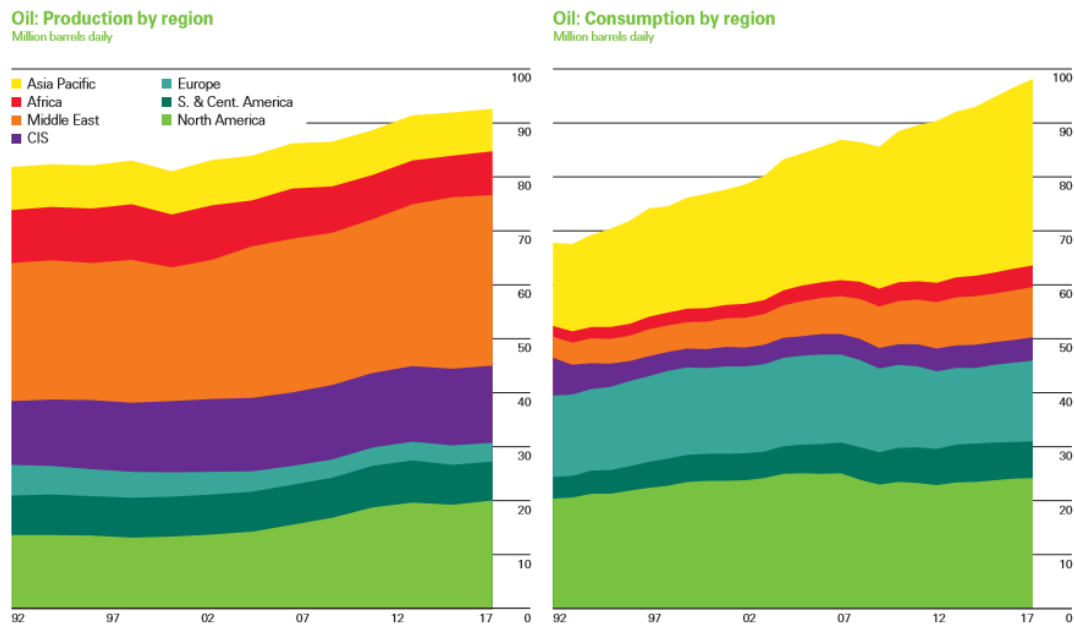
De nombreux facteurs ont contribué à la chute des prix du pétrole en 2014 (Graphe 1). Plusieurs économies émergents telles que la Russie, l'Inde, le Brésil et plus particulièrement la Chine avec une soif inextinguible de pétrole au cours de la première décennie du nouveau millénaire, ont commencé à ralentir économiquement après 2010, créant des répercussions baissières notables sur les prix du pétrole. Au même moment et face aux prix élevés, en partie expliqués eux aussi par des sous-investissements massifs, certaines économies avancées telles que les Etats-Unis et le Canada ont intensifié leurs efforts pour produire du pétrole, développant de nouveaux procédés de fracturation pour récupérer le pétrole non conventionnel avec notamment les fameux sables et schistes bitumeux (Image 1). Enfin, confrontée à la décision de laisser les prix continuer à baisser ou de céder des parts de marché en réduisant la production dans le but de faire remonter les prix, l'Arabie saoudite a préféré relever légèrement sa cadence de production, estimant que les prix bas du pétrole offriraient plus d'avantages au Royaume plutôt que de laisser filer une partie de sa part de marché. L'Arabie saoudite détient les plus grandes réserves de pétrole au monde après le Venezuela et a les méthodes d'extraction les moins coûteuses, ce qui lui permettait de financer cette nouvelle stratégie. En soutenant les prix du pétrole bas, l'Arabie saoudite espérait que des pays comme les Etats-Unis et le Canada seraient obligés d'abandonner leurs méthodes de production plus onéreuses en raison de leur manque de rentabilité.

Graphe 1 : Cours du Brent et du WTI ajustés par l'indice des prix à la consommation américain (05/1987 - 09/2018)



Sources : Agence d'information sur l'énergie, Banque fédérale de Saint Louis et calculs de l'auteur

Image 1² : Production et consommation de pétrole dans les différentes régions du monde - en millions de barils/j - (1992 - 2017)



Source : BP

V. Pourquoi les pays de l'OPEP et la Russie se sont-ils alliés pour soutenir les cours du pétrole ?

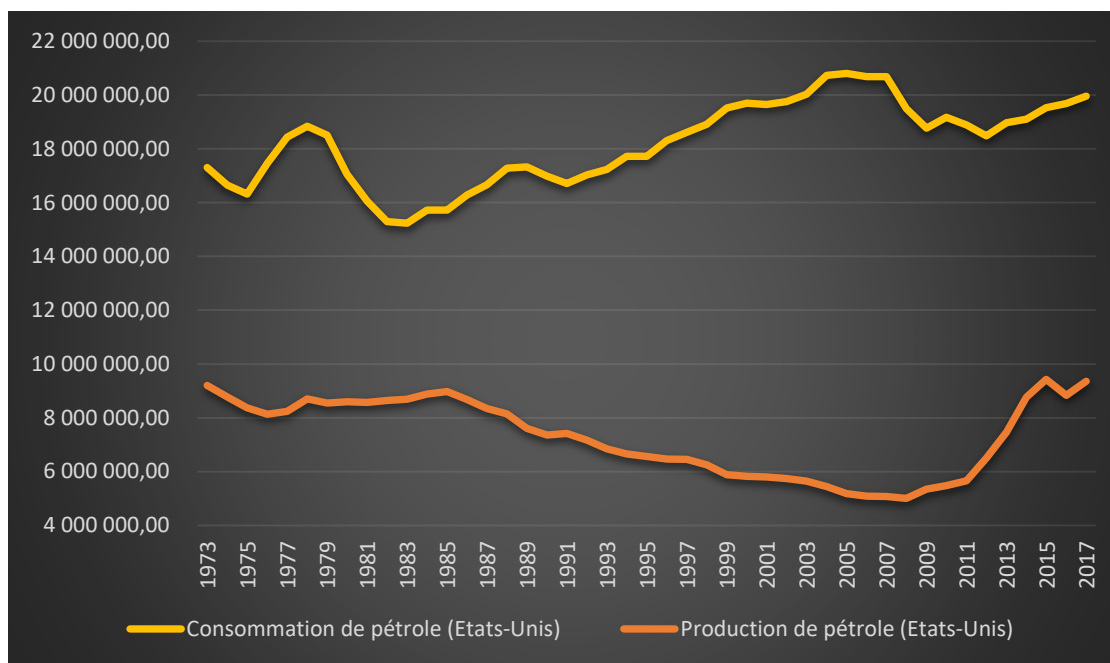
La baisse des cours du pétrole a fortement impacté les recettes et les performances économiques de l'Arabie saoudite. En 2016, les exportations pétrolières du pays ont représenté en proportion 12,7% de son PIB (contre 24% en 2015) et 62% de son budget (contre 73% en 2015). La croissance économique du pays est quant à elle passée de 4,1% en 2015 à 1,7% en 2016. Sur le plan financier, les pertes de liquidité engendrées par la baisse du baril ont provoqué le gel des dépenses gouvernementales, d'importants arriérés de paiement et une politique d'émission de dette sur le marché local. Subissant au même moment d'importants coûts financiers avec la guerre du Yémen, les réformes économiques de la Vision 2030 qui vise le pays à sortir de sa dépendance au pétrole et à diversifier son économie ainsi que la dégradation de la note souveraine par les agences de notation Fitch et Moody's, l'Arabie saoudite ne pouvait plus se permettre de maintenir une politique pétrolière expansionniste. D'autant plus que l'introduction en Bourse d'Aramco³ -afin de financer le fond souverain du pays- aurait été fortement pénalisée, car la valeur estimée de la société dépend fortement des cours du pétrole. Enfin, l'effet escompté sur la production américaine ne s'est manifesté que dans une moindre mesure (Graphe 2), puisque la production s'est trouvée partiellement freinée. La renégociation

² CIS : Commonwealth of Independent States (Communauté des États indépendants).

³ L'incroyable feuilleton de l'introduction en Bourse de cette société à hauteur de 5% du capital pour un montant astronomique de 100 milliards de dollars américains, soit deux mille milliards (deux fois plus qu'Apple) ne cesse d'être repoussé par les autorités saoudiennes. Certains professionnels doutent même de l'authenticité de cette volonté.

des contrats avec les fournisseurs, l'optimisation du processus d'extraction, le forage dans les zones les plus productives « sweet spots » et sans doute les taux d'intérêt historiquement bas qui ont poussé les investisseurs à se diriger vers des placements plus rémunérateurs et plus risqués, peuvent expliquer cette forte résilience. La technologie n'aurait quant à elle que très peu pesé sur les coûts (à 10%).

Graph 2 : Consommation et production brute de pétrole aux États-Unis - en barils/j - (1973 - 2017)



Source : Agence d'information sur l'énergie

Autre cause de ce revirement : les tensions entre les pays de l'OPEP allaient croissantes. Bon nombre de pays avaient besoin d'un prix du baril de pétrole nettement supérieur à celui de 2016 pour équilibrer les budgets publics. Selon le FMI, l'Algérie avait besoin d'un baril à \$93 en 2016, l'Iran de \$73,1, l'Iraq de \$46,1, la Libye de \$212,8, Oman de \$80,1, l'Arabie saoudite de \$93,7 et le Yémen de \$364. De surcroît, la Russie (frappée en outre par des sanctions américaines et européennes), le Venezuela, le Brésil, le Mexique, l'Equateur, la Colombie, l'Angola, le Congo, le Ghana, le Nigeria ou encore le Kazakhstan, entre autres, exprimaient eux aussi leurs inquiétudes. Ryad ne pouvait donc plus continuer à inonder le marché de son pétrole sous risque de pénaliser ses relations diplomatiques, de menacer l'existence même de l'OPEP et de ne pas couper court au mécontentement de ses propres résidents. En effet, le Royaume souhaitait diminuer ses subventions sur l'eau et l'électricité et réduire la part des salaires des fonctionnaires dans le budget de l'Etat de 45 à 40%, puisque les Saoudiens se tournent majoritairement vers les emplois publics (70% des travailleurs saoudiens sont employés par les administrations publiques, bénéficiant en général d'un salaire deux fois et demi plus élevé que celui d'un salarié privé⁴).

⁴Voir : <https://www.lesechos.fr/idees-debats/cercle/cercle-187912-opinion-le-plan-vision-2030-de-larabie-saoudite-un-enjeu-pour-la-perennite-economique-du-royaume-2215330.php>

A la mi-septembre 2016, les pays membres de l'OPEP ont alors décidé à Alger de diminuer la production de 700 000 barils par jour. Ce chiffre modeste, comparé aux 4,2 millions de barils retirés suite à la réunion à Oran de décembre 2008, est toutefois à relativiser puisque les pays du cartel n'étaient pas parvenus à s'accorder au sujet d'un gel de production cinq mois auparavant à Doha. La réunion du 30 novembre 2016 à Vienne, qui avait pour objectif de sceller les accords de production fit état d'une réduction quotidienne de 1,2 millions de barils par jour et d'une stabilisation de la production pour les membres du cartel à 32,5 millions de barils.

L'OPEP avait aussi demandé aux pays non membres de l'organisation de porter une partie du fardeau, soit 600 000 barils par jour. Parmi les plus importants producteurs qui ont baissé leur production : l'Arabie saoudite (- 486 000 b/j), la Russie (-300 000 b/j), l'Irak (- 210 000 b/j), les Emirats arabes unis (- 139 000 b/j) ou encore le Koweït avec (-131 000 b/j). Le Nigéria et la Libye, deux pays dont la production avait baissé, compte tenu des troubles intérieurs (attaques de rebelles sur les installations pétrolières et guerre civile) ont été exemptés de ces mesures. L'Indonésie, qui importait plus de brut qu'elle n'en exportait, a suspendu sa participation au cartel. L'Iran fut alors à son tour favorisée pour qu'elle puisse produire jusqu'à un plafond de 3,8 millions de barils par jour.

VI. Pourquoi l'équilibre de Nash peut-il expliquer la politique actuelle de réduction de l'offre ?

Cette théorie des jeux est souvent utilisée afin d'évaluer les conséquences de plusieurs scénarii dans des domaines divers et variés tels que les relations internationales ou encore l'économie. Pour tester rapidement si l'équilibre de Nash existe, il suffit de révéler la stratégie de chaque joueur aux autres participants. Si personne ne désire changer sa stratégie, alors l'équilibre de Nash est prouvé étant donné que chaque partie prenante souhaite optimiser ses résultats.

Equilibre de Nash	Scenarii	Conséquences
Non	Tous les pays signataires décident de tricher sur les accords	Le prix du baril de pétrole chute de nouveau et se stabilise vers des prix historiquement bas. Cela impliquerait une hausse de l'endettement et des mesures draconiennes dans les budgets des pays.
Non	Un pays signataire décide de tricher sur les accords	Ce pays pourrait être mis à l'écart des accords (exécrables retombées diplomatiques) et prendrait le risque que les autres nations trichent également. Ce qui pénaliserait potentiellement une nouvelle fois le prix du baril, impliquerait des budgets déséquilibrés et fragiliserait la paix sociale dans les pays producteurs.
Oui	Chaque pays signataire respecte les accords	Ceteris paribus, le prix du baril de pétrole va alors progressivement remonter et celui-ci pourrait être mieux contrôlé, car cette coupe de production implique une capacité éventuelle de production non exploitée en cas d'augmentation inattendue de la demande.

Bien que des pays pétroliers aient déjà triché sur des accords précédents, il semble que cette fois-ci, les pays producteurs ont bien compris que des prix du pétrole extrêmement bas ou élevés étaient tous deux d'importants problèmes, puisqu'ils privent les Etats de rentrées fiscales ou ils érodent la demande et encouragent les énergies alternatives. L'intérêt pour ces

pays producteurs de pétrole de long terme est de faire converger le prix du baril vers un prix raisonnable et accepté, pour qu'ils puissent financer leurs dépenses et aussi gagner du temps pour diversifier leur économie. Une plus faible coupe dans la production par rapport à 2008, des taux records de conformité⁵ dans les accords de production, des stratégies de diversification de plusieurs pays membres et des négociations constructives entre chiites et sunnites justifient cette hypothèse.

VII. Pourquoi avons-nous récemment vu rechuter les cours du pétrole ?

Plusieurs raisons peuvent expliquer la chute des prix du pétrole (au cours du 4ème trimestre de 2018) : d'importantes positions spéculatives pour jouer la hausse du pétrole (aux alentours de 1 100 000 contrats sur le Brent et le WTI) suite au retour des sanctions américaines contre l'Iran ont été en partie soldées pour prendre les bénéfices, des dérogations « waivers » plus souples qu'attendues instaurées par l'administration de Trump⁶ pour commercer avec le pétrole iranien mais à une moindre mesure ont été attribuées à huit pays (la Chine, l'Inde, la Corée du Sud, le Japon, l'Italie, la Grèce, la Turquie et Taiwan) conduisant à un surplus inattendu de production, la saisonnalité d'une demande plus faible avec les raffineries qui effectuent des opérations de maintenance pour changer leur mix produit avant l'hiver, un rapport de l'OPEP déclarant que la demande mondiale de pétrole augmenterait de 1,29 million de barils par jour pour l'année 2019, soit 70 000 b/j de moins que prévus et finalement le président américain qui ne cesse de taper du poing sur la table pour signaler aux pays membres du cartel que les cours du pétrole devraient être moins élevés, en brandissant implicitement le projet de loi NOPEC⁷.

VIII. Pourquoi les prix du pétrole ont-ils une tendance de fond haussière ?

La situation à court terme est certes baissière pour l'or noir, mais la situation risque de s'inverser à un horizon pas si lointain. Il est alors nécessaire de ne pas tenter de justifier ou d'expliquer les mouvements irrationnels des marchés liés à la psychologie mais plutôt de s'intéresser à la valeur fondamentale du produit. « *In the short run, the market is a voting machine but in the long run it is a weighing machine* » (Graham 1934)⁸.

⁵ Ces taux de conformité ont aussi été soutenus par une production déclinante (risquant par ailleurs de continuer par manque d'investissements) au Venezuela et des difficultés d'approvisionnement en Libye.

⁶ Le 5 novembre 2018, le secrétaire d'Etat américain Mike Pompeo a déclaré que la réduction «immédiate des exportations iraniennes» aurait choqué le marché. "Je ne veux pas faire monter les prix du pétrole", a-t-il déclaré. Ces dérogations ont d'ailleurs surpris l'Arabie saoudite et les autres membres du cartel, puisque ces derniers d'ailleurs aidés des partenaires non membres de l'OPEP, avaient décidé depuis l'été dernier d'augmenter de 1 million par jour l'offre de pétrole pour assouplir l'effet produit des sanctions présumées totales sur l'Iran. En réalité, Donald Trump souhaitait voir le prix du baril baisser avant les élections de mi-mandat. Mais, l'Arabie saoudite a d'ores et déjà prévu qu'elle allait diminuer ses exportations de 500 000 b/j à partir de décembre. L'OPEP se réunit d'ailleurs le 6 décembre 2018 à Vienne et serait déjà d'accord pour réduire la production d'un million de barils par jour.

⁷ C'est la raison pour laquelle les pays membres du cartel font très attention à parler d'équilibre entre l'offre et la demande de pétrole et ne commentent jamais directement les prix.

⁸ Voir : Benjamin Graham & David Dodd (1934) « Security Analysis », Whittlesey House, McGraw-Hill Book Co

Le pétrole conventionnel, à la différence du pétrole non conventionnel qui regroupe le pétrole issu des schistes et sables bitumineux, des régions polaires ou en offshore profond, représente environ 95% de la production du marché dans le monde. Pour rappel, la production totale de pétrole était de 97,9 et de 100,09 de millions de barils par jour respectivement pour les années 2017 et 2018. Elle devrait être de 102,14 millions de barils en 2019.

Si aucun investissement n'est réalisé dans le pétrole conventionnel, les gisements perdent en moyenne 5% de leur capacité productive chaque année avec les procédés de production actuels à cause de la déplétion⁹. Pour pallier ce phénomène tout à fait naturel lié à la perte de pression des puits, elle-même expliquée par le déclin naturel du gisement, l'Agence d'information sur l'énergie a estimé qu'il faille investir 640 milliards de dollars en amont dans l'exploration et la production de pétrole par an entre 2017 et 2040 pour éviter une pénurie potentielle de l'offre mondiale de pétrole¹⁰. L'ensemble des acteurs ont investi 518 milliards en 2015, 374 milliards en 2016, 389 milliards en 2017 et entre 397 et 413 milliards sont prévus au courant de l'année 2018¹¹. Pour donner un ordre d'idée, les investissements mondiaux en production et en exploration de pétrole étaient de 485 milliards de dollars en 2008, 420 milliards en 2009, 471 milliards en 2010, 565 milliards en 2011, 628 milliards en 2012, 697 milliards en 2013 et 683 milliards en 2014 (Graphe 3). La déplétion naturelle n'est donc plus totalement combattue depuis 2015, à cause du sous-investissement.

De plus, il est nécessaire de comptabiliser la demande supplémentaire de pétrole qui ne fait qu'augmenter, en moyenne de 1,3 millions de barils de plus par jour chaque année sur les dix dernières années (Tableau 1). La consommation de pétrole devrait se stabiliser aux alentours de 100,07 millions de barils par jour en 2018 et de 101,51¹² millions en 2019. S'ajoute à cela, les nouvelles découvertes de pétrole, qui sont à leur plus bas niveau depuis les années 1940¹³. Les opérateurs produisent ce qu'ils ont trouvé, par conséquent ce manque de découverte risque également de peser sur l'offre future de pétrole. Les capacités excédentaires de production des pays de l'OPEP « spare capacity » sont à des plus bas historiques et sont appelées à décroître (Graphe 4). En 2018, ces capacités se chiffrent aux alentours de 1,55 millions de barils par jour. Les capacités excédentaires mondiales se chiffreraient aujourd'hui entre 3 et 3,5 millions de barils par jour selon l'AIE et seraient essentiellement localisées en Arabie saoudite.

Le marché du pétrole pourrait donc être de plus en plus tendu, puisque les marges de manœuvre sont de moins en moins grandes. Le retard qui a été pris dans les investissements depuis 2015 ne se rattrapera pas si facilement, car les projets d'investissement pétroliers prennent plusieurs années avant de déboucher sur une production. Le rapport de l'Agence d'information¹⁴ sur l'énergie prédit d'ailleurs un déséquilibre du marché mondial à moyen terme à cause de l'insuffisance des investissements. Cette même Agence alerte sur une possible

⁹ Voir : https://www.iea.org/media/news/older/WEO2013_factsheets.pdf & <http://petrole.blog.lemonde.fr/files/2017/01/HSBC-peak-oil-report-2017.pdf> & https://www.lesechos.fr/02/02/2018/lesechos.fr/0301243060190_--le-petrole-de-schiste-ne-devrait-pas-inonder-le-marche--.htm

¹⁰ Voir : <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/articles/oil/2018-upstream-investment-threat>

¹¹ Voir : <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Publications/Analyses-technico-economiques/Rapports-annuels-sur-les-investissements-petroliers>

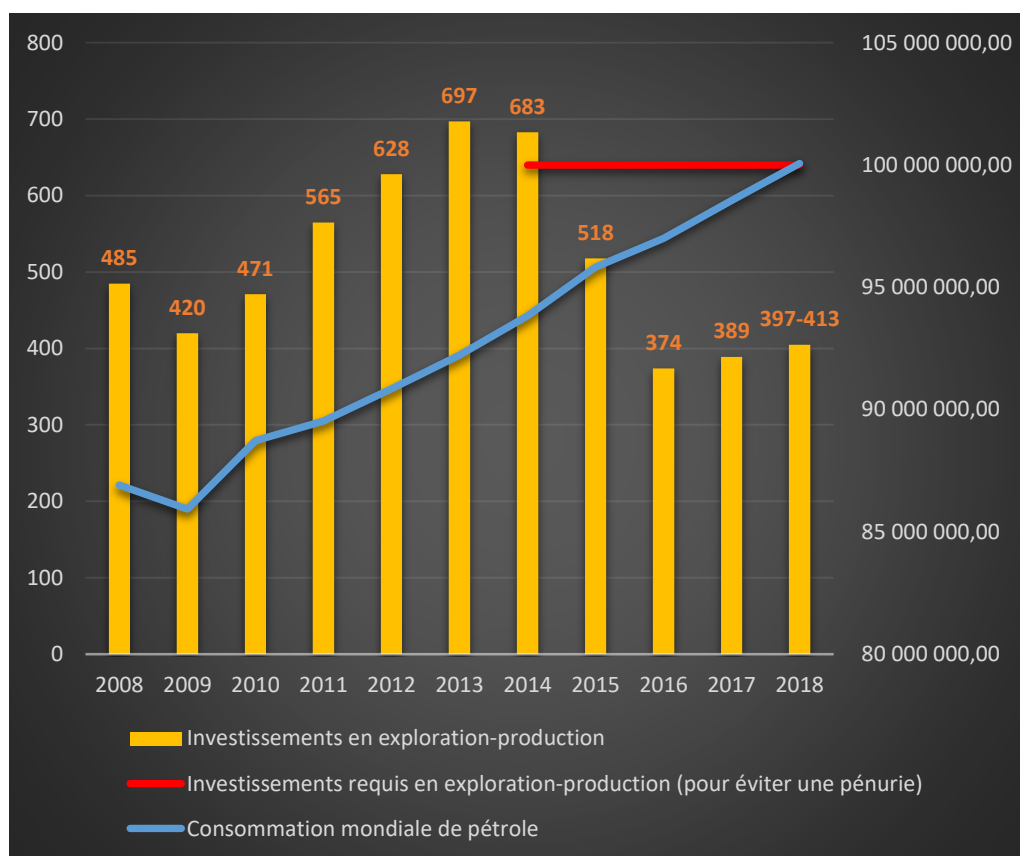
¹² Voir : https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/global_oil.php

¹³ Voir : <https://www.iea.org/newsroom/news/2017/april/global-oil-discoveries-and-new-projects-fell-to-historic-lows-in-2016.html>

¹⁴ Voir : <https://www.iea.org/newsroom/news/2018/november/world-energy-outlook-2018-examines-future-patterns-of-global-energy-system-at-a-t.html>

pénurie d'or noir à l'horizon 2025, à moins que les compagnies pétrolières ne doublent rapidement leurs dépenses d'investissement.

Graphe 3 : Évolution des investissements mondiaux en exploration-production associée à la consommation mondiale de pétrole - en milliards de dollars et en barils de pétrole/j - (2008 - 2018)



Sources : Agence d'information sur l'énergie & IFP Énergies nouvelles

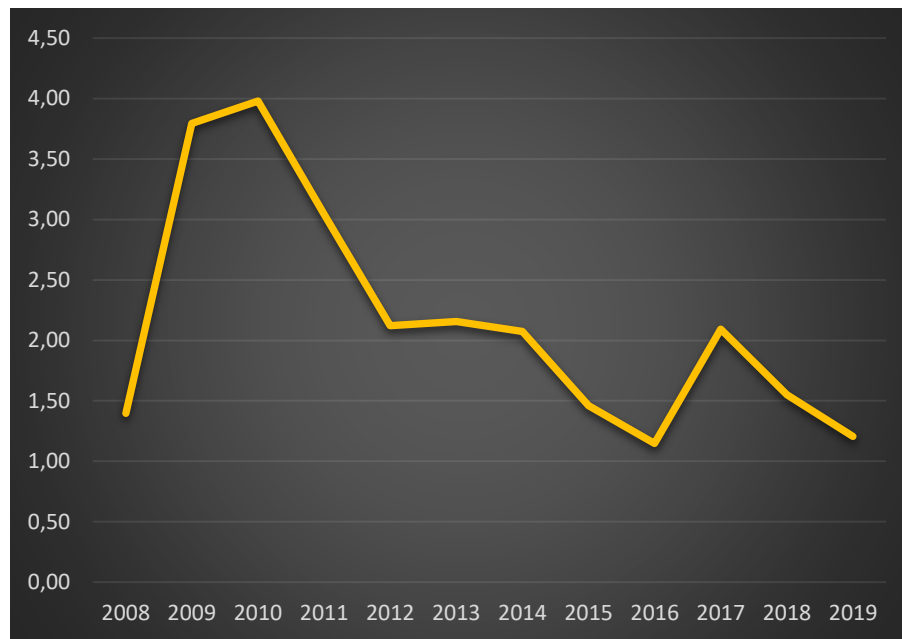
Tableau 1 : Évolution des investissements mondiaux en exploration et production associée à la consommation mondiale de pétrole - en milliards de dollars et en barils de pétrole/j - (2008 - 2018)

Yr.	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2008-2018	2014-2018
E&P invest.	485	420	471	565	628	697	683	518	374	389	405	-1,8%	-12,2%
%	-	-13,4%	12,1%	20,0%	11,2%	11,0%	-2,0%	-24,2%	-27,8%	4,0%	4,1%	-	-
World oil cons.	86 914 559	85 935 897	88 738 977	89 525 677	90 853 638	92 230 567	93 841 814	95 823 769	97 005 146	98 550 000	100 070 000	1,4%	1,6%
%	-	-1,1%	3,3%	0,9%	1,5%	1,5%	1,7%	2,1%	1,2%	1,6%	1,5%	-	-

Sources : Agence d'information sur l'énergie & IFP Énergies nouvelles

Il s'agit de taux de croissance annuels moyens pour les deux dernières colonnes renommées (2008-2018) et (2014-2018). La colonne (%) quant à elle a été renseignée en appliquant une variation de l'année n à l'année n-1. Pour l'année 2018, il s'agit d'une estimation fournie pour l'heure par les deux institutions (AIE & IFP).

Graphe 4 : Capacités excédentaires de production des pays membres de l'OPEP - *en millions de barils/j* - (2008 - 2019)



Source : Agence d'information sur l'énergie

Les dépenses d'investissement passées et effectuées avant 2015 expliquent entre autres les raisons pour lesquelles ce déficit n'a pas encore été véritablement observé. Comme les projets pétroliers peuvent prendre plusieurs années avant de produire du pétrole, tout recul d'investissement se mesurera alors sur un laps de temps similaire. Autrement dit, nous vivons actuellement sur les dépenses d'investissement passées et le réveil risque d'être fort brutal.

En réalité le problème du pétrole commencera à se ressentir bien avant 2025, mais plutôt après 2020. Le président-directeur général de Total, Patrick Pouyanné¹⁵ mais aussi l'Agence internationale de l'énergie¹⁶ ont déjà communiqué sur le fait que nous risquerions de manquer de pétrole après 2020.

Sur le plan géopolitique, d'autres éléments qui pourraient pousser fortement les prix resteront à surveiller : les élections en Libye au mois de décembre 2018 et au Nigéria en avril 2019. Dans le dernier cas, le mouvement militant nigérian pour l'émancipation du Niger plaçant pour une meilleure répartition des richesses pétrolières pourrait refaire son apparition à l'approche des élections, en effectuant par exemple des kidnappings d'expatriés ou des explosions de pipeline. Ces événements pourraient apporter davantage de risque géopolitique sur les marchés, car ils menaceraient directement l'offre de pétrole.

Il est vrai que plus le prix du pétrole va augmenter, plus la croissance économique mondiale risque de s'en voir affectée et plus la demande en or noir risque de diminuer. Les incertitudes de la guerre économique entre la Chine et les Etats-Unis peuvent effectivement poser question

¹⁵ Voir : https://www.lemonde.fr/economie/article/2018/02/06/patrick-pouyanne-pdg-de-total-apres-2020-on-risque-de-manquer-de-petrole_5252425_3234.html

¹⁶ Voir : <https://www.lesechos.fr/idees-debats/cercle/cercle-173901-petrole-vers-un-choc-de-loffre-ou-de-la-demande-2115767.php>

sur la demande future en or noir car la croissance économique risque d'être endommagée. En revanche, il faudrait que les répercussions soient véritablement graves et profondes. Bien que les deux chocs pétroliers de 1973 et 1979 ainsi que la crise économique de 2008 aient diminué la demande en pétrole, les crises financières de 1998, 2001 et 2007 ont stabilisé mais n'ont pas contracté la demande.

IX. Pourquoi le pétrole de schiste ne résoudra pas le problème du déficit d'investissement ?

Il est couramment admis dans les médias que le pétrole de schiste américain¹⁷ répondra à tous les problèmes en cas de forte hausse de la demande ou de baisse de l'offre, puisque les producteurs ont su prouver leur résilience et leur grande adaptabilité lors de la chute des cours. Mais en réalité, ce raisonnement est faux. Avec les technologies et les connaissances actuelles, il s'agit tout simplement d'un mythe.

Premièrement, le pétrole de schiste dans son ensemble n'a jamais été rentable.

Une étude¹⁸ a été réalisée par l'Institut d'économie de l'énergie et d'analyse financière a relevé que depuis 2010, les pétroliers de schiste ont dégagé uniquement des flux de trésorerie négatifs (Tableau 2). De janvier 2010 à janvier 2018, ces 33 sociétés auraient dépensé 196 milliards de plus qu'elles n'ont vendu. Afin de soutenir leurs opérations, elles auraient accumulé 46 milliards de dette à long terme et levé 41 milliards en capitaux propres.

Lors des deux premiers trimestres de 2018, seules 9 de ces 33 sociétés ont dégagé des flux de trésorerie positifs. Les performances médiocres des autres sociétés n'ont pas réussi à couvrir leurs dépenses en capital dans les flux de trésorerie opérationnels. Au total, ces mêmes sociétés ont également épuisé 5 milliards de dollars de réserve de trésorerie pour maintenir les projets tout en assurant la stabilité des distributions aux investisseurs (dividendes).

« Les entreprises de fracturation au sens large ont enregistré des résultats encore pires, car une vague de faillites d'entreprises (non prises en compte dans cet échantillon) a effacé des milliards de dollars supplémentaires d'endettement et de fonds propres » (Institut d'économie de l'énergie et d'analyse financière 2018).

Les puits de schiste voient leur production s'épuiser de 70 à 90% au cours des trois premières années et le déclin des réserves sans nouveau forage se situe généralement entre 20 et 40% par an. Des investissements continus dans les nouveaux forages sont alors nécessaires pour éviter une forte baisse de production.

¹⁷ Les pétroliers de schiste américains auraient produit 4,67 millions de barils par jour en moyenne en 2017.

¹⁸ Voir : http://ieefa.org/wp-content/uploads/2018/10/Red-Flags-on-U.S.-Fracking_October-2018.pdf

Tableau 2 : Aperçu des résultats financiers de 33 sociétés pétrolières et gazières de schiste américaines cotées en bourse - (en millions de dollars)- (2010 - 2017)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Basic Information								
Total Revenues	141,783	136,215	124,954	144,261	165,616	97,580	79,537	106,647
Total Costs excluding tax provision	112,206	104,947	103,886	117,929	138,711	211,810	120,963	109,876
Net Income	19,838	22,027	10,649	17,850	14,773	(85,728)	(36,620)	1,917
Long Term Debt	79,872	88,930	112,203	115,777	129,938	137,416	130,728	131,627
Share Distributions								
Dividends	2,622	2,732	3,315	3,016	3,597	3,598	2,153	2,306
Net Stock Buybacks (Issuance)	(3,002)	(150)	(270)	(1,267)	1,088	(11,908)	(25,290)	(4,567)
Net Distributions	(380)	2,582	3,045	1,749	4,685	(8,310)	(23,137)	(2,261)
Cash at End of Period	16,298	15,167	13,458	21,310	27,205	15,821	25,937	22,069
Free Cash Flow								
Operating Cash Flow	55,786	63,663	65,035	77,002	80,716	36,449	26,551	41,469
Capital Expenditure	(69,796)	(85,543)	(102,871)	(93,794)	(113,762)	(70,899)	(44,868)	(56,926)
Free Cash Flow (FCF)	(14,012)	(21,880)	(37,835)	(16,792)	(33,043)	(34,449)	(18,318)	(15,453)

Source : Institut d'économie de l'énergie et d'analyse financière

Deuxièmement, les capacités d'utilisation pour extraire le pétrole et le gaz aux Etats-Unis sont déjà à leur maximum (Graphe 5).

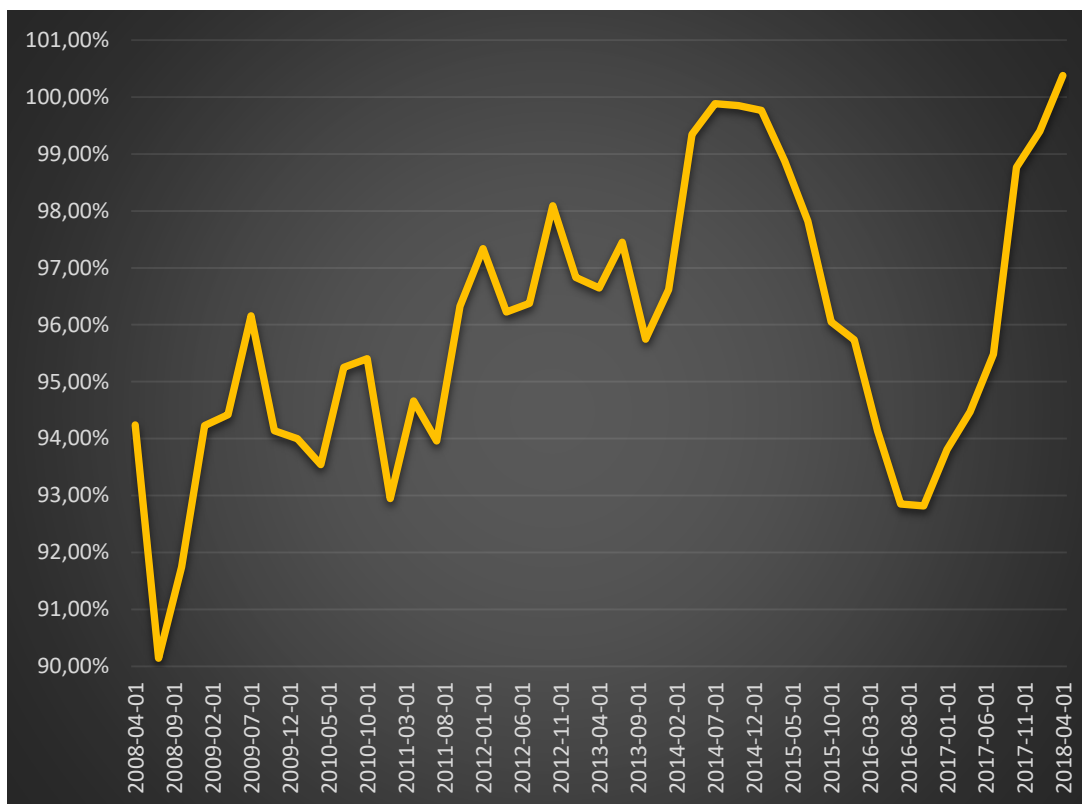
A vrai dire, les pétroliers de schiste ont d'importants problèmes de logistique, puisque le boom apparu depuis 2016 s'est largement opéré dans le Bassin permien (au Texas). Même si ces derniers producteurs produisaient plus, ils auraient du mal à sortir le pétrole de cette zone.

Les pipelines sont actuellement saturés¹⁹, bien que de nouveaux équipements devraient voir le jour au cours de la deuxième moitié de 2019 (Cactus 2 et Gray Oak). Les transports se font de plus en plus par voie terrestre, notamment par le ferroviaire et le routier, eux aussi de plus en plus congestionnés. Avec un marché de l'emploi très tendu, le salaire des routiers dans l'industrie pétrolière a explosé. On estime à 105 000 dollars par an en moyenne leur salaire²⁰.

¹⁹Voir: <https://money.cnn.com/2018/05/08/investing/oil-pipeline-permian-basin/index.html> & https://www.lesechos.fr/22/07/2018/lesechos.fr/0301997319211_petrole---faute-de-pipelines--le-texas-peine-a-exporter-sa-production-record.htm

²⁰ https://www.lesechos.fr/03/07/2018/lesechos.fr/0301900265673_petrole---au-texas--les-chauffeurs-routiers-gagnent-autant-que-les-traders.htm

Graph 5 : Capacité d'utilisation : extraction de pétrole et de gaz aux Etats-Unis - en % - (2008T1 - 2018 Q1)



Source : Fed Saint Louis

D'autant plus que d'autres coûts ont augmenté pour les pétroliers de schiste américains : comme le sable par exemple, très utilisé pour la fracturation hydraulique. Son prix a plus que doublé en 2 ans (à 40 dollars la tonne) étant donné qu'un puits au Texas consomme jusqu'à 5 000 tonnes de sable, soit 200 chargements de camion. Les tarifs douaniers instaurés par l'Administration américaine n'ont pas non plus aidé l'industrie, avec un coût d'appareil de forage en acier qui a cru.

L'extraction du pétrole de schiste nécessite également beaucoup d'eau. Il est estimé qu'il faille entre 1,5 à 16 millions de gallons d'eau par puit²¹, c'est-à-dire entre 5,7 à 60,1 millions de litres d'eau pour pratiquer l'extraction. Outre les coûts d'approvisionnement et d'acheminement de l'or bleu, il faut compter un coût supplémentaire pour séparer l'eau sale du pétrole extrait, qui pourrait même se chiffrer à 6\$ par baril en 2025. On estime qu'il y a quatre barils d'eau sale pour chaque baril de pétrole extrait²².

²¹ Voir : https://www.usgs.gov/faqs/how-much-water-does-typical-hydraulically-fractured-well-require?qt-news_science_products=0#qt-news_science_products

²² Voir : <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-08-29/drowning-in-dirty-water-permian-seeks-a-22-billion-lifeline>

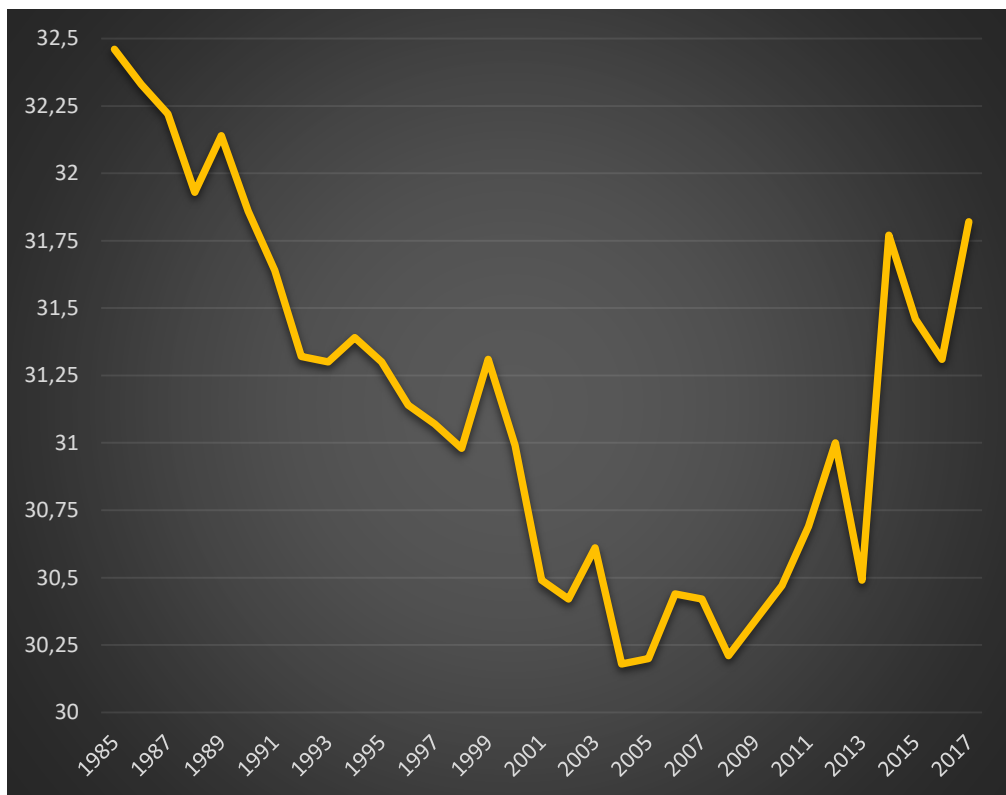
Troisièmement, le pétrole de schiste n'intéresse pas réellement les raffineries américaines.

C'est une des raisons pour lesquelles ce pétrole est exporté. Les raffineries américaines ont été conçues pour du pétrole plus lourd, avec une densité en pétrole brut en degrés API dans les environs de 31 (Graphe 6). Les API sont en général de 39,6 pour le WTI et de 38 pour le Brent. Les pétroliers de schiste fournissent un pétrole bien plus léger avec un API de 45 à 50 (peu rentable pour les raffineries) (Image 2).

Dès lors, les raffineries américaines procèdent à des mélanges mais ne parviennent pas à tout consommer à elles seules. Il faudrait des milliards de dollars d'investissement pour qu'elles changent leur conception afin d'accueillir et traiter plus massivement ce type de pétrole.

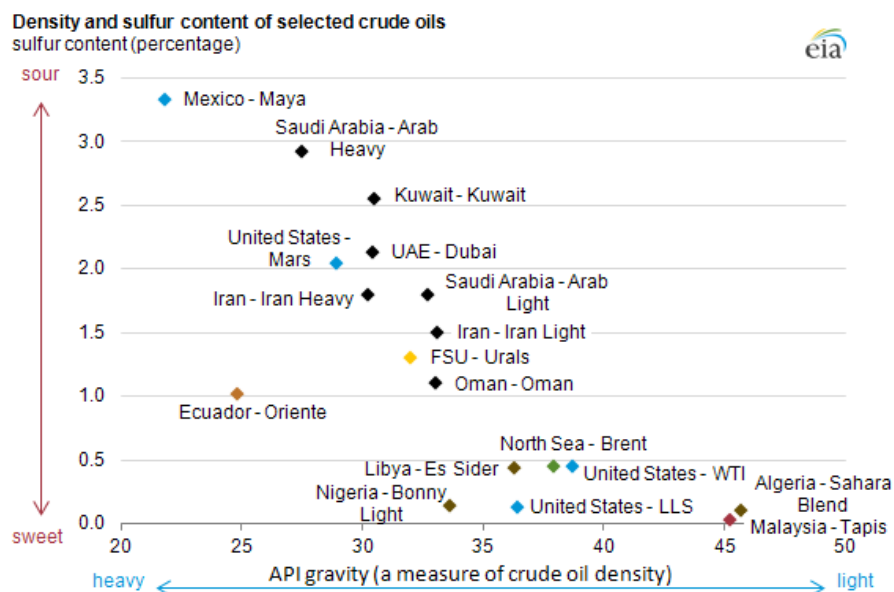
L'API plus léger et les problèmes de surcapacité (saturations) sont les raisons qui expliquent l'écart du différentiel entre le WTI à Cushing (référence américaine) et le WTI à Midland (référence du Bassin permien) (Graphe 7).

Graphe 6 : Moyenne pondérée de la densité API des entrées de pétrole brut dans les raffineries américaines - en degrés - (1985 - 2017)



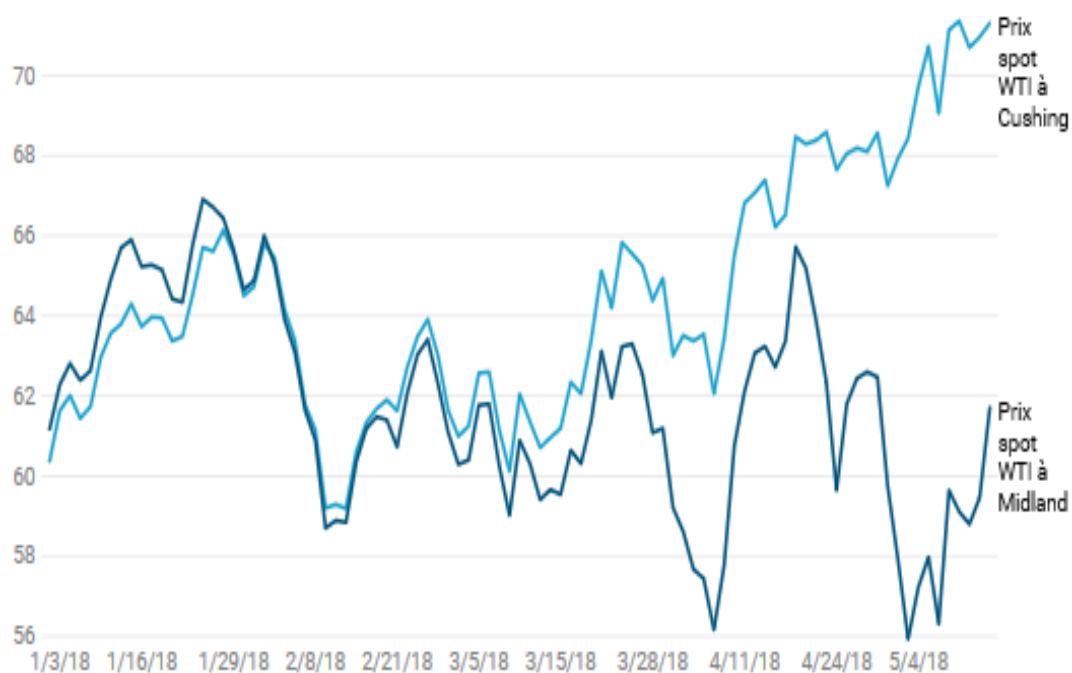
Source : Agence d'information sur l'énergie

Image 2 : Les pétroles bruts ont différentes caractéristiques de qualité



Source : Agence d'information sur l'énergie

Graphe 7 : Ecart de prix entre le WTI à Midland (référence du Bassin permien) et celui de Cushing (référence américaine) - en dollars - (Janvier 2018 - Mai 2018)



Source : Banque Mondiale

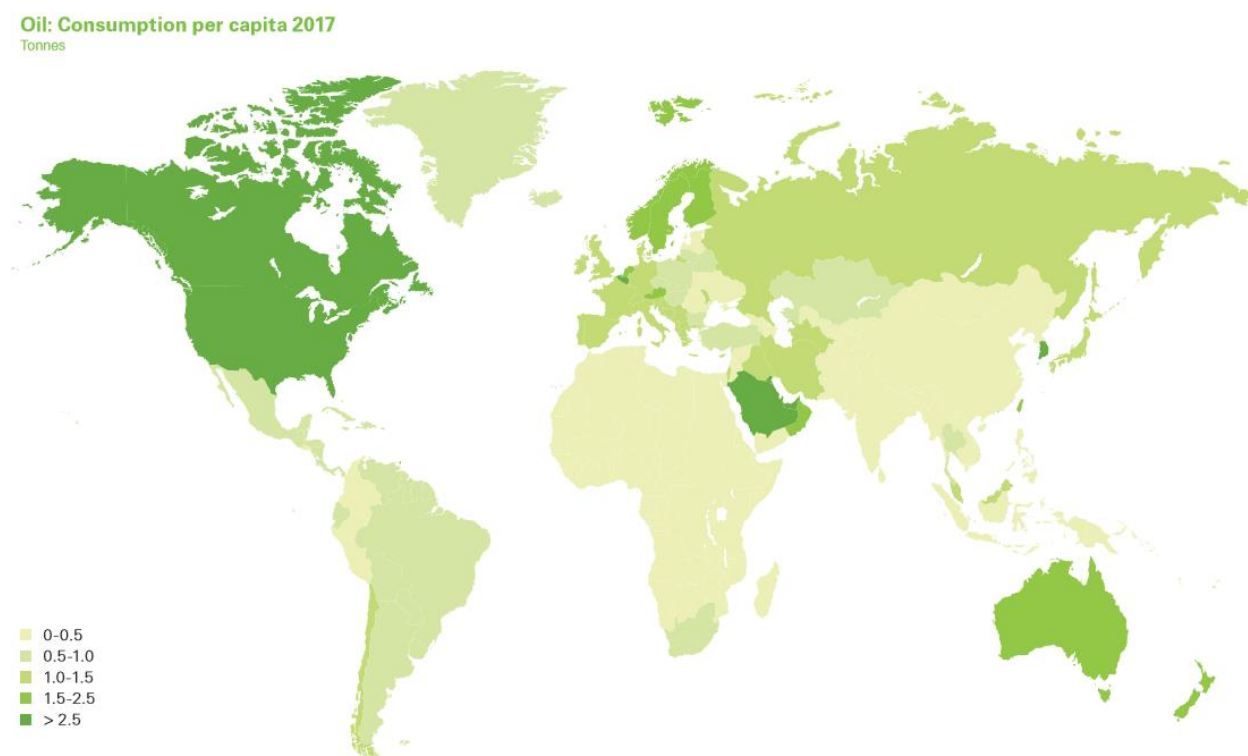
X. Pourquoi le pétrole a encore de beaux jours devant lui ?

Selon le dernier rapport de l'Agence internationale de l'énergie²³, la consommation d'or noir va continuer à progresser au rythme d'un million de barils supplémentaires par jour jusqu'en 2025. Puis, cette progression ralentirait à 250 000 barils par jour par an jusqu'en 2040.

La soif inextinguible de pétrole proviendrait majoritairement des pays émergents (Image 3). La Chine serait en tête du peloton avec une consommation journalière de 13 millions de barils par jour en 2040. L'Empire du Milieu deviendrait ainsi le premier consommateur brut du monde.

En revanche, la consommation en Europe, en Amérique du Nord et au Japon devrait progressivement reculer. Une forte croissance de la demande proviendrait également de l'Inde, pays pour lequel la demande en énergie va doubler au cours des 20 prochaines années. En 2030, le Moyen-Orient et l'Inde consommeraient à eux seuls plus que l'Union européenne.

Image 3 : Consommation de pétrole par tête de pipe en 2017



Source : BP

La demande continuera à augmenter pour les camions, les avions, le transport maritime ou encore la pétrochimie, portée par la demande de plastique. Ces quatre secteurs absorberont près de la moitié (48 %) du brut en 2040, contre 41 % aujourd'hui. " Mais pour répondre à cette croissance à court terme il faudra doubler le nombre d'approbations de projets pétroliers conventionnels par rapport à leurs faibles niveaux actuels", a déclaré le directeur exécutif de

²³ Voir : <https://www.iea.org/newsroom/news/2018/november/world-energy-outlook-2018-examines-future-patterns-of-global-energy-system-at-a-t.html>

l'Agence d'information sur l'énergie, Fatih Birol. *"Sans une telle reprise de l'investissement, la production américaine de schiste, qui a déjà augmenté à un rythme record, devrait ajouter plus de 10 millions de b/j d'ici 2025, soit l'équivalent de l'ajout d'une autre Russie à l'offre mondiale de brut en l'espace de sept ans - ce qui serait un exploit sans précédent dans l'histoire."*

XI. Estimation du nombre de barils manquants²⁴

	2015	2016	2017	2018
Invest. nécessaires déplétion	640 milliards \$	640 milliards \$	640 milliards \$	640 milliards \$
Invest. réalisés déplétion	518 milliards \$	374 milliards \$	389 milliards \$	413 milliards \$
Investissements manquants déplétion <i>par année</i>	-122 milliards \$	-266 milliards \$	-251 milliards \$	-227 milliards \$
Investissements manquants déplétion <i>cumulés</i>	-122 milliards \$	-388 milliards \$	-639 milliards \$	-866 milliards \$
Investissements manquants déplétion par année	-19,06%	-41,56%	-39,22%	-35,47%
Par rapport au taux de déplétion à 5%	-0,95%	-2,08%	-1,96%	-1,77%
Production de pétrole	96 805 809 b/j	97 252 882 b/j	97 905 934 b/j	100 090 000 b/j ²⁵
Part production du pétrole conventionnel (95% de la production ²⁶)	91 965 519 b/j	92 390 238 b/j	93 010 637 b/j	95 085 500 b/j
Barils manquants ²⁷ à cause déplétion <i>par année</i>	-873 673 b/j	-1 921 717 b/j	-1 823 009 b/j	-1 683 014 b/j
Barils manquants à cause déplétion <i>cumulés</i>	-873 673 b/j	-2 795 390 b/j	-4 618 399 b/j	-6 301 413 b/j

Sur les 4 années représentées, il manquerait 866 milliards de dollars d'investissement pour pallier au phénomène naturel de la déplétion. Un tiers des investissements n'aurait donc pas eu lieu. Il aurait en effet fallu investir 2 560 milliards de dollars, comme le préconise l'Agence d'information de l'énergie. Parce que ce taux de déplétion est estimé aux alentours de 5%, c'est aux alentours de 6 301 413 millions de barils de pétrole conventionnel par jour qui ne seraient pas remplacés. S'ajoute à cela, la demande nouvelle qui croît d'année en année et pour laquelle il aurait aussi fallu investir. Cette demande est actuellement satisfaite avec les réserves précédemment construites, grâce aux investissements effectués lors des années

²⁴ Cette estimation part d'un scénario optimiste pour la production. La fourchette la plus haute pour les investissements en exploration et production a été choisie pour l'année 2018

²⁵ Il s'agit d'une estimation à court terme de l'Agence d'information sur l'énergie

²⁶ De nos jours, 95% de la production de pétrole provient des sources conventionnelles. Un taux annuel de déplétion de 5% a été retenu pour ce pétrole.

²⁷ Le nombre de barils manquants est uniquement calculé pour le pétrole conventionnel.

précédentes. La demande accumulée lors de ces quatre années se chiffre à 6 228 186 de barils par jour.

	2015	2016	2017	2018
Hausse de la demande <i>par année</i>	1 981 955 b/j	1 181 378 b/j	1 544 854 b/j	1 520 000 b/j
Hausse de la demande <i>cumulée</i>	1 981 955 b/j	3 163 333 b/j	4 708 187 b/j	6 228 187 b/j
Part production du pétrole conventionnel (95% de la production)	-1 882 857 b/j	-1 122 309 b/j	-1 467 611 b/j	-1 444 000 b/j
Part production du pétrole non conventionnel	-99 098 b/j	-59 069 b/j	-77 243 b/j	-76 000 b/j

Ainsi, le déficit cumulé serait de 12 218 190 (6 301 413 + 5 916 777) de barils de pétrole conventionnel par jour et de 311 410 barils de pétrole non conventionnel par jour. Ceci représenterait un total de 12 529 600 (12 218 190 + 311 410) de barils manquants par jour, soit l'ajout rapide d'un producteur de pétrole encore plus important que l'Arabie saoudite (Tableau 3), ce qui paraît résolument impossible. Ce sous-investissement devrait d'ailleurs commencer à avoir des impacts négatifs notables entre 2020 et 2022.

Enfin, ce raisonnement comporte une marge de sécurité, car il ne calcule pas de taux de déplétion pour le pétrole non conventionnel lors des années 2015, 2016, 2017 et 2018 et part du principe que les investissements pétroliers reviendraient à la normale d'ici 2019.

Tableau 3 : Les 10 plus grands producteurs de pétrole en part de la production mondiale totale de pétrole en 2017²⁸

The 10 largest oil¹ producers and share of total world oil production² in 2017

Country	Million barrels per day	Share of world total
United States	15.65	16%
Saudi Arabia	12.09	12%
Russia	11.21	11%
Canada	4.96	5%
China	4.78	5%
Iran	4.69	5%
Iraq	4.45	5%
United Arab Emirates	3.72	4%
Brazil	3.36	3%
Kuwait	2.82	3%
Total top 10	52.10	53%
World total	98.06	

¹ Oil includes crude oil, all other petroleum liquids, and biofuels.

² Production includes domestic production of crude oil, all other petroleum liquids, biofuels, and refinery processing gain.

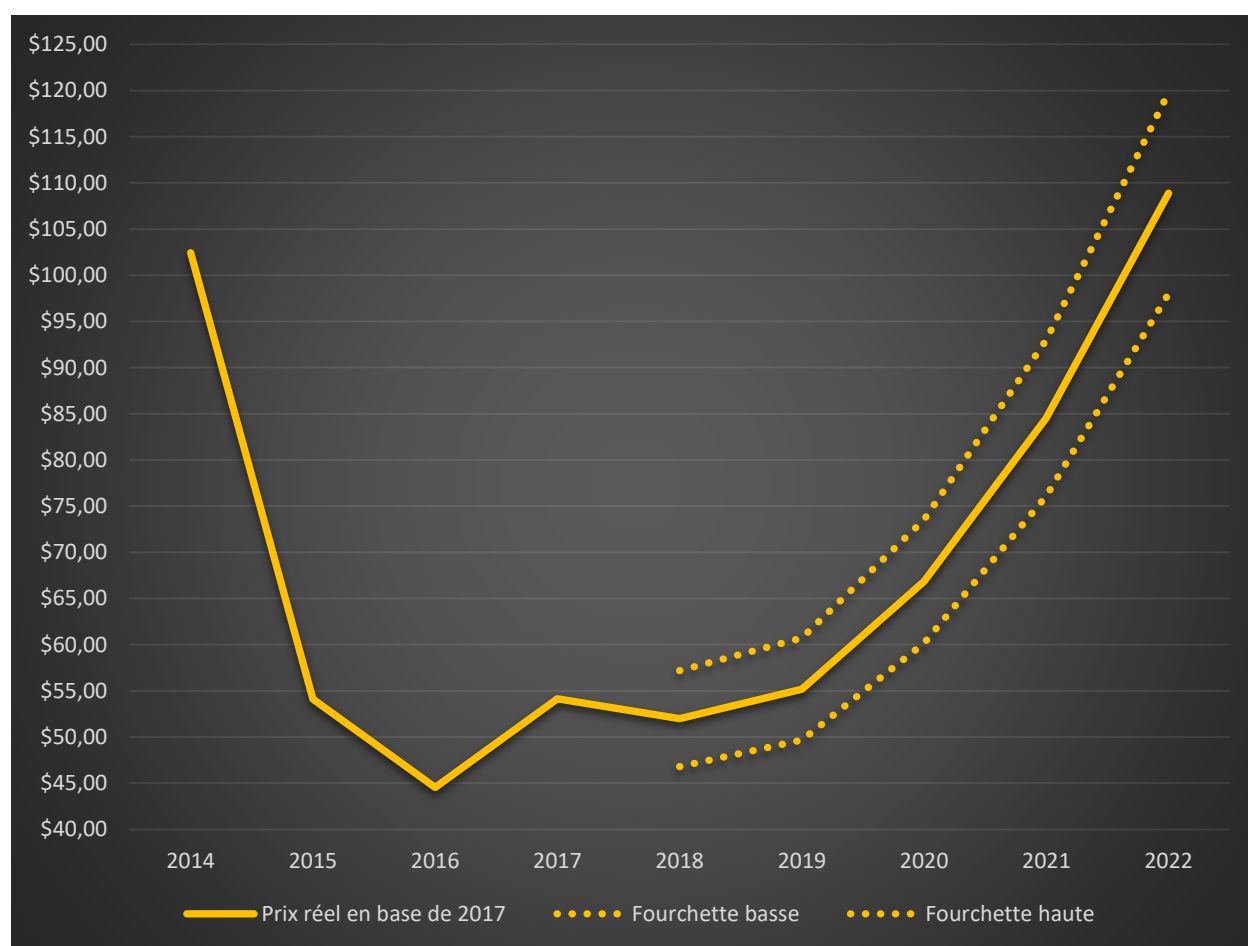
Source : Agence d'information sur l'énergie

²⁸ Voir : <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=709&t=6>

XII. Estimation des prix futurs du Brent

Parce que les méthodes employées pour estimer les futurs prix du Brent partent de plusieurs hypothèses, nous communiquerons uniquement les résultats obtenus²⁹. Il s'agit d'estimations et non de réelles prévisions, qui au demeurant sont effectuées par l'auteur et ne reflètent pas les compétences d'analyse prédictive d'IDEA. Rappelons que sur ce marché spéculatif, de nombreuses variables psychologiques et géopolitiques seraient aussi à prendre en compte. Dès lors, une marge de sécurité comportant une fourchette basse et haute de plus ou moins 10%, qui semble être un strict minimum, sera donnée (Graphes 8 & 9).

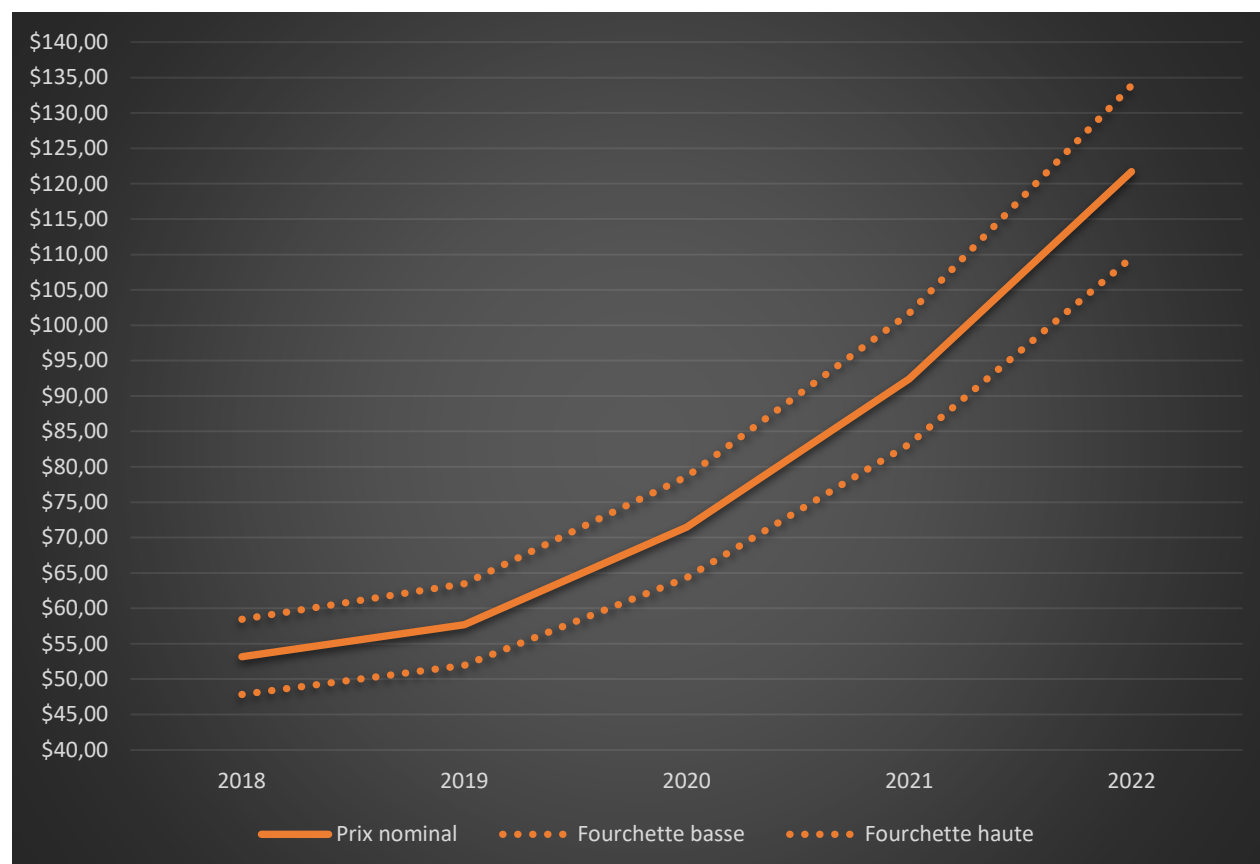
Graph 8 : Estimation des prix moyens et futurs du Brent par année -en prix réel de base 2017- (2014 - 2022)



Source : calculs de l'auteur

²⁹ Ces estimations ont été obtenues en calculant la différence entre la consommation et la production de pétrole pour chaque année. Une moyenne de cette différence sur 7 ans (6 années antérieures) est alors réalisée, afin de lisser les tendances de sous ou de surproduction sur un cycle de moyen terme. Le logiciel EViews a permis de retirer l'autocorrélation avec la création d'une autre variable, correspondant au décalage d'une période de la variable dépendante (one period lag). Le modèle est significatif et ne comporte pas d'hétéroscédasticité.

Graphe 9 : Estimation des prix moyens et futurs du Brent par année - en prix nominal - (2018 - 2022)



Source : calculs de l'auteur

Le tableau ci-dessous résume les résultats obtenus, qui viennent d'être présentés à l'aide des deux graphiques précédents. Il convient de rappeler qu'il s'agit de valeurs moyennes annuelles et non de points hauts ou de points bas.

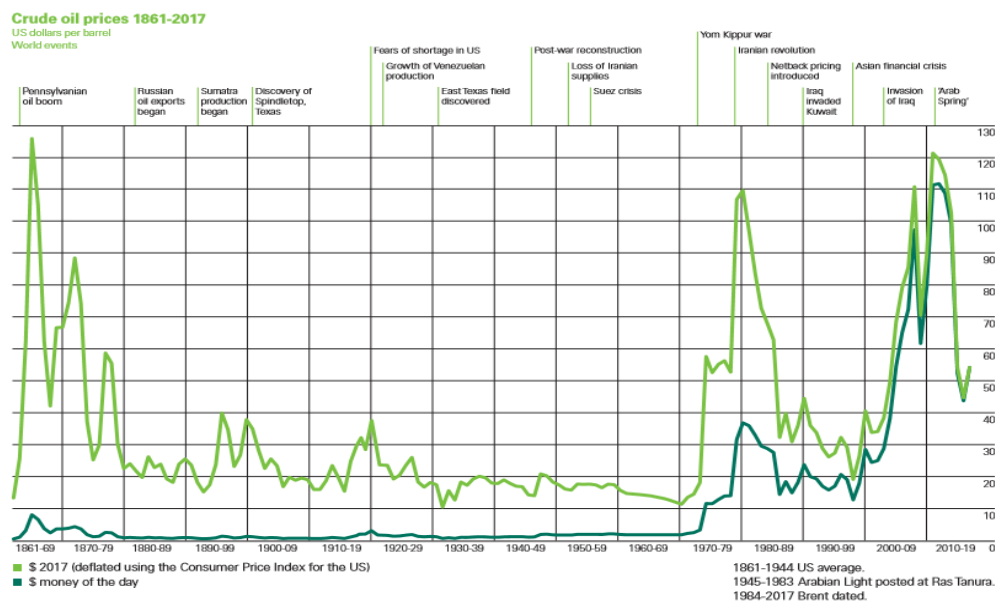
	2018	2019	2020	2021	2022
Prix réel en base de 2017	\$51,98	\$55,19	\$66,85	\$84,56	\$108,90
<i>PR³⁰ : Fourchette basse</i>	<i>\$46,78</i>	<i>\$49,67</i>	<i>\$60,17</i>	<i>\$76,10</i>	<i>\$98,01</i>
<i>PR : Fourchette haute</i>	<i>\$57,18</i>	<i>\$60,71</i>	<i>\$73,54</i>	<i>\$93,01</i>	<i>\$119,79</i>
Prix nominal	\$53,15	\$57,70	\$71,47	\$92,43	\$121,71
<i>PN : Fourchette basse</i>	<i>\$47,84</i>	<i>\$51,93</i>	<i>\$64,32</i>	<i>\$83,18</i>	<i>\$109,54</i>
<i>PN : Fourchette haute</i>	<i>\$58,47</i>	<i>\$63,47</i>	<i>\$78,61</i>	<i>\$101,67</i>	<i>\$133,89</i>

³⁰ PR signifie prix réel (ici en base de 2017) et PN prix nominal.

XIII. Conclusion

En raison de la forte baisse des investissements depuis 2015, nous risquons d'observer une baisse de la production de pétrole conventionnel³¹ aux alentours de 2020 à 2022. Etant donné que les grands projets pétroliers prennent plusieurs années avant de déboucher sur une production de pétrole, il est fort probable que les espoirs se tourneront vers les pétroliers de schiste, puisqu'il faudra trouver du pétrole rapidement pour répondre aux besoins de plus en plus pressants. Ces producteurs sont les plus rapides à produire, nécessitant en règle générale une période de trois à six mois. Les pays de l'OPEP et ceux alliés du cartel pourront dans le même temps relâcher leurs quotas de production. Parce que le déficit d'investissement dans l'exploration et la production a été très conséquent, les pétroliers de schiste et les pays membres du cartel ne pourront pas à eux seuls combler ce manque. D'autant plus que pour les pétroliers de schiste, d'importants problèmes de rentabilité, de logistique et de qualité de pétrole se poseront³². Dès lors, nous ne parlerons plus du pétrole comme s'il en existait un seul, mais de plus en plus des différents types de pétrole. Le marché sera ainsi très tendu et la demande risquera d'être nettement supérieure à l'offre. Il est donc fortement probable que les cours du pétrole vont encore augmenter, risquant d'atteindre les 100 dollars pour le Brent à la fin de l'année 2020 ou au courant de l'année 2021. A moyen terme, il est possible que nous nous dirigions vers un nouveau choc pétrolier, pouvant d'ailleurs être accentué par un ou plusieurs événements géopolitiques majeurs pour l'heure impossibles à prévoir.

Image 4 : Historique des prix du pétrole brut en nominal et déflaté en utilisant l'indice des prix à la consommation américain (1861 - 2017)



Source : BP

³¹ De nos jours, la production de pétrole conventionnel représente 95% de la production totale.

³² Outre le Bassin permien, nous voyons apparaître des problèmes de surcapacité au Canada, où le pétrole actuel se vend dans les environs des 10 à 20 dollars à certains endroits. Voir : <https://www.economist.com/the-economist-explains/2018/11/27/why-is-albertas-oil-so-cheap>